



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RAIMUNDO FURTADO SAMPAIO

**SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDO: UMA ABORDAGEM BASEADA EM
MULTIAGENTE APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO**

FORTALEZA

2017

RAIMUNDO FURTADO SAMPAIO

SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDO: UMA ABORDAGEM BASEADA EM
MULTIAGENTE APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientadora: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S186s Sampaio, Raimundo Furtado.
Sistema de automação distribuído: uma abordagem baseada em multiagente aplicada a sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão / Raimundo Furtado Sampaio. – 2017.
226 f. : il. color.
- Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.
Orientação: Prof. Dr. Ruth Pastora Saraiva Leão.
Coorientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.
1. Automação da distribuição. 2. Redes elétricas inteligentes. 3. Sistema de distribuição de energia elétrica. 4. Sistemas distribuídos. 5. Sistema multiagente. I. Título.

CDD 621.3

RAIMUNDO FURTADO SAMPAIO

SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DISTRIBUÍDO: UMA ABORDAGEM BASEADA EM
MULTIAGENTE APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 19/09/2017.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Diego Issicaba
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Prof. Dr. Filipe de Oliveira Saraiva
Universidade Federal do Para (UFPA)

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

A minha esposa Maria da Glória C. Sampaio,
Ao meu filho Felipe Carvalho Sampaio,
Aos meus pais Leônidas e Raimunda
(Mundinha) e irmãos,
A minha tia Ir. Maria Teresa (*in memoriam*),
A meu tio Pe. José Leite Sampaio (*in
memoriam*),
Aos meus orientadores, Profa. Ruth e Prof.
Giovanni,
A todos os familiares e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus que me iluminou com saúde, paciência, força e determinação na realização deste sonho.

Aos meus pais, esposa, filho, irmãos e tios que são a base concreta de sustentação da minha vida.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, e em especial, aos meus orientadores Prof. Giovanni Cordeiro Barroso e Profa. Ruth Pastôra Saraiva Leão pelos ensinamentos, orientação e compreensão e ao Prof. Lucas Silveira Melo que contribuiu diretamente com a construção da plataforma Python Agent Development (PADE), utilizada no desenvolvimento dos subsistemas que compõem o Sistema Multiagente para Automação de Sistemas de Distribuição de Energia (SMAD) em Média Tensão, objeto desta Tese.

À equipe do Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI), em especial ao Tiago Mota, Mateus Vieira, Mapse Ferreira, Francisco Neto, Rafaela Barbosa, Mário Sérgio, Lucas Félix, Felipe Carvalho, Lucas Mateus, Adson Alves, Arnold Lima, Watson Cavalcante, Mário Barreto, Fernando Américo, Daniel Vasconcelos, Lucélia Alves, Ubirajara Bandeira, Aluísio Vieira, Caio Vasconcelos, João Victor Barros, Rodrigo Carvalho e Amaury Rios pela contribuição direta no avanço da pesquisa e nos desenvolvimentos dos subsistemas que compõem o SMAD.

Ao CNPQ pelo apoio financeiro através do projeto de P&D de Redes Elétricas Inteligentes.

À Coelce/Enel pelo apoio financeiro através do projeto de P&D de Redes Elétricas Inteligentes e por ser a base do meu crescimento profissional.

Aos meus amigos da Coelce/Enel Alberto de Castro, Alda Martins, Anadite Luna, Eudes Barbosa, Eduardo Formiga, Giordane Silveira, Jacinta Mota, Júlio Marciel, Keyla Câmara, Klendson Canuto, Marcus Superbus, Montezuma, Roberto Garrido Ribamar Filgueiras, Sandra Alenquer, Silvia Costa e Wilson Barreto pelo companheirismo e contribuição e incentivo para o crescimento pessoal e profissional.

Aos amigos professores dos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia da Computação do Campus UFC Sobral, que torceram pela conquista do meu doutorado.

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein.

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão (SDMT), tradicionalmente, possuem topologias radiais de baixa confiabilidade e escassos investimentos tecnológicos, operacionais e de automação, o que se traduz em fatores limitantes para a evolução das Redes Elétricas Inteligentes (REI), em curto prazo, em função do alto investimento requerido. Dentro desse contexto, esta Tese tem como objetivo apresentar uma metodologia de Projetos Orientados a Agentes (POA) aplicados para automação dos SDMT com diferentes características topológicas, operacionais e de automação. O projeto arquitetural do Sistema Multiagente de Automação da Distribuição (SMAD) proposto compreende Sistema Multiagente de Diagnóstico de Falta (SMDF), Sistema Multiagente de Diagnóstico, Localização e Isolamento de Falta (SMDIF), Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA), Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Geração Distribuída (SMGD), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Microrredes (SMGM), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Qualidade da Energia (SMGQE), Sistema Multiagente para Gerenciamento de Medição de Energia (SMGM), Sistema Multiagente para Controle de Tensão (SMCT), Sistema Multiagente para Monitoramento de Equipamentos (SMME) e Sistema Multiagente para Gestão de Ativos da rede elétrica (SMGA). A metodologia proposta na Tese utiliza uma plataforma de desenvolvimento de agentes em linguagem *Python* (PADE) e um Sistema Configurador e Simulador de Rede (SCSR) para construção de metamodelos XML-CIM (*Extensible Markup Language-Common Information Model*) e XML-RNP (Representação Nó-Profundidade) integrados a ferramentas de cálculos elétricos, ambos construídos no Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) para alavancar os sistemas distribuídos aplicados às REI. Os vários sistemas comunicam-se entre si usando padrão FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*), integrados a Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) de proteção, controle e sinalização existentes no SDMT, via protocolo de comunicação padrão do setor elétrico. As etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e testes da metodologia para desenvolvimento do SMAD foram testadas e validadas no desenvolvimento dos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA. Esses subsistemas foram desenvolvidos na plataforma *Python Agent Development* (PADE), padrão FIPA, e implantados em uma rede de computadores integrada à IED de proteção, via protocolo de comunicação MMS (*Manufacturing Message Specification*) padrão IEC 61.850, e testados no Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade Federal do Ceará, apresentando

resultados satisfatórios na localização, isolamento e recomposição do SDMT de forma *off-line* e automática.

Palavras-chave: Automação da Distribuição. Redes Elétricas Inteligentes. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Sistemas Distribuídos. Sistema Multiagente.

ABSTRACT

The electric power distribution systems in medium voltage (SDMT) traditionally have radial topology with low reliability and low investment in technology, operation and automation, which restrict the evolution to smart grids (REI), in the short term, due to the high investment required. Within this context, this thesis aims to present a methodology for Agents-oriented Projects (POA) applied to the automation in medium-voltage distribution systems with different topological, automation, and operational features. The architectural design of Multi-agent System of distribution automation (SMAD) proposed comprises Multi-agent System of Fault Diagnosis (SMDF), Multi-agent System of Diagnosis, Localization, and Fault Isolation (SMDIF), Multi-agent System for Automatic Restoration (SMRA), Multi-agent System of Adaptive Protection (SMPA), Multi-agent System of Distributed Generation Management (SMGD), Multi-agent System of Microgrids Management (SMGM), Multi-agent System of Quality of Power Management (SMGQE), Multi-agent System for Energy Metering Management (SMGM), Multi-agent System for Voltage Control (SMCT), Multi-agent System for Equipment Monitoring (SMME) and Multi-agent System for Asset Management of power network (SMGA). The methodology proposed in the thesis uses a platform for development of agents in Python language (PADE) and a Configurator System and Network Simulator (SCSR) for building of metamodelos XML-CIM (Extensible Markup Language-Common Information Model) and XML-RNP (Node-Depth Representation) integrated to electrical calculation tools, both built in Smart Power Grid Group (GREI) to leverage the distributed systems applied to smart grids. The various systems communicate with each other using standard FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents), integrated into Intelligent Electronic Devices (IED) of protection, control and signaling existing in the SDMT, via standard communication protocol of the power sector. The stages of planning, analysis, design, implementation and testing of the methodology for development of the SMAD were tested and validated in the development of SMDF, SMDIF and SMRA subsystems. These subsystems have been developed in Python Agent Development Platform (PADE), FIPA standard, and deployed in a computer network integrated to IED of protection, via communication protocol MMS (Manufacturing Message Specification) of IEC 61850, and tested in the laboratory of Smart Power Grid Group of the Federal University of Ceará, presenting suitable results in location, insulation and re-composition of the SDMT so offline and automatically.

Keywords: Smart grids. Distribution Automation. Electric Power Distribution System. Distributed Systems. Multiagent System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Diagrama unifilar simplificado do SEP.	36
Figura 2.2 - Sistema de distribuição de energia elétrica em média e baixa tensão.	37
Figura 2.3 - SDMT com topologia radial com recurso.	39
Figura 2.4 - Zonas de proteção de uma subestação	40
Figura 2.5 - (a) IED proteção, (b) IED controle e (c) IED Sinalização	42
Figura 2.6 - Blocos funcionais dos IED de proteção e suas interfaces externas.	43
Figura 2.7 - Hierarquia da automação de SED.	45
Figura 2.8 - Histórico e composição da norma IEC 61.850.	48
Figura 2.9 - Estrutura hierárquica do SAS baseada na norma IEC 61.850.	50
Figura 2.10 - Níveis hierárquicos e interfaces de comunicação do SAS.	51
Figura 2.11 - Estrutura do SDMT e SDBT do COD integrada ao teleatendimento.	53
Figura 2.12 - Diagrama de atividades da sequência de eventos para recomposição do SDMT após uma falta.	54
Figura 2.13 - Estrutura hierárquica da automação da distribuição de energia elétrica.	55
Figura 2.14 - Tempo de restabelecimento da rede após uma falta com e sem funções avançadas de automação no SDMT.	56
Figura 2.15 - Estrutura da governança em REI.	60
Figura 2.16 - Arquitetura de aplicações REI.	61
Figura 2.17 - Histórico de publicações de SMA aplicado em periódicos do IEEE.	63
Figura 2.18 - Histórico do uso de protocolos de comunicação em SMA aplicado a SEP.	64
Figura 3.1 - SD organizado como middleware.	71
Figura 3.2 - Capacidades de um SMA.	74
Figura 3.3 - Operação de um SMA e interações dos agentes.	75
Figura 3.4 - Componentes de um agente.	76
Figura 3.5 - Arquitetura centralizada ou horizontal.	79
Figura 3.6 - Arquitetura hierárquica ou vertical	80
Figura 3.7 - Arquitetura híbrida ou 3D.	81
Figura 3.8 - Plataforma de sistemas multiagentes definida pela FIPA.	82
Figura 3.9 - Comunicação entre agentes.	83
Figura 3.10 - Arquitetura da plataforma de gerenciamento de agentes do PADE.	89
Figura 4.1 - Ciclo de vida de um software.	91
Figura 4.2 - Diagrama de caso de uso do SDMT.	97

Figura 4.3 - Exemplo de grafo.	98
Figura 4.4 - Representação matricial em RNP de um grafo conexo e acíclico.....	99
Figura 4.5 - Configurações da RNP antes e após o processo de poda.....	100
Figura 4.6 - Configurações da RNP antes e após o processo de inserção.....	100
Figura 4.7 - Diagrama unifilar da rede Pici da UFC na sua condição normal de operação.	102
Figura 4.8 - (a) RNP de alimentador da rede Pici e (b) RNP de alimentador da rede Pici na forma matricial.	102
Figura 4.9 - Diagrama unifilar de mapeamento da rede Pici em RNP de setor.	103
Figura 4.10 - RNP dos setores A – E para a condição normal.....	104
Figura 4.11 - SCSR modelado por meio de diagrama de caso de uso em UML.	105
Figura 4.12 - SCSR integrado ao SMAD desenvolvido na plataforma PADE.	106
Figura 4.13 - Conceito de nó lógico e conexão lógica.....	108
Figura 4.14 - Aplicação de nós lógicos.	108
Figura 4.15 - Modelo de informação de um IED baseado no padrão IEC 61.850.	110
Figura 4.16 - Hierarquia de objetos do IEC 61.850.	111
Figura 4.17 - Decomposição do nó lógico XCBR.	112
Figura 4.18 - Descrição da informação do NL na estrutura de dados.	113
Figura 4.19 - Diagrama de caso de uso de um IED proteção.	114
Figura 4.20 - Exemplo de fluxo de dados entre nós lógicos de um IED Proteção associado a um religador.....	117
Figura 5.1 - Visão geral da metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD.	120
Figura 5.2 - Diagrama de caso de uso do SMAD.	125
Figura 5.3 - Estrutura hierárquica do SMAD.	127
Figura 5.4 - Modelo da estrutura hierárquica do SMAD.	128
Figura 5.5 - Agentes internos e externos dos subsistemas do SMAD.....	129
Figura 5.6 - Arquitetura de comunicação entre agentes e entre SMAD.	131
Figura 5.7 - Meta-modelo da RNP do SDMT.	133
Figura 5.8 - Metas globais do SMRA.	136
Figura 5.9 - Modelagem da comunicação entre agentes para recomposição do SDMT.	137
Figura 5.10 - Diagrama funcional e modelo lógico e de dados de IED de proteção.	141
Figura 5.11 - Aplicação dos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA no SDMT.	142
Figura 5.12 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com religadores distribuídos nos alimentadores.....	143
Figura 5.13 - Arquiteturas e conexões lógicas e físicas dos SMRA.	144

Figura 5.14 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com seccionizadores ao longo dos alimentadores.....	145
Figura 5.15 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com chaves motorizadas distribuídas nos alimentadores.....	146
Figura 5.16 - SMDIF aplicado a SDMT radial com chaves distribuídas nos alimentadores.	147
Figura 5.17 - Arquitetura e conexões lógicas e físicas de um SMDIF.....	147
Figura 5.18 - SMDF aplicado a SDMT radial ou radial com recurso com indicadores de faltas distribuídos nos alimentadores.....	148
Figura 5.19 - Arquitetura e conexões lógicas e físicas de um SMDF.....	148
Figura 5.20 - Modelo de integração do SMAD utilizando protocolos FIPA e IEC 61.850. .	149
Figura 5.21 - Configuração da função de sobrecorrente.....	150
Figura 5.22 - Dicionário com as informações recebidas de um IED via <i>dataset</i>	152
Figura 5.23 - Diagrama de classe do agente monitoramento.....	153
Figura 5.24 - Diagrama de atividades do agente monitoramento.....	154
Figura 5.25 - Diagrama de classe do agente controle.....	155
Figura 5.26 - Diagrama de atividades do agente controle.....	155
Figura 5.27 - Exemplo de meta-modelo XML-RNP representando computacionalmente os dados do SDMT.....	156
Figura 5.28 - Diagrama de classe do agente diagnóstico e configuração.	157
Figura 5.29 - Fluxograma de análise de descoordenação das proteções implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.	158
Figura 5.30 - Fluxograma de análise de isolamento de trechos implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF	158
Figura 5.31 - Diagrama de classe do agente negociação.	159
Figura 5.32 - Diagrama de atividades do agente negociação.....	160
Figura 5.33 - Diagrama de sequência do SMRA.	163
Figura 5.34 - Diagramas funcional e lógico de IED integrados via barramento IEC 61.850.	164
Figura 5.35 - Diagramas funcional e lógico do agente seletividade lógica.	165
Figura 5.36 - Diagramas funcional e lógico do agente detector de falha de equipamento e isolamento de trecho.	165
Figura 5.37 - Diagramas funcional e lógico do agente anti-ilhamento.	166
Figura 6.1 - Diagrama unifilar simplificado da rede de distribuição de média tensão de Aquiraz.	168

Figura 6.2 - Representação nó profundidade da rede Aquiraz.....	169
Figura 6.3 - Projeto arquitetural do SMRA.....	171
Figura 6.4 - Plataforma de implementação e testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.....	172
Figura 6.5 - Simulações de faltas na SED AQZ e no SDMT AQZ para teste e validação do SMRA.....	175
Figura 6.6 - Processo de recomposição do trecho T6.....	177
Figura 6.7 - Poda e inserção de RNP durante o processo de recomposição do trecho T6 do SDMT AQZ: (a) RNP podada do SDMT AQZ pelo SMRA AQZ e (b) RNP inserido na RNP ESB pelo SMRA ESB.....	177
Figura 6.8 - Log de atividades dos agentes do SMRA para recompor o trecho T6 após a falta em T5.....	178
Figura 6.9 - Teste do SMRA aplicado a uma rede de distribuição com religadores e proteções coordenadas.....	179
Figura 6.10 - Poda e inserção de RNP no processo de recomposição do trecho T13 do SDMT AQZ: (a) RNP podada do SDMT AQZ pelo SMRA AQZ e (b) RNP inserido na RNP AGF pelo SMRA AGF.....	179
Figura 6.11 - Log de atividades dos agentes do SMRA durante o processo de recomposição do trecho T13 após atuação descoordenada das proteções.....	180
Figura 6.12 - Teste do SMRA aplicado a uma rede de distribuição com chaves motorizadas ao longo dos alimentadores.....	181
Figura 6.13 - Teste do SMDIF aplicado a uma rede de distribuição radial com chaves motorizadas e manuais ao longo dos alimentadores.....	182
Figura 6.14 - Log de atividades dos agentes do SMDIF durante o processo de recomposição do trecho T13.....	183
Figura 6.15 - Teste do SMDF aplicado a uma rede de distribuição com chaves manuais e IED sinalizadores de faltas ao longo dos alimentadores.....	183
Figura 6.16 - Log de atividades dos agentes do SMDF.....	184
Figura 6.17 - Esquemático da plataforma de implementação e testes do SMIED Padrão IEC 61.850.....	186
Figura 6.18 - Esquemático de simulação do agente seletividade lógica.....	188
Figura 6.19 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente seletividade lógica.....	189

Figura 6.20 - Esquemático de simulação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho coletados do testador hexafásico.	190
Figura 6.21 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho.....	191
Figura 6.22 - Esquemático de simulação do agente isolador de trecho e anti-ilhamento.	191
Figura 6.23 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente isolador de trecho e anti-ilhamento.	192
Figura 6.24 - Esquemático de simulação do agente recomposição automática.	193
Figura 6.25 - Resultados dos testes do agente isolador de trechos e recomposição automática.	194

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Tensões padronizadas no Brasil.	36
Tabela 2.2 - Estrutura da norma IEC 61.850.....	49
Tabela 2.3 - Técnicas para desenvolvimento de funções de automação com inteligência centralizada.	57
Tabela 2.4 - Principais projetos de implantação de REI no mundo.	59
Tabela 2.5 - Comparação das redes elétricas tradicionais em relação às REI.	60
Tabela 2.6 - Pesquisa e desenvolvimento de SMA aplicado à engenharia elétrica.	62
Tabela 3.1 - Quadro comparativo entre sistemas distribuídos e REI.	72
Tabela 3.2 - Arquiteturas de agentes.	78
Tabela 3.3 - Critério para escolha de plataformas para desenvolvimento de SMA padrão FIPA.	85
Tabela 3.4 - Principais módulos do PADE.	87
Tabela 3.5 - Comparação entre as plataformas PADE e JADE.	88
Tabela 4.1 - Metodologias para POA e suas conexões com outros elementos.	92
Tabela 4.2 - Relação de grupos de nós lógicos.	109
Tabela 4.3 - Mapeamento dos pontos de automação dos IED proteção da SED e SDMT. ...	115
Tabela 4.4 - Função e descrição dos nós lógicos dos IED da SED e SDMT.	116
Tabela 5.1 - Responsabilidades dos agentes.	129
Tabela 5.2 - Metas individuais dos agentes.	130
Tabela 5.3 - <i>Dataset</i> padrão configurado no IED para integração com o SMRA.	151
Tabela 5.4 - Ontologias e conteúdo de mensagem.	161
Tabela 5.5 - Ontologias e conteúdo de mensagem (continuação).	162
Tabela 6.1 - Condição nominal de carga da rede Aquiraz.	170
Tabela 6.2 - Especificação dos endereços IP implantados nos equipamentos da plataforma de implementação e testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.	173
Tabela 6.3 - Especificações dos AID dos agentes.	174
Tabela 6.4 - Simulações de faltas na SED e nos trechos do SDMT_AQZ.	175
Tabela 6.5 - Estudos de casos utilizados nos testes dos subsistemas do SMAD.	176
Tabela 6.6 - Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.	184

Tabela 6.7 - Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA (Continuação).....	185
Tabela 6.8 - Codificação, endereços IP e software de comunicação dos equipamentos utilizados na implementação e testes dos agentes IED, padrão IEC 61.850, do SMIED.....	187
Tabela 6.9 - Estrutura de comunicação do agente seletividade lógica implementada no SMIED e as respectivas mensagens GOOSE.....	188
Tabela 6.10 - Estrutura de comunicação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho implementada no SMIED.....	190
Tabela 6.11 - Estrutura de comunicação do agente anti-ilhamento implementada no SMIED.	192
Tabela 6.12 - Estrutura de comunicação do agente isolador de trechos e recomposição automática implementado no SMIED.....	193

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AC	Agente Controle
ACL	<i>Agent Communication Language</i>
ACom	Agente Comunicação
AD	Automação da Distribuição de Energia Elétrica
ADC	Agente Diagnóstico e Configuração
AEc	Agente Externo de Controle
AEp	Agente Externo de Proteção
AEs	Agente Externo de Sinalização
AF	Agente Facilitador
AID	<i>Agent IDentifier</i>
AM	Agente Monitoramento
AMS	<i>Agent Management System</i>
AN	Agente Negociação
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta Tensão
BDI	Arquitetura de Crença-Desejo-Intenção (<i>Belief-Desire-Intention</i>)
BT	Baixa Tensão
CAO	<i>Change Ancestor Operator</i>
CCS	Centro de Controle do Sistema
CID	<i>Configured IED Description</i>
CIM	<i>Common Information Model</i>
COD	Centro de Operação da Distribuição
Coelce/Enel	Companhia Energética do Ceará/Enel Distribuidora do Ceará
COS	Centro de Operação do Sistema
CSWI	Controlador de Chave
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DF	<i>Directory Facilitator</i>
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DL	Dispositivo Lógico

DMIC	Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMS	<i>Distribution Managment System</i>
EAT	Extra Alta Tensão
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
GD	Geração Distribuída
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GREI	Grupo de Redes Eléctricas Inteligentes
IA	Inteligência Artificial
IAD	Inteligência Artificial Distribuída
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electric Committee</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IO	Instrução Operativa
LAN	Rede Local (<i>Local Area Network</i>)
LDAT	Linhas de Distribuição de Alta Tensão
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MMXU	Medição Operacional
MT	Média tensão
MTS	<i>Message Transport Service</i>
NL	Nó Lógico
OPC	<i>OLE for Process Control</i>
P2P	Par-a-Par (<i>peer-to-peer</i>)
PADE	<i>Python Agent DEvelopment</i>
PAO	<i>Preserve Ancestor Operator</i>
PDOF (67)	Função de Sobrecorrente Direcional
PIOC (50)	Função de Sobrecorrente Instantânea
POA	Projeto Orientado a Agente

POO	Projeto Orientado a Objeto
PTOC (51)	Função de Sobrecorrente Temporizada.
PTRC	Condicionador de <i>Trip</i>
PTUV (27)	Função de Subtensão
RBRF (50/62BF)	Falha de Disjuntor
RDP	Resolução Distribuída de Problemas
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RNP	Representação Nó Profundidade
RP	Redes de Petri
RREC (79)	Religamento
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SAS	Sistema de Automação de Subestação
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SCSR	Sistema Configurador e Simulador de Redes
SED	Subestação Distribuidora de Energia
SMAD	Sistema Multiagente para Automação da Distribuição
SMGA	Sistema Multiagente de Gestão de Ativos da rede elétrica
SMGD	Sistema Multiagente de Gerenciamento de Geração Distribuída
SMGM	Sistema Multiagente de Gerenciamento de Microrredes
SMGM	Sistema Multiagente de Gerenciamento da Medição de Energia
SMGQE	Sistema Multiagente de Gerenciamento da Qualidade de Energia;
SMIED	Sistema Multiagente IED baseado na Norma IEC 61.850.
SMME	Sistema Multiagente de Monitoramento de Equipamentos
SMPA	Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa
SMRA	Sistema Multiagente de Recomposição Automática
SRA	Sistema de Recomposição Automática
SRS	Sistema de Recomposição do Sistema Elétrico
SSD	<i>System Specification Description</i>
STAT	Sistema de Transmissão de Alta Tensão
STM	Sistema de Transporte de Mensagens
TC	Transformador de Corrente

TC 57	<i>Technical Committee57</i>
TCE	Transformadores de corrente eletrônicos
TCP/IP	<i>Transport Control Protocol/Internet Protocol</i>
TCTR	Transformador de Corrente (TC)
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
TP	Transformador de Potencial
TPE	Transformadores de Potencial Eletrônicos
TR	Transformador de Força
TVTR	Transformador de Potencial (TP)
UAT	Ultra Alta Tensão
UCA	<i>Utility Communications Architecture</i>
UCC	Unidade de Controle Central
UCD	Unidade de Central da Distribuição
UCL	Unidade de Controle Local
UCP	Unidade de Controle de Posição
UCS	Unidade de Controle da Subestação
UFC	Universidade Federal do Ceará
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
UTR	Unidade Terminal Remota
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i> (Rede Local Virtual)
WEB	<i>World Wide Web</i>
XCBR	Disjuntor
XML	<i>Extensible Markup Language</i>
XSWI	Chave
YPTR	Transformador de Potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	26
1.1	Histórico da operação de sistemas elétricos de distribuição	26
1.2	Justificativa	28
1.3	Objetivos	30
1.3.1	<i>Objetivo principal</i>	30
1.3.2	<i>Objetivos específicos</i>	30
1.4	Contribuições da Tese	31
1.4.1	<i>Contribuições científicas</i>	31
1.4.2	<i>Contribuições acadêmicas</i>	32
1.5	Estrutura do Trabalho	33
2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: DA AUTOMAÇÃO CONVENCIONAL ÀS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	35
2.1	Introdução	35
2.2	Sistema de distribuição de energia elétrica	35
2.2.1	<i>Estrutura do sistema elétrico de potência</i>	35
2.2.2	<i>Sistema de distribuição de energia elétrica</i>	37
2.2.3	<i>Sistema de proteção e controle</i>	39
2.3	Automação de subestações e de sistemas de distribuição de energia elétrica	44
2.3.1	<i>Terminologias</i>	44
2.3.2	<i>Estrutura hierárquica e evolução da automação de subestação</i>	45
2.3.3	<i>Automação da distribuição baseada na norma IEC 61.850</i>	47
2.3.4	<i>Automação do sistema de distribuição de média tensão</i>	53
2.4	Funções de automação inteligentes: Abordagens centralizada e distribuída.....	56
2.4.1	<i>Funções de automação com inteligência centralizada</i>	56
2.4.2	<i>Funções de automação com inteligência distribuída</i>	58
2.5	Considerações finais	70
3	SISTEMAS DISTRIBUÍDOS	71
3.1	Introdução	71
3.2	Introdução a sistemas distribuídos.....	71
3.3	Inteligência artificial.....	73
3.4	Sistemas Multiagentes	73
3.4.1	<i>Definição de agentes</i>	75

3.4.2	<i>Arquitetura dos agentes</i>	77
3.4.3	<i>Arquiteturas de sistemas multiagentes</i>	79
3.4.4	<i>Padronização de agentes</i>	82
3.4.5	<i>Plataforma para desenvolvimento de SMA</i>	84
3.5	Considerações Finais	89
4	TÉCNICAS E FERRAMENTAS APLICADAS NO DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA MULTIAGENTE PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	90
4.1	Introdução	90
4.2	Engenharia de software aplicada a sistemas distribuídos	90
4.2.1	<i>Engenharia de software orientado a objeto</i>	90
4.2.2	<i>Paradigma de objeto versus paradigma de agente</i>	91
4.2.3	<i>Metodologia de projeto orientado a agente</i>	92
4.3	Padrões e linguagens de modelagem e desenvolvimento	94
4.3.1	<i>Unified Modeling Language – UML</i>	95
4.3.2	<i>eXtensible Markup Language – XML</i>	95
4.3.3	<i>Modelagem do SDMT por meio de caso de uso</i>	96
4.3.4	<i>Modelagem e implementação da estrutura de dados da rede elétrica em grafo</i>	97
4.4	Projeto de automação orientado a objeto baseado na norma IEC 61.850	107
4.4.1	<i>Decomposição funcional do sistema de automação</i>	107
4.5	Mapeamento dos pontos de automação	113
4.5.1	<i>Modelagem do IED de proteção por meio de diagrama de caso de uso</i>	113
4.5.2	<i>Mapeamento dos pontos de automação analógicos e digitais de IED</i>	115
4.5.3	<i>Mapeamento dos nós lógicos e dos IED</i>	116
4.6	Considerações finais	117
5	METODOLOGIA DE PROJETO ORIENTADO A AGENTE PARA DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS MULTIAGENTES PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	119
5.1	Introdução	119
5.2	Metodologia proposta para desenvolvimento do SMAD	119
5.3	Etapa de planejamento do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição	119
5.4	Etapa de análise do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição	124
5.4.1	<i>Funcionalidade e hierarquia do SMAD</i>	124
5.4.2	<i>Etapa de análise de sistemas multiagentes para automação da distribuição</i>	128

5.4.3	<i>Etapa de análise de sistema multiagente IED padrão 61.850</i>	137
5.5	Fase de projeto do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição	141
5.5.1	<i>Fase de projeto do sistema multiagente para automação da distribuição padrão FIPA</i>	141
5.5.2	<i>Fase de projeto do sistema multiagente IED padrão IEC 61.850</i>	162
5.6	Considerações finais	166
6	IMPLEMENTAÇÃO E TESTE DE SUBSISTEMAS DO SISTEMA MULTIAGENTE DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	167
6.1	Introdução	167
6.2	Etapa de Implantação dos subsistemas do SMAD	167
6.2.1	<i>Sistemas de distribuição de média tensão de Aquiraz</i>	167
6.2.2	<i>Plataformas de implantação e testes dos subsistemas do SMAD padrão FIPA</i>	170
6.3	Etapa de teste e validação dos subsistemas do SMAD padrão FIPA	174
6.3.1	<i>Estudo de Caso I: SMRA aplicado a uma rede de distribuição com religadores e proteções coordenadas</i>	176
6.3.2	<i>Estudo de Caso II: SMRA aplicado em uma rede de distribuição com religadores e proteções descoordenadas</i>	178
6.3.3	<i>Estudo de Caso III: SMRA aplicado em uma rede de distribuição com chaves motorizadas</i>	180
6.3.4	<i>Estudo de Caso IV: SMRA aplicado em uma rede de distribuição radial com chaves motorizadas e manuais</i>	182
6.3.5	<i>Estudo de Caso V: SMDF aplicado em uma rede de distribuição com chaves manuais</i>	183
6.3.6	<i>Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas do SMAD padrão FIPA</i>	184
6.4	Etapa de implantação e teste do SMIED padrão IEC 61.850	185
6.4.1	<i>Etapa de implantação do SMIED padrão IEC 61.850</i>	185
6.4.2	<i>Etapa de teste do SMIED padrão IEC 61.850</i>	187
6.5	Considerações finais	194
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	196
7.1	Conclusões	196
7.2	Trabalhos futuros	199
	REFERÊNCIAS	201
	APÊNDICE A – CONTRIBUIÇÕES ACADÊMICAS	212

APÊNDICE B – EQUIPAMENTOS PRIMÁRIOS E IED UTILIZADOS NAS SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS E SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO	218
APÊNDICE C - IMPLANTAÇÃO DO PROJETO SCL DA SED AQZ E MENSAGENS GOOSE NOS IED DA SEL	220

1 INTRODUÇÃO

1.1 Histórico da operação de sistemas elétricos de distribuição

Uma parcela significativa dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) da atualidade foi projetada em um período em que não existiam computadores e sistemas de comunicação na sua infraestrutura. A evolução dos SEP foi ocorrendo gradativamente impulsionada pelos avanços dos sistemas digitais e das tecnologias de informação e comunicação (TIC). A automação introduziu computadores, sistemas supervisórios de controle e aquisição de dados (SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*), sistemas de comunicação e dispositivos eletrônicos inteligentes (IED - *Intelligent Electronic Devices*) que proporcionaram avanços significativos na operação do SEP (AQUINO-LUGO; OVERBYE, 2008). Os segmentos de geração e transmissão foram os primeiros subsistemas do SEP a serem automatizados seguidos pela automação das subestações distribuidoras (SED), priorizada pelas empresas distribuidoras de energia nas últimas décadas do século XX.

O investimento na automação dos sistemas de distribuição de energia em média e baixa tensão somente tornou-se forte no século XXI com o advento do conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI). Por falta de investimento na automação deste segmento durante anos, os operadores, na maioria das empresas de energia, tomam conhecimento da ocorrência de faltas no sistema de distribuição de média tensão (SDMT) e de baixa tensão (SDBT) a partir das informações repassadas pelos consumidores, via ligações telefônicas para o *Call Center* da empresa (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2006). As informações dos consumidores são disponibilizadas aos operadores do centro de operação da distribuição (COD) e a partir da análise dos dados, os operadores mobilizam equipes para localizar e isolar o trecho em falta e recompor a rede elétrica, quando possível. Além disso, os sistemas de distribuição são predominantemente radiais com poucos recursos operacionais e possuem recursos tecnológicos de proteção, controle e automação obsoletos.

A tarefa dos operadores no centro de operação do sistema elétrico (COS) e no centro de operação da distribuição (COD) é de grande importância e responsabilidade, tendo em vista os impactos sociais e econômicos que a falta de energia proporciona às empresas do setor elétrico, à indústria, ao comércio e à sociedade em geral (SUDHAKAR; SRINIVAS, 2011).

Com o advento da automação do SEP, os operadores tomam decisões para recomposição e/ou restauração de redes elétricas a partir da análise dos dados disponibilizados,

nos centros de operação, pelos sistemas de automação. A tarefa de recomposição do SEP, após uma falta, é precedida das seguintes fases: diagnóstico da falta e planejamento da recomposição do sistema elétrico. Seguindo estas etapas, a equipe de operação do sistema localiza o trecho em falta e coordena as ações da equipe de manutenção para isolamento do trecho afetado e o restabelecimento do fornecimento de energia aos consumidores. Na fase de diagnóstico de falta, os operadores normalmente se deparam com um grande volume de informações para tomada de decisão de forma rápida e precisa, o que torna esta atividade estressante e passível de erros.

O processo de diagnóstico de falta e recomposição do sistema elétrico de forma manual demanda elevado tempo para localização e isolamento do trecho em falta e restabelecimento do fornecimento de energia aos consumidores, acarretando aumento dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC) e do custo operacional (SAMPAIO et al., 2012).

Além disso, com o aumento do tamanho e complexidade dos SEP e a expansão da geração distribuída (GD), a mudança de configuração da rede elétrica normalmente recai na superação de capacidade dos elementos e equipamentos do sistema, além de atuação indevida das proteções, requerendo a mudança de grupo de ajustes das proteções (SILVEIRA et al., 2010).

Diante destes problemas, pesquisadores e empresas do setor elétrico no mundo inteiro vêm investindo na pesquisa e desenvolvimento de funções avançadas de automação para auxílio aos operadores de sistemas no processo de diagnósticos de falta, recomposição do sistema e de mudança de grupo de ajustes das proteções, utilizando diversas técnicas computacionais com abordagem centralizada (NAGATA; SASAKI, 2001). Essas ferramentas são predominantemente com inteligência centralizada.

Com o advento das redes elétricas inteligentes (REI), a operação do SEP passa por novos desafios oriundos da rápida evolução tecnológica, da expansão da matriz energética movida pela crescente penetração de recursos renováveis e não renováveis de energias e do surgimento de diferentes tipos de usuários e agentes de mercado. As REI, cerne destas evoluções, convergem para uma arquitetura de sistema de controle e monitoramento distribuído, munida de tecnologias de informação e comunicação incorporadas aos processos de geração, transmissão, distribuição, consumo e armazenamento de energia elétrica, de forma a agregar mais segurança, proteção, confiabilidade, resiliência, eficiência e sustentabilidade ao

sistema elétrico como um todo (FARHANGI, 2010). Essa arquitetura compreende uma REI com fluxo de energia e comunicação bidirecionais, dispositivos eletrônicos inteligentes (IED), geração distribuída, grande quantidade de sensores, capacidade de auto monitoramento (*self-monitoring*), auto recomposição (*self-healing*), adaptabilidade, ilhamento, controle distribuído e maior participação dos consumidores (FANG et al., 2012; FARHANGI, 2010; MA et al., 2013).

1.2 Justificativa

Neste novo ambiente de transformação, tornou-se crescente o interesse dos pesquisadores pelo uso de metodologias, técnicas e ferramentas de modelagem para desenvolvimento de sistemas inteligentes e distribuídos aplicados às REI. No esforço pelo avanço das REI, a literatura indica Sistemas Multiagentes (SMA) como a técnica mais promissora para desenvolvimento de sistemas inteligentes e distribuídos para automação de sistemas elétricos, abrangendo os seguimentos de geração, transmissão, distribuição, consumo e comercialização. SMA são sistemas distribuídos estudados em uma subárea da inteligência artificial, denominada inteligência artificial distribuída (IAD) aplicada em diversas áreas do conhecimento (LEITE; MANTOVANI, 2016).

Nos últimos anos, o desenvolvimento de metodologias para análise e técnica de Projetos Orientados a Agente (POA) tem sido amplamente explorado na literatura (BRESCIANI; PERINI, 2004; DELOACH, 2004; NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006; PADGHAM; WINIKOFF, 2004; ZAMBONELLI; JENNINGS; WOOLDRIDGE, 2003). Uma metodologia para desenvolvimento de POA consiste em um conjunto de modelos baseados em diretrizes adotadas para auxiliar e formalizar o entendimento e desenvolvimento de projetos (WOOLDRIDGE, 2009).

A metodologia proposta nesta Tese utiliza uma ferramenta de desenvolvimento de agentes concebida para desenvolvimento de SMA compatíveis com padrões interoperáveis (padrão FIPA, IEC 61.850) utilizando uma plataforma de desenvolvimento de agentes em linguagem *Python* (PADE) e um Sistema Configurador e Simulador de Rede (SCSR) para construção de metamodelos XML-CIM e XML-RNP integrados a ferramentas de cálculos elétricos, ambos construídos no Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) para alavancar os sistemas distribuídos aplicados às REI.

Nesse contexto, a justificativa para desenvolvimento desta Tese baseia-se nas seguintes premissas:

- a) tradicionais funções de automação centralizadas, integradas aos sistemas SCADA não atendem às demandas das REI;
- b) cresce o interesse dos órgãos reguladores, empresas de energia, institutos de pesquisa, instituições de ensino e fabricantes, pela pesquisa e desenvolvimento de funções avançadas de automação aplicadas às REI. (LI et al., 2012a; SHAHRAEINI; JAVIDI; GHAZIZADEH, 2011; ZIDAN; EL-SAADANY; EL CHAAR, 2011a);
- c) limitações de IED padrão IEC 61.850 para implementação de funções distribuídas, autônomas e inteligentes embarcadas, que atuem com as características típicas de agentes padrão FIPA (HIGGINS et al., 2011a; ZHABELOVA; VYATKIN, 2012b);
- d) existência de múltiplos protocolos de comunicação utilizados na automação de sistemas elétricos, além dos estabelecidos na norma IEC 61.850. Os IED utilizados na automação da distribuição de energia elétrica de média tensão em sua maioria adotam protocolos de comunicação DNP 3.0 e Modbus (LEONARDI et al., 2014).
- e) alto investimento para o avanço das REI no SDMT, devido à predominância de alimentadores de média tensão radiais, extensos e compostos de equipamentos e dispositivos de controle e proteção com pouco ou nenhum recurso de automação;
- f) capacidade do SMA de decompor problemas complexos, típicos do SEP, em problemas menores e solucioná-los de forma mais simples por meio da modelagem e distribuição dos agentes de acordo com a distribuição do problema;
- g) falta de uma metodologia que proporcione o desenvolvimento de SMA composto de funções de automação aplicadas ao SEP, com diferentes características topológicas, operacionais e de infraestrutura de automação;
- h) limitação de uma plataforma que permita o desenvolvimento de agentes baseados nos padrões FIPA e nos padrões utilizados no setor elétrico;
- i) necessidade de funções inteligentes de baixo custo para automação de redes de distribuição com poucos recursos de proteção, controle e automação.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo principal*

Esta Tese tem como objetivo geral apresentar uma metodologia para desenvolvimento de Projetos Orientados a Agentes (POA) aplicados no desenvolvimento de uma plataforma de Sistema Multiagente para Automação da Distribuição (SMAD). A metodologia compreende um conjunto de modelos, ferramentas e diretrizes elaborados com o objetivo de formalizar, especificar e facilitar a compreensão do desenvolvimento do SMAD durante as etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e testes do ciclo de vida do software.

1.3.2 *Objetivos específicos*

Os objetivos específicos desta Tese compreendem a apresentação do projeto arquitetural da plataforma de SMAD composta dos seguintes subsistemas, quais sejam:

- Sistema Multiagente de Diagnóstico de Falta (SMDF);
- Sistema Multiagente de Diagnóstico, Localização e Isolação de Falta (SMDIF);
- Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA);
- Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento de Geração Distribuída (SMGD);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento de Microrredes (SMGMr);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento da Qualidade de Energia (SMGQE);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento da Medição de energia (SMGM);
- Sistema Multiagente de Controle de Tensão (SMCT);
- Sistema Multiagente de Monitoramento de Equipamentos (SMME);
- Sistema Multiagente de Gestão de Ativos da rede elétrica (SMGA);
- Sistema Multiagente IED baseado na norma IEC 61.850 (SMIED).

Todas as etapas da metodologia proposta (planejamento, análise, projeto, implementação e testes) foram contempladas no POA para desenvolvimento dos seguintes subsistemas que compõem o SMAD:

- Sistema Multiagente de Diagnóstico de Falta (SMDF);
- Sistema Multiagente de Diagnóstico, Localização e Isolação de Falta (SMDIF);

- Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA).
- Sistema Multiagente IED baseado na norma IEC 61.850 (SMIED).

1.4 Contribuições da Tese

1.4.1 Contribuições científicas

Esta Tese apresenta as seguintes contribuições para o desenvolvimento de sistemas inteligentes e distribuídos baseados em SMA aplicados às REI, as quais buscam atender as premissas apresentadas na justificativa:

- uma metodologia de Projeto Orientado a Agente (POA) para desenvolvimento de funções avançadas modulares e com inteligência distribuídas para automação de sistemas elétricos de distribuição em média tensão, que tem como característica processamento rápido, funções adaptáveis à topologia da rede elétrica e facilidade de manutenção e redundância;
- funções de automação orientadas a objetos e a agentes, modeladas em UML/XML (*Unified Modeling Language/Extensible Markup Language*), baseadas nos padrões FIPA que primam pela interoperabilidade, modularidade, reusabilidade, flexibilidade e extensibilidade dos sistemas;
- metodologia para desenvolvimento de agentes padrão FIPA, concebida com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional, adotados na norma IEC 61.850, para desenvolvimento e implantação de agentes encapsulados em hardware, independente da tecnologia e do protocolo de comunicação do IED, agregando aos subsistemas do SMAD flexibilidade e extensibilidade, que permite sua aplicação em SDMT com nível de automação limitada ou avançada;
- integração dos subsistemas utilizando comunicação ponto-a-ponto bidirecional via protocolo TCP/IP (*Transport Control Protocol/Internet Protocol*) adotado pelos protocolos de comunicação estabelecidos na norma IEC 61.850 e por outros protocolos do setor elétrico como DNP 3.0 e Modbus;
- desenvolvimento de funções de automação com estrutura de dados modelada em UML/XML, linguagens de fácil leitura e de domínio dos especialistas em

automação de sistemas elétricos, utilizadas pelas normas IEC 61.850 e CIM (*Common Information Model*);

- uso de uma plataforma aberta para desenvolvimento de agentes, denominada PADE (*Python Agent Development*), desenvolvida em linguagem Python, interoperável e multiplataforma, em conformidade com o padrão FIPA;
- um Sistema Configurador e Simulador de Redes (SCSR) elétricas composto de um modelador de rede elétrica padrão CIM/XML, um módulo conversor de estrutura de dados CIM/XML para estrutura de dados com Representação Nó Profundidade RNP/XLM e módulos simuladores de curto-circuito e fluxo de carga baseados em RNP, utilizados nas fases de desenvolvimento, teste e validação de funções avançadas de automação aplicadas às REI;
- desenvolvimento e implantação de ferramentas com características como modularidade, escalabilidade, flexibilidade, extensibilidade e tolerância à falha, intrínsecas dos SMA que proporcionam ao SMAD maior facilidade de manutenção e flexibilidade para expansão das funcionalidades dos agentes e criação de novos agentes. A extensibilidade define a capacidade de se adicionar novos componentes ou substituir componentes existentes sem afetar os que continuam no mesmo lugar;
- mostrar as limitações dos agentes baseados na norma IEC 61.850, através dos testes dos agentes do SMIED implementados em IED padrão IEC 61.850.

1.4.2 Contribuições acadêmicas

Nos últimos anos, o Grupo de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade Federal do Ceará (UFC) concentrou esforços na Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação para implantação de sistemas de automação de redes elétricas de distribuição com enfoque no desenvolvimento de funções avançadas de automação com inteligência centralizada e distribuída aplicadas às REI. Baseado neste entendimento, o GREI desenvolveu estudos, algoritmos e ferramentas, dentre os quais estão os seguintes produtos usados na metodologia proposta de POA para desenvolvimento dos subsistemas do SMAD:

- plataforma para desenvolvimento de sistemas multiagentes, denominada PADE (MELO, 2015), apresentada com maiores detalhes no Capítulo 3;

- modelagem da estrutura de dados do SDMT em grafo baseado em RNP (NETO et al., 2016), apresentada com maiores detalhes no Capítulo 4;
- algoritmo de cálculo de fluxo de carga e curto-circuito baseado em RNP (FILHO, 2016; NETO et al., 2016);
- Sistema Configurador e Simulador de Redes Elétricas – SCSR utilizado na construção de metamodelos XML-CIM e XML-RNP de representação de redes elétricas usado na análise da rede e na construção das ontologias dos subsistemas do SMAD (JÚNIOR LIMA et al., 2017; VIEIRA, 2016a);
- interface de comunicação baseada na norma IEC 61.850 para integração entre os subsistemas do SMAD e os IED (MAGALHÃES et al., 2017);
- estudos para implantação de Projeto Piloto de Rede Elétrica Inteligente de Aquiraz (RODRIGUES, 2015; VIEIRA, 2015).

No Apêndice A estão apresentados, trabalhos finais de cursos, dissertações e artigos científicos publicados pela equipe do GREI, que contribuíram de forma direta ou indireta para definição da abrangência, teste e validação da metodologia proposta nesta Tese.

1.5 Estrutura do Trabalho

O trabalho é composto de sete capítulos, estruturados como apresentado a seguir.

No Capítulo 1 são apresentados o histórico da operação de sistemas elétricos, os fatores motivadores, os objetivos, as contribuições científicas e acadêmicas e a estrutura da Tese.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão panorâmica sobre sistemas elétricos de distribuição, automação de sistemas elétricos e o estado da arte das funções avançadas de automação com inteligência centralizada e distribuída.

No Capítulo 3 é apresentada uma introdução sobre sistemas distribuídos, inteligência artificial com ênfase em sistemas multiagentes.

No Capítulo 4 são apresentadas as técnicas e ferramentas aplicadas no desenvolvimento do SMAD proposto na Tese.

No Capítulo 5 são apresentadas as etapas da metodologia de projeto orientado a agente (POA) para desenvolvimento do SMAD e o detalhamento das etapas de planejamento, análise e projeto da metodologia de POA proposta na Tese.

No Capítulo 6 são apresentadas as etapas de implementação e teste de subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA e SMIED padrão IEC 61.850 que compõem o SMAD.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: DA AUTOMAÇÃO CONVENCIONAL ÀS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados a estrutura do sistema elétrico de potência, a evolução da automação das subestações e redes elétricas de distribuição de energia, uma breve introdução às redes elétricas inteligentes aplicadas a sistemas de distribuição de energia e o estado da arte das funções avançadas de automação do sistema de distribuição, com ênfase nos sistemas multiagentes para desenvolvimento de sistemas inteligentes distribuídos.

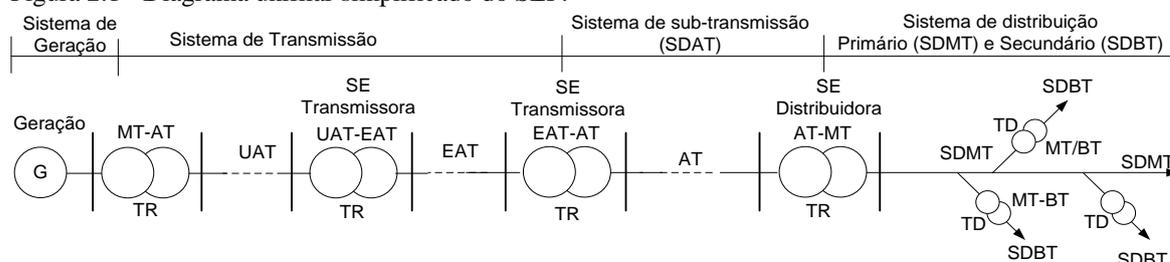
2.2 Sistema de distribuição de energia elétrica

2.2.1 Estrutura do sistema elétrico de potência

A energia elétrica tradicionalmente é produzida em centrais de geração de grande porte, localizadas, em geral, a longas distâncias dos centros de carga e transportada por meio dos sistemas de transmissão da alta tensão (STAT) e distribuição para suprimento pelos consumidores. O sistema de transmissão recebe a energia elétrica da geração via SE coletoras e a transporta em grandes blocos por meio de linhas de transmissão de ultra alta tensão (UAT) e extra alta tensão (EAT) para grandes centros de carga a grandes distâncias. Ao longo dos sistemas de transmissão e distribuição de energia, estão alocadas subestações abaixadoras de energia compostas de um ou mais transformadores de potência, com a função principal de baixar o nível de tensão para valores adequados. No sistema de subtransmissão, linhas de alta tensão (AT) interligam subestações dentro de uma determinada região, transportando energia capaz de atender pequenas cidades, agrupamentos de cidades, interior de grandes centros urbanos e consumidores industriais de grande porte. O sistema de produção de energia elétrica brasileiro é caracterizado como hidrotérmico de grande porte, com predominância hidrelétrica. O STAT compreende o sistema interligado nacional (SIN) que tem como cerne a chamada rede básica. Na rede básica predominam níveis de tensão maiores ou iguais a 230 kV (duzentos e trinta mil volts). Na Figura 2.1 é mostrado um diagrama unifilar simplificado que ilustra os subsistemas de geração, transmissão e distribuição com suas respectivas faixas de tensão. A

classificação dos níveis de tensão em UAT, EAT, AT, MT e BT não é uma regra rígida e varia de acordo com o padrão adotado no país (BRAND; LOHMANN; WIMMER, 2003; EL-HAWARY, 2000).

Figura 2.1 - Diagrama unifilar simplificado do SEP.



Fonte: Elaborado pelo autor

Legenda:

G - Geração (12 kV - 24 kV)

SE - Subestação

UAT - Ultra alta tensão ($V > 765$ kV)

EAT - Extra alta tensão ($300 \text{ kV} \leq V \leq 765$ kV)

AT - Alta tensão ($35 \text{ kV} < V \leq 245$ kV)

MT - Média tensão ($1 \text{ kV} < V \leq 35$ kV)

BT - Baixa tensão ($V \leq 1$ kV)

SDMT - Sistema de distribuição primário ou de média tensão

SDBT - Sistema de distribuição secundário ou de baixa tensão

TR - Transformador de potência

TD - Transformador de distribuição

No Brasil, o sistema de subtransmissão é denominado Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT). Além do SDAT, compreende o sistema de distribuição brasileiro as subestações distribuidoras (SED), os sistemas de distribuição de média tensão (SDMT) e os sistemas de distribuição de baixa tensão (SDBT). Na Tabela 2.1 são apresentados os níveis de tensão, o tipo de conexão e a tensão nominal de cada subsistema estabelecido pela Aneel nos procedimentos de distribuição (ANEEL, 2016).

Tabela 2.1 - Tensões padronizadas no Brasil.

Sistema	Conexão	Tensão Nominal
STAT (rede básica)	Trifásico	≥ 230.000 V
SDAT	Trifásico	69.000 V e 138.000 V
SDMT	Trifásico	13.800 V e 34.500 V
SDBT	Trifásico	380 / 220 V e 220 / 127 V
	Monofásico	440 / 220 V e 254 / 127 V

Fonte: (ANEEL, 2016)

Os sistemas de transmissão e distribuição são predominantemente aéreos e extremamente susceptíveis a faltas elétricas que impactam na confiabilidade do sistema. Os recursos operacionais para garantir a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores de AT, MT e BT, após uma falta, dependem dos sistemas de proteção e automação, da capacidade de geração, da quantidade e capacidade dos transformadores nas

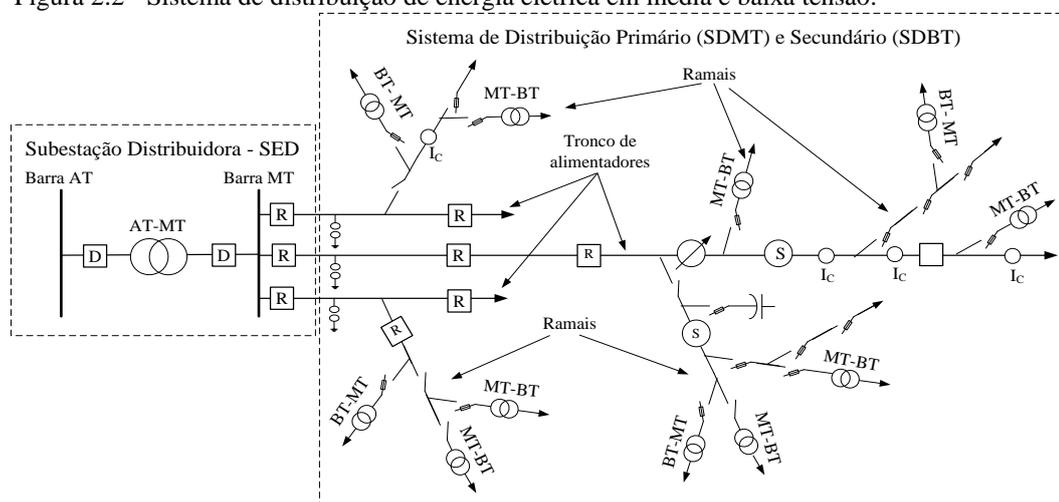
subestações, dos arranjos elétricos dos barramentos das SED, das topologias dos sistemas de transmissão e distribuição e da capacidade dos condutores das linhas de transmissão ao longo dos alimentadores.

2.2.2 Sistema de distribuição de energia elétrica

As subestações são compostas por conjuntos de elementos, com funções específicas no sistema elétrico, denominados vãos ou *bays*. Segundo a norma IEC 61.850, os *bays* consistem em subpartes da subestação, intimamente ligadas e com funcionalidades comuns (IEC/TR 61.850-1, 2003). As SED são supridas através das subestações de fronteiras localizadas no limite entre os sistemas de transmissão e distribuição de energia e suprem o SDMT e o SDBT.

Tradicionalmente, as redes elétricas de distribuição de energia são aéreas e projetadas com topologias predominantemente radiais, caracterizadas pelo fluxo de potência unidirecional, fluindo de SED para os consumidores conectados aos sistemas de distribuição primário (SDMT) e secundário (SDBT), conforme ilustrado no diagrama unifilar da Figura 2.2.

Figura 2.2 - Sistema de distribuição de energia elétrica em média e baixa tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

AT-MT	Transformador de Potência	D	Disjuntor		Regulador de tensão
MT-BT	Transformador de Distribuição	R	Religador		Chave fusível
	Pára-raios		Chave motorizada		Chave seccionadora monofásica manual
		S	Seccionizador		Banco de capacitores
			Indicador de falta ou curto-circuito		Indicador de falta ou curto-circuito

O SDMT, conforme ilustrado no diagrama unifilar, é composto de um conjunto de alimentadores de distribuição derivados do barramento de média tensão da SED. Cada alimentador é composto de um alimentador principal, também denominado tronco de alimentador, do qual são derivados vários circuitos denominados ramais ou laterais. Dessa forma, os vãos de saída dos alimentadores da SED suprem o SDMT, que por sua vez alimentam consumidores em MT e transformadores de distribuição, que suprem os consumidores de BT (HEYDT, 2010).

2.2.2.1 *Topologia radial*

A topologia radial não possui recursos operacionais para transferência de carga em condições de contingência, conseqüentemente apresenta baixa confiabilidade. A topologia radial tem a vantagem de proporcionar fácil coordenação das proteções e localização de faltas (ZIDAN; EL-SAADANY; EL CHAAR, 2011b). No entanto, a eliminação de uma falta pela proteção nesse tipo de topologia, normalmente implica em um número significativo de consumidores sem energia e em áreas sãs da rede elétrica fora de serviço.

A falta de recursos operacionais impede o restabelecimento de trechos sãos (sem defeito) por meio de transferência de carga. Conforme pode ser observado no diagrama unifilar do sistema de distribuição mostrado na Figura 2.2, o sistema radial não possui recurso para transferência de carga entre alimentadores da mesma subestação ou entre subestações.

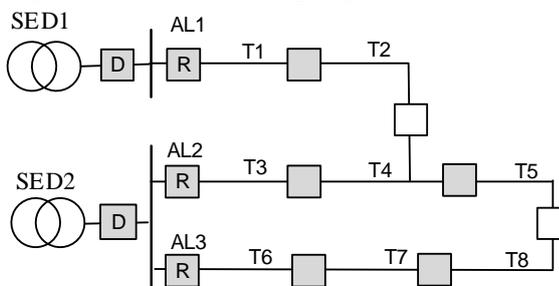
Nos últimos anos, para melhorar a qualidade dos serviços prestados, os quais são medidos pelos índices de qualidade de energia e estabelecidos pelos órgãos reguladores, as concessionárias de energia elétrica estão investindo na modernização da infraestrutura da rede de distribuição, transformando as topologias radiais em topologias radiais com recurso.

2.2.2.2 *Topologia radial com recurso*

A topologia radial com recurso compreende uma rede radial normal com chaves normalmente abertas (*Tie*) instaladas entre alimentadores de uma mesma subestação e/ou de subestações distintas (SAMPAIO et al., 2012). Essa topologia proporciona recursos operacionais para transferência de carga entre alimentadores de uma mesma subestação ou de subestações distintas, em caso de ocorrência de faltas permanentes ou necessidade de manutenção, conforme ilustrado no diagrama unifilar da Figura 2.3. Conforme pode ser observado no diagrama unifilar, a chave de transferência (*Tie*) entre os trechos T2 do

alimentador AL1 da SED1 e T4 do alimentador AL2 da SED2 permite a transferência de carga entre os alimentadores das subestações, enquanto a chave *Tie* entre os trechos T5 e T8 permite a transferência de carga entre os alimentadores AL2 e AL3 da SED2.

Figura 2.3 - SDMT com topologia radial com recurso.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

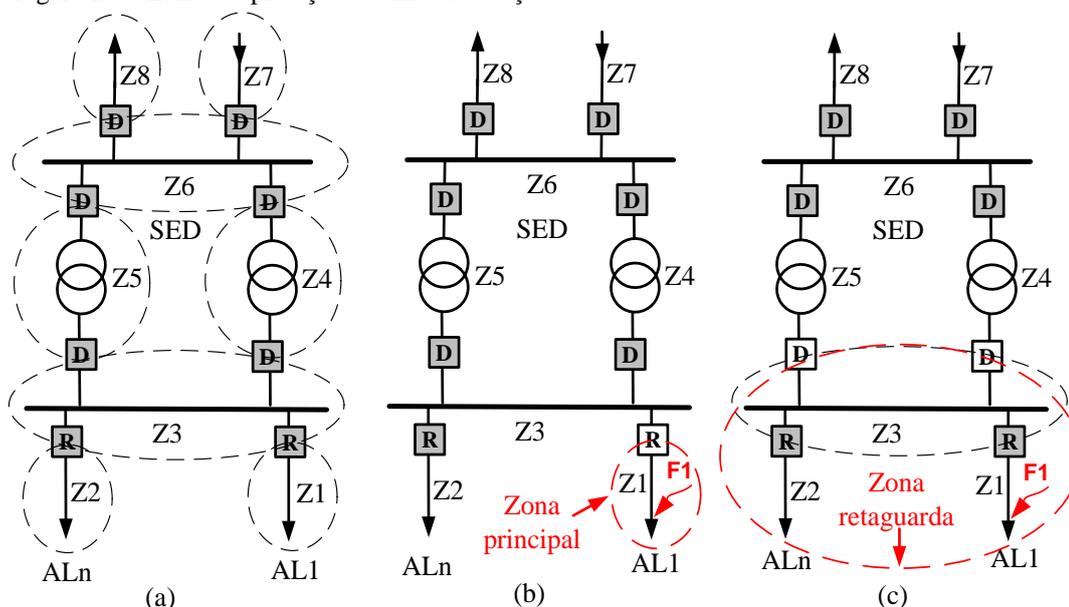
-  Transformadores de potência das SED.
-  Disjuntor geral de barra em estado normalmente fechado.
-  Religador em estado normalmente fechado.
-  Religador, seccionalizador, chave manual ou motorizada em estado normalmente fechado.
-  Chave de encontro de alimentadores comando manual ou motorizada em estado normalmente aberto
- AL Alimentador
- T Trecho

2.2.3 Sistema de proteção e controle

A falta de energia elétrica, seja em consequência de um blecaute, atingindo grande parte do SEP, ou devido a uma simples falta abrangendo um pequeno trecho do sistema de distribuição de energia, traz prejuízos sociais e econômicos às empresas de energia, à indústria, ao comércio e à sociedade em geral. Por outro lado, por maior que seja o investimento, o sistema elétrico sempre está sujeito a distúrbios elétricos (SUDHAKAR; SRINIVAS, 2011). Os sistemas de proteção têm como objetivo principal eliminar faltas, visando garantir a segurança de pessoas, evitar danos ao sistema elétrico e manter a continuidade do fornecimento de energia. O sistema de proteção deve atender determinados requisitos dentre os quais estão: seletividade, coordenação, sensibilidade, confiabilidade, rapidez na atuação e custo. A seletividade é um requisito do sistema de proteção, em que na ocorrência de uma falta, a menor parte da rede elétrica é desenergizada pela proteção e a continuidade de serviço das demais partes do sistema é assegurada (ALSTOM, 2011).

Para um sistema de proteção ser seletivo, faz-se necessário elaborar o estudo de coordenação das proteções de forma que os relés temporizados fiquem ajustados com tempos distintos e a margem de coordenação adotada proporcione a eliminação das faltas pela proteção principal, instalada o mais próximo da área afetada. No caso de funções instantâneas, pode ser adotada seletividade lógica que se utiliza de envio de sinal do relé mais próximo à falta para bloqueio da atuação do relé a montante. Dessa forma, as SED e o SDMT são compostos de proteções principais responsáveis pela eliminação de uma falta na sua zona de proteção e proteções de retaguarda que atuam sempre que houver falha da proteção principal. Um sistema de proteção seguro requer sobreposição das zonas de proteção, conforme ilustrado na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Zonas de proteção de uma subestação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- Equipamento de disjunção (disjuntor ou religador) fechado.
- Equipamento de disjunção aberto.
- Z Zona de proteção.

Na Figura 2.4a são apresentadas as zonas de proteção principais (Z1 a Z8) dos vários *bays* de uma SED representadas por elipses tracejadas. A Figura 2.4b ilustra a simulação de uma falta no alimentador AL1, em que o religador abre e bloqueia seus contatos principais, indicando que a falta foi eliminada pela proteção principal responsável pela proteção da zona Z1. Na Figura 2.4c são apresentados os dois disjuntores dos secundários dos transformadores, que fazem a proteção geral do barramento de média tensão, os quais mediante falta em F1 são

abertos, indicando que a proteção principal do alimentador AL1 não interrompeu a falta e a proteção geral de barra atuou como proteção de retaguarda, eliminando a falta. A sobreposição de zonas garantiu a eliminação da falta, no entanto todos os consumidores da subestação ficaram sem suprimento. Nesse caso, diz-se que o sistema está descoordenado.

A escolha do arranjo de barramentos de uma SED com maior ou menor quantidade de recursos operacionais depende da prioridade de investimento da empresa, que por sua vez influencia diretamente na confiabilidade do sistema de distribuição. Da mesma forma, o sistema de proteção a ser adotado em um determinado elemento, equipamento ou parte do sistema elétrico também depende do nível de confiabilidade desejado, o qual depende da importância da carga, haja visto o sistema de proteção requerer investimento em equipamentos como disjuntores, transformadores de instrumentos, relés de proteção e projeto de automação.

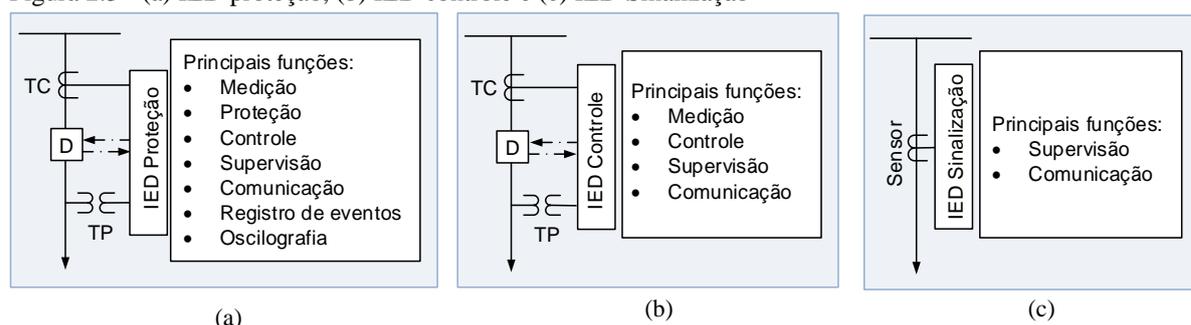
Para garantir a confiabilidade do SDAT e SDMT, recomenda-se que em cada *bay* das subestações sejam instalados dispositivos de controle, proteção e monitoramento associados aos equipamentos primários de chaveamento (disjuntores, religadores, seccionadores, chaves). Esses dispositivos operam a partir da análise de grandezas elétricas, como tensão e/ou corrente, disponibilizadas pelos transformadores de corrente (TC) e tensão (TP). Os transformadores de potência também devem ser projetados com suas proteções intrínsecas, baseados em grandezas elétricas, térmicas, químicas, de pressão e gás.

Neste trabalho é utilizada a terminologia *IED Proteção* para fazer referência aos relés digitais ou numéricos de proteção baseados em microprocessadores e *IED Controle* para fazer referência aos diversos dispositivos de controle baseados também em microprocessadores associados às chaves motorizadas, seccionadores automáticos, dentre outros.

Na Figura 2.5 são apresentados IED de proteção, controle e sinalizadores (indicadores de faltas) com suas principais funções, TC e TP, responsáveis por fornecer as grandezas elétricas para estes dispositivos e setas bidirecionais indicando, respectivamente, comando do IED para o disjuntor (retângulo com a letra D) e para a chave (retângulo sem a letra D), e setas no sentido contrário indicando envio do estado (aberto/fechado) do disjuntor e da chave para o IED.

As funções dos IED controle e proteção aplicados nas SED e SDMT podem variar de acordo com a topologia do sistema elétrico, do elemento protegido, equipamento associado e do nível de automação do sistema. Os equipamentos que compõem os sistemas elétricos são classificados na norma IEC 61.850 em dois grupos: equipamentos primários e equipamentos secundários (IEC/TR 61.850-1, 2003), conforme é visto a seguir.

Figura 2.5 - (a) IED proteção, (b) IED controle e (c) IED Sinalização



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.2.3.1 Equipamentos primários

Os equipamentos primários são todos os equipamentos que do ponto de vista do controle e da automação são compreendidos como parte do processo *sistema elétrico*, e devem ter seus estados monitorados, supervisionados, protegidos e/ou controlados. Na Tabela B.1 do Apêndice B são apresentados os principais equipamentos primários existentes nos vãos das SED e SDMT e a descrição de suas principais funções.

2.2.3.2 Equipamentos secundários

Os equipamentos secundários são os dispositivos de proteção, controle e monitoramento, como relés, medidores, monitores de temperatura entre outros. As primeiras gerações dos dispositivos de controle, proteção, medição e monitoramento, classificados como dispositivos eletromecânicos e estáticos ou de estado sólido, eram monofunção, operavam de forma *standalone* ou integrados via dispositivos auxiliares a sistemas de automação convencionais, baseados em UTR (Unidade Terminal Remota).

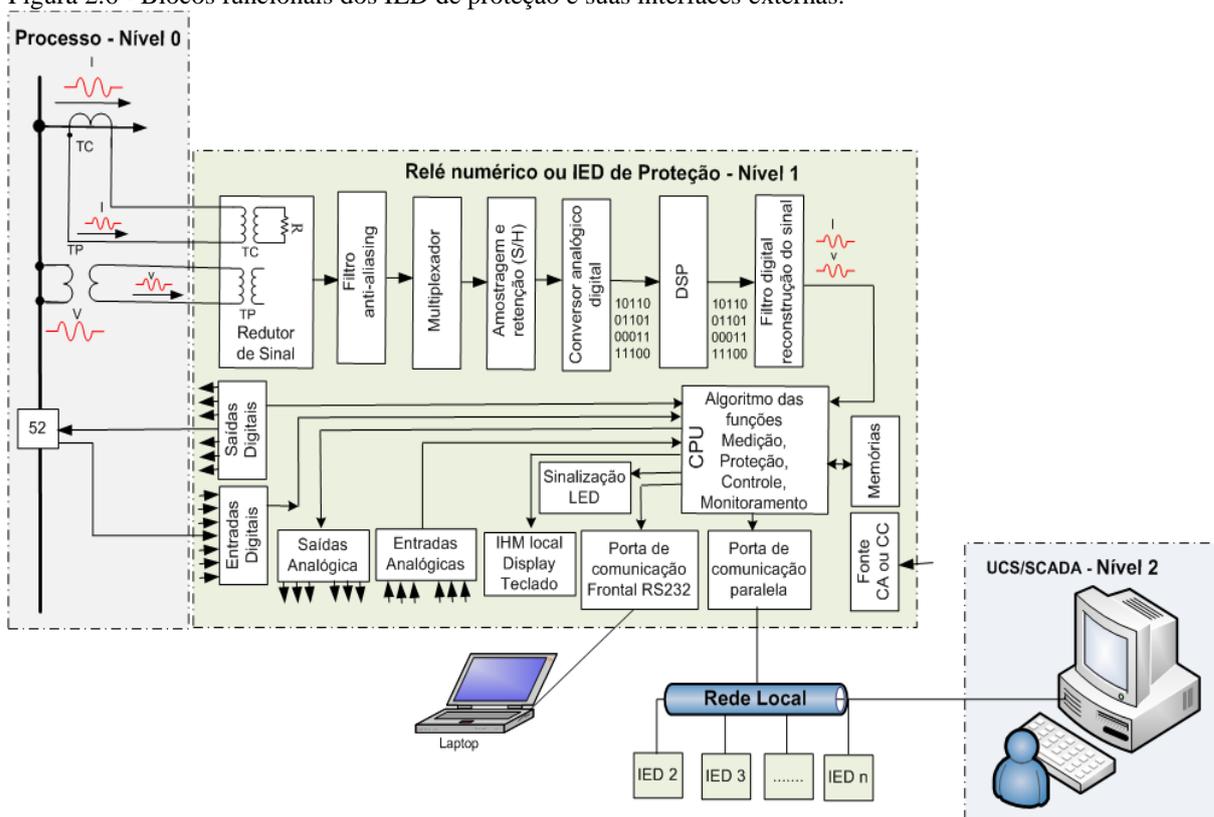
A evolução tecnológica das Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) e da eletrônica de potência proporcionaram o desenvolvimento dos dispositivos de controle, proteção, medição e monitoramento digitais, baseados em microprocessadores, denominados Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED).

IED são dispositivos multifunção, baseados em hardware e software, compostos de um conjunto de blocos funcionais, dentre os quais estão a unidade central de processamento (CPU) com um ou mais processador digital de sinal, um conjunto de memórias (RAM, ROM e *Flash* NVRAM), entradas analógicas, condicionamento de sinal, conversor A/D (analógica-digital) e D/A (digital-analógica), entradas e saídas digitais, interface homem máquina (IHM,

display e teclado), circuito de *clock* de tempo real, fonte de alimentação, softwares de configuração e de criação de lógicas programáveis, funções de medição, proteção, controle, monitoramento, supervisão, autodiagnóstico, oscilografia e comunicação (ALSTOM, 2011). Dessa forma, os IED em um sistema de automação fazem a interface entre o processo (elementos e equipamentos primários do SEP) e a Unidade de Controle Central (UCC), estando interligados por meio de uma rede de comunicação.

Na Figura 2.6 é apresentado um diagrama funcional de um *IED Proteção*, ilustrando suas interfaces com os equipamentos primários (TC e TP) e equipamentos de disjunção (representado pelo código ANSI 52) do processo (nível 0 de automação) e com a unidade de controle central (UCC/SCADA no nível 2 de automação) via rede local (LAN) com o sistema de automação de uma SED.

Figura 2.6 - Blocos funcionais dos IED de proteção e suas interfaces externas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela B.2 Apêndice B são apresentados os principais IED de proteção, de controle e de sinalização associados aos equipamentos secundários dos vãos das SED e SDMT.

2.3 Automação de subestações e de sistemas de distribuição de energia elétrica

2.3.1 Terminologias

A automação da distribuição (AD) teve início com a implantação dos sistemas de automação das subestações distribuidoras (SAS), integrados aos sistemas SCADA no Centro de Operação do Sistema via sistema de comunicação.

No mundo inteiro, tanto na literatura quanto no setor elétrico, são encontradas diferentes abordagens para definir o termo “Automação da Distribuição”. Este conceito abrange desde um termo genérico, que significa o controle de todo o processo de distribuição de energia da empresa até a implantação de um simples controle remoto adaptado para equipamentos existentes, integrado ao centro de controle através de um sistema de comunicação (BRAND; LOHMANN; WIMMER, 2003).

Em (BRAND; LOHMANN; WIMMER, 2003), os autores adotam o termo “Automação da Distribuição” como o processo de automação em um nível abaixo de um Sistema de Gerenciamento de Distribuição (DMS - *Distribution Managment System*), que abrange a automação das SED e dos alimentadores do SDMT. Segundo os autores, a Automação da Distribuição é um subsistema do DMS que inclui: infraestrutura de comunicação, funções de automação local e distribuída realizadas pelos IED e todos os dispositivos controlados remotamente associados aos equipamentos primários (chaves, disjuntores, seccionalizadores) das subestações e alimentadores de distribuição.

Em (MOMOH, 2007), o autor define Automação da Distribuição, dentro de uma visão de redes elétricas inteligentes, como sendo um conjunto de aplicações de comunicação, otimização e sistemas inteligentes utilizados com o objetivo de melhorar o desempenho do sistema de distribuição durante condições de operação normal e anormal.

Em (KAGAN et al., 2013), os autores definem Automação da Distribuição como um conjunto de funcionalidades de automação, segmentadas em grupos de acordo com a sua aplicação nas automações de SED, SDMT e SDBT.

No contexto deste trabalho é usado o termo automação de subestações, abrangendo a automação das SED e linhas de distribuição de alta tensão (LDAT) e automação da distribuição, compreendendo a automação do SDMT.

2.3.2 Estrutura hierárquica e evolução da automação de subestação

O sistema de controle e automação do sistema elétrico (CCS) nas empresas distribuidoras de energia compreende uma estrutura hierárquica com sistemas SCADA no centro de operação do sistema e no Centro de Operação da Distribuição integrados aos sistemas de automação de subestações e sistemas de distribuição via sistema de comunicação.

2.3.2.1 Estrutura hierárquica do sistema de automação

O sistema de automação das subestações é composto de três níveis hierárquicos, com funções bem definidas, denominados nível zero, nível um e nível dois. O nível 2 é integrado via sistema de comunicação aos níveis hierárquicos dos centros regionais e CCS. Na Figura 2.7 é apresentada a hierarquia de um sistema de automação de uma subestação.

Figura 2.7 - Hierarquia da automação de SED.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Legenda:

UCS - Unidade de controle da subestação

UCP/UCL - Unidade de controle de posição/Unidade de controle local

O nível hierárquico zero compreende o processo sistema elétrico a ser controlado. Nesse nível estão os equipamentos primários, como por exemplo, os equipamentos de chaveamento (disjuntores, religadores, seccionadores, chaves), transformadores de potência e de instrumentos (TC, TP e sensores), entre outros.

Os transformadores de instrumentos e os equipamentos de chaveamento têm funções relevantes na automação de sistemas elétricos. Os transformadores de instrumento que fazem parte do processo são responsáveis pelo fornecimento dos sinais das grandezas elétricas de tensão e/ou corrente às UCP (unidade de controle de posição) no nível um. Por outro lado,

o processo é controlado através de comandos de abertura ou fechamento realizados sobre os equipamentos de chaveamento. Desta forma, o comportamento do processo, sistema elétrico, é monitorado em tempo real e controlado de forma manual ou automática, local ou remota.

No nível um ou nível de *bay*, como é conhecido, estão localizadas as UCP, também denominadas de unidade de controle local (UCL). Nesse nível estão os dispositivos de proteção, medição, controle e monitoramento. A evolução das UCP acompanhou a evolução das tecnologias de informação e comunicação (TIC), instrumentação e proporcionou o surgimento dos IED e a evolução da automação do SEP.

No nível dois, denominado estação, estão alocados a unidade de controle da central ou da subestação (UCC/UCS) e os demais recursos necessários à automação da subestação que variam de acordo com a topologia, nível de redundância e tecnologia adotada.

Ao longo do tempo, a automação das subestações acompanhou a evolução dos dispositivos de controle, proteção, medição e monitoramento proporcionados pelos avanços das TIC, instrumentação e dos microprocessadores. A evolução dos sistemas de automação compreende três gerações, as quais são:

- automação convencional com UTR no nível estação integrada a dispositivos predominantemente eletromecânicos e estáticos, no nível bay, via condutores elétricos;
- sistema de automação de subestação (SAS) com SCADA na UCS do nível estação integrado a relés digitais multifunção com protocolos de comunicação proprietários não interoperáveis no nível 1, integrados via rede de comunicação com protocolos mestre-escravo;
- sistema de automação de subestação (SAS) baseado na plataforma de automação estabelecida na norma IEC 61.850 com SCADA na UCS do nível estação integrado a relés digitais multifunção com protocolos de comunicação interoperáveis no nível 1, integrados via rede de comunicação com protocolo cliente-servidor. Os IED do nível *bay* também são integrados via protocolo de comunicação editor-assinante, proporcionando a comunicação horizontal entre os IED.

2.3.3 Automação da distribuição baseada na norma IEC 61.850

2.3.3.1 Histórico

A segunda geração de sistemas de automação com IED multifunção, baseados em microprocessadores rápidos e de alta capacidade, projetados com os circuitos integrados de alta escala, proporcionaram um grande avanço para as empresas de energia elétrica (IEC/TR 61.850-1, 2003). No entanto, os SAS permaneceram apresentando problemas históricos como (BRAND; LOHMANN; WIMMER, 2003; IEC/TR 61.850-1, 2003):

- diversidade de protocolos de comunicação, que tornava a integração entre IED de proteção e controle (nível 1), de um mesmo fabricante ou de diferentes fabricantes, com a unidade de controle da subestação (UCS) (nível 2) complexa e de alto custo;
- IED associados aos equipamentos primários (nível processo), fornecidos pelos fabricantes de transformadores de potência, como por exemplo, medidores de temperatura do óleo e do enrolamento, paralelismo de transformadores e relé regulador de tensão do comutador de derivação sob carga, não adotavam o mesmo padrão de protocolo de comunicação do SAS, por não pertencerem ao mesmo fornecedor;
- integração entre funções alocadas em diferentes IED do nível 1, como por exemplo, seletividade lógica e intertravamentos, era realizada por conexão física através de condutores de cobre;
- integração dos equipamentos primários (TP, TC, disjuntores, religadores e chaves) aos IED do nível 1 realizada por meio de conexão física utilizando condutores convencionais de cobre;
- protocolos mestre-escravo que não viabilizavam o desenvolvimento de funções distribuídas operando a partir da troca de informações entre IED dos bays.

Nesse cenário de evoluções e limitações tecnológicas, inicia-se, na década de 90, nos Estados Unidos e na Europa, o interesse de empresas de energia, fabricantes, institutos de pesquisa e órgãos normativos em padronizar a comunicação em SAS para resolver o problema da interoperabilidade e intercambiabilidade entre IED de diferentes fabricantes.

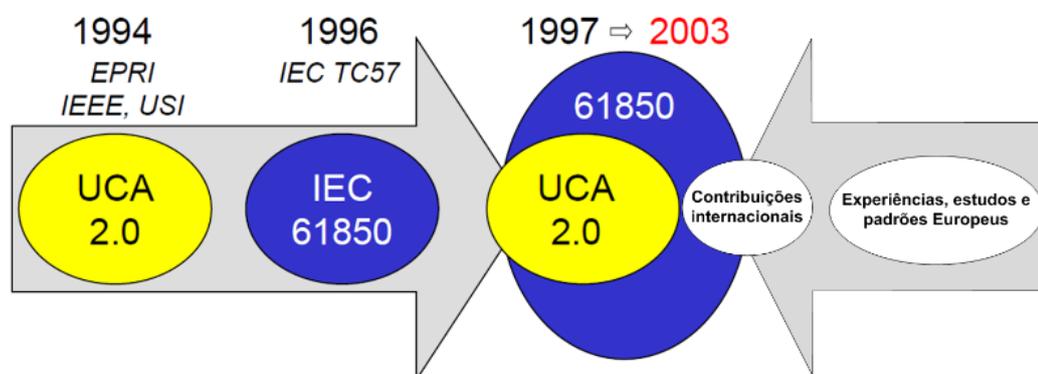
A interoperabilidade consiste na capacidade de dois ou mais IED, de um mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes, trocarem informações de forma correta.

A intercambiabilidade consiste na capacidade de substituir um dispositivo fornecido por um fabricante, por outro de fabricante diferente, sem necessidade de alterações no sistema.

Nesse sentido, em 1994, na Europa, o Comitê Técnico 57 (CT57) do IEC (*International Electrotechnical Commission*) inicia a padronização da comunicação em SAS com o lançamento e aprovação de quatro propostas normativas e a publicação da norma IEC 60.870-5-103. Nesse mesmo ano, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) e o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) lançam nos Estados Unidos o projeto denominado UCA (*Utility Communication Architecture*).

Em 1996, o Comitê Técnico 57 iniciou o projeto da norma IEC 61.850. Em 1997, CT 57 da IEC e o EPRI juntaram-se a outros órgãos normativos, fabricantes e empresas de energia para unificar os vários padrões na norma IEC 61.850 intitulada Sistemas e Redes de Comunicação em Subestações (*Communication networks and systems*), conforme ilustrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 - Histórico e composição da norma IEC 61.850.



Fonte: Adaptada de Pofound (2002).

Essa norma estabelece um padrão global, que abrange todos os níveis de comunicação da subestação e tem como objetivo principal especificar requisitos e prover uma plataforma capaz de proporcionar a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes nos diversos níveis hierárquicos do SAS. Apesar de não incorporar o conceito de intercambiabilidade, a norma define um padrão de comunicação único em SAS, que atende requisitos funcionais, de desempenho e suporte, a desenvolvimentos tecnológicos futuros, consequentemente reduz a complexidade e diversidade das soluções de automação, bem como minimiza custos de operação, manutenção e engenharia (IEC/TR 61.850-1, 2003).

A norma IEC 61.850 é composta de um conjunto de documentos, que padroniza sistema de automação de subestação de energia elétrica, os quais são apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Estrutura da norma IEC 61.850.

Parte	Descrição
IEC 61.850-1	Introdução e Visão Geral.
IEC 61.850-2	Glossário.
IEC 61.850-3	Requisitos Gerais.
IEC 61.850-4	Gerenciamento de Sistema e Projeto.
IEC 61.850-5	Requisitos de Comunicação para Modelos de Funções e Dispositivos.
IEC 61.850-6	Linguagem de Configuração para IED de subestações.
IEC 61.850-7	Estrutura de Comunicação Básica para Equipamentos de Subestações e Alimentadores.
IEC 61.850-7-1	Princípios e Modelos.
IEC 61.850-7-2	Serviços de Comunicação Abstratos (ACSI).
IEC 61.850-7-3	Classes de Dados Comuns.
IEC 61.850-7-4	Classes de Nós Lógicos Compatíveis e Classes de Dados.
IEC 61.850-8 - 1	Mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM) - Mapeamento para MMS (<i>Manufacturing Message Specification</i>) (<i>International Organization for Standardization - ISO 9506-1 and ISO 9506-2</i>) and to ISO/IEC 8802-3.
IEC 61.850-9 - 1	Mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM) - Valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3 (Valores Amostrais sobre Enlace Serial Unidirecional Multidrop Ponto-a-ponto - P2P).
IEC 61.850-9-2	Perfil de protocolo de precisão de tempo para automação de concessionária de energia. (Mapeamento de Amostra de Valores Analógicos baseado no barramento de processo).
IEC 61.850-10	Testes de Conformidade.

Fonte: (IEC/TR 61.850-1, 2003).

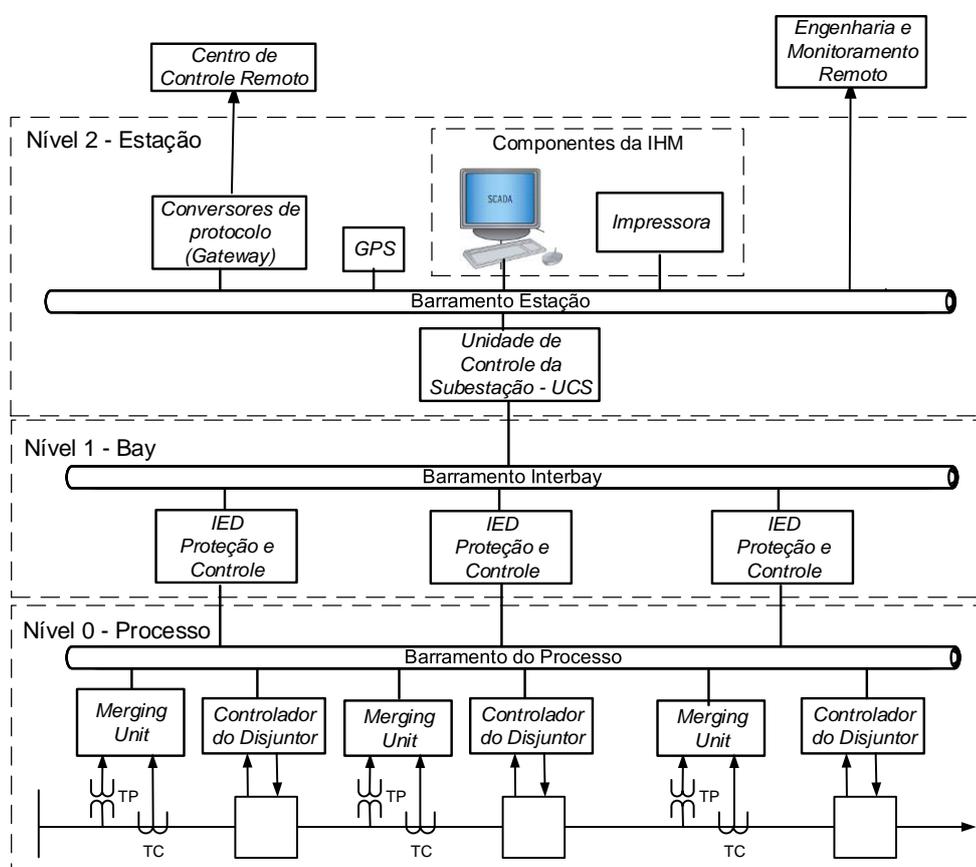
2.3.3.2 Estrutura Hierárquica do SAS

O SAS baseado na norma IEC 61.850 contempla os seguintes níveis hierárquicos, integrados via sistema de comunicação: processo, *bay* e estação (IEC/TR 61.850-1, 2003). Conforme mostrado na Figura 2.9, a norma prevê a seguinte distribuição de equipamentos nos níveis hierárquicos de automação:

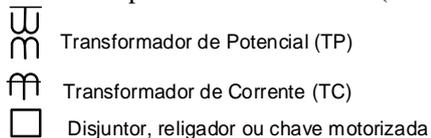
- no nível processo é previsto o uso do dispositivo *merging unit* e de um dispositivo controlador associado ao equipamento primário. O *merging unit* é um IED composto de transformadores de corrente e de tensão eletrônicos com entradas digitais e portas de comunicação. O dispositivo controlador executa comando de abertura ou fechamento do equipamento primário de chaveamento (disjuntores, religadores, seccionadores e chaves) enviado pelos níveis superiores de automação, monitora a mudança de estado destes equipamentos e envia as mudanças de estados aos níveis superiores de automação. Nos módulos 9-1 e 9-2 da norma IEC 61.850 estão padronizados o mapeamento dos serviços de comunicação dos IED do nível processo.

- no nível *bay* estão distribuídas as unidades de proteção, controle ou monitoramento de cada *bay*.
- no nível estação estão a UCS com a base de dados, monitor, impressora e interface para comunicação remota.
- Na Figura 2.9 é mostrada a estrutura hierárquica do SAS composta dos barramentos de comunicação, equipamentos e dispositivos distribuídos nos níveis hierárquicos.

Figura 2.9 - Estrutura hierárquica do SAS baseada na norma IEC 61.850.



Fonte: Adaptada de IEC61.850-1 (2003).

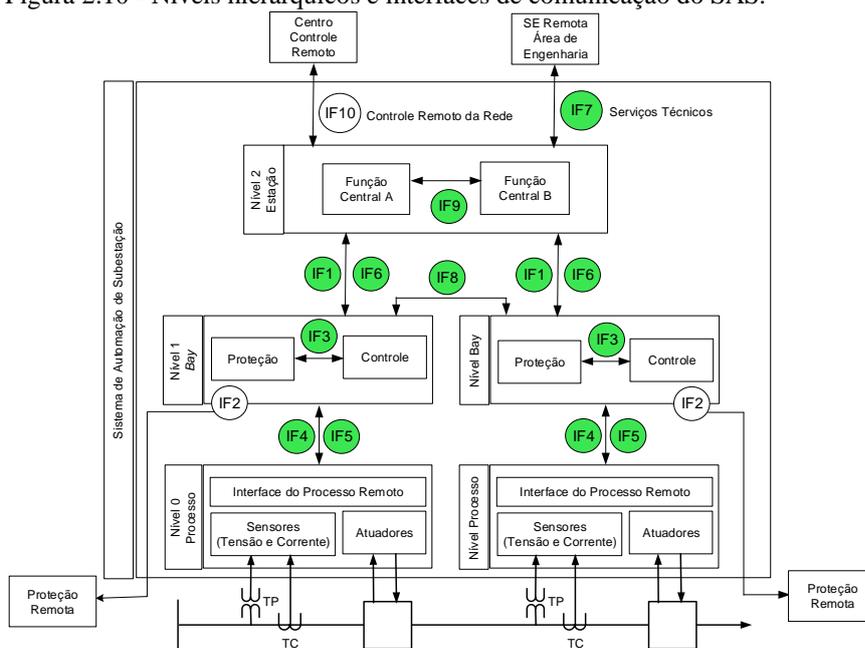


2.3.3.3 Funções e interfaces de comunicação do SAS

As funções de um SAS executam tarefas de controle, monitoramento e proteção dos equipamentos e elementos que compõem a subestação, bem como aquelas relacionadas à configuração do sistema e gerenciamento de comunicação e software. De acordo com a norma

IEC 61.850, a alocação no SAS dessas funções segue uma hierarquia funcional, que compreende a distribuição de funções nos níveis estação, bay e processo. A troca de dados no SAS ocorre entre elementos funcionais no mesmo nível hierárquico e entre os diferentes níveis hierárquicos da subestação. Na Figura 2.10 são apresentadas as interfaces lógicas estabelecidas na norma IEC 61.850 (IEC/TR 61.850-1, 2003).

Figura 2.10 - Níveis hierárquicos e interfaces de comunicação do SAS.



Fonte: Adaptada de IEC61.850-1 (2003).

Legenda:

- Transformador de potencial (TP)
- Transformador de Corrente (TC)
- Disjuntor, religador ou chave motorizada
- IF1 Interface de troca de dados entre o nível de bay e estação.
- IF2 Interface de troca de dados entre o nível de bay e proteção remota (teleproteção).
- IF3 Interface de troca de dados interno ao IED/bay.
- IF4 Interface de envio de amostras instantâneas de tensão (TP) e corrente (TC) do processo para o nível de bay.
- IF5 Interface de troca de dados de controle (sinal de comando e estado do equipamento primário) entre o processo e o nível de bay.
- IF6 Interface de troca de dados de controle entre nível de bay e estação.
- IF7 Interface de troca de dados de controle entre nível de bay e área de engenharia remota.
- IF8 Interface de troca de dados direta entre bays especialmente para funções rápidas como intertravamento, seletividade lógica e falha de disjuntor.
- IF9 Interface de troca de dados entre funções do nível estação.
- IF10 Interface de troca de dados entre subestação e centro de controle remoto.

As funções estão distribuídas e inter-relacionadas nos níveis hierárquicos da seguinte forma:

- no nível processo estão todas as funções que interagem com os equipamentos primários (TC, TP, disjuntores, religadores e chaves) do processo. Essas funções se comunicam através das interfaces IF4 e IF5. A interface IF4 é utilizada para envio de amostras instantâneas de sinais analógicos de tensão e corrente dos sensores de corrente e tensão, enquanto a interface IF5 é usada

para envio de dados de controle (estados de equipamentos e comandos) via qualquer tipo de entrada e saída digitais e atuadores remotos;

- as funções do nível *bay* usam dados de um *bay* e atuam em equipamentos primários deste *bay* específico. As funções do nível *bay* se comunicam via interface lógica IF3 no nível *bay* e via as interfaces lógicas IF4 e IF5 com o nível processo;
- as funções do nível estação estão relacionadas às operações de equipamentos na subestação como um todo e estão subdivididas em dois grupos: as funções do nível de processo e as funções do nível estação. O primeiro grupo de funções se comunica principalmente através da interface IF8 e usa dados de mais de um *bay* para atuar em diferentes *bays* da subestação. No segundo grupo estão funções que fazem a comunicação da IHM/SCADA com o nível *bay* via interfaces IF1 e IF6 e as funções que fazem a comunicação com a estação de engenharia via IF7. A interface IF1 é utilizada para dados de proteção e a IF6 para dados de controle.

O barramento de comunicação do processo tem a função de substituir os condutores de cobre convencionais utilizados historicamente para conectar os IED do nível 1 aos equipamentos primários (TP, TC, disjuntores, religadores e chaves). No entanto, as tecnologias de IED para o nível processo ainda estão em fase de desenvolvimento. Por esta razão, a implementação das interfaces IF4 e IF5 via condutores elétricos convencionais, embora esteja fora do escopo da norma IEC 61.850, é a prática mais comum nos projetos de SAS, baseados na norma IEC 61.850, implantados pelas empresas de energia.

Em 2009, foi lançada a edição 2 da norma IEC 61.850 com o objetivo de ampliar sua aplicação para além dos limites das subestações. A edição 2 padroniza os Recursos de Energia Distribuída (*Distributed Energy Resources – DER*).

A aplicação da norma IEC 61.850 está bem consolidada no âmbito dos SAS, no entanto, sua aplicação não se estende na mesma proporção na automação dos sistemas de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão, tendo em vista as limitações tecnológicas existentes nos dispositivos de controle e proteção utilizados nos religadores, seccionadores, chaves motorizadas, banco de capacitores e reguladores de tensão, bem como nos medidores/sistemas de medição.

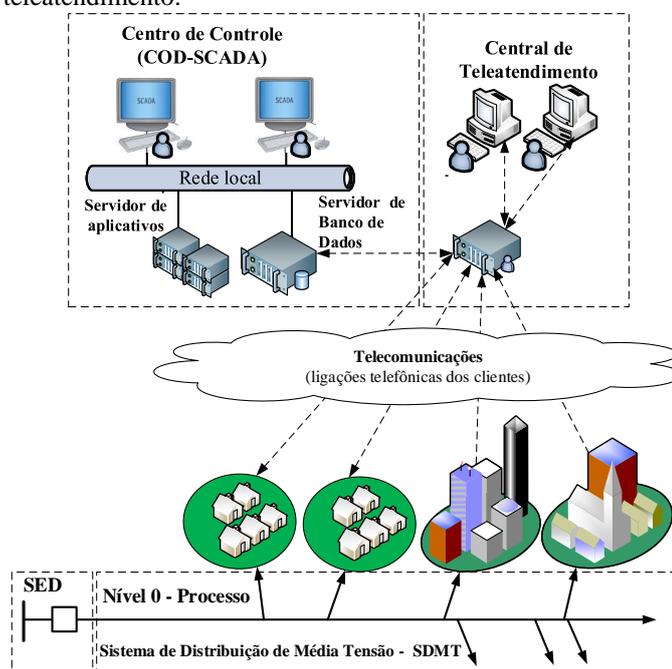
2.3.4 Automação do sistema de distribuição de média tensão

2.3.4.1 Histórico da operação do SDMT

Em função do alto investimento necessário para a automação do sistema SDMT, a rede de distribuição de energia em média tensão, normalmente possui limitações operacionais e equipamentos de controle, proteção e sinalização funcionando no modo *standalone*, cujos estados não são monitorados e controlados em tempo real a partir do centro de controle. Dessa forma, os operadores responsáveis pela operação do SDMT e SDBT tomam conhecimento da ocorrência de faltas na rede elétrica a partir das informações repassadas pelos consumidores via ligações telefônicas para o centro de teleatendimento (*Call Center*) da empresa de energia (SAMPAIO et al., 2012).

Na Figura 2.11 é apresentada a hierarquia da estrutura de teleatendimento integrada ao sistema de automação do COD da empresa de energia.

Figura 2.11 - Estrutura do SDMT e SDBT do COD integrada ao teleatendimento.

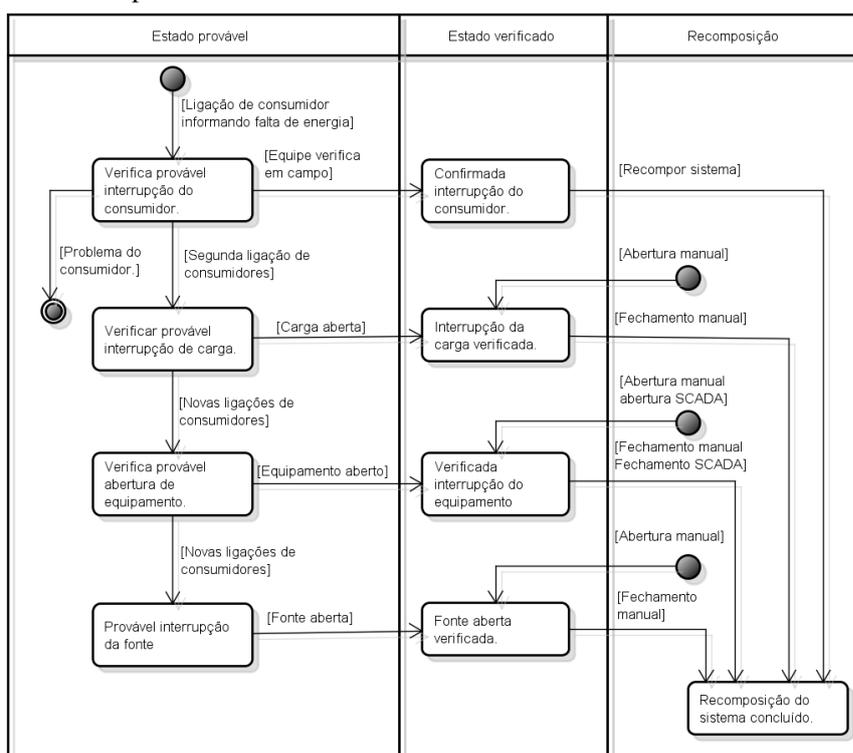


Fonte: Elaborado pelo autor.

As reclamações dos consumidores são registradas no teleatendimento e transmitidas para os operadores do SDMT e SDBT do COD. Os operadores do sistema ao receber as notificações das ocorrências mobilizam equipes para recomposição da rede elétrica. Como não existem recursos de automação, normalmente o operador, ao ser notificado da falta de energia,

mobiliza duas equipes de manutenção que se deslocam ao longo do alimentador para localizar e isolar o trecho sob falta e realizar a recomposição do sistema, através de encontro de alimentadores. Esse procedimento é realizado, através de uma sequência de chaveamento de abertura e fechamento de chaves manuais, conforme pré-definido nos procedimentos operacionais, denominados instruções de operação. Uma primeira equipe vai abrindo chaves ao longo do alimentador, enquanto o operador testa, através do fechamento do religador na subestação. Se a falta ocorreu no trecho entre o religador e a chave aberta, o relé de proteção atua abrindo o religador; se não, significa que a falta foi a jusante da referida chave. Enquanto isso, a outra equipe tem a função de fechar as chaves já abertas, caso a falta não seja naquele trecho, para realização do próximo teste. Esse procedimento é realizado até localizar a área afetada, que ao ser localizada, este trecho é isolado, e os trechos não afetados localizados antes do trecho isolado são reenergizados, quando possível. Quando existe encontro de alimentadores, após o trecho isolado, a equipe de manutenção fecha a chave de encontro de alimentador mais próximo, garantindo o fornecimento de energia para as demais cargas não afetadas pela falta. No diagrama de atividades apresentado na Figura 2.12 é apresentada a sequência de eventos para recomposição da rede elétrica de forma manual, após uma falta no SDMT ou SDBT.

Figura 2.12 - Diagrama de atividades da sequência de eventos para recomposição do SDMT após uma falta.

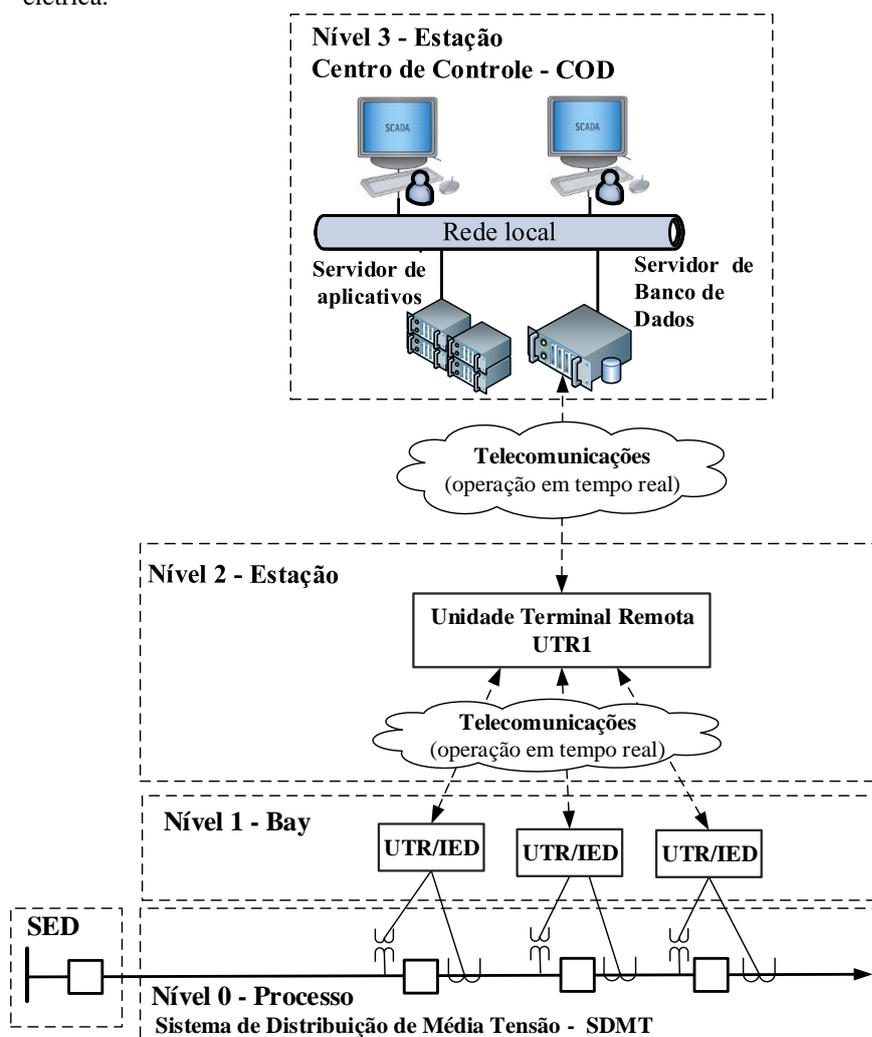


Fonte: Adaptado de (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2006).

2.3.4.2 Estrutura hierárquica da automação do SDMT

Para melhorar a eficiência operacional, as empresas de energia ao longo do tempo têm investido na automação dos SDMT. A primeira geração de automação de SDMT possui uma estrutura hierárquica composta de UCP baseada em UTR de poste, associadas a chaves motorizadas e controle de religadores distribuídos em pontos estratégicos ao longo dos alimentadores de distribuição, integradas à UCD (Unidade Central de Automação da Distribuição) que compreende uma UTR central. As UCD são integradas às UCP no nível 1 e ao sistema SCADA do COD, nível 3, via sistema de comunicação de longa distância. Na Figura 2.13 é mostrada a estrutura hierárquica da automação do SDMT.

Figura 2.13 - Estrutura hierárquica da automação da distribuição de energia elétrica.



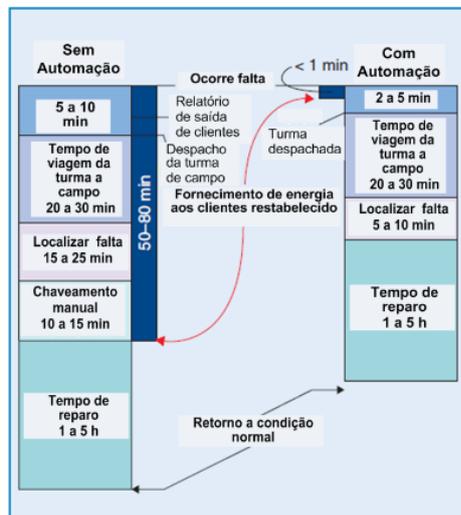
Fonte: Elaborado pelo autor.

2.4 Funções de automação inteligentes: Abordagens centralizada e distribuída

2.4.1 Funções de automação com inteligência centralizada

Apesar da automação de sistemas elétricos ao longo dos anos ter proporcionado inúmeros benefícios às empresas concessionárias de energia elétrica e à sociedade em geral, a complexidade da operação do sistema foi aumentando e a tarefa de análise de dados. O processo manual de diagnóstico de falta e recomposição da rede elétrica tornaram-se estressantes e sujeitas a falhas, principalmente por tratar-se de um problema que envolve muitas combinações de seqüências de manobras operacionais, as quais aumentam com a crescente complexidade dos sistemas elétricos (SOLANKI; KHUSHALANI; SCHULZ, 2007a). Na Figura 2.14 são apresentadas as diferenças de tempo para restabelecimento do fornecimento de energia aos consumidores após uma falta, com e sem a implantação de funções avançadas de automação nos SDMT (STASZESKY; CRAIG; BEFUS, 2005).

Figura 2.14 - Tempo de restabelecimento da rede após uma falta com e sem funções avançadas de automação no SDMT.



Fonte: (STASZESKY; CRAIG; BEFUS, 2005).

Diante desses fatos, pesquisadores no mundo inteiro buscam soluções inovadoras para contornar esse problema. Ferramentas como sistemas de diagnósticos de falta (SDF) e recomposição do sistema elétrico (SRS) centralizados, operando a partir dos dados disponibilizados pelo sistema SCADA no COS, foram as primeiras funções avançadas de automação desenvolvidas para apoio aos operadores do sistema elétrico. Várias técnicas computacionais são utilizadas no desenvolvimento dessas funções, no entanto, estas técnicas

apresentam várias limitações (NAGATA; SASAKI, 2001). Na Tabela 2.3 são apresentadas as principais técnicas utilizadas para desenvolvimento de funções de automação com inteligência centralizadas, suas características e limitações.

Tabela 2.3 - Técnicas para desenvolvimento de funções de automação com inteligência centralizada.

Técnica Aplicada	Característica	Limitações
Abordagem heurística (<i>heuristic approach</i>)	Baseada em regras empíricas que limitam o espaço de busca. Os problemas são resolvidos a partir da conversão do conhecimento de especialistas em lógica de programação.	Não garante solução ótima; software possui grande dimensão e algoritmo complexo, o que dificulta sua manutenção.
Sistema especialista (<i>expert system</i>)	Baseada no conhecimento de especialistas, converte este conhecimento em regras escritas como IF-THEN e possui um motor de inferência utilizado para inferir essas regras.	Considerada eficaz na solução de problema de restauração, sua manutenção torna-se dispendiosa à medida que o sistema cresce e as regras são definidas para um sistema específico, tornando-se desatualizadas com as mudanças naturais no sistema.
Métodos de computação suave (<i>soft computing</i>)	Redes neurais, algoritmos genéticos, teoria fuzzy, busca tabu, otimização de enxame de partículas (PSO), <i>simulating annealing</i> , e colônia de formigas.	Eficientes quando aplicados na resolução de problemas de otimização combinatória em grande escala, no entanto, demandam tempo computacional elevado quando aplicados na solução de problema prático de recomposição do SEP. Além disso, requer programa de fluxo de carga para verificar as restrições operativas.
Programação matemática (<i>mathematical programming</i>)	Formula o problema de recomposição do SEP como um problema misto inteiro não-linear (MINLP- mixed integer non-linear problem) para obter a configuração ótima. Os ramos são representados por uma variável binária (0: aberto e 1: fechado) e as restrições (como balanço de fonte e carga) são formuladas em termos de variáveis contínuas.	Apresenta soluções ótimas com relação as restrições operacionais, no entanto o tempo computacional frequentemente é excedido, devido ao problema de expansão combinatória. O tempo de processamento aumenta exponencialmente com o tamanho da área desenergizada.

Fonte: (NAGATA; SASAKI, 2001).

Em (SAMPAIO; BARROSO; LEO, 2005), os autores citam outros problemas proporcionados pelos sistemas centralizados, dentre os quais estão:

- a análise de um grande volume de informações, principalmente quando ocorrem múltiplas faltas, falha de equipamentos ou descoordenação das proteções, o que inviabiliza o diagnóstico da falta e a recomposição da rede elétrica com a rapidez e a exatidão que a tarefa requer;
- a ausência de informações imprescindíveis para o diagnóstico preciso, como por exemplo, dados de partida das funções de proteção podem não estar disponíveis no SCADA do COS. As empresas de energia normalmente não disponibilizam esses dados em função do grande volume de informações que ocuparia o sistema de comunicação e proporcionaria aumento da quantidade de dados a serem analisados pelos operadores. Nesse caso, o SDF/SRA não é capaz

de analisar com precisão, por exemplo, condições de descoordenação das proteções.

- menor grau de confiabilidade, devido ao sistema de automação fazer uso de redes WAN com maior probabilidade de perda de comunicação entre o SAS e o COS.
- desenvolvimento de ferramentas com alto grau de complexidade e robustez devido ao grande volume de dados disponibilizados pelos SAS de todas as subestações da empresa.

Visando solucionar os problemas detectados nas funções de automação centralizadas, em (SAMPAIO; BARROSO; LEAO, 2005) foi proposta uma metodologia para implantação de SDF e SRS distribuídos integrados a sistemas SCADA dos SAS.

A desvantagem da metodologia proposta consiste na necessidade do desenvolvimento de SDF/SRS centralizados para análise de faltas sistêmicas nas redes elétricas ou que concorram para a atuação das proteções envolvendo várias subestações (SAMPAIO; BARROSO; LEAO, 2005).

2.4.2 Funções de automação com inteligência distribuída

2.4.2.1 Redes elétricas inteligentes

Com o advento do conceito de redes elétricas inteligentes (REI), a tradicional estrutura hierárquica de controle e automação não garante a manutenção da estabilidade, confiabilidade e eficiência do SEP (MOMOH, 2012). REI é um conceito abrangente que provê inovações tecnológicas às redes elétricas e de comunicação atuais, visando adequar os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, às novas demandas do setor elétrico no século 21, que incluem minimizar os impactos nas mudanças climáticas, manter a perspectiva social do fornecimento de energia e o equilíbrio entre crescimento econômico e desenvolvimento ambientalmente sustentável (FANG et al., 2012; YU et al., 2011). A implantação de REI visa otimizar a rede elétrica de forma a proporcionar benefícios aos consumidores, concessionárias, demais agentes do setor de energia elétrica e à sociedade em geral.

A política de implantação de REI, no mundo inteiro, consiste em um projeto de médio e longo prazo, amparado em políticas governamentais e participação dos diversos agentes do setor elétrico.

Na Tabela 2.4 é apresentado um panorama das iniciativas de implantação de REI no mundo.

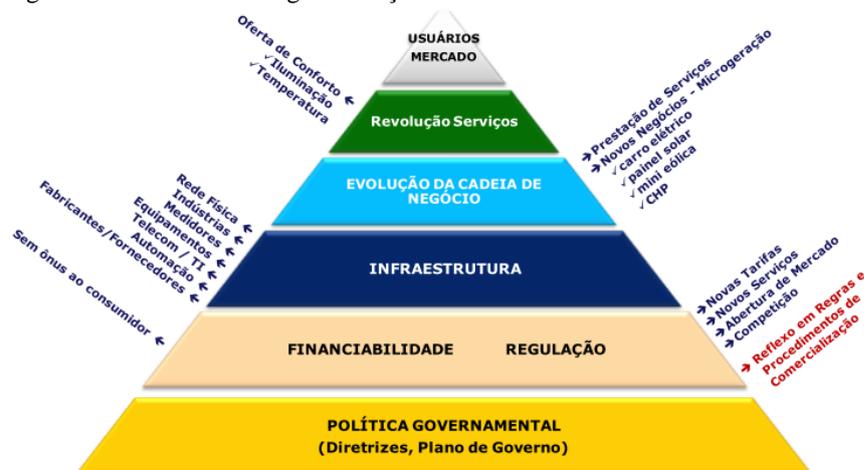
Tabela 2.4 - Principais projetos de implantação de REI no mundo.

REI no Mundo	Aplicação das REI
Austrália	Investimentos aplicado na implantação de REI baseada em WiMAX para suporte a aplicações como: <i>plug-and-play</i> de veículos híbridos, automação de subestação e projetos envolvendo 50.000 medidores inteligentes e 15.000 dispositivos domésticos.
Estados Unidos	Investimentos direcionado ao desenvolvimento de padrões de REI, modernização da rede elétrica existente.
Canadá	Criação de Lei de Responsabilidade de Conservação de Energia que obriga instalação de medidores inteligentes nas empresas. Além disso, foram feitos investimentos em projetos de pesquisa de sistemas inteligentes aplicados principalmente na solução de problemas da gestão de fontes de energia renováveis.
China	Implantação de políticas e estratégia governamentais para desenvolvimento de projetos-piloto de rede inteligente direcionados à redução das perdas no sistema de distribuição e transmissão. Foram feitos investimentos principalmente na melhoria do planejamento das redes de distribuição de forma a atender a demanda com menores perdas (elevaram as tensões de transmissão e instalaram transformadores de alta eficiência) e menor impacto ambiental (reduzir 15% de fontes não fósseis no consumo nacional).
União Europeia	<i>Task Force Smart Grid</i> (SGTF) foi criada pela Comissão Europeia no final de 2009. Em 2007, a Plataforma Tecnológica Europeia (ETP) apresentou sua primeira Agenda Estratégica de Pesquisa (SRA). A SGTF também emitiu as principais recomendações para padronização da rede elétrica, direcionando também a segurança do sistema. SRA 2020 direcionou para o desenvolvimento de novas tecnologias e sistemas e a SRA 2035 definiu atividades de pesquisa e inovação na implementação da Smart Grid. O SRA 2020 e o SRA 2035 planejaram instalar medidores inteligentes em pelo menos 80% do consumidor até 2020.
República da Coreia	Implementação de REI em toda a nação até 2030, iniciando com projeto piloto aplicado no desenvolvimento de REI capaz de integrar 6.000 consumidores. Dentre os objetivos da estratégia governamental estão a redução do consumo de energia em 10% antes de 2030 e das emissões de gases de efeito estufa em 41 milhões de toneladas.
Índia	Investimento em um programa de eficiência energética aplicado a todos os setores, envolvendo instituições públicas e privadas. Os investimentos são direcionados ao aumento do gerenciamento pelo lado da demanda, a melhoria da eficiência operacional e a expansão da geração distribuída baseada em fontes renováveis nas redes existentes. As REI visam reduzir as perdas crescentes nos sistemas de transmissão e distribuição (atualmente causam prejuízos financeiros da ordem de 1,5% do Produto Nacional Nacional), atender a demanda crescente, investir na melhoria da rede que atualmente é fraca, mal planejada, possui componentes sobrecarregados, falta de compensação de reativo e de serviços de regulação.

Fonte: (MUTHAMIZH SELVAM; GNANADASS; PADHY, 2016).

Na Figura 2.15 é apresentada a estrutura hierárquica do programa brasileiro para implantação de REI no Brasil, que tem como base uma política governamental com diretrizes e plano de governo relacionados a temas como regulação e financiamento, mudança na infraestrutura, evolução da cadeia de negócios, revolução dos serviços e impactos no mercado e nos usuários.

Figura 2.15 - Estrutura da governança em REI.



Fonte: (PELEGRINI; VALE, 2014).

As principais diferenças entre as tradicionais redes elétricas e as redes elétricas inteligentes são apresentadas na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Comparação das redes elétricas tradicionais em relação às REI.

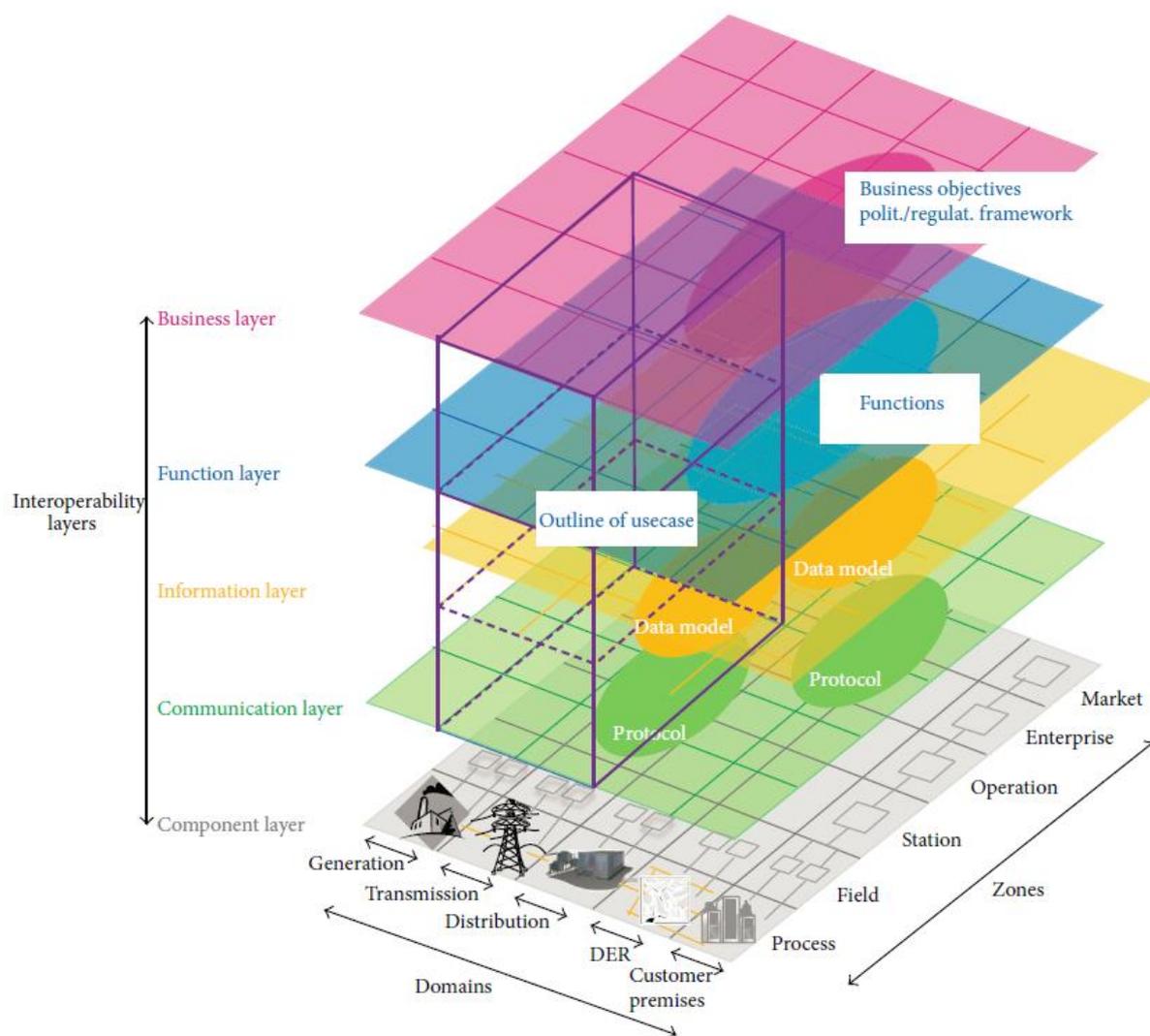
Rede atual	Característica ideal (desejada)	REI (Smart grid)
Consumidores desinformados e não participam da gestão da energia	Participação ativa do consumidor	Utilizam gerenciamento pelo lado da demanda e recursos energéticos distribuídos.
Predominância da geração centralizada – muitos obstáculos para conexão de recursos energéticos distribuídos.	Acomodação de todas as opções de geração e armazenamento de energia.	Muitos recursos energéticos distribuídos com foco em recursos renováveis de simples acionamento e uso.
Mercado de energia no atacado pouco integrado; consumidores com oportunidades limitadas.	Novos produtos, serviços e mercados	Mercado de energia no atacado bem integrado; crescimento de novos mercados de energia para o consumidor.
Foco em interrupções (falhas) – resposta lenta a problemas de qualidade de energia.	Prover qualidade de energia para economia digital.	Qualidade de energia é vista como prioridade, com variedade de opções de qualidade/preço – rápida solução dos problemas.
Pouca integração dos dados operacionais com a gestão dos ativos – falta de cooperação entre diferentes setores administrativos.	Otimização dos ativos e eficiência operacional.	Aquisição de dados da rede amplamente expandida; foco em ações preventivas para minimizar possíveis impactos aos consumidores.
Atua para evitar mais danos; Prioriza a proteção de ativos, após ocorrência de falta.	Antecipação de respostas a distúrbios no sistema (<i>self-healing</i> ou autocura).	Detecta e responde automaticamente a problemas; foco na prevenção e na mitigação dos impactos aos consumidores.
Vulnerável a ações de organizações criminosas e a desastres naturais; restabelecimento lento.	Resiliência contra ataques cibernéticos e desastres naturais.	Resiliente a ataques cibernéticos e a desastres naturais; capacidade de rápido restabelecimento.

Fonte: (MOMOH, 2012).

As REI representam uma quebra de paradigma no setor elétrico em termos de soluções tecnológicas em infraestrutura, sistemas de comunicação, controle e automação. Dessa forma, uma arquitetura de aplicação REI pode ser definida com uma estrutura tridimensional (Figura 2.16) composta por diferentes níveis hierárquicos classificados como (LEONARDI et al., 2014):

- domínio (geração, transmissão, distribuição, recursos energéticos distribuídos (DER) e renováveis e consumidores);
- zonas ou níveis (processo, campo, estação, operação, empresa e mercado) e;
- camadas de interoperabilidade (componentes, comunicação, informação, função e negócios).

Figura 2.16 - Arquitetura de aplicações REI.



Fonte: (LEONARDI et al., 2014).

Na automação baseada na norma IEC 61.850, alguns termos mudam a nomenclatura em relação à arquitetura da Figura 2.16: o termo zonas (*zones*) significa níveis e o termo campo (*field*) significa *bay*. Na metodologia de POA proposto nesta Tese, o SMAD foi concebido com base nessa arquitetura, adotando-se as terminologias da norma IEC 61.850.

2.4.2.2 Aplicação de sistemas multiagentes nos sistemas elétricos de potência

Nos últimos anos, com o ambiente de inovações e quebra de paradigmas gerado pelas REI, tornou-se crescente o interesse dos pesquisadores pelo uso de sistemas distribuídos baseados em Sistemas Multiagentes (SMA) aplicados à automação de sistemas elétricos. Na engenharia elétrica, SMA vem sendo estudado para solução de problemas nos seguimentos de geração, transmissão e distribuição, conforme apresentado na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Pesquisa e desenvolvimento de SMA aplicado à engenharia elétrica.

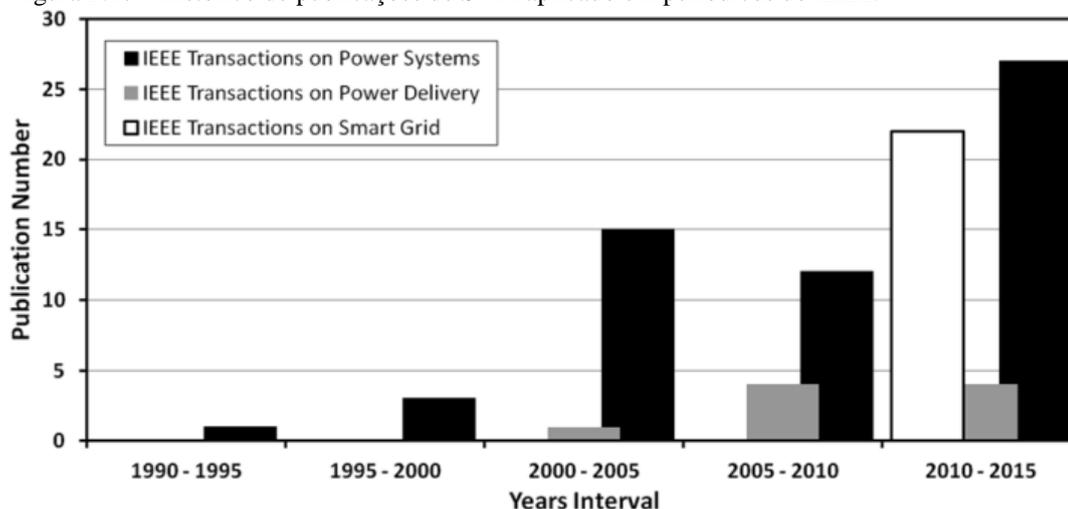
Seguimento	Funções distribuída baseada em SMA
Geração e STAT	SRS de apoio ao operador (BAHMANIFIROUZI et al., 2012); sistema de avaliação da confiabilidade (DA ROSA; LEITE DA SILVA; MIRANDA, 2012); estimação de estado (LU et al., 2014); controle de tensão contra distúrbios catastróficos (ISLAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2015); sistema de diagnóstico de falta (DAVIDSON et al., 2006).
Subestação	Automação de subestação (BUSE et al., 2003; LIANG et al., 2013).
Sistema de distribuição	Monitoramento de transformador (KHAMPHANCHAI et al., 2015); controle do perfil de tensão aplicado a SDMT (AQUINO-LUGO; KLUMP; OVERBYE, 2011); controle de despacho de potência reativa aplicado à microrrede (ANSARI; GHOLAMI; KAZEMI, 2015) e GD (ELKHATIB; EL-SHATSHAT; SALAMA, 2011); recomposição automática de sistemas elétricos (BAHMANIFIROUZI et al., 2012; BAXEVANOS; LABRIDIS, 2007; GHORBANI; CHOUDHRY; FELIACHI, 2016; KOVAC et al., 2013; LI et al., 2012b; LIM et al., 2013; LIU et al., 2012 ^a ; NAGATA; SASAKI, 2002; NGUYEN; FLUECK, 2012; NORDMAN; LEHTONEN, 2005; REN; ZHANG; SUTANTO, 2013; SOLANKI; KHUSHALANI; SCHULZ, 2007b; YAN et al., 2014; YOKOYAMA; NAGATA, 2014; YU; SOO; TSAI, 2015; ZIDAN; EL-SAADANY, 2012; ZIDAN; EL-SAADANY; EL CHAAR, 2011b); proteção adaptativa (NASCIMENTO, 2014; WAN; LI; WONG, 2010); qualidade de energia (DOMINGUEZ et al., 2015).
Consumidores	Automação residencial e industrial (RUTA et al., 2014); automação residencial (LI; LOGENTHIRAN; WOO, 2015).
Comercialização	Análise dos mecanismos de leilões no mercado de energia (LIU et al., 2012b); simulação do mercado de energia (SANTOS et al., 2013).
Produtores independentes	Automação do sistema elétrico de embarcações (SU et al., 2015).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em Leite e Mantovani (2015) os autores apresentam uma pesquisa em artigos publicados em periódicos do IEEE entre 1990 e 2015, em que mostram o crescente uso de

SMA na automação de SEP (Figura 2.17) motivado pelo advento do conceito de REI e do lançamento do periódico IEEE Transactions on Smart Grid dedicado às REI.

Figura 2.17 - Histórico de publicações de SMA aplicado em periódicos do IEEE.



Fonte: (LEITE; MANTOVANI, 2015).

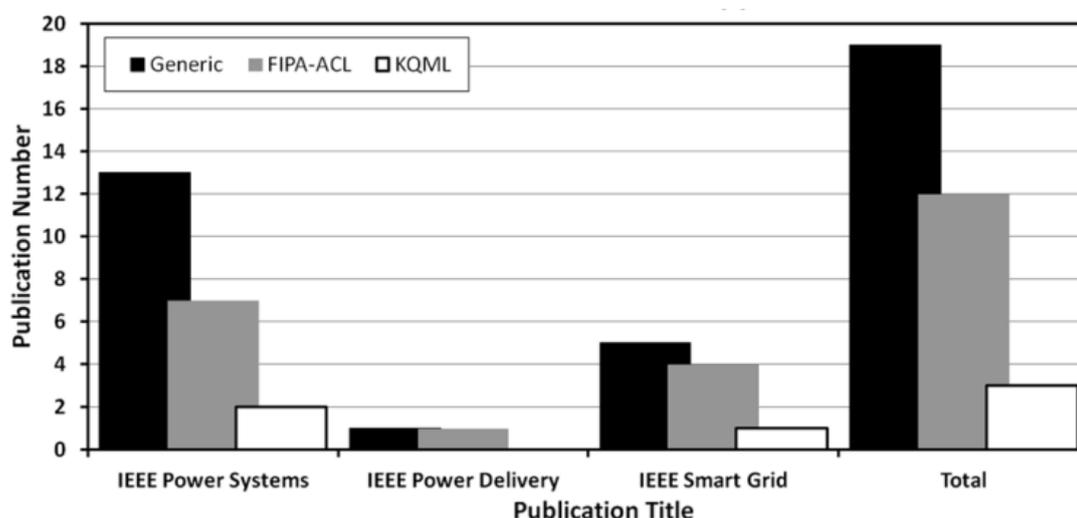
Em função do crescente interesse pela pesquisa e desenvolvimento de SMA aplicado à automação do setor elétrico, o *IEEE Multi-Agents Working Group* (IEEE MAS-WG) estabeleceu fundamentos, identificou potenciais e destacou requisitos necessários para que a tecnologia associada aos SMA seja aceita na comunidade de pesquisadores e desenvolvedores de SMA aplicada à área de engenharia elétrica para sua consolidação no setor elétrico (MCARTHUR et al., 2007a, 2007b). Entre esses requisitos estão:

- necessidade de uma metodologia específica para desenvolvimento de SMA aplicado à automação de sistemas elétricos;
- necessidade de plataforma de desenvolvimento de agentes com arquitetura aberta implementada de acordo com as normas regidas pela FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*), que permita a construção de agentes com comportamentos e capacidades que possam ser reutilizados em diversas outras aplicações;
- desenvolvimento de SMA que seja flexível, extensível e robusto para aplicação em tempo real e compatível com outros sistemas por um longo período;
- arquitetura de agentes de fácil compreensão para facilitar o desenvolvimento de agentes inteligentes;

- agentes com ontologias baseadas nas normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC 61.850 e IEC 61.970/61.968) para garantir sua interoperabilidade com diferentes sistemas e IED;
- recursos de segurança que tornem a comunicação P2P entre agentes segura;
- agentes móveis capazes de mover seus códigos fontes e dados.

Em (LEITE; MANTOVANI, 2015), os autores mostram que a ausência de padronização continua sendo o grande entrave para o avanço dos SMA aplicados à automação de SEP, a partir de um levantamento feito em artigos publicados nos periódicos do IEEE (Figura 2.18).

Figura 2.18 - Histórico do uso de protocolos de comunicação em SMA aplicado a SEP.



Fonte: (LEITE; MANTOVANI, 2015).

Conforme mostrado no gráfico da Figura 2.18, os autores constatam que o uso de protocolos genéricos para comunicação entre agentes, ao invés de protocolos de comunicação padronizados pela FIPA, continua sendo um entrave para o avanço da aplicação de SMA nas REI. No estudo, os autores buscam mostrar a viabilidade do uso do padrão IEC 61.860 como protocolo de comunicação dos agentes.

A norma IEC 61.850, apesar de estar bem consolidada para automação de subestações, apresenta limitações para desenvolvimento de SMA padrão FIPA (HIGGINS et al., 2011; LING et al., 2014; PINTO DE SA; CARTAXO, 2011; ZHABELOVA; VYATKIN, 2012b).

Em Ling et al., (2014), os autores destacam as limitações da norma IEC 61.850 para desenvolvimento de SMA padrão FIPA aplicados a SDMT e propõem a expansão do modelo

da norma IEC 61.850, visando sua adequação para aplicação na automação do SDMT. Os autores apresentam uma proposta de expansão do modelo da norma IEC 61.850, concebida exclusivamente para desenvolvimento de sistemas de automação de subestações (SAS). Os autores propõem a criação de novos grupos de nós lógicos para implementação de sistemas multiagente de recomposição automática (SMRA) para automação da distribuição, baseados na norma IEC 61.850, denominadas por eles de FLIRS (fault localization, isolation, and supply restoration). Segundo os autores, o tamanho e complexidade do modo SMRA depende da quantidade de dados disponibilizados pelos dispositivos de controle e/ou proteção ao qual estão integrados, e da complexidade das funções dos dispositivos. Como exemplo, é citado o IED de controle das chaves, que possui uma quantidade menor de nós lógicos em relação ao IED proteção associado a disjuntores. O modelo do IED proteção possui o nó lógico PIOC (nó lógico que representa o modelo de dados da função de proteção de sobrecorrente instantânea), que exerce a função de sobrecorrente instantânea, e o nó lógico PTRC (que representa o modelo de dados referente ao *trip*) que ao ser ativado pelo PIOC, envia sinal de *trip* para abertura do disjuntor. De forma diferente, no modelo de controle da chave, o nó lógico PIOC não envia sinal de *trip*, porque a chave não tem capacidade de interromper corrente de curto-circuito e por esta mesma razão o nó lógico PTRC não se faz necessário. No entanto, o PIOC no controle da chave foi especificado com a função de sinalizar a presença de falta para iniciar o processo de recomposição por meio dos vários modos FLISR. Segundo os autores, as principais diferenças entre as funcionalidades do SAS em relação às do SAD estão nas funções de detecção de corrente de falta e SMRA. Outra diferença está no nó lógico RFLO (localizador de falta) padronizado na norma para relés de distância que localizam falta com base nos parâmetros das linhas de transmissão (tensão, corrente, impedância) e que não se aplica à função SMRA que necessita localizar falta nos trechos independente destes parâmetros. Apesar da possibilidade da função SMRA ser implementada por meio do nó lógico GAPC (*Generic automatic process control*) usado para modelar funções de processamento/automação não predefinidas na norma IEC 61.850, os autores optaram pela criação dos novos nós lógicos FLOC (*Feeder fault location function*), FISO (*Fault isolation function*) e FRES (*Non-fault area power restoration function*) e propõem a inclusão destes em um novo grupo de nó lógico da IEC, denominado SMRA e identificado pela letra F. O nó FLOC tem a função de iniciar a localização de faltas a partir de um sinal de alarme de sobrecorrente do nó PIOC e colabora com nós FLOC adjacentes para localizar a falta de forma distribuída por meio de envio e recebimento de mensagens GOOSE com informações de corrente, dados de tensão e estado da chave adjacente. A função do FISO é comandar a abertura de todas as chaves próximas da seção em falta, supervisionar a operação

e, caso o *trip* não seja efetivado, notificar o nó FISO adjacente para comandar a abertura da chave de modo a reduzir tanto quanto possível o tempo de interrupção, e enviar o sinal para o nó lógico FRES recompor o sistema, restaurando o fornecimento após confirmação de *trip* bem sucedido. A função do FRES é recompor a rede elétrica por meio do fechamento de disjuntor na subestação para restaurar o fornecimento de energia aos consumidores a montante do trecho em falta e fechar a chave de encontro de alimentadores para restabelecer o fornecimento de energia do local a jusante da falta. Estes nós lógicos fazem parte de um dispositivo lógico denominado FRESR, projetado para operar embarcado em controladores SMRA a partir das informações disponibilizadas pela unidade de controle ao qual está integrado. O SMRA foi concebido com características modulares para contemplar as características dos vários modos FLISR. Para atender essas características, o modelo e quantidade de nós lógicos do dispositivo lógico varia de acordo com sua aplicação. Os autores apresentaram nesse artigo o algoritmo do modo SMRA nível disjuntor. O sistema FLISR proposto foi testado em uma rede de distribuição composta de dois alimentadores com relés associados a disjuntores nas saídas das subestações, chaves com unidade terminal remota ao longo dos alimentadores e chaves normalmente abertas nos encontros de alimentadores. O modelo SMRA e o algoritmo propostos foram testados e validados em uma primeira fase por meio de um método de análise formal, utilizando a ferramenta *Processo Meta Language* (PROMELA). Essa ferramenta foi utilizada para especificar o sistema e enfatizar a sincronização e coordenação do processo. O Interpretador PROMELA Simples (SPIN) é um verificador de modelos. Na segunda fase, um IED denominado *Facontroller* foi desenvolvido com base no modelo e o algoritmo foi testado por meio de um sistema de simulação de distribuição inteligente. Na conclusão, os autores afirmam que IED SMRA baseados no modelo proposto são interoperáveis e de fácil integração a IED de controle e proteção de vários fabricantes.

A metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD proposto nesta Tese apresenta as seguintes inovações em relação à metodologia proposta em (LING et al., 2014):

- Os agentes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF, construídos na plataforma de sistemas multiagentes PADE, possuem funções específicas para automação de SDMT concebidas com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional, adotados na norma IEC 61.850 e operam independente da tecnologia dos IED;
- Os agentes desenvolvidos em PADE, implantados em hardwares externos aos IED do SDMT, cooperam e negociam entre si por meio de protocolos de comunicação padrão FIPA e se comunicam com os IED de proteção, controle

e sinalização via protocolo de comunicação padrão do setor elétrico (IEC 61.850, DNP 3.0 e Modbus). Dessa forma, a metodologia proposta apresenta como diferencial o fato dos subsistemas do SMAD preservar as características tecnológica dos IED de proteção, controle e sinalização;

- Enquanto o SMRA proposto, baseado nas especificações FIPA, tem capacidade de negociar propostas com mais de um SMRA para solucionar um problema, a função FLIRS proposta em Ling et al. (2014), baseada em nó lógico e comunicação via mensagem GOOSE, não tem capacidade de negociação. Nesta tese, a capacidade de negociação foi provada por meio de testes e validação dos agentes do Sistema Multiagentes IED padrão IEC 61.850;
- A implementação de muitas lógicas em um IED de proteção e controle pode afetar o desempenho da sua função principal, além disso o IED não tem flexibilidade para implementar em seu hardware um configurador e simulador de redes elétricas para análise das restrições operativas da função FLIRS. Nesse sentido, a metodologia desta Tese propõe o desenvolvimento de sistemas multiagentes com um simulador e configurador de rede embarcado, operando externo ao IED, não afetando assim seu desempenho.
- Os subsistemas do SMAD possuem um agente comunicação que atualmente permite sua integração com IED padrão IEC 61.850, estando apto a operar integrado a IED com protocolos de comunicação típicos da automação de sistemas elétricos como DNP3.0 e Modbus padrão TCP/IP. No entanto, a função FLIRS proposta em (LING et al., 2014) só pode ser aplicada em sistemas de automação com IED de proteção e controle padrão IEC 61.850.

Em Higgins et al., (2008) and Higgins et al., (2011), os autores propõem a harmonização das normas IEC 61.850 e IEC 61.499. O padrão IEC 61.499 descreve uma arquitetura de blocos funcionais de aplicação geral para projetos de sistemas de automação industrial padronizado em norma para tornar os sistemas de automação reconfigurável, interoperáveis e portátil. A norma IEC 61.499 define três classes de blocos funcionais: blocos funcionais básicos, blocos funcionais compostos e interface de blocos funcionais de serviço. Cada bloco funcional tem um conjunto de variáveis de entrada e saída. As variáveis de entrada são lidas pelos algoritmos interno em tempo de execução e os resultados são apresentados nas saídas. Um bloco funcional é uma unidade de software que encapsula um certo comportamento. Na arquitetura definida na norma IEC 61.499, a função desempenhada pelo sistema é especificada como um aplicativo, que pode residir em um único dispositivo ou ser distribuída

entre vários dispositivos. O aplicativo consiste em uma rede de blocos de funções ligadas por conexões de dados e de eventos. O sistema de controle é especificado como um conjunto de dispositivos interligados e que se comunicam entre si por meio de uma ou mais redes de comunicação. A proposta de harmonização das normas IEC 61.499 e IEC 61.850 consiste na implementação de funções inteligentes baseadas nos nós lógicos padronizados na IEC 61.850 em dispositivos compatíveis com a Norma IEC 61.499 e usar para troca de informações entre dispositivos os serviços de comunicação da IEC 61.850-7-2 implementados nas bibliotecas dos blocos lógicos. Segundo Higgins et al. (2008), os nós lógicos estabelecidos na norma IEC 61.850 podem ser modelados e implementados em blocos funcionais estabelecidos na norma IEC 61.499. Dentre os destaques desta harmonização está a capacidade de customização e personalização de lógicas de controle e automação dos dispositivos baseados na norma IEC 61.499 e a possibilidade de implementar nós lógicos e dispositivos lógicos juntamente com as funções que produzem e consomem os objetos de dados dos nós lógicos nos blocos funcionais em qualquer dispositivo compatível com a norma 61.499, independente do fabricante. Outra importante característica é a possibilidade de simular e validar as funções inteligentes antes da sua implementação em um dispositivo físico. Segundo os autores, a maior adaptabilidade e flexibilidade dos sistemas de automação às mudanças no ambiente tornam os sistemas distribuídos baseados na norma IEC 61.499 adequados e factíveis para o avanço das redes elétricas inteligentes. Para demonstrar a viabilidade da proposta foi apresentado um cenário para SMRA em um SDMT em 11 kV composto de três subestações, cada uma com um alimentador de distribuição, interligados entre si através de chaves de encontro de alimentadores. Para esse cenário foi apresentado o esboço da implementação da função SMRA distribuída em blocos funcionais da norma IEC 61.499. Na conclusão, convictos dos benefícios dessa abordagem para as redes inteligentes, os autores propõem a implementação dos dispositivos de proteção, controle, supervisão e unidade de controle da subestação em plataforma compatível com a norma IEC 61.499 para agregar mais valor ao padrão IEC 61.850.

Em Zhabelova and Vyatkin (2012), os autores apresentam um protótipo de arquitetura para automação de sistemas elétricos baseada na proposta de harmonização dos padrões IEC 61.850/61.499 apresentada em Higgins et al. (2008) e Higgins et al. (2011). A arquitetura do SMRA (função FLISR), proposta pelos autores, compreende um conjunto de nós lógicos distribuídos nos três níveis hierárquicos de automação, estabelecidos na norma IEC 61.850: processo (nós lógicos XCBR – controle de disjuntor, TCTR – TC, TVTR – TP,), *bay* (nós lógicos PIOC – função de sobrecorrente instantânea, ARREC – autoreligamento, CSWI – controlador de chave) e estação (nós lógicos CSWI e CILO - intertravamento). Os cenários de

testes na rede elétrica apresentados em Higgins et al. (2011) foram simulados em duas ferramentas: o Matlab (no pacote “SimPowerSystem” do Simulink) para simulação da rede elétrica e o sistema de controle (SMRA) implementada no ambiente de execução da função bloco FBDK (FunctionBlock DevelopmentKit).

Em Pinto de Sá e Cartaxo (2011), os autores destacam que o desenvolvimento de funções distribuídas, autônomas e inteligentes baseadas na norma IEC 61.850 implementadas em dispositivos padrão IEC 61.499 apresentam limitações técnicas a serem superadas, como: a incerteza da confiabilidade das funções de proteção implementadas em blocos funcionais, a incerteza da capacidade de resposta dos serviços de comunicação em tempo real e a adesão dos fabricantes de relés para adoção deste novo padrão. Nesse sentido, a metodologia proposta nesta Tese preserva o nível de confiabilidade dos IED de proteção e controle. Além disso, os subsistemas do SMAD são desenvolvidos em plataforma aberta padrão FIPA, compostos de agentes concebidos com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional, adotados na norma IEC 61.850 e embarcados em hardwares alocados no nível hierárquico estação e integrados aos IED de proteção, controle e sinalização existentes no SDMT.

Dessa forma, a metodologia proposta nesta Tese tem como inovador em relação a arquitetura de SMRA proposta em Higgins et al. (2008), Higgins et al., (2011) e Zhabelova and Vyatkin (2012) os seguintes aspectos:

- a preservação dos padrões dos sistemas multiagentes padrão FIPA e das tecnologias de proteção, controle, sinalização e automação do sistema elétrico;
- não impõe aos fabricantes e empresas do setor elétrico uma mudança completa e radical nas tecnologias dos IED e algoritmos de proteção, controle e automação do sistema elétrico a serem implantados em um novo padrão (61.499), o que pode acarretar em alto investimento em desenvolvimento e capacitação;
- Na arquitetura proposta por aqueles autores, o SMRA é implementado em IED padrão 61.499, que se comunicam entre si exclusivamente via protocolo IEC 61.850. Nesse sentido, a metodologia proposta nesta Tese, inova quando propõe agentes que se comunicam entre si e com outros SMA via protocolos padrão FIPA e com os IED de proteção, controle e sinalização existentes no SDMT por meio dos protocolos de comunicação IEC 61.850, DNP3.0 e Modbus, padrão TCP/IP, típicos da automação de sistemas elétricos. Nesta Tese a integração dos subsistemas do SMAD com IED padrão IEC 61.850 foi

implementada, testada e validada e a integração com outros protocolos ficaram como trabalhos futuros.

- A metodologia proposta nesta Tese pode ser aplicada em SDMT com diversos recursos topológicos, operacionais e tecnológicos contribuindo para o avanço das REI de acordo com o aporte financeiro das concessionárias de energia.

Em função das limitações e da variedade de protocolos de comunicação existentes na automação de sistemas elétricos, nesta Tese é proposta uma metodologia para desenvolvimento de sistemas multiagentes (SMA) padrão FIPA para integração com IED de proteção, de controle e de sinalização, se comunicando via protocolos de comunicação do setor elétrico. Dessa forma, a tecnologia de agentes torna-se independente das tecnologias de IED consolidadas no mercado de energia, facilitando assim a aplicação do SMA no setor elétrico.

2.5 Considerações finais

Esta revisão norteou a proposta desta Tese que consiste na apresentação de uma metodologia para desenvolvimento de um sistema multiagente para automação da distribuição (SMAD) em média tensão.

Com base em revisão bibliográfica, foi definido também o arcabouço da arquitetura do SMAD e a técnica mais adequada para desenvolvimento do POA SMAD em conformidade com padrões internacionais que prezam pela interoperabilidade adotados na metodologia proposta para desenvolvimento do SMAD.

3 SISTEMAS DISTRIBUÍDOS

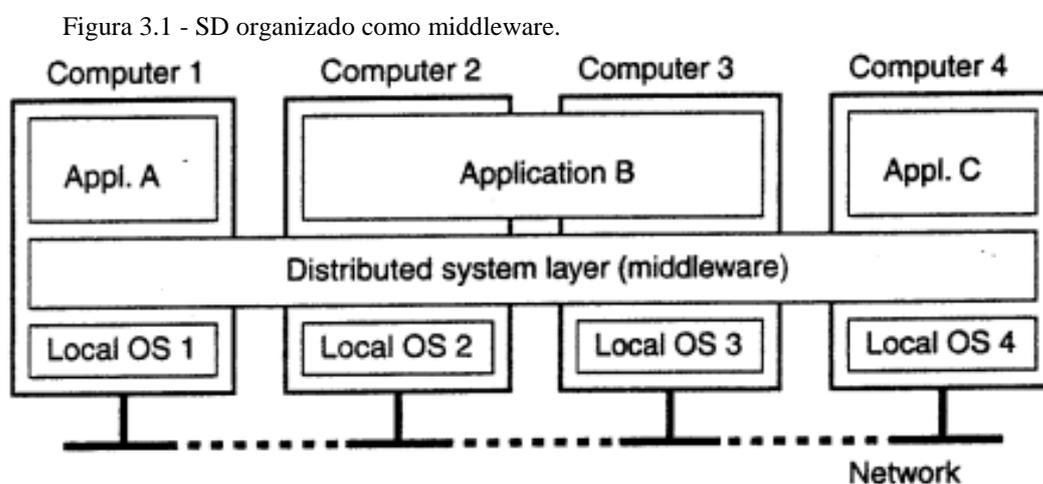
3.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentados aspectos conceituais de sistemas distribuídos e inteligência artificial distribuída com maior ênfase em sistemas multiagentes (SMA). Inicialmente são dadas algumas definições e arquiteturas de agentes e SMA, seguida de uma breve introdução sobre os padrões FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*), estabelecidos para desenvolvimento de SMA interoperáveis, e sobre as plataformas computacionais, usadas no desenvolvimento de SMA, dando maior ênfase ao PADE construída para desenvolvimento do SMAD.

3.2 Introdução a sistemas distribuídos

Um sistema distribuído (SD) consiste em uma coleção de computadores ou dispositivos independentes que operam como componentes autônomos (hardware ou software) que interagem e colaboram entre si, visando a solução de problemas, de forma a transparecer ao usuário a visão de um único sistema (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007).

Uma camada de software utilizada em sistema distribuído, denominada *middleware*, normalmente é a responsável pela unicidade do sistema e a integração de diferentes plataformas computacionais e redes heterogêneas (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007). Na Figura 3.1 é apresentada um sistema distribuído organizado como middleware.



Fonte: (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007).

Conforme ilustrado na Figura 3.1, a camada middleware integra as várias máquinas e apresenta a mesma interface em todas as aplicações. Os SD são classificados em Sistemas Computacionais Distribuídos, Sistemas de Informação Distribuída, Sistemas Pervasivos Distribuídos (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007), Computação em Nuvem (FOSTER et al., 2008) e mais recentemente Computação em Névoa.

Existem vários tipos de arquiteturas de sistemas distribuídos, as quais são planejadas a partir do problema a ser solucionado. A arquitetura de um sistema distribuído define as relações entre os componentes, a divisão de responsabilidades (cliente, servidor), a localização dos componentes no sistema e como os componentes são mapeados na infraestrutura da rede. As principais arquiteturas de sistemas distribuídos são (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007): Arquitetura cliente-servidor; Arquitetura par-a-par, também denominada arquitetura P2P (peer-to-peer) e Arquitetura híbrida.

No âmbito dos sistemas elétricos de potência, os sistemas de automação de subestação baseados na norma IEC 61.850 utilizam uma arquitetura híbrida. A arquitetura híbrida contempla a combinação do modelo cliente-servidor com o modelo P2P, no qual tem-se pares iguais que se conectam e trocam mensagens entre si sem a necessidade do servidor como intermediário (TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, 2007). As características dos sistemas distribuídos apresentam muita semelhança com as redes elétricas inteligentes (REI), conforme quadro comparativo apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Quadro comparativo entre sistemas distribuídos e REI.

Característica	Sistema distribuído	REI
Concorrência	processos executados simultaneamente em máquinas diferentes.	processos diferentes executados em diferentes dispositivos da rede elétrica.
Heterogeneidade	diferença entre máquinas no mesmo sistema distribuído.	máquinas com funções distintas alocadas na mesma rede elétrica.
Sincronização via mensagens	sistemas coordenam suas atividades a partir da troca de mensagens.	dispositivos usam a camada de comunicação para coordenar tarefas.
Falhas independentes	uma falha poderá afetar parte de um sistema distribuído, sem necessariamente afetar o sistema inteiro.	falha de um dispositivo que executa uma tarefa específica pode não afetar outros dispositivos.
Protocolos abertos de comunicação	de é necessário que os diversos componentes do sistema consigam comunicar-se entre si através de um protocolo comum.	os diferentes equipamentos do sistema devem utilizar um protocolo comum para troca de mensagens.

Fonte: (SARAIVA, 2015).

3.3 Inteligência artificial

Os primeiros estudos sobre inteligência artificial (IA) datam das décadas de 40 e 50. Apesar de ser um campo de estudo recente em relação a outras ciências, IA despertou interesse de cientistas de diversas áreas do conhecimento como: ciência da computação; matemática; economia; neurociência; psicologia; ciências sociais; filosofia, entre outras (JUNIOR; NOGUEIRA; VINHAL, 2008).

Em função da abrangência da aplicação da IA, o termo inteligência artificial possui inúmeras definições. Um sistema com inteligência artificial ou sistema inteligente pode ser definido como todo aquele sistema capaz de executar alguma função que para ser realizada pelo homem requer conhecimento e raciocínio. Isso significa que o sistema inteligente tem acesso a informações importantes do processo modelado e capacidade de solucionar o problema no ambiente de aplicação, a partir da manipulação destas informações. Esses sistemas utilizam técnicas computacionais consolidadas para solução dos problemas. Entre essas técnicas estão: computação evolutiva (algoritmos genéticos, programação genética, etc.); aprendizado de máquina (redes neurais, aprendizado por reforço, etc.); algoritmos de tomada de decisão nebulosa (lógica *fuzzy*, etc.); métodos meta-heurísticos de otimização (busca tabu, colônia de formigas, enxame de partículas, etc.) (SARAIVA, 2015).

A Inteligência Artificial Distribuída (IAD), subárea da IA, foi proposta na década de 70 para aplicação na solução de problemas complexos. A IAD foi impulsionada na década de 90 com o advento do paradigma de agentes inteligentes, aplicados principalmente à *internet* (JUNIOR; NOGUEIRA; VINHAL, 2008).

A IAD possui duas grandes áreas bem definidas, ministradas em disciplinas da computação, as quais são: Resolução Distribuída de Problemas (RDP) e Sistemas Multiagentes (SMA) (AVOURIS, N. M.; GASSER, 1992). A RDP trata da solução de problemas complexos por meio de sua decomposição em vários subproblemas e sub tarefas, não inteiramente independentes. A RDP é composta por sistemas de gerenciamento de informações que contêm um conjunto de dispositivos distribuídos que executam tarefas e compartilham informações entre si, visando atingir uma meta comum.

3.4 Sistemas Multiagentes

SMA, disciplina e área da computação que estuda o gerenciamento de interação e comportamentos de componentes denominados agentes, é reconhecida como uma técnica

poderosa para modelagem e compreensão de muitos fenômenos naturais e artificiais relacionados a várias áreas do conhecimento, como: economia, comércio, saúde, planejamento urbano, ciências sociais, inteligência artificial, banco de dados, sistemas operacionais, redes de computadores e sistemas elétricos de potência (BELLIFEMINE; CAIRE; GREENWOOD, 2007; KRAVARI, KALLIOPI AND BASSILIADES, 2015; REHTANZ, 2003).

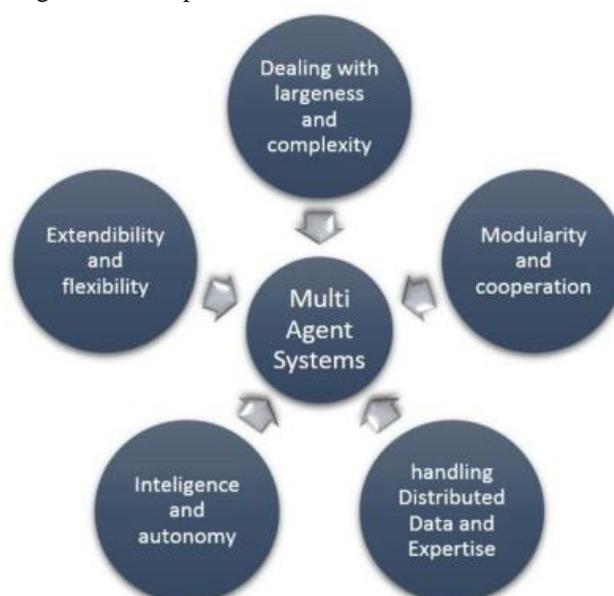
Um SMA compreende um conjunto de agentes, software e/ou hardware distribuídos, com metas específicas que interagem e negociam uns com os outros no mesmo ambiente para resolver um problema global (WOOLDRIDGE, 2009).

Em Moradi, Razini e Hossinian (2016), os autores caracterizam um SMA como um sistema capaz de responder aos desafios computacionais do século XXI por serem compostos de atributos pervasivos, autônomos, inteligentes e cooperativos, baseados em humanos que permitem a decomposição de sistemas em componentes de comunicação reutilizáveis, redistribuíveis e independentes. Estas características atribuem ao SMA as seguintes capacidades:

- lidar com problemas grandes e complexos;
- modularidade e cooperação;
- inteligência e autonomia;
- manipulação de fontes de dados e expertise distribuídas;
- flexibilidade e extensibilidade.

Na Figura 3.2 é apresentado um resumo das capacidades de um SMA.

Figura 3.2 = Capacidades de um SMA.

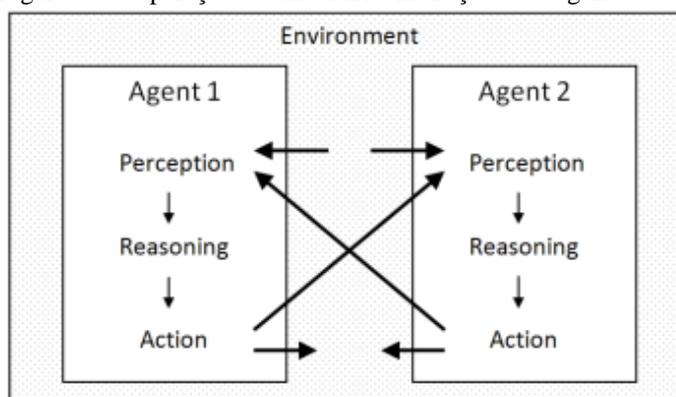


Fonte: (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016)

3.4.1 Definição de agentes

Agentes são pesquisados e concebidos para aplicação em inúmeras áreas do conhecimento. De origem na área de IA, é difícil estabelecer uma única definição para o termo agente. No entanto, existe um consenso que um agente é um componente de software especial (KUMAR, 2015). Em Russel, Stuart and Norvig (1995), os autores definem um agente como sendo uma entidade autônoma que percebe seu ambiente por meio de sensores e age sobre o mesmo através de atuadores. Dessa forma, a operação de agentes em um SMA consiste em três etapas: percepção, tomada de decisão e ação. Na Figura 3.3 é apresentada a operação de um SMA e interações dos agentes.

Figura 3.3 - Operação de um SMA e interações dos agentes.

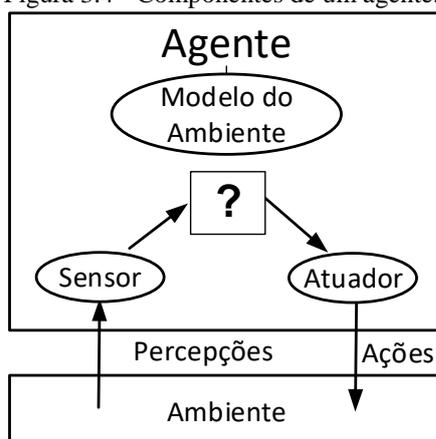


Fonte: (ROCHE et al., 2010)

A percepção consiste na fase de coleta de dados do ambiente por meio do monitoramento da situação atual ou previsão do estado futuro do ambiente. A tomada de decisão é realizada por meio de raciocínio inteligente e as ações do agente alteram o ambiente de forma física (ações de hardware) ou não física (ações de software). O ambiente compreende tudo que é externo aos agentes e que pode ser observado por estes. O ambiente pode ser físico, como por exemplo, o sistema elétrico (monitorado através de sensores) ou computacional como, por exemplo, base de dados e recursos computacionais. Dessa forma, o agente pode alterar o estado do ambiente por meio de ações físicas, como abrir e fechar equipamentos ou de ações não físicas como, por exemplo, o armazenamento de informações de diagnósticos de falta em base de dados para outros acessos (MCARTHUR et al., 2007a).

Na Figura 3.4 é apresentado um agente genérico interagindo com seu ambiente por meio de sensores e atuadores.

Figura 3.4 - Componentes de um agente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os agentes inteligentes são definidos como entidades, hardware e/ou software, com alto nível de abstração, residentes em um determinado ambiente, com capacidade de interpretar dados e executar ações sobre o ambiente de forma autônoma e flexível.

O comportamento de um agente diz respeito às atividades ou tarefas que competem ao agente executá-las. Um agente pode ter um ou diversos comportamentos que podem ser executados a qualquer momento, inclusive de forma simultânea, após sua criação, ou ainda internos a outros comportamentos (BELLIFEMINE; CAIRE; GREENWOOD, 2007; FIPA, 2015; WOOLDRIDGE, 2009). Dessa forma, agente inteligente é composto de uma base de conhecimentos e métodos de busca e manipulação dessa base de informações para análise e tomada de decisão (SARAIVA, 2015).

Segundo Wooldrige (2009), um agente inteligente deve contemplar duas características básicas que os diferenciam de outros hardwares e softwares, as quais são: autonomia, habilidade comum a todo agente, e flexibilidade. A flexibilidade atribui aos agentes inteligentes as seguintes propriedades comportamentais que os diferenciam de outros agentes:

- **reatividade:** é a capacidade do agente, em tempo hábil, perceber e reagir a mudanças em seu ambiente e tomar decisões com base nessas mudanças e na função para a qual foi projetado;
- **pró-atividade:** é a capacidade do agente de mudar seu comportamento dinamicamente para alcançar suas metas e atingir seus objetivos, independente de estímulos externos;
- **habilidade social:** um agente atuando isoladamente não tem capacidade de resolver um problema. No entanto, a habilidade social atribui ao agente a capacidade de interagir, cooperar e negociar uns com os outros a fim de atingir

metas individuais e satisfazer um objetivo comum ou concorrente que sirva aos seus próprios interesses, satisfazendo o objetivo do SMA como um todo.

3.4.2 *Arquitetura dos agentes*

A arquitetura interna de um agente é construída a partir do mapeamento das suas percepções, estruturas de dados, operações e fluxo de controle. Em Russel, Stuart and Norvig (1995), os autores classificam os agentes em quatro tipos básicos, os quais se diferenciam pelas suas arquiteturas internas:

- **agente reflexivo simples:** Este agente toma decisão baseado em um conjunto de regras (condição-ação) pré-estabelecidas, que são executadas a partir das informações atuais (percepções) coletadas do ambiente;
- **agente reflexivo com estado do ambiente:** Este agente além de manter as características de um agente reflexivo simples, possui o estado do ambiente atualizado dinamicamente, através do registro de suas percepções e ações do agente, e utiliza-se desta informação nas tomadas de decisões. Dessa forma, uma mesma percepção em momentos diferentes pode levar a diferentes ações;
- **agente baseado em metas ou objetivos:** Este agente conhece o estado atual e busca atingir novos estados desejáveis com base em metas pré-estabelecidas que são alcançadas a partir de uma sequência de ações, cuja complexidade depende do problema a ser resolvido. Esse agente armazena informações dos objetivos a serem atingidos e realiza pesquisa e planeja ações previamente antes da sua execução;

agente baseado na utilidade: Este agente possui uma função utilidade aplicada para medir seu grau de satisfação a partir dos objetivos atingidos. Esses agentes são mais racionais e a função utilidade pode decidir entre alternativas quando houver objetivos conflitantes ou múltiplos objetivos pretendidos pelo agente.

Em Wooldrige (2009), o autor propõe quatro tipos de arquiteturas de agentes, as quais são:

- **arquitetura baseada em lógica:** Esta arquitetura, utilizada nos agentes baseados em metas e em utilidade, estabelece um modelo simbólico do ambiente representado por uma base de conhecimento e usa raciocínio lógico no processo de tomada de decisão;

- **arquitetura reativa:** Esta arquitetura, utilizada nos agentes reflexivos, não tem conhecimento do modelo do ambiente e não faz uso de raciocínio lógico para tomada de decisão;
- **arquitetura em camadas:** Esta arquitetura, também conhecida como híbrida, estrutura um agente em dois subsistemas, sendo um deliberativo composto do modelo simbólico do ambiente, do plano de ações e de raciocínio lógico para tomada de decisão e outro puramente reativo. Quanto ao fluxo de controle, essas arquiteturas são classificadas em horizontal (cada camada de software possui uma entrada e uma saída) e vertical (a entrada e a saída do software estão localizadas em uma única camada);
- **arquitetura de crença-desejo-intenção (BDI):** Esta arquitetura concebe o agente com estruturas baseadas nos estados mentais dos seres humanos: Crença (conhecimento que o agente possui sobre o seu ambiente), Desejo (estado motivacional) e Intenção (plano de ações) (GIRARDI, 2004).

Baseado no exposto, conclui-se que as arquiteturas de agentes representam metodologias utilizadas para desenvolver tipos específicos de agentes, os quais são diferenciados pelos mecanismos utilizados para tomada de decisão, a partir das percepções do ambiente (GIRARDI, 2004). Adotando esta visão mais abstrata, as arquiteturas de agentes são classificadas em três categorias: arquitetura deliberativa, arquitetura reativa e arquitetura em camadas. Na Tabela 3.2 são apresentadas as principais arquiteturas de agentes, suas denominações e características.

Tabela 3.2 - Arquiteturas de agentes.

Arquitetura de agentes	Outras denominações	Características principais
Arquitetura deliberativa	Arquitetura baseada em lógica Arquitetura BDI Arquitetura intencional Arquitetura baseada em metas Arquitetura baseada na utilidade	Possui um modelo simbólico do ambiente, toma decisão baseada em raciocínio lógico, possui conjunto de metas as quais são alcançadas a partir de planos de ações previamente elaborados.
Arquitetura Reativa	Arquitetura Reflexiva	Não possui modelo simbólico do ambiente, toma decisões baseadas em regras condição/ação.
Arquitetura em camada	Arquitetura híbrida	Comtempla componentes de arquiteturas deliberativa e reativa e o processo de tomada de decisão é feito em várias camadas de software.

Fonte: (GIRARDI, 2004)

Para aplicação na engenharia elétrica, os agentes devem ser encapsulados, construídos em arquitetura aberta, distribuída e tolerantes a falhas, consequentemente, flexível e expansível (MCARTHUR et al., 2007a, 2007b). A flexibilidade refere-se à capacidade de um agente analisar várias alternativas possíveis para realizar determinada tarefa e escolher a alternativa mais adequada. A expansibilidade consiste na capacidade do sistema ou agente permitir a adição de novas funcionalidades ou atualização de funcionalidade existente, sem necessidade de novos desenvolvimentos. Enquanto, sistema tolerante à falha, o SMA tem a capacidade de atingir as metas para as quais foi projetado, mesmo se parte do sistema falhar (MCARTHUR et al., 2007a, 2007b).

3.4.3 Arquiteturas de sistemas multiagentes

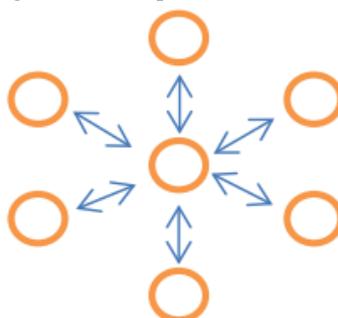
No momento de desenvolver um SMA, a escolha da arquitetura é de suma importância, tendo em vista seu impacto direto no desempenho do sistema. Existem várias arquiteturas de SMA. No entanto, as três arquiteturas mais difundidas na literatura e utilizadas no desenvolvimento de SMA aplicados às redes elétricas são três (FELIX; KUMAR NUNNA; DOOLLA, 2012; MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016):

- arquitetura centralizada;
- arquitetura hierárquica; e
- arquitetura híbrida.

3.4.3.1 Arquitetura centralizada ou horizontal

No modelo de arquitetura centralizada, todos os agentes estão no mesmo nível hierárquico e existe um agente coordenador central que se comunica e coordena as ações de todos os agentes. Na Figura 3.5 é apresentada a arquitetura centralizada ou horizontal.

Figura 3.5 - Arquitetura centralizada ou horizontal.



Fonte: (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016).

Esta arquitetura apresenta várias limitações que proporcionaram a restrição do seu uso ao longo do tempo, dentre as quais estão (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016):

- requer um computador central de alto desempenho e um sistema de comunicação de alta velocidade;
- muito complexo tanto em termos de processamento quanto na comunicação;
- vulnerável a falhas.

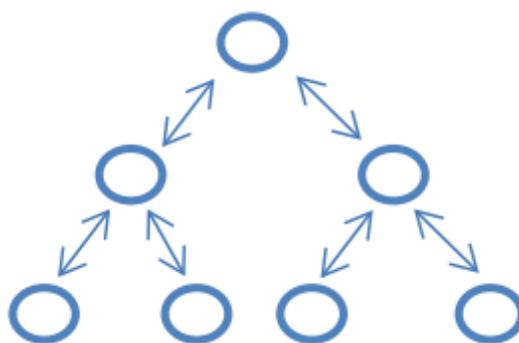
Na automação de sistemas elétricos encontra-se pouca literatura propondo uso de arquitetura centralizada (NAGATA; SASAKI, 2002).

Em (NAGATA; SASAKI, 2002), os autores apresentam uma proposta de sistema de recomposição automática baseada em SMA. O sistema proposto, modelado com arquitetura centralizada, desenvolvido em JAVA, possui um agente facilitador central responsável pela coordenação de vários agentes distribuídos ao longo da rede de distribuição, denominados agentes barra.

3.4.3.2 *Arquitetura hierárquica ou vertical ou descentralizada*

Esta arquitetura, atualmente a mais utilizada, surgiu com o intuito de solucionar as limitações da arquitetura centralizada. Na Figura 3.6 é apresentado o modelo da arquitetura hierárquica. Conforme pode-se observar na figura, os agentes são distribuídos em diferentes níveis hierárquicos. Os agentes dos níveis superiores são supridos pelos agentes dos níveis inferiores e um agente se comunica somente com seus agentes vizinhos.

Figura 3.6 - Arquitetura hierárquica ou vertical



Fonte: (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016).

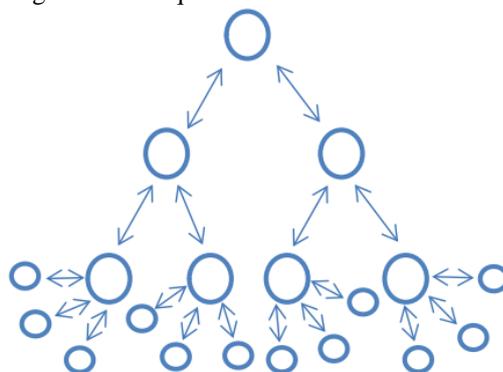
A arquitetura hierárquica apresenta como principais vantagens um sistema de processamento e comunicação de baixa complexidade em relação à arquitetura centralizada. No entanto, a literatura destaca como limitação um tempo de comunicação entre agentes mais elevado e o fato de um agente só se comunicar com o agente vizinho, o que pode acarretar informações incompletas e conseqüentemente dificuldades do SMA atingir o objetivo global completo (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016).

Nos últimos anos tem sido crescente a aplicação de SMA com a arquitetura hierárquica na automação de sistemas elétricos (LIM et al., 2013; NGUYEN; DANG; HLUCHY, 2002; REN; ZHANG; SUTANTO, 2013; SOLANKI; KHUSHALANI; SCHULZ, 2007b; ZIDAN; EL-SAADANY, 2012).

3.4.3.3 Arquitetura híbrida ou 3D

A arquitetura híbrida combina as estratégias de coordenação dos modelos das arquiteturas centralizada e hierárquica, conforme ilustrado nas Figura 3.7.

Figura 3.7 - Arquitetura híbrida ou 3D.



Fonte: (MORADI; RAZINI; MAHDI HOSSEINIAN, 2016).

Essa arquitetura contempla as vantagens dos modelos centralizado e hierárquico, conseqüentemente um sistema com modelo híbrido torna-se mais robusto, menos vulnerável a falhas e com tomadas de decisões mais confiáveis.

As características da arquitetura híbrida têm despertado interesse de muitos pesquisadores para sua aplicação na automação de sistemas elétricos (LIU; DOU; GUERRERO, 2014; NAGATA; FUKUNAGA, 2011; REN et al., 2012).

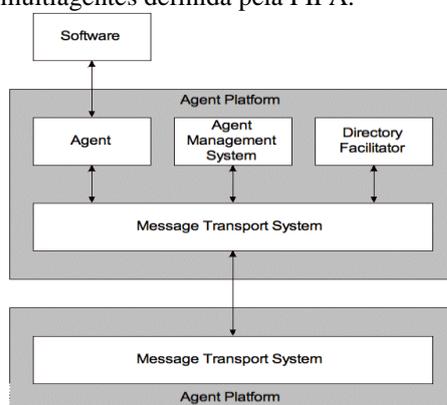
O SMAD proposto foi concebido com arquitetura híbrida.

3.4.4 Padronização de agentes

3.4.4.1 Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA)

A comunicação ocupa papel central em qualquer SMA. Além disso, para que dois agentes possam se comunicar é necessário que estes agentes entendam as mensagens transmitidas e recebidas. Com o intuito de padronizar o desenvolvimento de SMA interoperáveis, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) criou a *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), organização vinculada à Sociedade de Computação do IEEE. A FIPA tem como objetivo central definir padrões para tecnologias baseadas em sistemas multiagentes, capaz de garantir interoperabilidade entre os SMA e outras tecnologias (FIPA, 2015). A FIPA define padrões relacionados a três questões centrais: comunicação entre agentes; gerenciamento de agentes; e arquitetura dos agentes. Na Figura 3.8 são mostrados os componentes que compõem uma plataforma de sistemas multiagentes definida pela FIPA.

Figura 3.8 - Plataforma de sistemas multiagentes definida pela FIPA.



Fonte: (ROCHE et al., 2010)

Cada plataforma provê *containers* distribuídos, onde residem os agentes desenvolvidos e dois agentes públicos que estão em um *container* principal denominado também de *maincontainer*: Agente Gerenciador de Serviço (AMS - Agent Management System), obrigatório, e o Diretório Facilitador (DF), opcional. O Sistema de Transporte de Mensagens (STM) é um serviço que permite a troca de mensagens no padrão FIPA-ACL entre agentes em diferentes plataformas. A plataforma de agentes permite a criação, localização, remoção e a comunicação de agentes (FIPA, 2015).

Os agentes desenvolvidos devem estar registrados em uma plataforma e possuir uma identificação única estabelecida pela FIPA, denominada Identificação de Agente (AID). O

agente AMS fornece a cada agente uma identificação (AID - Agent Identifier). O agente DF provê o serviço de páginas amarelas para outros agentes.

3.4.4.2 Linguagem de comunicação

Para viabilizar a comunicação entre agentes de forma interoperável, a FIPA criou a linguagem FIPA-ACL (*Agent Communication Language*). Essa linguagem descreve os requisitos necessários à troca de mensagens entre os agentes. Para que dois agentes se comuniquem em um determinado domínio de conhecimento, precisam entender o conteúdo da mensagem repassada e concordar com a terminologia utilizada para descrever este domínio (FIPA, 2015). O modelo de protocolo definido pela FIPA é orientado a serviços em que a camada de aplicação possui múltiplas subcamadas, ao invés de somente uma como nos modelos OSI ou TCP/IP. A FIPA definiu um conjunto de protocolos de interação entre os agentes, a exemplo do FIPA-Request-Protocol, FIPA-ContractNet e FIPA-Subscribe, utilizados neste trabalho. Os protocolos são inicializados quando algum dos agentes que possui um protocolo implementado recebe uma mensagem, com as restrições especificadas nos filtros de mensagens, passados como parâmetros nas funções que implementam os protocolos (FIPA, 2015). Se o domínio é para recomposição automática da rede elétrica, por exemplo, faz-se necessário um entendimento comum sobre trecho, carga, potência, estado de equipamentos, função de proteção, prioridade de recomposição. Para isso, os agentes fazem uso de ontologias, a fim de entender a mensagem transmitida (FIPA, 2015). Na Figura 3.9 é apresentado um exemplo de mensagem enviada por um agente em que o tipo de ação comunicativa é uma solicitação. Nesse caso o Agente A solicita 10 MW de potência ao Agente B.

Figura 3.9 - Comunicação entre agentes.

```
(Request:
: sender (agent-identifier: name AgenteA@UFC-PC:1099/JADE)
: receiver (agent-identifier: name AgenteB@UFC-PC:1099/JADE)
: ontology CIM
: language FIPA-SL
: protocol fipa-request
: content
  "" ((action
      (agent-identifier: name AgenteA@UFC-PC:1099/JADE)
      (Potência 10 MW). )) "" )
```

Fonte: Adaptado de Melo (2015)

Maiores informações sobre as especificações do Padrão FIPA podem ser encontradas em (FIPA, 2015).

3.4.5 Plataforma para desenvolvimento de SMA

3.4.5.1 Estado da arte das plataformas para desenvolvimento de SMA

Ao longo dos anos, inúmeras plataformas para construção de SMA têm sido desenvolvidas. Parte dessas plataformas foi abandonada ao longo do tempo, enquanto outra continua sendo atualizada, e a comunidade de pesquisadores mantém-se produzindo novas plataformas (KRAVARI, KALLIOPI AND BASSILIADES, 2015).

A diversidade de plataformas existentes torna-se um problema para os desenvolvedores de SMA no momento de escolher a ferramenta mais adequada para desenvolvimento de sua aplicação. Em (SERENKO; DETLOR, 2002), os autores classificam as ferramentas para desenvolvimento de agentes em quatro categorias: kits para desenvolvimento de agentes; kits para desenvolvimento de multiagente; kits para desenvolvimento de agentes de propósito geral; e kits de agentes para internet.

Nos últimos anos, com o propósito de subsidiar novos desenvolvedores na escolha da plataforma, muitos trabalhos têm aprofundado na pesquisa de análise de desempenho e comparação das ferramentas de desenvolvimento de SMA (CAMACHO et al., 2002; GHADIMI; HEAVEY, 2013; KRAVARI, KALLIOPI AND BASSILIADES, 2015; KRÓL; NOWAKOWSKI, 2013; MODI; REGLI; MAYK, 2006; PERDIKEAS; CHATZIPAPADOPOULOS; VENIERIS, 1999; SERENKO; DETLOR, 2002; SHAKSHUKI, 2005; VRBA, 2003).

Em Kravari, Kalliopi and Bassiliades (2015), os autores realizam uma análise comparativa das plataformas Agent Factory, AgentBuilder, AgentScape, AGLOBE, AnyLogic, Cormas, Cougar, CybelePro, EMERALD, GAMA, JADE, Jadex, JACK, EMERALD, INGENIAS Development Kit, JACK, JADE, Jadex, JAMES II, JAS, Jason, JIAC, MaDKit, MASON, NetLogo, Repast, SeSAm e Swarm, desenvolvidas por diferentes grupos acadêmicos e industriais.

Na Tabela 3.3 é apresentado um resumo dos critérios para escolha de plataformas compatíveis com o padrão FIPA.

Tabela 3.3 - Critério para escolha de plataformas para desenvolvimento de SMA padrão FIPA.

Plataforma (Desenvolvedor/ Organização)	Domínio primário de aplicação	Linguagem	Suporte a Tecnologias Open WEB source Semântica	Open source	Padrão FIPA
JADE (Telecom Italia TILAB)	Aplicações compostas de entidades autônomas (<i>General purpose distributed simulations, Mobile computing, Multiple domains, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies, Economics/eCommerce</i>).	Java	Baixo	Sim	Plena
EMERALD (LPIS Aristotle University of Thessaloniki)	Grupo, Uso geral compostas de entidades autônomas (<i>General purpose distributed simulations, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies, Economics/eCommerce</i>).	Múltiplas linguagens	Alto	Sim	Plena
JAS (Università Torino)	Aplicações de compostas de entidades autônomas (<i>General purpose agent based simulations</i>).	Java	Baixo	Sim	Parcial
Agent Factory (University College Dublin)	Uso geral composto de entidades autônomas (<i>General purpose agent based simulations, Mobile computing, Multiple domains</i>).	Múltiplas linguagens	Baixo	Sim	Parcial
SeSam (Örebro University)	Aplicações de uso geral composto de entidades autônomas (<i>General purpose agent based simulations, Scientific simulations, Mobile computing, Real - world – GIS, Scheduling & planning, Multiple domains, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies, Natural resources & environment</i>).	Java	Médio	Sim	Parcial
Jadex (Hamburg University)	Aplicações de uso geral com entidades autônomas BDI (<i>General purpose distributed simulations, Scheduling & planning, Mobile computing, Multiple domains, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies</i>).	Java	Médio	Sim	Plena
Jason (Universidade Federal do Rio Grande do Sul Santa Catarina)	Aplicações de uso geral compostas de entidades autônomas BDI (<i>General purpose distributed simulations, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies</i>).	AgentSpeak	Suporte baixo	Sim	Parcial
JACK (AOS)	Aplicações de uso específico em ambientes dinâmicos e complexos.	JAL	Suporte médio	Não	Plena
AGLOBE (Czech Technical University)	Aplicações de uso específico em simulações de sistema de Informação geográfica (GIS) em tempo real (<i>Real - world – GIS</i>).	Java	Suporte baixo	Sim	Parcial
GAMA (IRD/UPMC International Research UMMISCO)	Unit, Aplicações de uso específico em sistemas explicitamente espaciais (visualização 3D, gerenciamento de dados GIS e modelagem multi-nível) (<i>General purpose distributed simulations, General purpose agent based simulations, Scientific simulations, Real - world – GIS, Large scale simulations, Scheduling & planning, Multiple domains, Artificial life and behavioral observation, Biological & social studies, Natural resources & environment</i>).	GAML	Suporte baixo	Sim	Parcial

Fonte: (KRAVARI, KALLIOPI AND BASSILIADES, 2015).

A avaliação feita nessas vinte quatro plataformas, consideradas as mais promissoras do momento, com base em critérios universais de comparação, levou os autores à conclusão que não deveriam definir a melhor plataforma, mas apresentar quatro categorias de critérios para nortear os desenvolvedores de SMA na escolha da melhor ferramenta, as quais são: linguagem de programação utilizada na plataforma para desenvolvimento de SMA, compatibilidade da plataforma com padrões, domínio de aplicação da plataforma e capacidade de suporte da plataforma para tecnologias WEB semântica. A partir desse trabalho constata-se que:

- a linguagem de programação usada define o nível de legibilidade, facilidade de programação, compatibilidade e portabilidade da plataforma, sendo a plataforma JADE a mais utilizada para desenvolvimento de SMA;
- existem plataformas plenamente compatíveis com as especificações FIPA, parcialmente compatíveis com as especificações FIPA e não compatíveis com as especificações FIPA;
- o uso de plataformas compatíveis com o padrão FIPA é recomendado para desenvolvimento de sistemas dinâmicos, flexíveis e reconfiguráveis, tendo em vista contar com uma arquitetura de sistema consolidada, protocolos de comunicação robustos, exaustivamente testados, que garantem a cooperação e interoperabilidade da comunicação entre agentes e dispõem de uma vasta fonte de pesquisa na literatura em função da sua popularidade.
- o domínio de aplicação de SMA para automação de sistemas elétricos não foi citado na pesquisa, indicando a necessidade de avanços desta tecnologia para o setor elétrico;
- a XLM é a tecnologia WEB semântica mais utilizada, e a JADE, a plataforma mais utilizada pelos operadores, possui baixo suporte a tecnologias WEB semântica.

3.4.5.2 Plataforma do Python Agent Development Framework

3.4.5.2.1 Motivação para desenvolvimento e uso do PADE

Para desenvolvimento, implementação, teste e validação dos subsistemas que compõem o SMAD, foi desenvolvido em Python a plataforma PADE (Python Agent

Development Framework) com o padrão FIPA (MELO, 2015). Na Tabela 3.4 são apresentados os principais módulos do PADE desenvolvidos em conformidade com as especificações da FIPA.

Tabela 3.4 - Principais módulos do PADE.

Módulo do PADE	Função
acl	Implementar padrões FIPA-ACL para comunicação entre agentes (FIPA00061, 2004; FIPA00070, 2004; FIPA00071, 2004).
behaviours	Implementar comportamentos e protocolos padronizados pela FIPA para execução pelos agentes (FIPA00026, 2004; FIPA00029, 2004; FIPA00035, 2004).
core	Implementar algoritmos cliente-servidor dos agentes por meio do framework Twisted. Nesse módulo estão implementadas as funções de execução de agentes definidos pelo usuário e dos agentes AMS e Sniffer definidos em (FIPA00023, 2004; FIPA00024, 2004).
db	Implementar a comunicação do núcleo do framework PADE com um banco de dados, permitindo por exemplo, armazenar todas as mensagens trocadas pelos agentes;
examples	Contém exemplos simples de construção e execução de agentes.
gui	Contém as classes que definem a interface gráfica do MAS.
misc	Contém funcionalidades de uso geral, como por exemplo, exibir mensagens de forma padronizada na tela.

Fonte: (MELO, 2015).

Optou-se pelo desenvolvimento do PADE para o GREI dispor de uma plataforma com aderência às características de sistemas multiagentes aplicados na automação de sistemas elétricos, que incluem (MCARTHUR et al., 2007a, 2007b):

- plataforma com arquitetura aberta baseada nas especificações FIPA;
- flexibilidade que implica na capacidade de desenvolvimento de agentes que respondem corretamente em situações dinâmicas, suportam replicações em diversas topologias da rede e possuem um número de ações possíveis, a partir das quais realizam a escolha da ação mais adequada;
- autonomia que implica na capacidade do agente planejar suas próprias ações e construir um novo plano, se uma ação de controle em particular falhar ou mudar em função de alterações na topologia da rede, por exemplo;
- extensibilidade (capacidade de expansão) que consiste na capacidade do sistema permitir adição de novas funcionalidades ou alteração das funcionalidades existentes;
- tolerância a falha que consiste na capacidade do agente ou sistema multiagente possuir recursos para solucionar problemas mesmo quando uma parte do

sistema falha, de forma a atingir as metas para as quais foi projetado, sem afetar o desempenho do sistema;

- uso de metamodelos XML-CIM e XML-RNP de representação de redes elétricas como base de dados das ferramentas de análise da rede (curto-circuito, fluxo de carga, ajustes das proteções) que compõem a inteligência de agentes do SMAD;
- utilização de ontologia especificada em XML-CIM e XML-RNP que permite o compartilhamento da estrutura da informação da rede elétrica e compreensão da mesma durante a troca de mensagens entre agentes e a sua reutilização em várias aplicações;
- uso de agentes de comunicação que permitem a integração dos subsistemas do SMAD com IED.

Visto que a plataforma JADE é a mais utilizada no âmbito dos seguimentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica, na Tabela 3.5 é apresentado um quadro comparativo entre as plataformas PADE e JADE.

Tabela 3.5 - Comparação entre as plataformas PADE e JADE.

Crítérios	PADE	JADE
Linguagem	Python	Java
Paradigma	Tipo single-thread assíncrono	Tipo multi-thread
Multiplataforma	Sim	Sim
Instalação	Automática	Manual
Compatibilidade com o padrão FIPA	Compatibilidade parcial	Compatibilidade plena
Agente móvel	Sim	Sim
Redundância do AMS	Sim	Sim
Web GUI	Sim	Sim
Documentação	Em construção	Completa
Comunidade	Em formação	Abrangência mundial

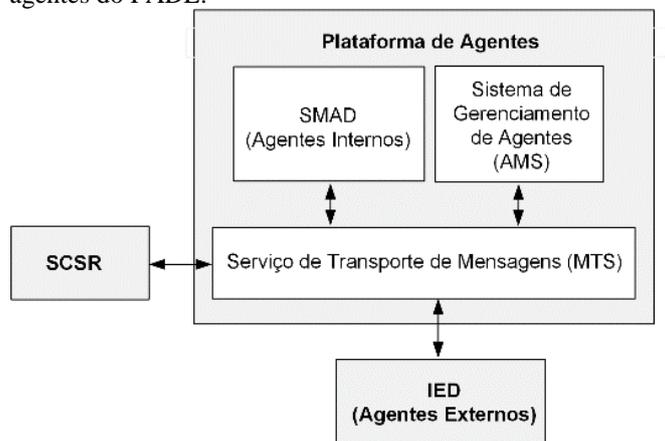
Fonte: (MELO, 2015).

3.4.5.2.2 *Arquitetura do PADE*

A arquitetura de gerenciamento de sistemas multiagentes do PADE, diferentemente do padrão FIPA, não contempla o agente facilitador (AF) e não centraliza as ações do AMS no *container* principal. Dessa forma, PADE permite o desenvolvimento do SMAD com característica mais distribuída, tendo em vista o AMS ser utilizado apenas para fazer o registro dos agentes na rede, ficando a comunicação entre agentes independente do gerenciamento de um único agente. Na Figura 3.10 é apresentada a arquitetura de gerenciamento de agentes do

PADE integrada ao Sistema Configurador e Simulador de Redes Elétricas desenvolvido pelo GREI.

Figura 3.10 - Arquitetura da plataforma de gerenciamento de agentes do PADE.



Fonte: Adaptada de (FIPA, 2015).

O AMS exerce as funções de controle e supervisão da plataforma PADE, permite o cadastro e gerencia os registros dos endereços dos agentes (AID), de forma que após o cadastramento no AMS, o agente adquire um AID válido e torna-se visível para outros agentes. O AMS é o primeiro agente a ser lançado no PADE. Cada agente inicia seu cadastro a partir do envio de uma mensagem para o agente AMS. Após cadastrado, cada agente passa a ter o cadastro dos demais agentes em execução na plataforma. O nome e o endereço de cada agente é registrado em uma tabela distribuída e atualizada pelo AMS sempre que um agente inicia ou encerra sua execução.

Maiores informações sobre PADE podem ser encontradas em (MELO, 2015; PADE, 2015).

3.5 Considerações Finais

Neste Capítulo é apresentado o embasamento teórico sobre agentes, arquiteturas e padrões de agentes e de SMA, plataformas para desenvolvimento de SMA com maior destaque para o PADE, ferramenta utilizada no desenvolvimento do SMAD. Com base nesta revisão bibliográfica são especificados os agentes e sistemas multiagentes do SMAD apresentados nos capítulos subsequentes.

4 TÉCNICAS E FERRAMENTAS APLICADAS NO DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA MULTIAGENTE PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados uma introdução à engenharia de software, ferramentas de modelagem e desenvolvimento de sistemas distribuídos utilizados nas metodologias de projeto orientado a objeto (POO) e projeto orientado a agentes (POA) aplicados à automação de sistemas elétricos.

4.2 Engenharia de software aplicada a sistemas distribuídos

4.2.1 Engenharia de software orientado a objeto

Engenharia de Software é uma área da Computação que provê uma abordagem sistemática, disciplinada e quantificada para desenvolvimento, operação e manutenção de software utilizando modelos e técnicas que proporcionam a construção de software com qualidade e produtividade (BRATFICHER, 2005). A Engenharia de Software faz uso de três técnicas básicas que permitem a simplificação de sistemas complexos existentes no mundo real: decomposição, abstração e organização (BASTOS, 2001):

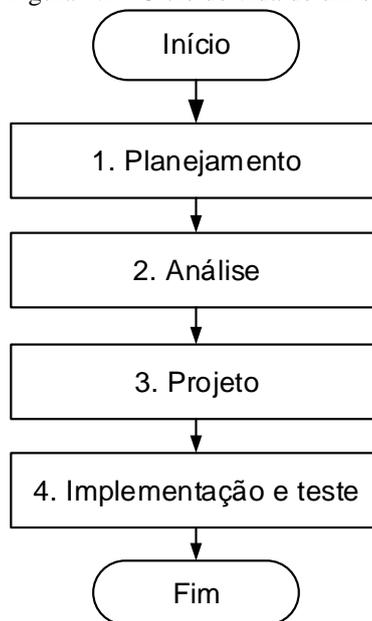
- **decomposição** é uma técnica que compreende a subdivisão de um problema complexo em problemas menores, mais fáceis de serem gerenciados e solucionados;
- **abstração** é uma técnica que visa gerar um modelo simplificado da realidade;
- **organização** trata de identificar e gerenciar os inter-relacionamentos entre os componentes responsáveis pela solução do problema.

A engenharia de software orientado a objeto utiliza-se de metodologias bem definidas que estabelecem métodos, descrições, técnicas e ferramentas para execução de projetos de software durante todo o seu ciclo de vida.

O ciclo de desenvolvimento de um software consiste em quatro fases bem definidas que englobam o planejamento, a análise, o projeto, a implementação e teste do software

(NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006). Na Figura 4.1 são apresentadas as etapas do ciclo de vida de um software.

Figura 4.1 - Ciclo de vida de um software.



Fonte: Própria.

O desenvolvimento de sistemas computacionais e de informação baseado no paradigma de orientação a objeto tornou-se consolidado na automação de sistemas elétricos a partir das metodologias de projetos orientados a objetos estabelecidas na norma IEC 61.850 e nas normas IEC 61.870 e 61.970, apresentadas a seguir. Em programação orientada a objeto, o objeto não tem autonomia própria para realizar suas ações como acontece com os agentes. Dessa forma, o objeto torna-se dependente da invocação de métodos de outros objetos para realizar suas ações (GIRARDI, 2004).

4.2.2 Paradigma de objeto versus paradigma de agente

A engenharia de software orientada a agente surgiu com o advento do paradigma de agentes. A abordagem de SMA utiliza um novo paradigma que proporciona a resolução de problemas de forma diferente da tradicional, permitindo assim o desenvolvimento de sistemas computacionais e de informação, distribuídos, dinâmicos, abertos e heterogêneos (WEISS, 2000).

O paradigma de agentes consiste em uma extensão da programação orientada a objeto, em que os agentes encapsulam não somente métodos, como também algoritmos de

controle dos próprios métodos. Dessa forma, o agente observa seu ambiente continuamente, atualiza seu estado interno e executa ações com pleno controle sobre seu comportamento (WOOLDRIDGE, 2009). Com esta compreensão, um agente pode ser definido como um objeto ativo, autônomo, com capacidade social e de aprendizado (WEISS, 2000).

4.2.3 Metodologia de projeto orientado a agente

As metodologias para análise e técnica de Projetos Orientados a Agente (POA) têm sido amplamente investigadas na literatura, no entanto ainda não existe uma metodologia madura para desenvolvimento de software baseado em agentes para nortear os desenvolvedores de SMA (NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006). Em Woodridge (2009), o autor classifica as metodologias de POA em três grandes grupos: metodologia baseada em engenharia de software; metodologia adaptada da engenharia do conhecimento e outras técnicas; metodologia aplicada a agentes móveis. Entre as principais metodologias para análise técnica de POA, estão: Gaia (ZAMBONELLI; JENNINGS; WOOLDRIDGE, 2003), MaSE (DELOACH, 2004), Tropos (BRESCIANI; PERINI, 2004), 2004) e Prometheus (PADGHAM; WINIKOFF, 2004). Na Tabela 4.1 são apresentadas metodologias de POA, destacando suas abordagens, ferramentas de modelagem e desenvolvimento, linguagens e arquiteturas (ISSICABA, 2013).

Tabela 4.1 - Metodologias para POA e suas conexões com outros elementos.

Abordagem de Engenharia de Software	Metodologia	Ferramentas de modelagem	Ambiente de desenvolvimento	Linguagens	Arquiteturas
Orientação a agente (OA)	Prometheus	PDT	JDE	JAL	BDI
	Gaia	MASDK	MASDK	-	-
Orientação a objeto (OO)	ADEM	LT/TS Modeler	LT/TS Devel.	LT/TS JAVA API	BDI
	MaSE	agentTool	-	agentMom API	-
	PASSI	PASSI Toolkit	-	FIPA-OS API	Taskmodel
				JADE API	-
INGENIAS	IDK	VisualSoar	JADE API	Linguagem Soar (OPS5 Syntax)	Soar
Engenharia do conhecimento (EC)	-	-	VisualSoar	Linguagem Soar (OPS5 Syntax)	Soar
Engenharia de Requisitos (ER)	Tropos	TAOM4E	-	JADE API	Taskmodel
		OpenOME	-	-	-
	KAOS	Objectiver	-	-	-
		FAUST	-	-	-

Fonte: (ISSICABA, 2013).

Além dessas metodologias, em Nikraz, Caire e Bahri (2006) os autores apresentam uma metodologia de POA para desenvolvimento de SMA em plataforma JADE padrão FIPA. A metodologia proposta pelos autores descreve detalhadamente as etapas de análise de requisitos e projeto do ciclo de vida de um SMA, no entanto não define as diretrizes formais para as etapas de planejamento, implementação e teste, deixando estas a cargo do desenvolvedor. Segundo os autores, a maioria das metodologias atuais segue uma abordagem *top-down* e tenta adaptar as metodologias de projeto orientado a objeto para análise e projeto de SMA. Os autores destacam como diferenciais da sua metodologia, o uso combinado das abordagens *top-down* e *bottom-up* e a construção de agentes baseada nas abstrações supridas pelo paradigma de agentes e não de orientação a objeto.

Na pesquisa sobre SMA aplicado à automação de sistemas elétricos e redes elétricas inteligentes poucos autores adotam metodologias de POA para desenvolvimento dos sistemas propostos. Entre os poucos trabalhos desenvolvidos com base em uma metodologia de POA estão duas teses de autores brasileiros (ISSICABA, 2013; SARAIVA, 2015).

Em Issicaba (2013), o autor apresentou o desenvolvimento e avaliação de uma arquitetura de controle para suportar as operações do sistema de distribuição de energia em condições de emergência usando a tecnologia baseada em agente. A arquitetura proposta foi desenvolvida em JASON usando conceitos da metodologia de POA Prometheus e mapeamento cognitivo.

Em Saraiva (2015), o autor apresenta aplicações híbridas entre Sistemas Multiagentes e Técnicas de Inteligência Artificial para Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica. O autor utilizou a metodologia Prometheus no POA e implementou os sistemas propostos na plataforma JADE.

No Capítulo 5 são apresentadas etapas de planejamento, análise e projeto da metodologia de POA, proposta nesta Tese, para desenvolvimento dos subsistemas do SMAD, baseados nos padrões FIPA e IEC 61.850.

No Capítulo 6 são apresentadas as etapas de implementação e teste dos subsistemas do SMAD. As etapas da metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD seguem as diretrizes da metodologia proposta em (NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006) e nas normas IEC 61.850.

4.3 Padrões e linguagens de modelagem e desenvolvimento

Na literatura são apresentadas diversas ferramentas e linguagens baseadas em padrões adotados para modelagem e desenvolvimento de sistemas abertos que proporcionam interoperabilidade na automação de sistemas elétricos recomendadas para aplicação nas REI, dentre as quais estão:

- padrão FIPA utilizado para desenvolvimento de SMA para garantir a interoperabilidade entre agentes e sistemas multiagentes (BELLIFEMINE; CAIRE; GREENWOOD, 2007; FIPA, 2015; WOOLDRIDGE, 2009);
- norma IEC 61.850 que estabelece padrões para sistemas de automação de subestação para garantir a interoperabilidade entre IED e os SAS ;
- OPC UC (OLE for Process Control) que estabelece padrão de comunicação para garantir a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes e sistemas de monitoração, supervisão e gerenciamento (SRINIVASAN; KUMAR; VAIN, 2013; SUCIC, 2014);
- norma IEC 61.970 que define metamodelos para implementação do modelo CIM (Common Information Model) (KEZUNOVI; DJOKI; KOSTIC, 2005; LAMBERT; YANG; LEGRAND, 2011; LEE et al., 2015; MACKIEWICZ, 2011; YUN et al., 2013);
- UML (Unified Modeling Language) que consiste em linguagem para modelagem de projetos orientados a objeto, adotada nas padronizações estabelecidas no CIM e IEC 61.850 (APOSTOLOV, 2010);
- XML (eXtensible Markup Language) que é uma linguagem de marcação de dados (meta-markup language), com formato padronizado para descrever dados estruturados, adotada nas padronizações estabelecidas no CIM e IEC 61.850 (APOSTOLOV, 2010);
- Redes de Petri que é uma ferramenta matemática e gráfica, capaz de modelar, analisar, controlar, validar e implementar sistemas, especialmente sistemas que possam ser interpretados como sistemas a eventos discretos (CHUNG; WONG, K.P. LIN, ZHENZHI . WEN, 2006; PINTO DE SA; CARTAXO, 2011; TONG; WANG; HOPKINSON, 2009);
- RNP (Representação Nó-Profundidade), baseada no conceito de grafo, é capaz de representar uma rede elétrica computacional.

As ferramentas de modelagem UML, XML e RNP, metodologias de POA e sistemas distribuídos baseados na norma IEC 61.850 são utilizados na modelagem e desenvolvimento dos subsistemas do SMAD.

A seguir não apresentadas a ferramentas UML, XML e RNP adotadas na metodologia proposta para desenvolvimento do SMAD.

4.3.1 *Unified Modeling Language – UML*

A UML é uma linguagem de modelagem unificada aplicada à modelagem de projetos de sistemas orientados a objetos e orientados a agentes. A UML é uma linguagem gráfica para especificação, visualização, construção e documentação de sistemas simples e complexos.

Um sistema modelado em UML pode ser representado por diversos tipos de diagramas, os quais são subdivididos nas seguintes categorias: diagrama de estrutura, diagrama de comportamento e diagrama de interação.

Os diagramas de classe, diagrama de objeto, diagrama de componentes, diagrama de estrutura composta, diagrama de pacote e diagrama de desenvolvimento são classificados na primeira categoria e fazem parte dos diagramas de estrutura estática da rede. Entre os diagramas que representam o comportamento dos sistemas estão: diagrama de caso de uso, diagrama de atividades e diagrama de máquina de estado. Os diagramas de interação são derivados dos diagramas de comportamento, diagrama de sequência, diagrama de comunicação, diagrama de tempo e diagrama de interação (APOSTOLOV, 2010).

Nas etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e teste da metodologia do POA do SMAD em PADE, apresentadas nos capítulos subsequentes, são elaborados modelos dos subsistemas do SMAD por meio de diagramas de casos de uso, diagramas de classe, diagramas de atividade, diagramas de pacotes e diagramas de sequência em UML, utilizando o software Astah. Para não se tornar repetitivo, estes diagramas são explicados à medida que forem apresentados os modelos ao longo da Tese.

4.3.2 *eXtensible Markup Language – XML*

XML (*eXtensible Markup Language*) é uma linguagem com crescente uso em inúmeras aplicações nos últimos anos, em função da sua flexibilidade, robustez e capacidade de extensão. É definida como linguagem de marcação, que permite identificar informações

dentro de um documento. A linguagem utiliza um conjunto de *tags* (etiquetas ou marcações) para definir o formato dos dados, estabelecendo uma marca de identificação. A XML aplica estrutura para documentos e dados.

A estrutura de dados, também denominada modelo de dados, define os elementos que compõem um documento, as informações que deseja transmitir ou coletar sobre esses elementos (como por exemplo transformador, condutor, chave, etc.), e a relação desses elementos entre si. É usada para marcar o documento, na sequência da estrutura do modelo UML estabelecido na norma IEC 61.850. XML é usada para descrever os diferentes aspectos da configuração da subestação a partir da perspectiva do sistema de automação da subestação.

A XML possui uma estrutura hierárquica, denominada árvore do documento. O tronco da árvore é definido como o pai, os ramos e folhas são os filhos. Esta característica hierárquica do modelo de dados torna a XML uma linguagem adequada para representar a estrutura hierárquica dos objetos de dados estabelecidos na norma IEC 61.850.

4.3.3 Modelagem do SDMT por meio de caso de uso

4.3.3.1 Diagrama de caso de uso do SDMT

Os diagramas de casos de uso facilitam a identificação e visualização dos requisitos funcionais do sistema ou elemento modelado (SDMT, IED, agentes e subsistemas do SMAD) e apresentam cenários que demonstram como o sistema deve interagir com usuários, equipamentos ou com outros sistemas.

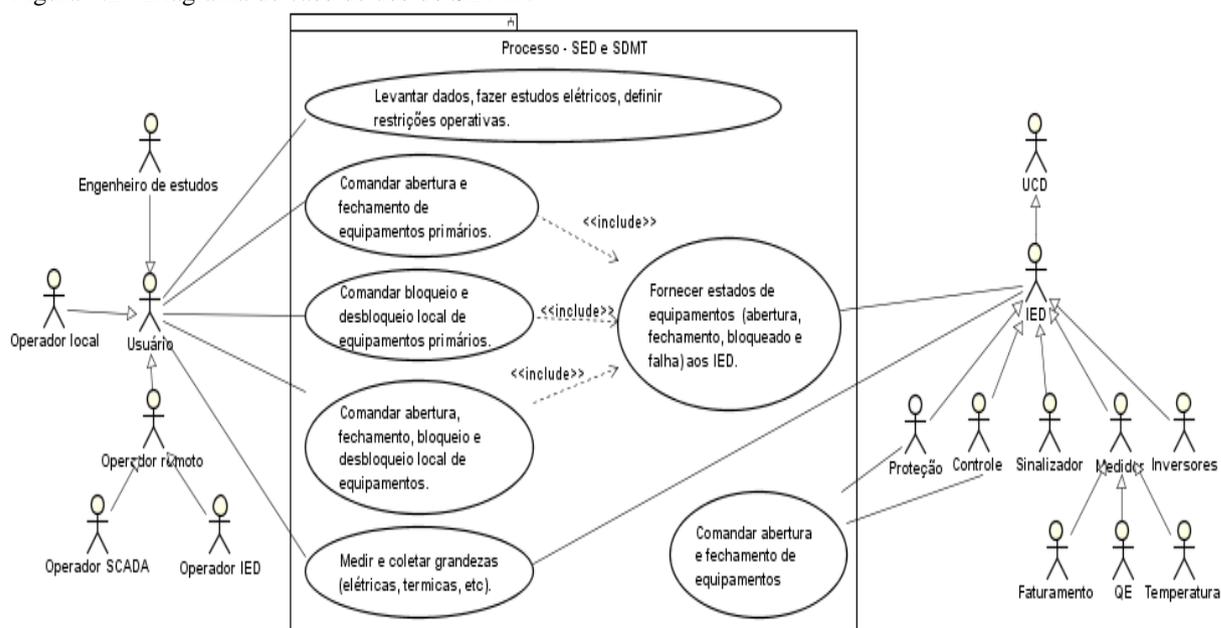
Compostos de atores (figura de uma pessoa), casos de uso (elipse) e relações entre atores e casos de usos (linhas), os diagramas de caso de uso modelam a dinâmica de um sistema computacional, em alto nível de abstração, da seguinte forma:

- atores representam entidades externas (usuários, hardware ou software) que interagem com um sistema ou subsistema;
- casos de uso representam os requisitos funcionais (funcionalidades) que descrevem o que o sistema faz em tempo de operação; e
- relacionamentos ou associações entre atores e casos de usos que modelam a participação de uma entidade externa no caso de uso.

O mapeamento e modelagem das entidades externas (usuários, IED e UCD) e funcionalidades do SDMT são apresentados na Figura 4.2, por meio de um diagrama de caso de uso. No diagrama de caso de uso apresentado na Figura 4.2 pode-se observar que:

- usuários (equipe de manutenção ou operação) ao intervir nas SED e SDMT de forma local ou remota proporcionam mudanças nos estados dos equipamentos e na rede elétrica, as quais são percebidas pelos IED;
- profissionais da operação fazem medições, levantamento de dados, estudos elétricos e definem restrições operativas;
- IED medem e coletam dados do processo SDMT de acordo com suas funções (medição, controle, proteção, sinalizador de falta, inversor);
- IED, no nível *bay* de automação, interagem com o processo SDMT e com a unidade de controle da automação da distribuição (UCD) no nível estação.

Figura 4.2 - Diagrama de caso de uso do SDMT.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a metodologia proposta, os subsistemas do SMAD ficam residentes na UCD e observam mudanças no SDMT e atuam sobre este ambiente SDMT por meio dos IED.

4.3.4 Modelagem e implementação da estrutura de dados da rede elétrica em grafo

O processo de recomposição da rede elétrica, em condições normais ou após uma falta, consiste em um problema complexo que envolve a análise de várias restrições operativas

e sequência de chaveamento, no qual deve ser analisado todos os cenários de recomposição da rede.

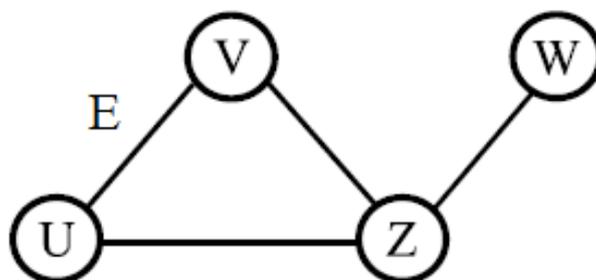
Para análise deste problema, tradicionalmente a teoria de grafos vem sendo aplicada na modelagem de sistemas elétricos de potência e no desenvolvimento de configuradores de redes e estimadores de estado para operação em tempo real.

A modelagem e desenvolvimento desses sistemas utilizando a técnica de grafos é motivada pela capacidade destes de otimizar funções que analisam vários cenários para tomar decisão e atingir um determinado objetivo (PIERETI et al., 2011).

4.3.4.1 Aplicação e definição de grafos

Um **grafo** G consiste de um conjunto finito de pontos, denominados **nós** $N(G)$ interligados ou não por linhas, denominadas **arestas** $E(G)$, sendo portanto representado por $G = (N, E)$. Na Figura 4.3 é apresentado um exemplo de grafo composto de quatro nós (U, V, Z, W) e quatro arestas (E).

Figura 4.3 - Exemplo de grafo.



Fonte: (MELO, 2015).

Em um grafo G qualquer, um **caminho** é uma sequência de nós, de forma que, a partir de cada nó existe uma única aresta distinta para o nó seguinte ($\{W, Z\}$, $\{Z, U\}$ e $\{U, V\}$). Se o nó inicial e final desse caminho são iguais, então o caminho é chamado **ciclo** ($\{U, V\}$, $\{V, Z\}$ e $\{Z, U\}$), caso contrário chama-se **cadeia**.

Um **par conexo** é um par de nós com pelo menos um caminho entre eles, consequentemente um **grafo conexo** é um grafo no qual todos os pares de nós são um par conexo. Assim uma **árvore** é um grafo acíclico e conexo.

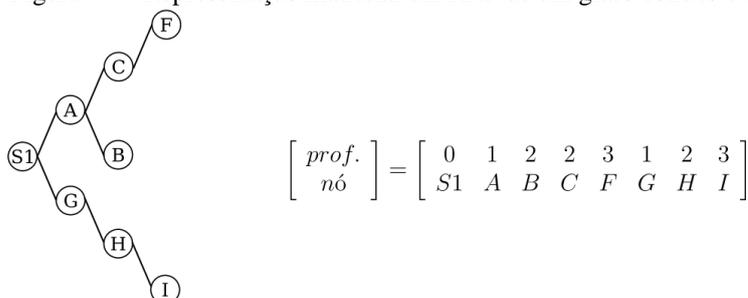
Uma **subárvore** é um subgrafo de uma árvore. E uma **floresta** é um grafo formado por um conjunto de árvores. Nó **raiz** é um nó de uma árvore tomado como referência.

Profundidade de um nó em uma árvore é o número de arestas do caminho formado entre este nó e o nó raiz.

4.3.4.2 Representação nó-profundidade

A representação nó-profundidade (RNP) baseia-se nos conceitos de **caminho** e **profundidade** de nós em uma árvore de grafo. Uma RNP consiste em uma lista linear contendo os nós da árvore e suas respectivas profundidades, formando pares do tipo $(n_x; p_x)$, sendo n_x o nó da árvore e p_x a profundidade do nó. A RNP pode ser representada computacionalmente por uma matriz de dimensões $2 \times n$, conforme ilustrado Figura 4.4.

Figura 4.4 - Representação matricial em RNP de um grafo conexo e acíclico.



Fonte: (MELO, 2015).

Computacionalmente os pares $(n_x; p_x)$ da RNP são ordenados na matriz por meio de um algoritmo de **busca em profundidade** composto de dois operadores denominados PAO (*Preserve Ancestor Operator*) e CAO (*Change Ancestor Operator*).

Os operadores permitem a manipulação de florestas e árvores de grafos por meio da poda (retirada de parte) de um grafo e inserção desta parte em outro grafo. De modo geral, ambos os operadores transferem uma sub árvore (poda) de uma árvore T_{de} para uma árvore T_{para} . Para o operador PAO, a raiz da sub árvore podada será a raiz dessa sub árvore na nova árvore T_{para} . No operador CAO, um novo nó, diferente da raiz, é escolhido para ser a raiz da nova subárvore em T_{para} .

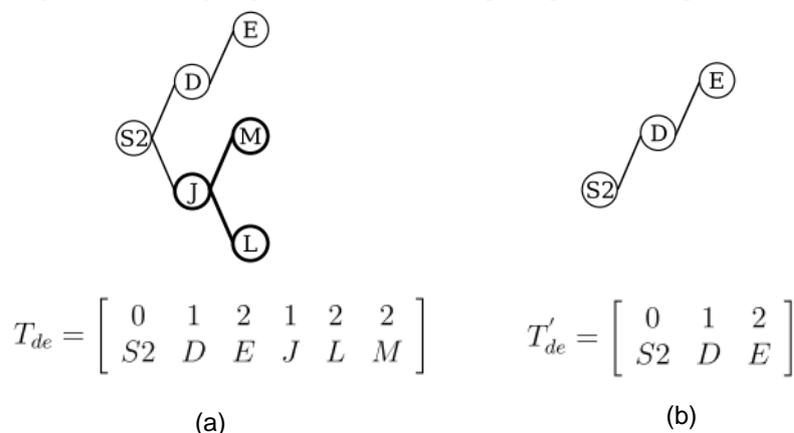
O processo de poda e inserção em RNP são ilustrados nas

Figura 4.5 e Figura 4.6. Na

Figura 4.5a é apresentada a configuração normal de uma árvore T_{de} antes da poda dos nós J, M e L, destacados em negrito, e na

Figura 4.5b é apresentada a nova configuração do grafo T'_{de} após a poda dos nós J, M e L.

Figura 4.5: Configurações da RNP antes e após o processo de poda.

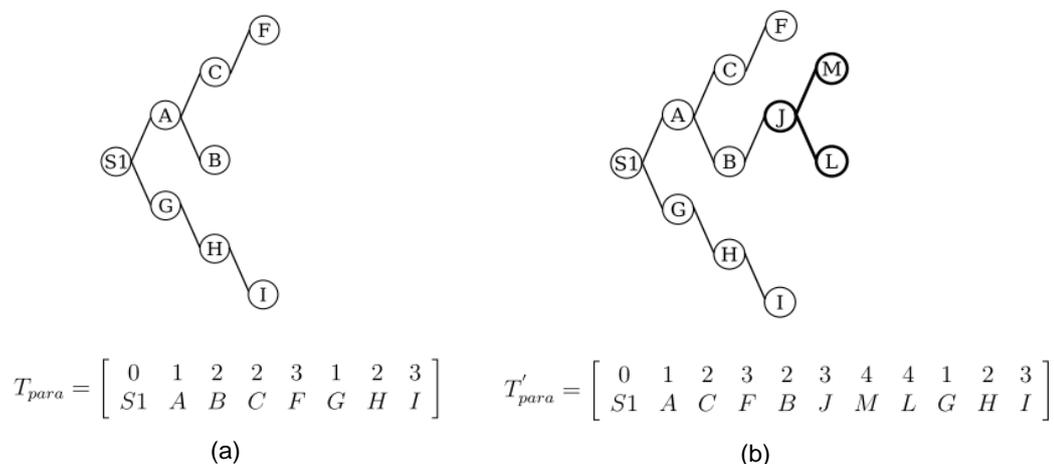


Fonte: (MELO, 2015).

Na Figura 4.6a é apresentada a configuração normal de uma árvore T_{para} antes da inserção dos nós J, M e L, movidos do grafo da

Figura 4.5a. Na Figura 4.6b é apresentada a nova configuração do grafo T'_{para} após a inserção dos nós J, M L no nó B.

Figura 4.6 - Configurações da RNP antes e após o processo de inserção.



Fonte: (MELO, 2015).

Com base nessa metodologia, a estrutura de dados de um SDMT composto de vários alimentadores com topologia radial, supridos por diferentes subestações, pode ser representada em RNP como uma floresta de grafos formada por diversas árvores de grafos conexos e acíclicos (SANTOS, 2009). Dessa forma, a RNP proporciona a representação computacional de um SDMT em seus estados normal e de contingência. A RNP de um SDMT é representada com dois níveis de abstração (SANTOS, 2009).

- RNP de alimentadores; e
- RNP de setores.

A **RNP de alimentadores** consiste em uma representação simplificada do SDMT que permite a configuração e reconfiguração computacional das árvores de grafo de alimentadores de uma ou mais subestações, por meio dos seus operadores PAO e CAO.

Para representação computacional da **RNP de alimentadores**, cada **alimentador** é modelado como uma **árvore** do grafo, os **nós** de carga (separados por equipamentos de interrupção como chaves, disjuntores, religadores e seccionadores) são representados como **setores**, os **equipamentos de interrupção** são modelados como **arestas** e as **barras** das subestações ou pontos de entrega são modelados como **nós raízes** das árvores. Neste nível de modelagem são desprezadas informações, como por exemplo dados de transformadores, condutores e cargas.

Enquanto a **RNP de alimentadores** permite a manipulação computacional das árvores de grafos do sistema de distribuição radial, a **RNP de setor** modela a árvore de grafo do SDMT de forma mais detalhada, permitindo a análise topológica do sistema de distribuição, quando integrada a ferramentas de cálculos elétricos.

Para representação computacional da **RNP de setor** os nós das árvores de grafos representam barras de carga, gerações distribuídas ou ponto de derivação, enquanto que arestas representam trechos da rede entre nós ou entre um nó e uma chave.

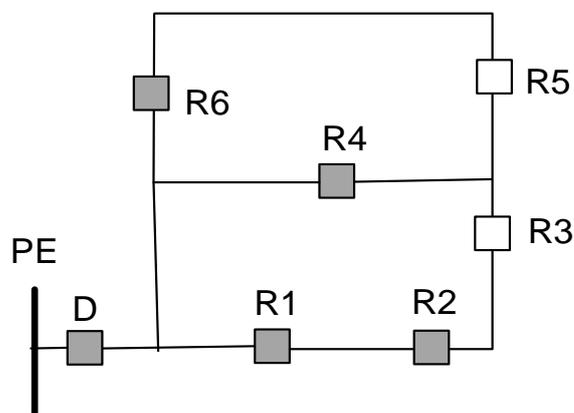
4.3.4.3 Modelagem e implementação computacional da estrutura de dados da rede elétrica em RNP

Para um melhor entendimento do processo de modelagem e implementação computacional da estrutura de dados da RNP de sistemas de distribuição, a seguir é apresentada a RNP da rede elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC) (NETO et al., 2016).

Na Figura 4.7 é apresentado o diagrama unifilar da rede Pici, composto de um disjuntor geral (D), religadores normalmente fechados (R1, R2, R3, R4, R6) e religadores (R3 e R5) normalmente abertos, compondo uma topologia radial com recurso. A rede possui um alimentador subdividido em três troncos de alimentadores radiais supridos em 13,8 kV por meio de um alimentador de distribuição da concessionária de energia Enel Distribuição do Ceará. Baseado nesse diagrama unifilar simplificado, foram modeladas e implementadas as RNP de

alimentadores e RNP de setores integradas a ferramentas de cálculo de fluxo de carga e curto-circuito.

Figura 4.7 - Diagrama unifilar da rede Pici da UFC na sua condição normal de operação.



Fonte: (NETO et al., 2016).

Legenda:

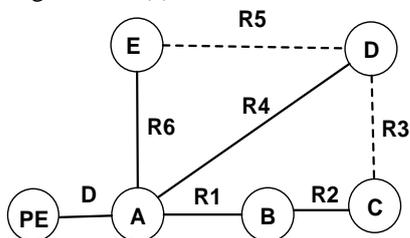
PE Ponto de entrega da rede de distribuição de energia.

■ Disjuntor e religador normalmente fechados.

□ Religador normalmente abertos.

A árvore de grafo da RNP de alimentador da rede Pici é representada por nós. O nó raiz modela o ponto de entrega da concessionária de energia e os demais nós representam os nós de carga (transformadores de distribuição) e arestas (disjuntor e religadores), conforme mostrado na Figura 4.8a. Na Figura 4.8b é apresentada a RNP de alimentador da rede Pici por meio da sua representação em árvore de grafo do SDMT e na forma matricial.

Figura 4.8 - (a) RNP de alimentador da rede Pici e (b) RNP de alimentador da rede Pici na forma matricial.



(a)

$$T_1 = \begin{bmatrix} \text{nó} \\ \text{profundidade} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{PE} & \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{D} & \text{E} \\ 0 & 1 & 2 & 3 & 2 & 2 \end{bmatrix}$$

(b)

Fonte: (NETO et al., 2016).

Legenda:

PE Nó Raiz (Ponto de entrega da rede de distribuição de energia).

A-E Nó de carga.

— Aresta modelando equipamento fechado (D, R1, R2, R4 e R6).

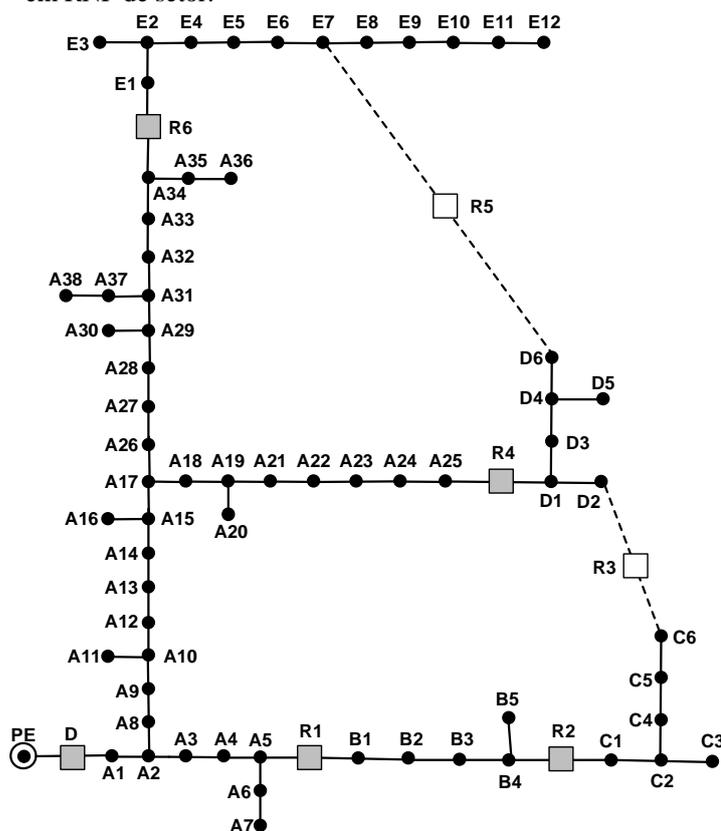
--- Aresta modelando equipamento aberto (R3 e R5).

Conforme mostrado na Figura 4.8, a RNP de alimentadores da rede Pici, quando representada na forma matricial, consiste em uma matriz $2 \times n$, denotada por TI , em que na primeira linha estão representados os nós da árvore (PE, A, B, C, D e E) e na segunda linha são representadas as profundidades dos respectivos nós em relação ao nó raiz.

O processo de modelagem das RNP de setores da rede Pici iniciou com o levantamento dos dados da rede elétrica, prosseguindo com o mapeamento dos setores (A, B, C, D e E), nós de carga (representados por círculos pretos distribuídos nos setores) e equipamentos primários (disjuntor e religadores) em um diagrama unifilar.

Na Figura 4.9 é apresentado o diagrama unifilar ilustrando o mapeamento da rede Pici para implementação da RNP de setor. Nas RNP dos setores da rede Pici, o nó raiz representa o ponto de entrega, os demais nós representam barras de carga e as arestas representam trechos da rede entre nós.

Figura 4.9 - Diagrama unifilar de mapeamento da rede Pici em RNP de setor.



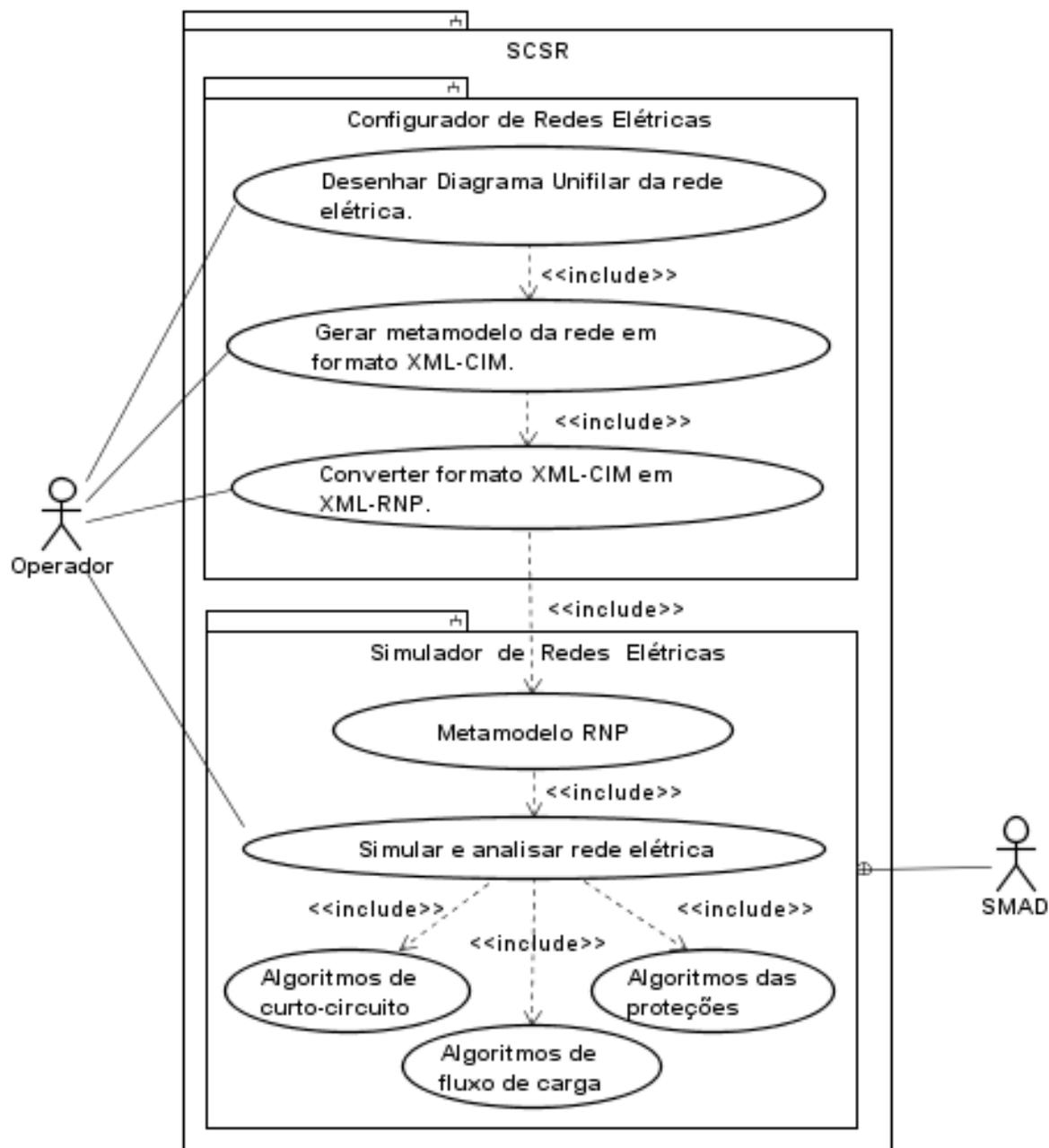
Fonte: (NETO et al., 2016).

Legenda:

- PE Nó Raiz (Ponto de entrega da rede de distribuição de energia).
- A-E Nós de carga.
- Disjuntor e religadores normalmente fechados.
- Religadores normalmente abertos.

Os módulos do configurador e do simulador de redes elétricas, representados como subsistemas (pacotes), são compostos de funcionalidades representadas pelos casos de uso (elipses) e suas relações com as entidades (operador e o SMAD).

Figura 4.11 - SCSR modelado por meio de diagrama de caso de uso em UML.

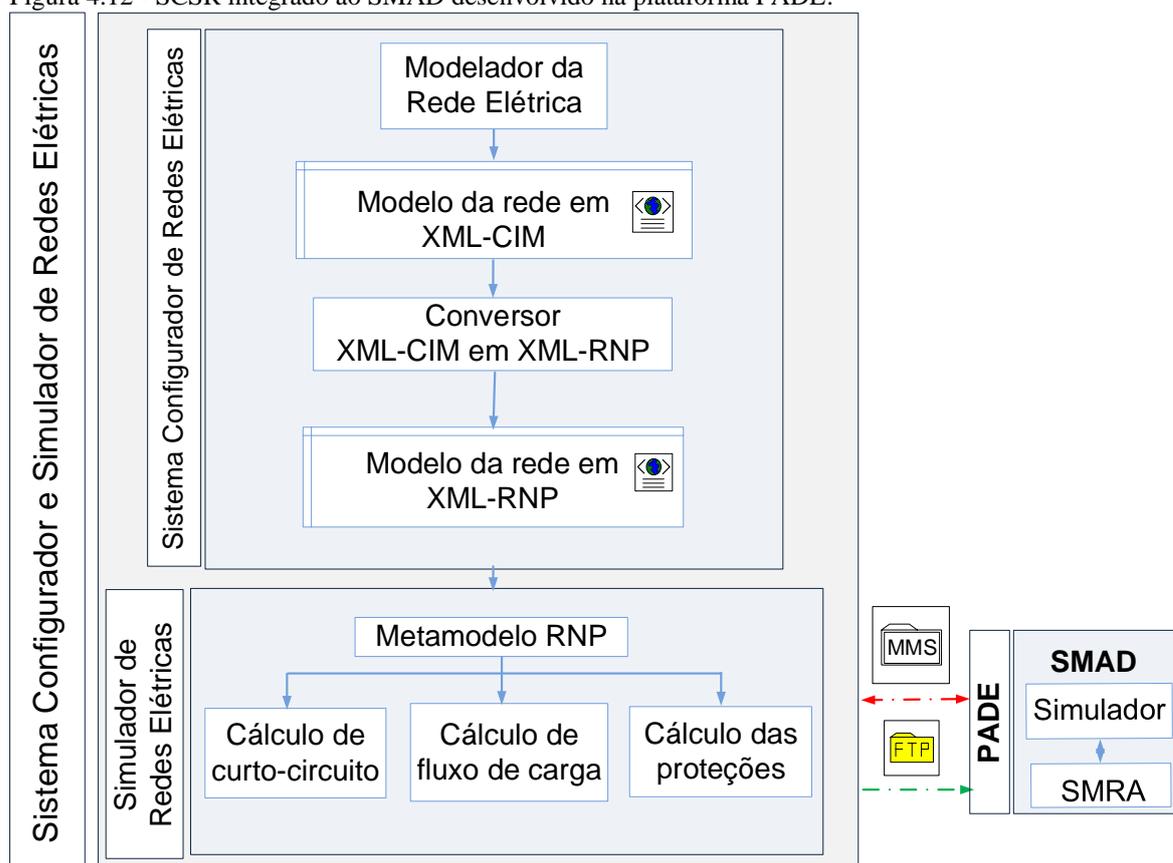


Fonte: Elaborado pelo autor.

O SCSR foi concebido para implementação dos metamodelos topológicos das redes elétricas, integrados às ferramentas de curto-circuito e fluxo de carga para compor o simulador que faz parte do núcleo de inteligência do SMAD.

Na Figura 4.12 é apresentado o simulador embarcado no subsistema SMRA do SMAD. O SCSR foi concebido para desenvolvimento, teste e validação dos subsistemas do SMAD. A integração do SMAD ao SCSR via protocolo MMS (Manufacturing Message Specification) padrão IEC 61.850 faz parte de desenvolvimentos futuros.

Figura 4.12 - SCSR integrado ao SMAD desenvolvido na plataforma PADE.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.4.5 Ontologias

Oriundo da filosofia e adaptado à área de inteligência artificial, o conceito de ontologia se traduz em uma especificação explícita de uma conceituação formal, representada por meio de vocabulários (definições de classes, relações, funções e outros objetos) pertencente a um determinado domínio (PRADEEP; KHAPARDE; JOSHI, 2012). As ontologias são classificadas quanto a sua função, ao grau de formalismo de seu vocabulário, à sua aplicação e à estrutura e conteúdo da conceitualização (MOREIRA, 2010; PRADEEP; KHAPARDE; JOSHI, 2012).

Segundo VERGARA et al. (2003) as ontologias são classificadas em leves (ontologias mais simples) e pesadas (ontologias mais complexas). O modelo XML-CIM é considerado uma

ontologia leve, porque não permite a formalização dos conceitos e comportamentos previstos em uma ontologia pesada (VERGARA et al., 2003).

Essa limitação da ontologia padrão XML-CIM adicionada à necessidade de um sistema configurador e simulador de rede motivou o desenvolvimento do SCSR capaz de gerar meta-modelos XML-CIM a partir do desenho do diagrama unifilar da rede elétrica e convertê-los em meta-modelos XML-RNP integrados a ferramentas de análise de redes elétricas e o desenvolvimento de subsistemas do SMAD que fazem uso de ontologias estrutura mais completa baseado no padrão XML-RNP.

No Capítulo 5 é apresentado a modelagem da RNP por meio de diagrama de classe UML e as ontologias baseadas nos modelos XML-RNP utilizadas pelos subsistemas do SMAD durante o processo de recomposição automática.

4.4 Projeto de automação orientado a objeto baseado na norma IEC 61.850

4.4.1 Decomposição funcional do sistema de automação

O sistema de automação baseado na norma IEC 61.850 é composto de um conjunto de funções locais e distribuídas. A abordagem adotada consiste na alocação de funções nos vários níveis hierárquicos, baseada em três métodos: decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional.

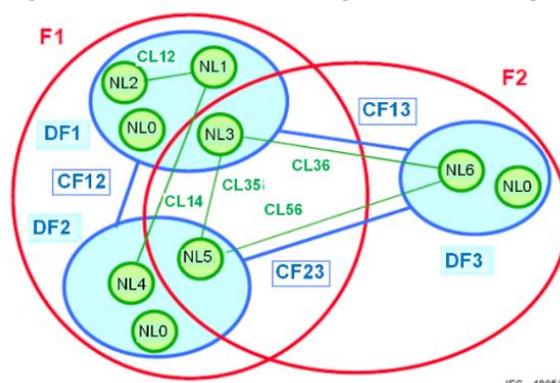
Cada função do SAS é especificada na norma IEC 61.850 de acordo com a tarefa a ser executada, o critério de inicialização, o resultado ou impacto final, o desempenho esperado, a decomposição funcional e interação entre sub funções.

A decomposição funcional estabelecida na IEC 61.850 consiste na subdivisão das funções de monitoramento, controle, proteção e dispositivos primários, até o nível de objetos para sua representação orientada a objeto (ZHABELOVA; VYATKIN, 2012a).

As funções do SAS são decompostas em entidades menores, denominadas Nós Lógicos (NL). Um NL pode ser definido como a menor parte de uma função com capacidade de trocar dados. Os NL podem residir em diferentes IED e níveis hierárquicos, constituindo funções distribuídas, ou alocados em um determinado nível, compondo funções locais a um IED específico. Dessa forma, os NL descrevem funções locais, funções distribuídas e as interfaces funcionais do SAS. A troca de dados entre funções e subfunções ocorre por meio de conexões lógicas (CL) entre NL.

Na Figura 4.13 são mostrados três dispositivos físicos (DF1, DF2 e DF3), interligados através de conexões físicas (linha azul), e duas funções distribuídas (F1 e F2) decompostas em NL os quais estão interligados via conexões lógicas (linha verde) com o objetivo de realizar tarefas pré-definidas através da troca de mensagens entre si (IEC/TR 61.850-5, 2003).

Figura 4.13 - Conceito de nó lógico e conexão lógica.

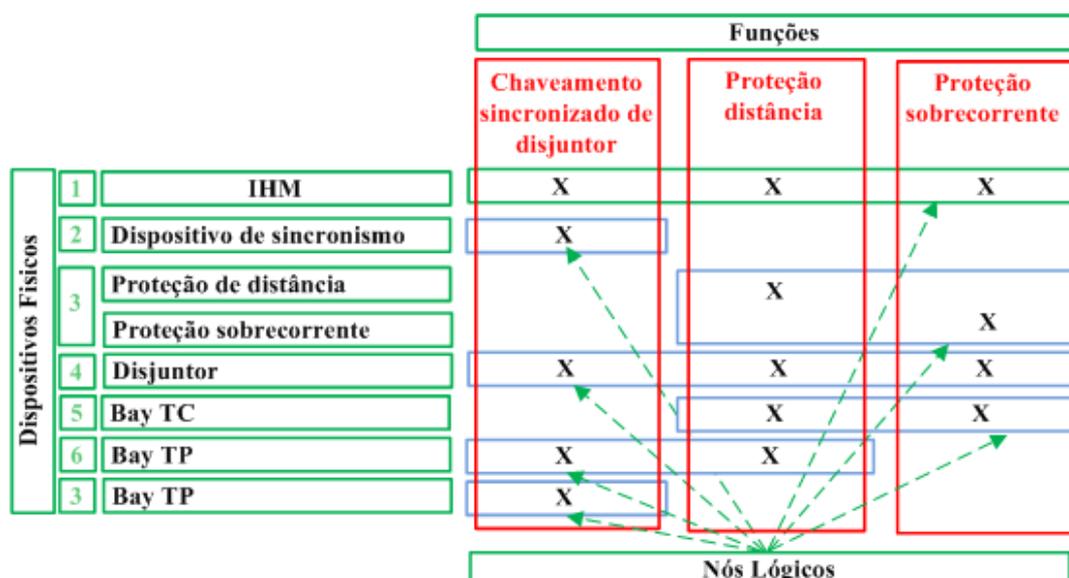


Fonte: (IEC/TR 61.850-5, 2003)

Conforme pode ser observado na Figura 4.13, os NL estão alocados tanto nas funções (F), quanto nos Dispositivos Físicos (DF). Observa-se também que, além dos nós lógicos associados às funções (NL1 a NL6), cada dispositivo físico tem um NL identificador, denominado NL0. O NL0 contempla informações relacionadas a dados de placa e auto-supervisão do dispositivo físico (IEC/TR 61.850-5, 2003).

Os NL são organizados em grupos de acordo com as áreas de aplicação comum, suas finalidades, funcionalidades, funções e dados relacionados à sua aplicação. Na Figura 4.14 é mostrado um exemplo de decomposição de funções comuns em nós lógicos.

Figura 4.14 - Aplicação de nós lógicos.



Fonte: Adaptada de IEC61850 (2003).

Os nós lógicos são classificados em 13 grupos, os quais são identificados com um código, representado por uma letra. Na Tabela 4.2 são apresentados os grupos de Nós Lógicos, o código de cada grupo e a quantidade de nós por grupo.

Tabela 4.2 - Relação de grupos de nós lógicos.

Grupos de Nós Lógicos	Código de Identificação do Grupo	Quantidade de NL
Nós Lógicos de Sistema	L	2
Funções de Proteção	P	27
Funções Relacionadas à Proteção	R	10
Controle Supervisor	C	4
Referências Genéricas	G	3
Interface e Arquivamento	I	4
Controle Automático	A	4
Metroagem e Medida	M	7
Equipamento de chaveamento (Switchgear)	X	2
Transformador de Instrumento	T	2
Transformador de potência	Y	4
Equipamentos adicionais do sistema de potência	Z	14
Sensores	S	3

Fonte: IEC61850 (2003).

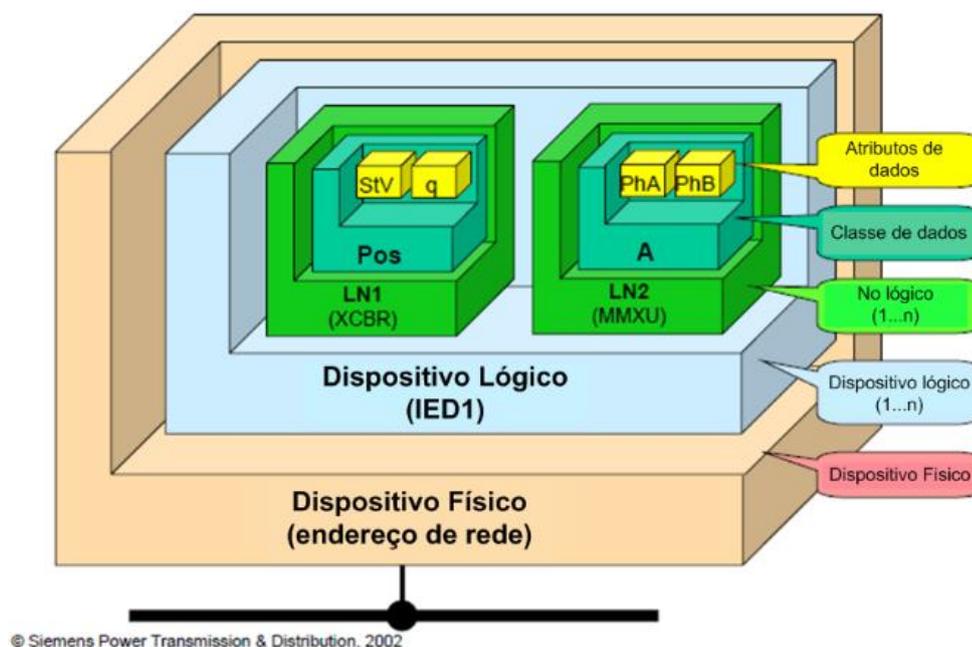
4.4.1.1 Modelo de dados e informação

A norma IEC 61.850 estabelece modelos de dados baseados em projetos orientados a objeto (POO) de forma a definir a sintaxe abstrata e a semântica das informações utilizadas na comunicação entre os vários níveis do sistema de automação de subestação (SAS). Dentro desse contexto, os nós lógicos são modelos funcionais de dispositivos reais que constituem os objetos de dados que compõem as funções de proteção, controle e monitoramento e supervisão em um SAS (IEC/TR 61850-7-1, 2003a; OZANSOY; ZAYEGH; KALAM, 2009).

Os dispositivos físicos são modelados como um servidor de comunicação, compostos de dispositivos lógicos constituídos de um conjunto de nós lógicos (NL). Cada NL consiste em um conjunto de objetos de dados compostos de atributos de dados. O dispositivo lógico é modelado com diferentes NL.

Na Figura 4.15 é mostrado um modelo de informação de um dispositivo físico (IED1).

Figura 4.15 - Modelo de informação de um IED baseado no padrão IEC 61.850.



Fonte: (POFOUND, 2002).

Conforme ilustrado na Figura 4.15, o modelo de informação estabelecido na norma IEC 61.850 é constituído de três agrupamentos, os quais são: dispositivo físico, dispositivos lógicos e nós lógicos.

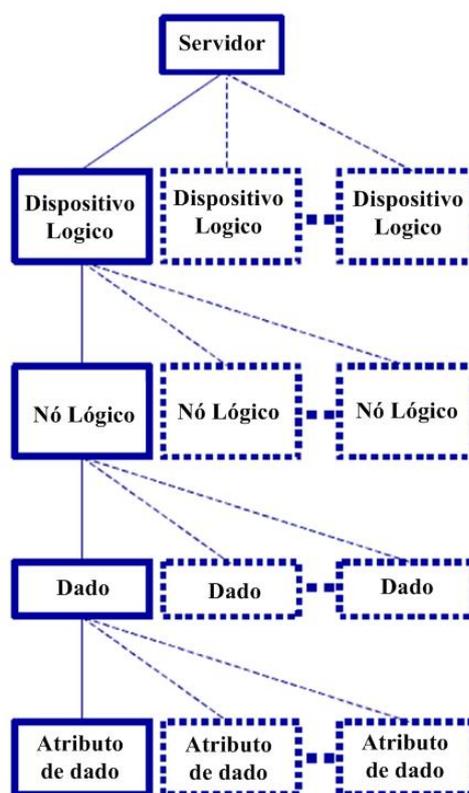
Os NL são agrupados em um dispositivo lógico (DL) e os DL, definidos como entidades virtuais, são agrupados em IED que opera como um servidor de comunicação (APOSTOLOV, 2009). Conforme ilustrado na referida figura, vários DL podem ser alocados

em um único dispositivo físico. Os dados e atributos de dados são modelos de informações estabelecidos para especificar as funções de automação e equipamentos primários. Esses dados são empacotados em conjunto e representados como um NL.

O modelo de informação do IEC define uma estrutura hierárquica de dados orientada a objeto. Um atributo de dado (menor objeto na estrutura de dados), é encapsulado na classe de dados comuns e utilizado pelos dispositivos, funções e sub funções em tempo de execução.

O dispositivo lógico pode ser populado por um número de NL para executar uma função específica, sendo que o NL pode executar mais de uma função (ZHABELOVA; VYATKIN, 2012b). Além disso, o padrão também oferece uma série de serviços de comunicação para acessar o modelo de informação e troca de dados (PINTO DE SA; CARTAXO, 2011). Dessa forma são padronizados os objetos de dados e a interface de serviço que permitem o intercâmbio de dados de forma interoperável entre diversos dispositivos via comunicação ponto a ponto. Os dados são estruturados de forma hierárquica, conforme ilustrado na Figura 4.16.

Figura 4.16 - Hierarquia de objetos do IEC 61.850.

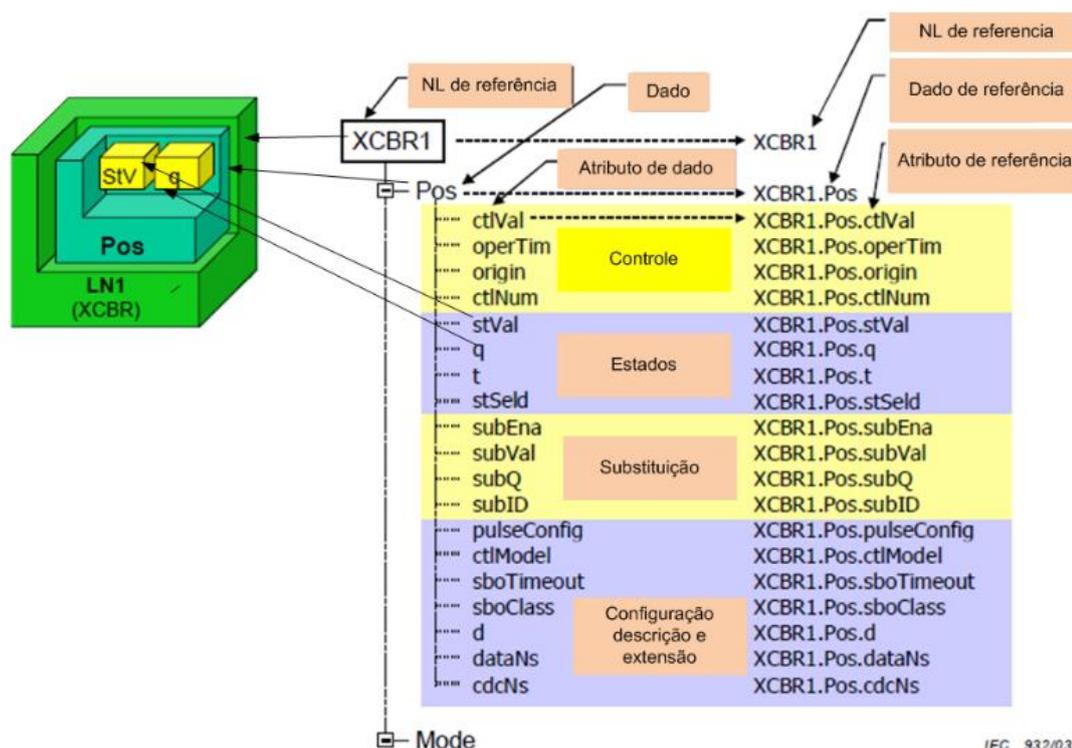


Fonte: (APOSTOLOV, 2010).

Dessa forma, a norma estabelece padrões para comunicação vertical (cliente/servidor) entre os IED e a UCS (Unidade de Controle da Subestação), comunicação horizontal (editor/assinante) entre IED, modelo de dados orientado a objetos e serviços de comunicação, que proporcionam a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes (OZANSOY; ZAYEGH; KALAM, 2007, 2009). Assim, o SAS como um todo pode ser modelado como um conjunto de dispositivos lógicos, constituídos por NL para executar determinadas funções.

Na Figura 4.17 é apresentada a decomposição do NL XCBR em dados e atributos de dados.

Figura 4.17 - Decomposição do nó lógico XCBR.

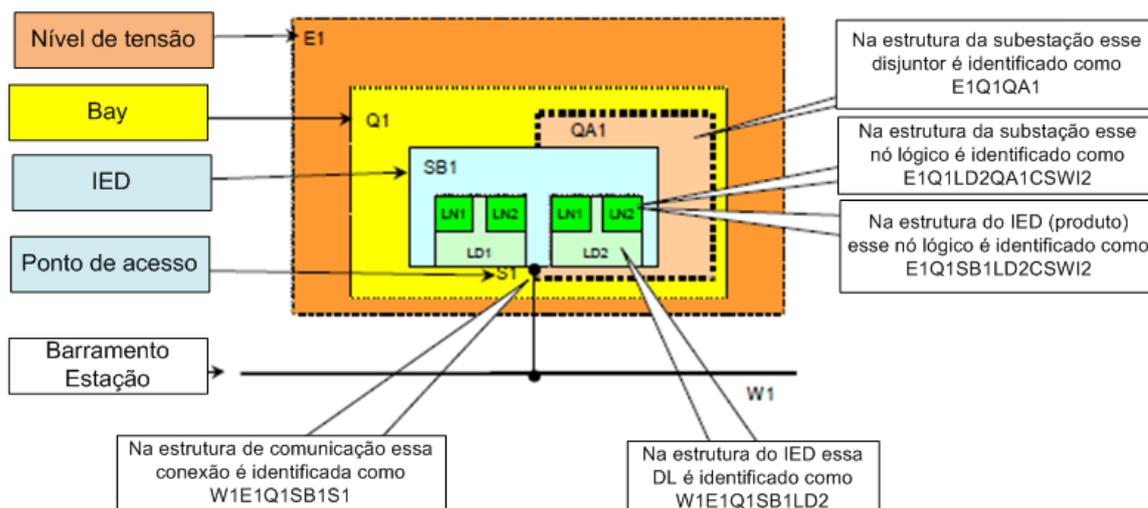


Fonte: (IEC/TR 61.850-6, 2003).

Conforme ilustrado, na Figura 4.17, o dado Pos do NL XCBR é composto de quatro grupos de atributos: controle, estados, substituição e configuração, descrição e extensão.

Na Figura 4.18 é apresentada a composição da descrição da informação do NL na estrutura de dados transmitida na rede de comunicação. Conforme ilustrado, o dado é descrito através dos códigos dos dispositivos lógico e físico, ponto de acesso, equipamento primário, bay e nível de tensão.

Figura 4.18 - Descrição da informação do NL na estrutura de dados.



Fonte: (IEC/TR 61850-7-1, 2003b).

4.5 Mapeamento dos pontos de automação

4.5.1 Modelagem do IED de proteção por meio de diagrama de caso de uso

A primeira fase para implantação de uma função ou sistema de automação consiste na identificação, análise e definição dos dados considerados importantes no processo de supervisão, controle, aquisição de dados, bem como no desenvolvimento de funções avançadas de automação. Esta etapa compreende o mapeamento de todos os pontos de automação que são considerados imprescindíveis no processo de automação do sistema elétrico.

A quantidade e tipo de pontos de automação utilizados podem variar de acordo com as características e funcionalidades do IED que depende da sua função no sistema, do elemento e equipamento que está sendo automatizado e do nível de automação desejado.

Em uma SED, por exemplo, o relé ou IED de proteção associado a um disjuntor geral do barramento de média tensão em 13,8 kV possui uma menor quantidade de funções de proteção habilitadas quando comparado ao relé de saída de alimentadores. Por outro lado, os IED das chaves, seccionadores e religadores existentes ao longo do SDMT possuem quantidades e tipos de pontos de automação distintos.

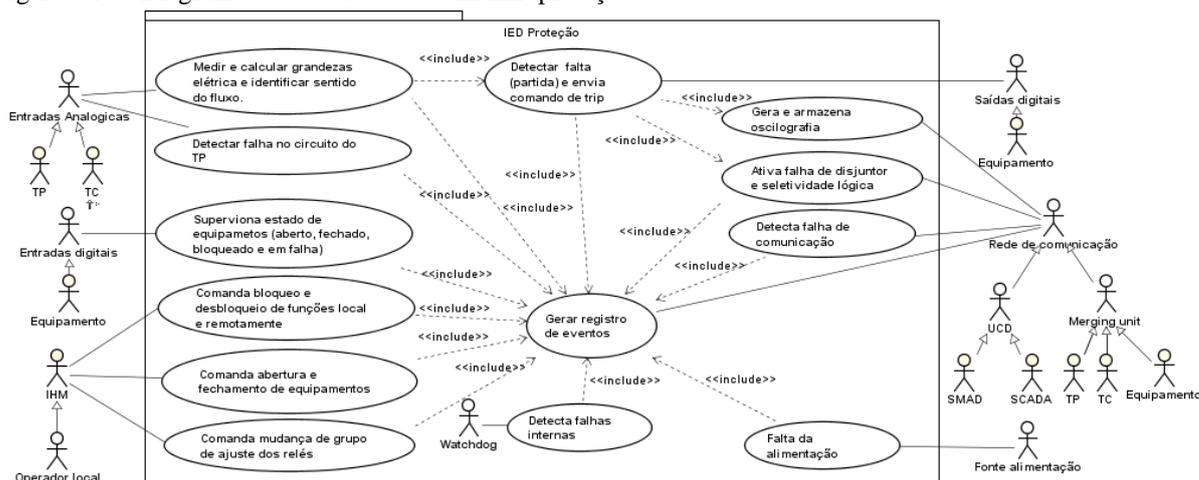
Existem IED que possuem funções automáticas que realizam suas ações a partir da análise das grandezas medidas em tempo real, como por exemplo, as funções de proteção, religamento ou controle de banco de capacitores. Essas funções comandam o equipamento primário (disjuntor, religador, chave motorizada) independente de intervenções humana. No entanto, existem IED que dependem da ação de comando de um operador para mudar seu estado

de aberto para fechado, como por exemplo, o IED associado a uma chave seccionadora motorizada com fins exclusivamente operacionais.

Sabendo-se que no processo de operação do sistema elétrico parte das ações são automáticas, realizadas pelas funções automáticas dos IED, e outra parte são manuais, realizadas por operadores, a fase seguinte consiste na identificação das ações realizadas pelos IED e operadores durante as intervenções no SDMT.

Na Figura 4.19 é apresentado modelo de caso de uso de um IED de proteção. O IED Proteção é um dispositivo multifunção que apresenta maior grau de complexidade e funcionalidades em relação aos demais IED. Partindo dessa perspectiva, por uma questão de espaço e objetividade optou-se por apresentar nesta Tese apenas o diagrama de caso de uso do IED Proteção.

Figura 4.19 - Diagrama de caso de uso de um IED proteção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No diagrama de caso de uso apresentado na Figura 4.19, são apresentados os atores modelando as interfaces externas e as funcionalidades do IED de proteção, modeladas por meio dos casos de usos.

Na metodologia proposta nesta tese, os IED são modelados como agentes externos do SMAD que interagem com o ambiente SDMT, por meio das suas interfaces (entradas analógicas, saídas analógicas e digitais e operador local e remoto no SCADA), e disponibiliza dados de ocorrências no SDMT ao SMAD por meio de uma rede de comunicação.

A seguir é apresentado o mapeamento dos pontos analógicos e digitais e dos nós lógicos disponibilizados pelos IED.

4.5.2 Mapeamento dos pontos de automação analógicos e digitais de IED

Os pontos de automação disponibilizados nos IED de proteção, controle e sinalização são grandezas analógicas, como tensão e corrente, e digitais como estados das funções de proteção, estados dos contatos de equipamentos primários como disjuntores e religadores e comandos locais e remotos.

Os dados disponibilizados pelos IED retratam os estados do SDMT e das SED e são utilizados neste trabalho para definição das funcionalidades do SMAD.

Nesta seção é apresentado o mapeamento dos pontos de automação dos seguintes IED:

- IED de proteção da SED e SDMT;
- IED de controle do SDMT associados aos seccionalizadores e chaves motorizadas;
- IED indicadores de falta.

Na Tabela 4.3 são apresentados de forma simplificada os pontos de automação disponibilizados pelos IED de proteção, controle e sinalização considerados relevantes para integração dos IED aos subsistemas do SMAD.

Tabela 4.3 - Mapeamento dos pontos de automação dos IED proteção da SED e SDMT.

Pontos de automação dos IED de Proteção	Tipo
Estado das proteções (50A, 50B, 50C e 50N; 51A, 51B, 51C, 51N e 51NS; 46, 27) partida.	Digital
Estado das proteções (50A, 50B, 50C e 50N; 51A, 51B, 51C, 51N e 51NS; 46, 27) atuada.	Digital
Estado do grupo de ajuste ativo	Digital
Estado do religador ou disjuntor	Digital
Estado chave local/remoto do religador ou disjuntor	Digital
Falhas (falhas da bobina de abertura, falta de tensão de alimentação do motor, falha de comunicação, falha de disjuntor (50/62 BF)	Digital
Sentido da corrente de curto circuito e da corrente de carga	Digital
Bloqueios: religamento (função 79) funções de proteção (51NS, 50/51N)	Digital
Ativação da função Linha Viva Trabalhando (Hot Line Tag)	Digital
Medidas das correntes de linha das fases A, B, C e neutro, N	Analógico
Medidas das tensões de linha das fases A, B, C e neutro, N	Analógico
Mudança de grupo de ajuste das proteções	Comando
Abertura e fechamento do religador ou disjuntor	Comando
Estado da chave local/remoto da chave	Digital
Falhas (falta de tensão de alimentação do motor, falha de comunicação)	Digital
Sentido da corrente de curto circuito e da corrente de carga	Digital

Pontos de automação dos IED de Controle	Tipo
Medidas das correntes de linha das fases A, B, C e neutro, N	Analógico
Medidas das tensões de linha das fases A, B, C e neutro, N	Analógico
Abertura e fechamento da chave motorizada	Comando
Estado da presença de falta (modelada como função partida da função 50)	Digital

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.5.3 Mapeamento dos nós lógicos e dos IED

Após modelar as funcionalidades dos IED, faz-se necessário mapear os NL dos IED, conforme estabelecido na norma IEC 61.850, para o desenvolvimento da integração entre os IED e os subsistemas do SMAD. Os NL representam os modelos funcionais dos IED reais, que compõem as funções de proteção, medição, controle e monitoramento. Na Tabela 4.4 são apresentadas as funções e descrições dos nós lógicos que compõem os IED das SED e alimentadores de distribuição.

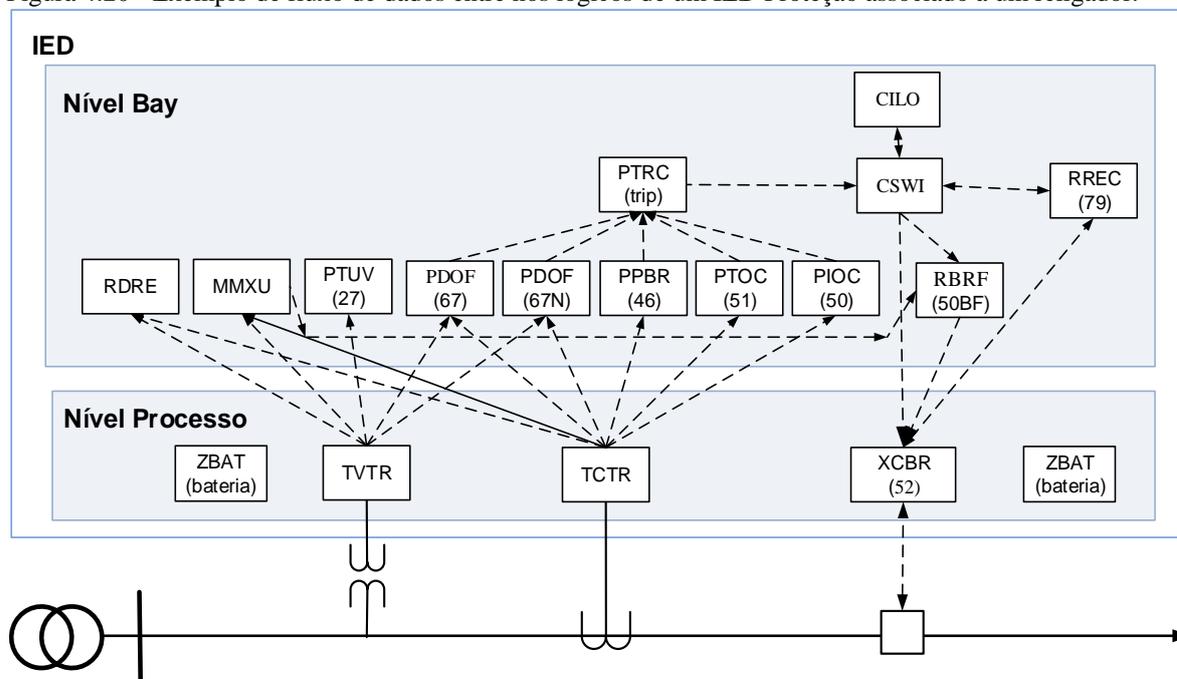
Tabela 4.4 - Função e descrição dos nós lógicos dos IED da SED e SDMT.

Nó Lógico	Função	Descrição das classes de NL
TCTR	Transformador de corrente (TC)	Modela os valores amostrais das correntes disponibilizados pelos TC.
TVTR	Transformador de potencial (TP)	Modela os valores amostrais das tensões disponibilizados pelos TP.
XCBR	Disjuntor	Modela equipamentos com capacidade para interromper corrente de carga e de curto-circuito, como disjuntores (código ANSI 52) e religadores.
YPTR	Transformador de potência	Modela os dados e atributos de dados dos transformadores de potência.
XSWI	Chave	Modela os dados dos equipamentos de chaveamento que não têm capacidade de interromper corrente de curto-circuito. Estão nesta categoria as chaves e seccionadores.
MMXU	Medição Operacional	Modela os dados das medições adquiridas pelos TC e TP e valores calculados de correntes, tensões, fluxo de potências rms e impedância, obtidos a partir das amostras de corrente e tensão disponibilizadas pelos NL TCTR e TVTR, respectivamente.
PIOC	Sobrecorrente instantânea	Modela os dados e atributos de dados das funções de sobrecorrente instantânea de fase (código ANSI 50) e de neutro (código ANSI 50N).
PTOC	Sobrecorrente temporizada.	Modela os dados e atributos de dados das funções de sobrecorrente temporizadas de fase (código ANSI 51), de neutro (código ANSI 51N), de neutro sensível (código ANSI 51NS), de terra (código ANSI 51G) e a função desequilíbrio de corrente (código ANSI 46).
PTRC	Condicionador de Trip	Modela os dados e atributos de dados relacionados à conexão do sinal de comando de uma ou mais funções de proteção direcionado a um único comando de <code>\textit{trip}</code> para os NL CSWI/XCBR.
CSWI	Controlador de chave	Modela os dados do controlador de chaveamento responsável por todos os controles de chaveamento realizados acima do nível de processo.
RREC	Religamento	Modela os dados da função de religamento (código ANSI 79)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.20 são apresentados os nós lógicos de um IED proteção com as funções de proteção típicas de um relé associado a um religador de uma rede.

Figura 4.20 - Exemplo de fluxo de dados entre nós lógicos de um IED Proteção associado a um religador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os IED operam como servidores de comunicação, enviando e recebendo informação de NL através das conexões lógicas. Os NL são constituídos de objetos de dados e de seus atributos de dados.

4.6 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os padrões e técnicas de engenharia de software adotados na modelagem e desenvolvimento do simulador e configurador de rede embarcado nos subsistemas do SMAD. A partir da visão geral das funcionalidades e entidades externas representadas nos diagramas de caso e no mapeamento dos pontos de automação, foram definidos subsistemas e hierarquia do SMAD.

5 METODOLOGIA DE PROJETO ORIENTADO A AGENTE PARA DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS MULTIAGENTES PARA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentadas as etapas de planejamento, análise e projeto da metodologia de Projeto Orientado a Agente (POA) para desenvolvimento do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição (SMAD) em PADE (*Python Agent Development*). A etapa de implementação e teste é apresentada no Capítulo 6.

5.2 Metodologia proposta para desenvolvimento do SMAD

O SMAD é concebido com funções inteligentes distribuídas aplicadas à automação avançada do sistema de distribuição de média tensão (SDMT). A metodologia de POA em PADE, proposta nesta Tese, contempla as etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e teste para desenvolvimento do SMAD. As etapas de análise e projeto foram baseadas na metodologia proposta em (NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006) e nas normas IEC 61.850 para atender requisitos estabelecidos pelo IEEE *Multi-Agents Working Group* (IEEE MAS-WG) para aplicação de SMA na automação de sistemas elétricos (MCARTHUR et al., 2007a, 2007b).

A metodologia proposta também descreve detalhadamente as etapas de planejamento, implementação e teste do SMAD, não contempladas na metodologia proposta em (NIKRAZ; CAIRE; BAHRI, 2006).

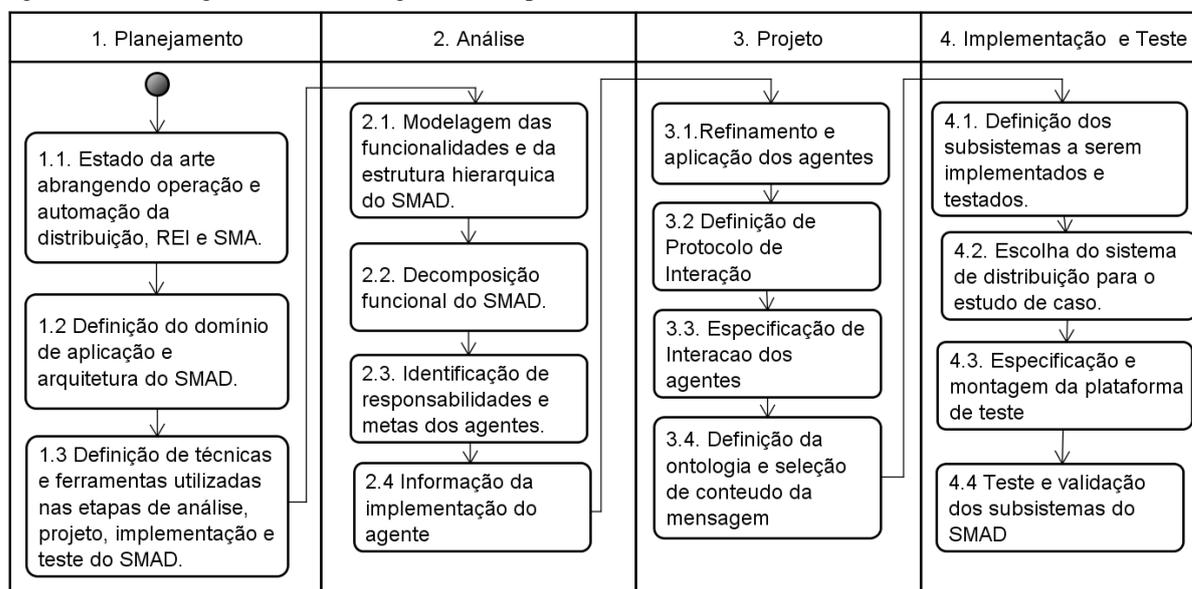
O diagrama de atividade mostrado na Figura 5.1 apresenta o modelo geral da metodologia proposta do POA do SMAD aplicado às redes elétricas inteligentes.

5.3 Etapa de planejamento do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição

O planejamento do SMAD envolve as seguintes atividades: estudo da estrutura do sistema elétrico, da problemática da operação do sistema de distribuição, do estado da arte da automação da distribuição, das redes elétricas inteligentes (Capítulo 2), sistemas multiagentes (Capítulo 3), técnicas e ferramentas utilizadas na modelagem e desenvolvimento de sistemas

distribuídos com inteligência embarcada aplicada na automação de sistemas elétricos (Capítulos 4).

Figura 5.1 - Visão geral da metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na etapa de planejamento é especificada a arquitetura geral do SMAD baseada nas definições apresentadas em Leonardi et al. (2014) que compreendem:

- domínio de aplicação: o SMAD é concebido para aplicação na automação de Sistemas de Distribuição de Energia em Média Tensão com topologia radial e radial com recurso e munido de diferentes recursos tecnológicos;
- níveis hierárquicos: processo, *bay* e estação;
- camadas de interoperabilidade: camada de *bay* com IED modelados como agentes externos, camada de comunicação (protocolos de comunicação padrão IEC 61.850 e FIPA), camada de informação (mensagens GOOSE e *datasets* padrão IEC 61.850 e ontologias baseadas em metamodelos XML-RNP) e funções inteligentes distribuídas baseadas em padrões do setor elétrico e nas especificações FIPA.

Além da arquitetura são definidas nesta etapa:

- o uso das linguagens e técnicas UML, XML e RNP para modelagem dos subsistemas do SMAD;
- o uso de uma linguagem (Python) para desenvolvimento dos subsistemas que compõem o SMAD;

- uso de ontologias na comunicação entre agentes baseada em metamodelos XML-RNP.
- a arquitetura dos agentes e sistemas multiagentes;
- mapeamento dos pontos de automação e nós lógicos dos IED de proteção, de controle e de sinalização;
- modelagem dos nós lógicos dos IED e das funções distribuídas baseadas nos nós lógicos da norma IEC 61.850 para proposição de um Sistema Multiagente de IED (SMIED) baseado nas normas IEC 61.850.

Nessa fase de planejamento, foram levantadas diversas informações relevantes para o desenvolvimento de sistemas distribuídos com inteligência embarcada aplicados às REI, a partir das quais foi obtido o seguinte diagnóstico do SDMT, utilizado como base inicial para definição da abrangência do SMAD e modelagem da estrutura de dados do simulador e configurador de redes:

- SED possuem diversos arranjos topológicos e recursos operacionais que influenciam na confiabilidade do SDMT;
- SDMT normalmente são aéreos, extensos, possuem partes com topologias radiais e outras com encontros de alimentadores, sendo boa parte operado de forma manual e o investimento para automação de todo o sistema impacta em alto custo;
- em sistemas radiais com recurso, cada alimentador de distribuição na condição normal opera de forma radial, com fluxo de potência fluindo no sentido subestação-carga e após a transferência de carga, o fluxo de potência em parte ou todo pode mudar de sentido, afetando a recomposição de todos os trechos e a confiabilidade do sistema de proteção;
- em um alimentador podem existir condutores com uma única seção ou com diferentes seções, o que pode limitar a capacidade de recomposição do sistema;
- para evitar sobrecarga nos condutores e fontes, o bloco de carga a ser transferido de um alimentador para outro deve ser limitado à capacidade máxima dos transformadores da subestação fonte e dos condutores ao longo dos trechos;
- a transferência de carga não deve causar violação nos níveis de tensão e nos ajustes dos relés de proteção;
- cada alimentador deve ser protegido por no máximo três religadores em série, devido ao limite de ciclos de religamento; portanto, no momento de transferir

cargas entre alimentadores com religadores, faz-se necessário mudança de ajuste dos relés para evitar descoordenação das proteções;

- seccionalizadores automáticos não interrompem corrente de curto-circuito, mas instalados a jusante de religadores, operando de forma coordenada, tornam-se elementos importantes na garantia da continuidade de serviço do SDMT;
- níveis de curto-circuito e fluxo de carga do SDMT sofrem alterações com a dinâmica da operação do SDMT, o que pode afetar os ajustes das proteções, podendo causar atuações indevidas;
- escolha da transferência de carga entre mais de um alimentador leva em conta critérios pré-definidos, como por exemplo, os limites de capacidades das fontes e condutores, prioridade para trechos com maior quantidade de clientes ou maior bloco de carga a ser atendido ou suprimento de cargas importantes do ponto de vista do faturamento e imagem da empresa, ou escolha da alternativa com menor quantidade de chaveamento;
- órgão regulador estabelece que gerações distribuídas (GD), incluindo mini, micro e geração de maior porte, devem dispor de proteção anti-ilhamento no ponto de conexão. Além disso, empresas de energia estabelecem que as GD conectadas na média tensão devem ser desconectadas antes do primeiro religamento do religador, para proteger a geração e evitar operação ilhada das fontes. No entanto, dependendo das características da carga, estas proteções podem não atuar, proporcionando operação ilhada e conseqüentemente uma condição insegura à equipe de manutenção;
- falha de comunicação pode afetar o desempenho do sistema de automação, mas os IED de proteção e controle continuam com sua autonomia funcional e disponibilizam sinais de falha de comunicação úteis no desenvolvimento de sistemas tolerantes a falhas;
- IED de proteção possuem as funções falha de disjuntor e seletividade lógica que podem contribuir na melhoria da confiabilidade e segurança do SDMT, através do transporte de nós lógicos via rede de comunicação baseada na norma IEC 61.850;
- ocorre com certa frequência a queima de transformadores de distribuição em função de sobrecargas e desequilíbrios no SDMT aumentando custos com perdas técnicas;

- uso de bancos de capacitores fixos e reguladores de tensão com controle local não garantem o fornecimento do produto energia aos consumidores com sinal de tensão dentro do nível de qualidade desejado, no entanto entende-se que estas tecnologias devem evoluir para garantir o uso de funções inteligentes e distribuídas adequadas às REI;
- indicadores de faltas com recursos de comunicação e medidores de energia instalados próximos aos consumidores de MT e BT podem contribuir na localização de faltas. No entanto, os indicadores de falta não são eficazes na localização de faltas em sistemas com GD;
- medidores inteligentes e de qualidade de energia instalados em pontos estratégicos do SDMT podem contribuir para o gerenciamento e controle da qualidade de energia do sistema;
- disjuntores e religadores possuem chaves de controle no próprio equipamento que podem ser comandados da posição local para remota e vice-versa. Quando a posição local é selecionada, esta informação é disponibilizada para o IED de proteção e para os demais níveis de automação. Essa informação indica que existe equipe trabalhando na rede e que a recomposição do sistema elétrico não deve ser realizada para evitar possível acidentes de trabalho;
- antes do início dos trabalhos da equipe de linha viva, o operador envia comando remoto para bloquear nos IED de proteção a função de religamento e as funções de sobrecorrente relacionadas à falta a terra (51G, 50N/51N, 51NS e 46). A equipe em campo também pode habilitar, através de comando local, a função denominada *hot line tag*. Essas informações devem ser disponibilizadas para os operadores e sistemas inteligentes, de forma que neste caso a recomposição do sistema elétrico, manual ou automática, não deve ser realizada para evitar acidentes de trabalho;
- para evoluir um SDMT de radial para radial com recurso, faz-se necessário o faseamento de todo o sistema;
- sistemas de informações georreferenciadas são aplicados na gestão do SDMT, tomando como base os registros de dados atualizados da infraestrutura da rede elétrica, que podem ser utilizados no planejamento da engenharia, operação e manutenção da empresa;

- a necessidade de um sistema configurador e simulador de redes elétricas embarcado nos subsistemas do SMAD, concebido com uma estrutura de dados computacionalmente eficiente, que integrado a ferramentas de cálculos elétricos proporcione a análise da rede elétrica em tempo real, dando subsídio aos agentes inteligentes no processo de tomada de decisão;
- os métodos convencionais de cálculo de fluxo de carga como Newton-Raphson e Desacoplado Rápido existentes nas ferramentas de análise de redes utilizados pelas empresas de energia apresentam difícil convergência. Consequentemente, apresentam resultados insatisfatórios na análise de redes de distribuição radial ou radial com recurso, porque os alimentadores de distribuição dispõem de baixa relação entre reatância e resistência (X/R), a existência de diferentes condutores em um alimentador, proporcionando variação da impedância ao longo do alimentador, e a elevada presença de cargas e a crescente quantidade de geração distribuída;
- os fornecedores de ferramentas de cálculos elétricos cobram taxas de manutenção para uso de suas ferramentas e não geram a estrutura de dados em uma base padrão XML-CIM e XML-RNP para integração com outros sistemas.

5.4 Etapa de análise do Sistema Multiagente para Automação da Distribuição

Nesta seção é apresentada a etapa de análise da metodologia de Projeto Orientado a Agente proposta para desenvolvimento do SMAD. A fase de análise do POA do SMAD compreende a criação de diagramas de casos de uso e especificação de requisitos, identificação dos tipos de agentes, elaboração de diagramas de classes e atividades dos agentes, elaboração da tabela de responsabilidades dos agentes, definição das responsabilidades e afinidades de cada agente, refinamento dos agentes e apresentação de informações relacionadas à implementação dos agentes.

5.4.1 Funcionalidade e hierarquia do SMAD

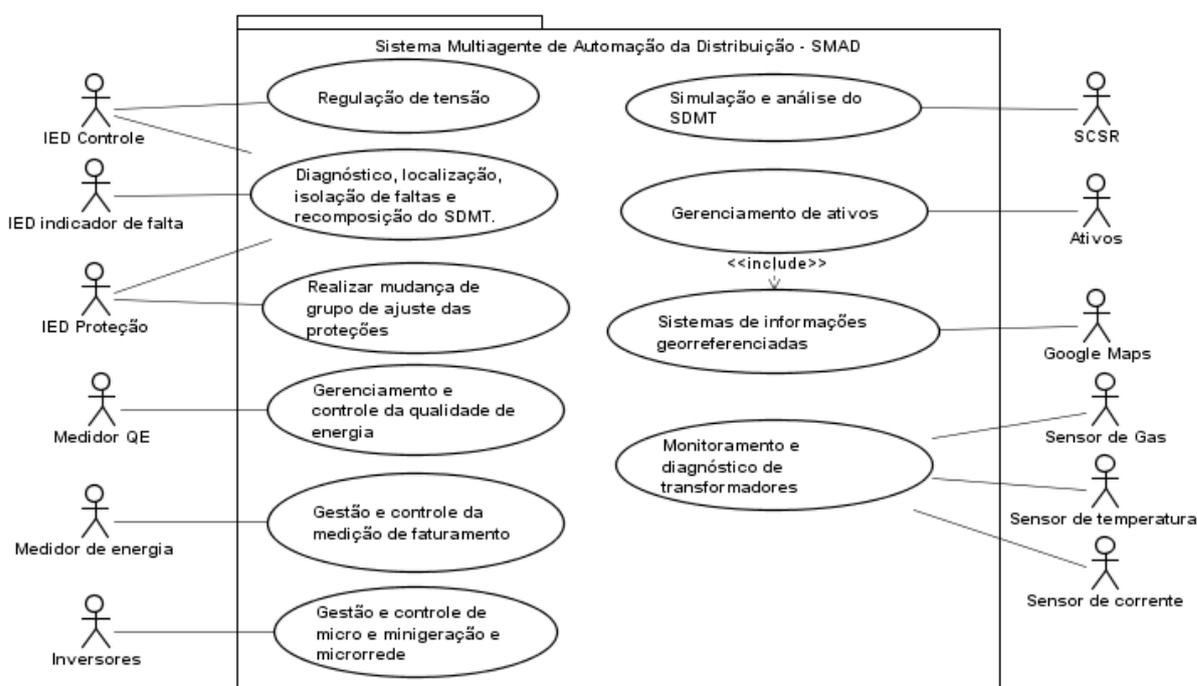
Fundamentado na base de conhecimento construída na fase de planejamento, o SMAD proposto é concebido para atuar no diagnóstico, localização, isolamento de faltas e recomposição da rede elétrica, adequação dos ajustes dos relés às condições dinâmicas da rede, gerenciamento e controle da qualidade de energia, gerenciamento de controle da medição de

faturamento, gerenciamento e controle de geração distribuída (micro e minigeração, microrrede), monitoramento de transformadores do sistema de distribuição de energia, gerenciamento de ativos, simulação e análise de redes elétricas.

5.4.1.1 Diagrama de caso simplificado do SMAD

O diagrama de caso do SMAD na Figura 5.2, mostra a modelagem das suas principais entidades externas, funcionalidades e interações entre estas.

Figura 5.2 - Diagrama de caso de uso do SMAD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme mostrado no modelo simplificado do diagrama de caso de uso da Figura 5.2, o SMAD é concebido com um conjunto de funcionalidades que interagem com diversos tipos de IED e com outros sistemas.

5.4.1.2 Funcionalidades e hierarquia do SMAD

O SMAD proposto consiste em uma plataforma de automação composta de um conjunto de funções inteligentes e distribuídas com capacidade de observar o comportamento do ambiente sistema elétrico, de forma que ao diagnosticar uma condição indesejada no

processo SDMT, os agentes que compõem o SMAD buscam a solução do problema independente de intervenções humanas, sempre que a tecnologia disponível permitir.

Quando houver limitações tecnológicas, o SMAD deve ser capaz de analisar as informações recebidas dos IED e gerar relatórios com informações de suporte ao operador do sistema, como por exemplo, a sequência operacional para recompor o sistema elétrico.

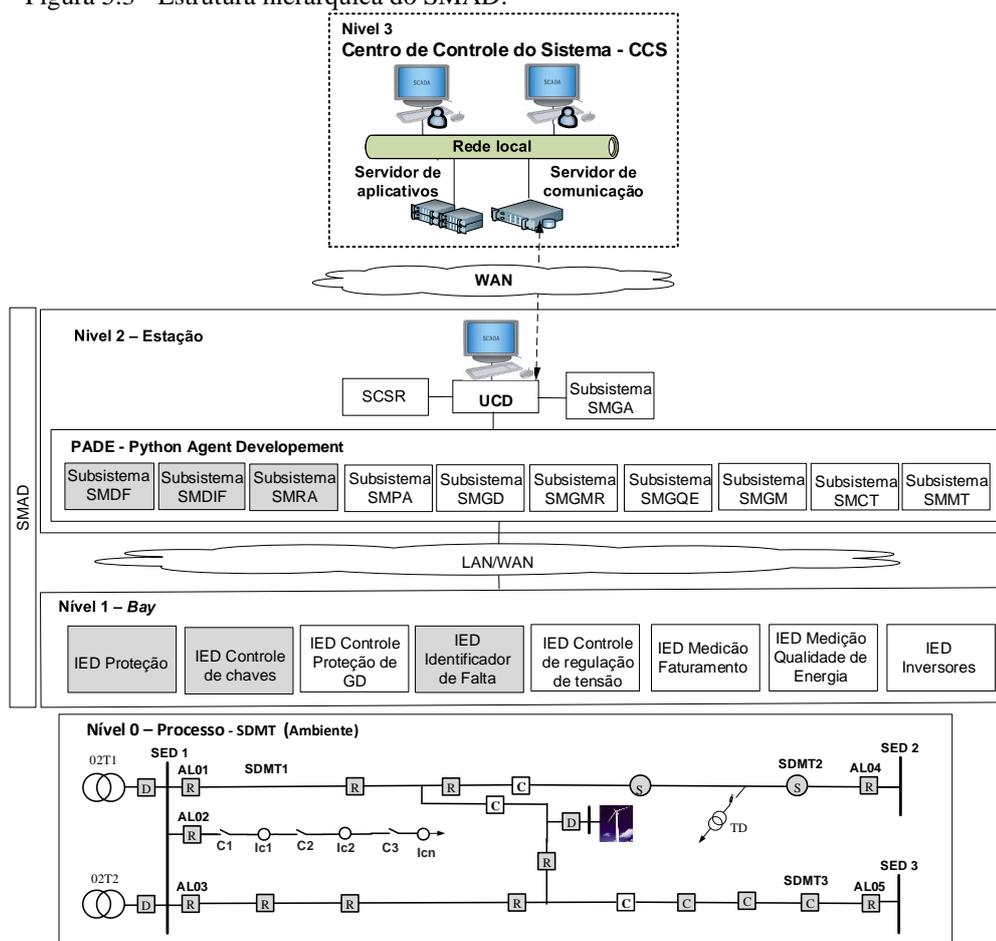
Nessa perspectiva, a metodologia proposta nesta Tese se aplica às etapas do ciclo de vida de desenvolvimento dos seguintes subsistemas que compõem o SMAD:

- Sistema multiagente de diagnóstico de falta (SMDF);
- Sistema multiagente de diagnóstico e isolamento de falta (SMDIF);
- Sistema multiagente de recomposição automática (SMRA);
- Sistema multiagente de diagnóstico e controle de tensão (SMCT);
- Sistema multiagente de proteção adaptativa (SMPA);
- Sistema multiagente de gerenciamento de geração distribuída (SMGD);
- Sistema multiagente de gerenciamento de microrredes (SMGMR);
- Sistema multiagente de gerenciamento de qualidade de energia (SMGQE);
- Sistema multiagente para gerenciamento da medição (SMGM);
- Sistema multiagente para monitoramento de equipamentos (SMME);
- Sistema multiagente para gestão de ativos da rede elétrica (SMGA);
- Sistema multiagente de IED (SMIED).

O SMAD é composto de três níveis hierárquicos: processo, *bay* e estação. Na Figura 5.3 é apresentada a estrutura hierárquica do SMAD, na qual são destacadas na cor cinza os subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA desenvolvidos com base na metodologia para desenvolvimento de POA proposta nesta Tese.

Como dito anteriormente, o escopo desta Tese abrange a proposta da metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD em PADE, composto de agentes padrão FIPA integrados a IED de proteção, de controle e de sinalização do SDMT e a metodologia para desenvolvimento de Sistema Multiagente de IED (SMIED) baseado em IED padrão IEC 61.850.

Figura 5.3 - Estrutura hierárquica do SMAD.



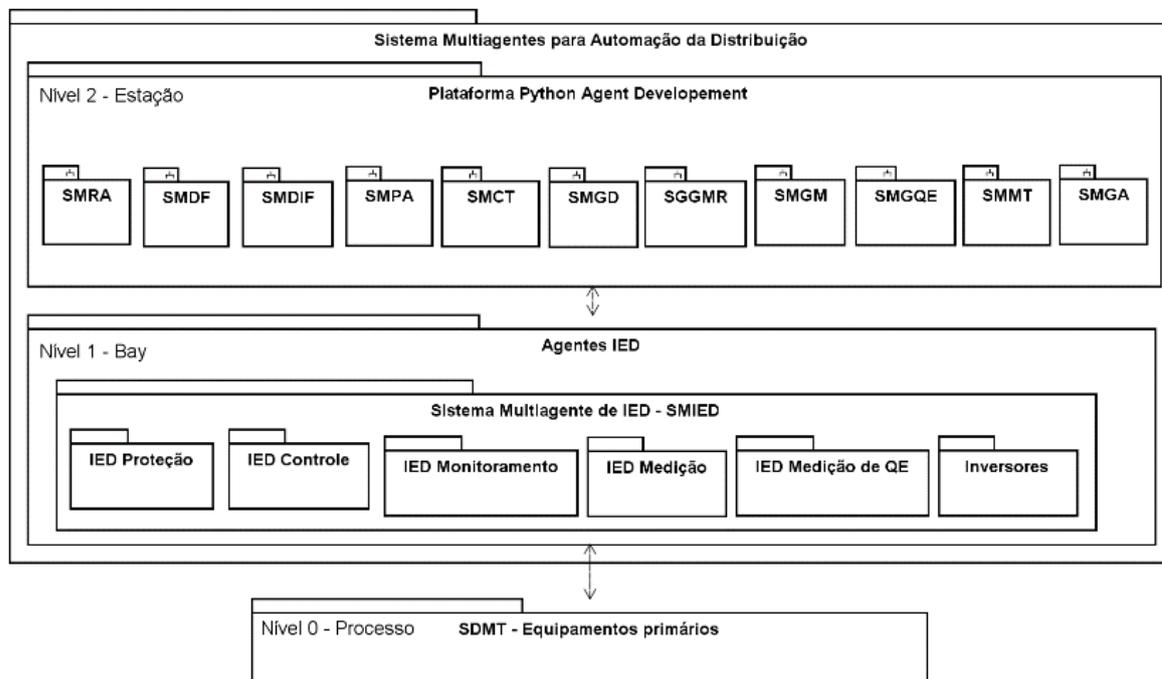
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1.3 Modelagem da estrutura hierárquica do SMAD

O modelo da estrutura hierárquica do SMAD (apresentada na Figura 5.3) é mostrado na Figura 5.4. O mesmo é representado pelo conjunto de pacotes dos subsistemas que compõem o SMAD desenvolvidos em PADE, alocados no nível estação, integrados (seta em duplo sentido) aos IED alocados no nível bay e pelo conjunto de IED padrão IEC 61.850, que compõem o Sistema Multiagente de IED. O SMIED é composto de funções distribuídas nos IED que operam por meio da comunicação entre nós lógicos, enquanto os subsistemas do SMAD são compostos de agentes que interagem entre si para solucionar problemas via protocolos padrão FIPA.

Na metodologia proposta, do ponto de vista dos subsistemas do SMAD, os IED são representados como agentes externos que interagem com o ambiente SDMT no nível processo. Cada subsistema do SMAD possui agentes internos, padrão FIPA, com inteligência embarcada que operam de forma integrada a partir dos dados disponibilizados pelos agentes externos representados pelos IED.

Figura 5.4 - Modelo da estrutura hierárquica do SMAD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Etapa de análise de sistemas multiagentes para automação da distribuição

5.4.2.1 Decomposição funcional de sistemas multiagente para automação da distribuição em PADE

A abordagem proposta na metodologia de POA para desenvolvimento do SMAD consiste na alocação de um conjunto de subsistemas distribuídos nos SDMT, supridos por subestações distribuidoras, compostas de agentes com funções específicas, concebidos com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional, adotados na norma IEC 61.850. Baseado nesta metodologia, foram identificados e especificados agentes internos e agentes externos (IED) para o desenvolvimento POA dos subsistemas do SMAD.

Os agentes monitoramento (AM), diagnóstico e configuração (ADC), controle (AC), negociação (AN) e comunicação (ACom) que compõem os subsistemas do SMAD possuem suas funcionalidades especificadas de acordo com os recursos disponíveis nos IED. Na Figura 5.5 são apresentados os agentes internos e externos identificados nesta Tese para compor os subsistemas: sistema multiagente de recomposição automática (SMRA), sistema multiagente de diagnóstico de falta (SMDF) e sistema multiagente de localização e isolamento de falta (SMDIF).

Figura 5.5 - Agentes internos e externos dos subsistemas do SMAD.

		Tipos de Agentes Internos					Tipos de Agentes Externos			
		Agente Monitoramento (AM)	Agente Diagnóstico e Configuração (ADC)	Agente Controle (AC)	Agente Negociação (AN)	Agente Diagnóstico de Falta (ADF)	Agente IED Proteção (AEp)	Agente IED Controle (AEc)	Agente IED Sinalização (AEs)	
SMAD	1	SMRA	AM	ADC	AC	AN	ADF	AEp	AEc	
	2		AM	ADC	AC	AN	ADF	AEp	AEc	
	3	SMDIF	AM	ADC	AC			AEp	AEc	
	4		AM	ADC	AC			AEp	AEc	
	5		AM	ADC				AEp	AEc	AEs

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2.2 Identificação das responsabilidades e metas dos agentes dos subsistemas do SMAD

Identificados os tipos de agentes, faz-se necessário a definição das responsabilidades de cada agente que compõe os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF. Na Tabela 5.1 são apresentadas as responsabilidades especificadas para os agentes monitoramento, diagnóstico e configuração, diagnóstico de falta, controle e negociação.

Tabela 5.1 - Responsabilidades dos agentes.

Agente	Responsabilidade	Aplicação
Agente Monitoramento (AM)	Fazer a interface de comunicação entre o SMA e agentes externos (IED), coletar dados dos IED, identificar eventos ocorridos no SDMT, traduzir mensagem do protocolo do IED para FIPA-ACL indicando aos demais agentes a correspondência dos dados (DE-PARA) ao equivalente no meta-modelo XML-RNP (por exemplo, o nó lógico de leitura de corrente MMXU.A.phsA.f = I.mod do módulo do fasor de corrente na XML-RNP).	SMRA, SMDIF, SMDF e todos os demais subsistemas do SMAD.
Agente Diagnóstico e Configuração (ADC)	Analisar as ocorrências na rede elétrica por meio do seu simulador de cálculos elétricos integrado ao meta-modelo XML-RNP, emitir comando para o agente controle isolar trecho afetado pela falta e recompor trechos sãos.	SMRA, SMDIF, SMDF e todos os subsistemas do SMAD que fazem uso de fluxo de carga e curto-circuito.
Agente Diagnóstico de Falta (ADF)	Receber dados analisados pelo ADC, analisar faltas na rede e emitir relatório de diagnóstico de falta e recomposição da rede elétrica.	SMRA, SMDIF, SMDF e SMRA.
Agente Controle (AC)	Fazer a interface de comunicação entre o SMA e agentes externos (IED), receber ordem para comandar (abrir e fechar) equipamentos primários enviada pelo ADC, supervisionar estado de equipamentos primários via IED em tempo real. Além disso, monitorar restrições operativas do SMRA observadas a partir de ações do operador (bloqueio da função 79 e funções de neutro, ativação da função <i>hot-line-tag</i>).	SMRA, SMDIF e os demais subsistemas do SMAD que enviam comando e supervisionam IED e equipamentos primários.
Agente Negociação (AN)	Responsável pela negociação com SMA de outra subestação para recomposição de trechos sãos.	SMRA e os demais subsistemas que cooperam e negociam para a solução de problemas.
Agente Comunicação (ACom)	Operar como um <i>drive</i> de protocolo com bibliotecas que permitam a integração dos subsistemas do SMAD com IED.	SMRA, SMDIF, SMDF e todos os demais subsistemas do SMAD.

Fonte: (BARBOSA, 2017).

Conforme mostrado na Tabela 5.1, cada agente exerce funções bem definidas. Conhecidas as responsabilidades de cada agente, faz-se necessário a definição das metas dos agentes que compõem os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF no âmbito do SMAD. Na Tabela 5.2 são apresentadas as metas individuais dos agentes.

Tabela 5.2 - Metas individuais dos agentes.

Agente	Meta individuais dos agentes
Agente Monitoramento (AM)	Coletar dados dos IED (<i>datasets</i> via MMS IEC 61.850 por demanda). Identificar IP dos IED na camada de rede. Enviar eventos para agente diagnóstico e configuração (ADC).
Agente Diagnóstico e Configuração (ADC)	Analisar coordenação das proteções. Localizar trecho afetado pela falta. Enviar comando para o agente controle isolar trechos afetados pelas faltas via agente externo (IED). Enviar comando para o agente controle recompor trechos são via agente externo. Realizar cálculos elétricos. Fornecer dados de operação para camadas de negociação para recomposição.
Agente Diagnóstico de Falta (ADF)	Coletar resultados das análises de ocorrências realizadas pelo ADC. Emitir relatório para suporte ao operador do sistema.
Agente Controle (AC)	Receber ordem de comando do ADC para comandar abertura e fechamento de equipamentos primários. Enviar comando de abertura e/ou fechamento aos equipamentos Supervisionar estado dos equipamentos primários.
Agente Negociação (AC)	Gerenciar negociação para recomposição de trechos são, após localização e isolamento dos trechos afetados pela falta. Analisar e escolher a melhor proposta de recomposição.
Agente Comunicação (ACom)	Converter a estrutura de dados do protocolo disponibilizada pelos IED em uma estrutura de dados compreendida pelos subsistemas do SMAD.

Fonte: (BARBOSA, 2017).

5.4.2.3 Informações de desenvolvimento de agentes

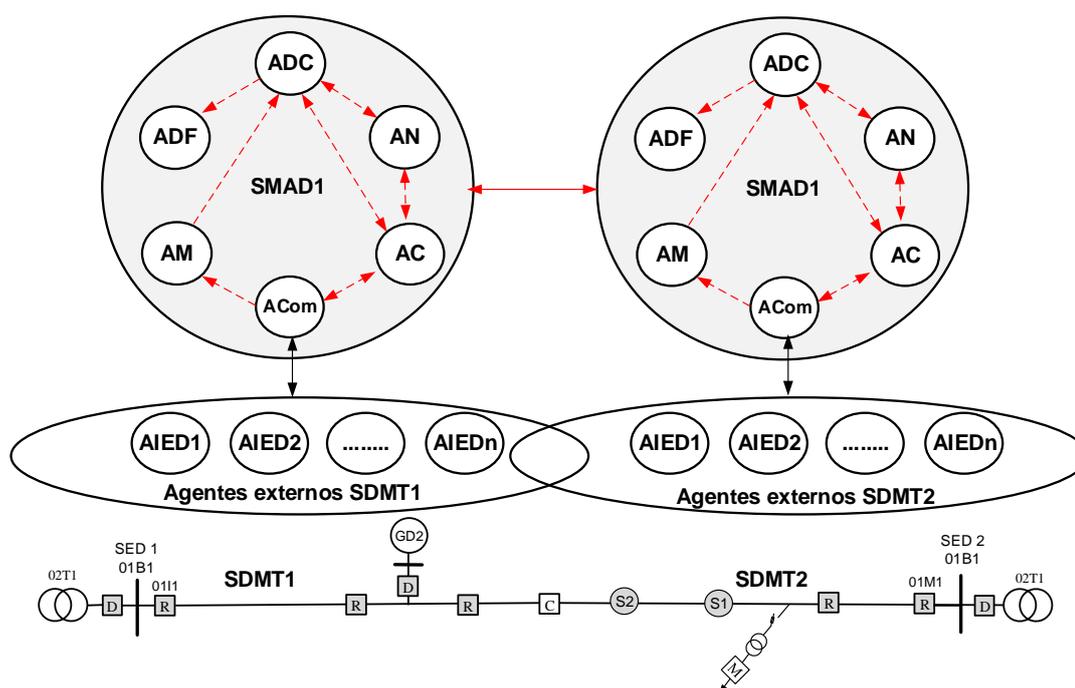
5.4.2.3.1 Arquitetura e interação entre agentes e sistemas multiagentes

A escolha da arquitetura do SMA impacta diretamente no desempenho do sistema. Partindo desse entendimento, na metodologia proposta, optou-se pelo desenvolvimento dos subsistemas do SMAD com arquitetura híbrida. Essa arquitetura agrega as vantagens dos modelos de SMA centralizado e hierárquico, descritos no Capítulo 3, apresentando vantagens como maior robustez, menor vulnerabilidade a falhas e tomada de decisão mais confiável.

Os subsistemas do SMAD são compostos de agentes especificados com base nos métodos de decomposição funcional, fluxo de dados e interface funcional, conforme mencionado anteriormente. Um subsistema do SMAD é especificado de acordo com as tarefas

a serem executadas, o critério de inicialização, a meta a ser alcançada, a decomposição funcional e as interações com outros agentes ou SMA. Dessa forma, os subsistemas do SMAD são decompostos em agentes residentes em diferentes dispositivos físicos ou em um mesmo dispositivo. Esses agentes exercem funções diversas e metas específicas que são atingidas por meio da troca de dados entre agentes, locais e remotos, por meio de conexões lógicas e físicas. Na Figura 5.6 é apresentada a arquitetura de comunicação entre agentes e entre SMAD.

Figura 5.6 - Arquitetura de comunicação entre agentes e entre SMAD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- ↔ Conexão física bidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
 - Conexão física unidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
 - ↔ Conexão física bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre subsistemas do SMAD.
 - ↔ Conexão lógica bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.
 - Conexão lógica unidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.
- AIED Agente IED (agente externo).
 ACom Agente comunicação (interno).
 AM Agente monitoramento (interno).
 ADC Agente diagnóstico e configuração (interno).
 AC Agente controle (interno).
 AN Agente negociação (interno).

Conforme pode ser observado na Figura 5.6, os agentes dos subsistemas SMAD1 e SMAD2 se comunicam internamente entre si por meio de conexões lógicas, utilizando protocolos de comunicação padrão FIPA, enquanto a comunicação entre diferentes SMAD é estabelecida por meio de conexão física, utilizando protocolo de comunicação *contract net* padrão FIPA, próprio para negociação entre agentes. Por outro lado, observa-se na Figura 5.6

que os agentes externos (IED) se comunicam com os subsistemas do SMAD alocados em diferentes SDMT, por meio do agente comunicação (ACom), utilizando protocolos de comunicação TCP/IP, padrão do setor elétrico. Nesta Tese foi utilizado o Protocolo de comunicação MMS padrão IEC 61.850 entre os IED e os subsistemas do SMAD. O uso do protocolo editor-assinante para transporte de mensagens GOOSE foi apresentado em (MELO, 2015) e também implementado no subsistema multiagente de IED Padrão IEC 61.650 (SMIED).

A característica híbrida da arquitetura do SMAD pode ser explicada a partir da sua arquitetura e das interações e ações centralizadas e distribuídas dos agentes. Nos subsistemas do SMAD, os agentes diagnóstico e configurador (ADC) possuem um simulador composto do metamodelo XML-RNP do SDMT integrado às ferramentas de cálculos elétricos, trocando informações com os demais agentes.

Os agentes negociação (NA) possuem autonomia para coordenar o processo de recomposição do SDMT, por exemplo, negociando com outro SMRA, sem depender diretamente do agente diagnóstico e configurador para realizar suas ações. O agente monitoramento inicializa sua operação a partir dos dados de falta no SDMT recebidos dos IED decodifica as mensagens, identifica os IED envolvidos e envia para o agente diagnóstico e configuração (ADC) a leitura obtida. O ADC realiza então a análise de rede, executa a função objetivo e autoriza o agente controle a realizar as manobras necessárias para isolar trecho afetado por falta e recompor trechos sãos do SDMT, sempre de acordo com os recursos tecnológicos e operacionais presentes na rede elétrica.

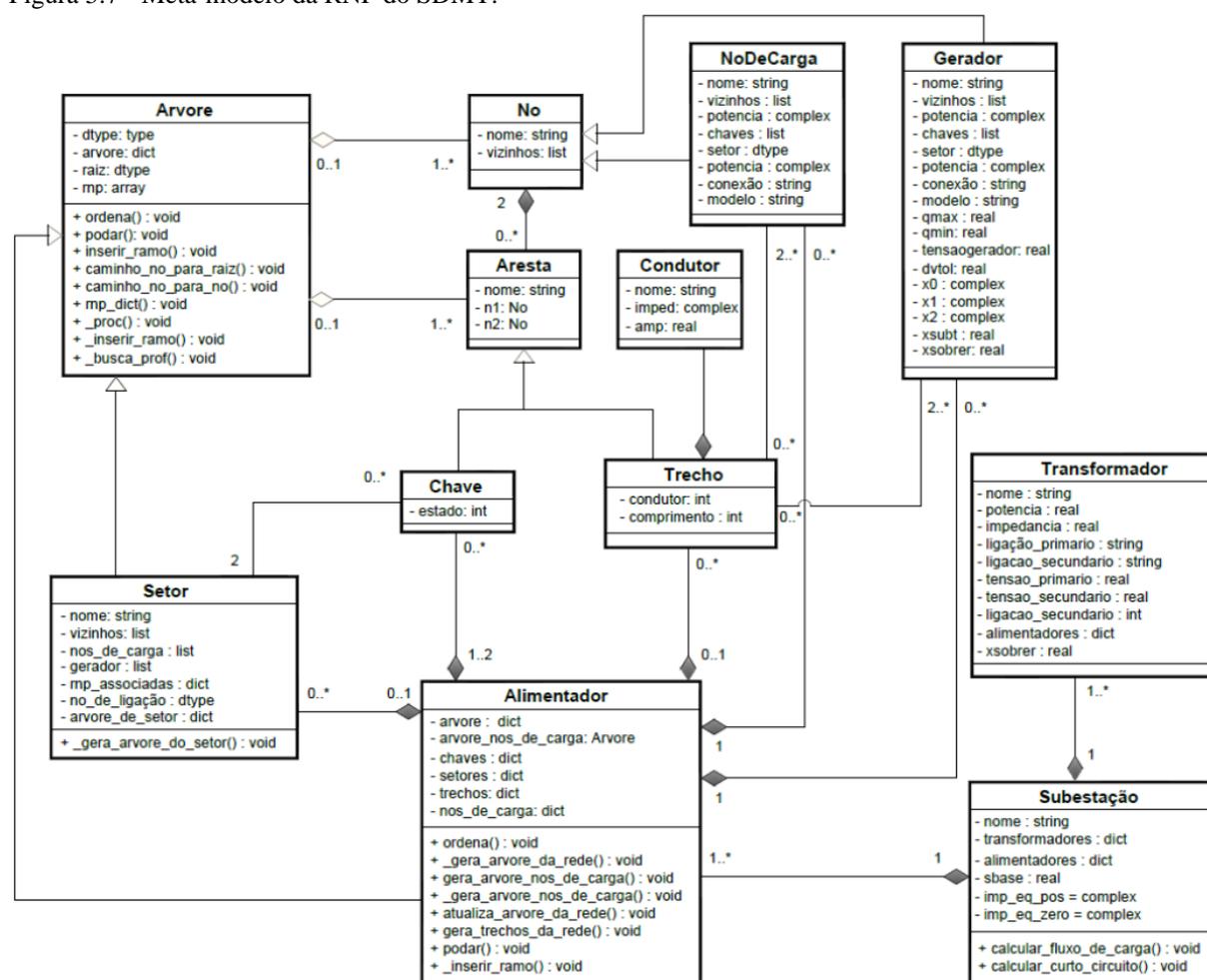
5.4.2.3.2 Metas globais e formulação matemática dos subsistemas do SMAD

As metas globais dos subsistemas do SMAD, bem como as metas individuais dos agentes são definidas com base nos dados disponibilizados pelos IED associados aos equipamentos primários. Para definir as metas dos agentes e dos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA, faz-se necessário especificar os eventos disponibilizados pelos IED de proteção, controle e sinalização do SDMT, definidos anteriormente como pontos de automação e nós lógicos, considerados importantes no processo de diagnóstico de falta e recomposição do SDMT. Os pontos de automação analógicos e digitais dos IED são mapeados para integração via protocolos de comunicação mestre-escravo, como por exemplo IEC 60.870-5-103 e DNP 3.0, e os nós lógicos utilizados para comunicação via protocolos MMS ou editor-assinante,

padrão IEC 61.850. Nos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA implantados em Barbosa (2017) foram adotados *datasets* compostos de nós lógicos padronizados na norma IEC 61.850.

A partir dos dados disponibilizados pelos IED, os agentes diagnóstico e configurador (ADC) dos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA fazem uso de simuladores e configuradores de redes embarcados, compostos de meta-modelos XML-RNP integrados a ferramentas de cálculos de curto-circuito e fluxo de carga, para análise dos vários cenários de recomposição da rede elétrica. Na Figura 5.7 é apresentado o meta-modelo da estrutura de dados do SDMT em RNP representado por meio de diagrama de classe.

Figura 5.7 - Meta-modelo da RNP do SDMT.



Fonte: (FILHO, 2016).

Conforme pode ser observado no diagrama de classe da RNP mostrado na Figura 5.7 são especificados os tipos de classes (subestação, transformador, gerador, alimentador, chave, trecho, condutor, árvore, setor, aresta, nó, nó de carga), seus relacionamentos, atributos (dados das classes) e métodos (ações como poda, inserção, cálculos elétricos, etc.) necessários para implementação do simulador que compõe os subsistemas do SMAD.

Dessa forma, os agentes diagnóstico e configurador (ADC) têm uma visão topológica de todo o SDMT e realizam análise, diagnóstico, localização e isolamento de trechos em falta, bem como, recomposição de trechos sãos, de acordo com a característica do subsistema. Estas ações se traduzem nas metas dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF. Esses subsistemas, embora disponham da mesma capacidade de análise e inteligência embarcada, suas metas são limitadas pelos recursos operacionais, topológicos e tecnológicos do SDMT.

Os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF fazem uso de uma função objetivo global definida para otimizar o processo de recomposição da rede elétrica, baseado nos seguintes critérios estabelecidos pelas empresas de energia:

- maximizar o número de clientes a serem normalizados após a ocorrência de uma falta no SDMT;
- maximizar a potência total dos trechos sãos a ser recomposta;
- minimizar a quantidade de manobras.

A formulação matemática da função objetivo de maximização da potência total dos trechos sãos a serem recompostos adotada na metodologia proposta é apresentada em (1).

$$\text{máx}(\sum_{i=1}^{N_{bus}} P_i * s_i) \quad (1)$$

em que N_{bus} corresponde ao número de barras do sistema em contingência; P_i corresponde à potência do bloco de carga presente na barra i da rede; e s_i representa o estado da carga i , energizada ou desenergizada.

Da mesma forma, em (2) é apresentada a formulação matemática da função objetivo para maximização da quantidade de consumidores em geral ou consumidores especiais para os quais deve ser restabelecido o fornecimento de energia.

$$\text{máx}(\sum_{i \in A} W_i) \quad (2)$$

em que $i \in A$ é o conjunto de todos os trechos do alimentador e W_i pode ser relacionado ao número de consumidores em geral ou número de consumidores especiais em cada trecho i .

Para a recomposição da rede elétrica de forma segura, seja de forma automática ou através do operador, os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF adotam como princípio básico a não violação de restrições operativas como: limite de capacidade dos condutores; limite de capacidade dos transformadores de potência da subestação; manutenção dos níveis de tensão

ao longo do alimentador dentro dos limites estabelecidos pela legislação; funções de proteção e controle bloqueadas pelo operador, que indicam existência de equipe de manutenção trabalhando (bloqueio das funções de sobrecorrente de neutro, religamento, desequilíbrio de corrente e ativação da função hot-line-tag) em que as ações de recomposição automática devem ser bloqueadas e gerado um relatório para o operador, e manutenção da radialidade dos alimentadores.

As formulações matemáticas adotadas na metodologia proposta para análise das restrições operativas são apresentadas nas equações (3), (4) e (5). Em (3) é apresentada a formulação matemática para análise da sobrecarga dos transformadores de potência das subestações.

$$P_T \geq FS \cdot P_{O_SED} \quad (3)$$

em que P_T representa a potência nominal fornecida pelos transformadores da SED ao SDMT, P_{O_SED} representa a potência nominal da carga do SDMT suprida pelos transformadores e FS fator de sobrecarga dos transformadores permitido pelo órgão regulador durante um tempo pré-definido.

Em (4) é apresentada a formulação matemática para análise de sobrecarga dos condutores ao longo dos alimentadores.

$$I_j \leq FS \cdot I_{Limite \text{ térmico do condutor}} \quad (4)$$

em que I_j representa a corrente do bloco de carga j e $I_{Limite \text{ térmico do condutor}}$ representa a corrente máxima suportada pelo condutor fornecida no catálogo do fabricante, a qual varia em função da temperatura ambiente e do fator de sobrecarga (FS) que pode ser aplicado à corrente máxima do condutor de acordo com a temperatura ambiente no momento da transferência de carga. O FS pode ser configurado pelo usuário.

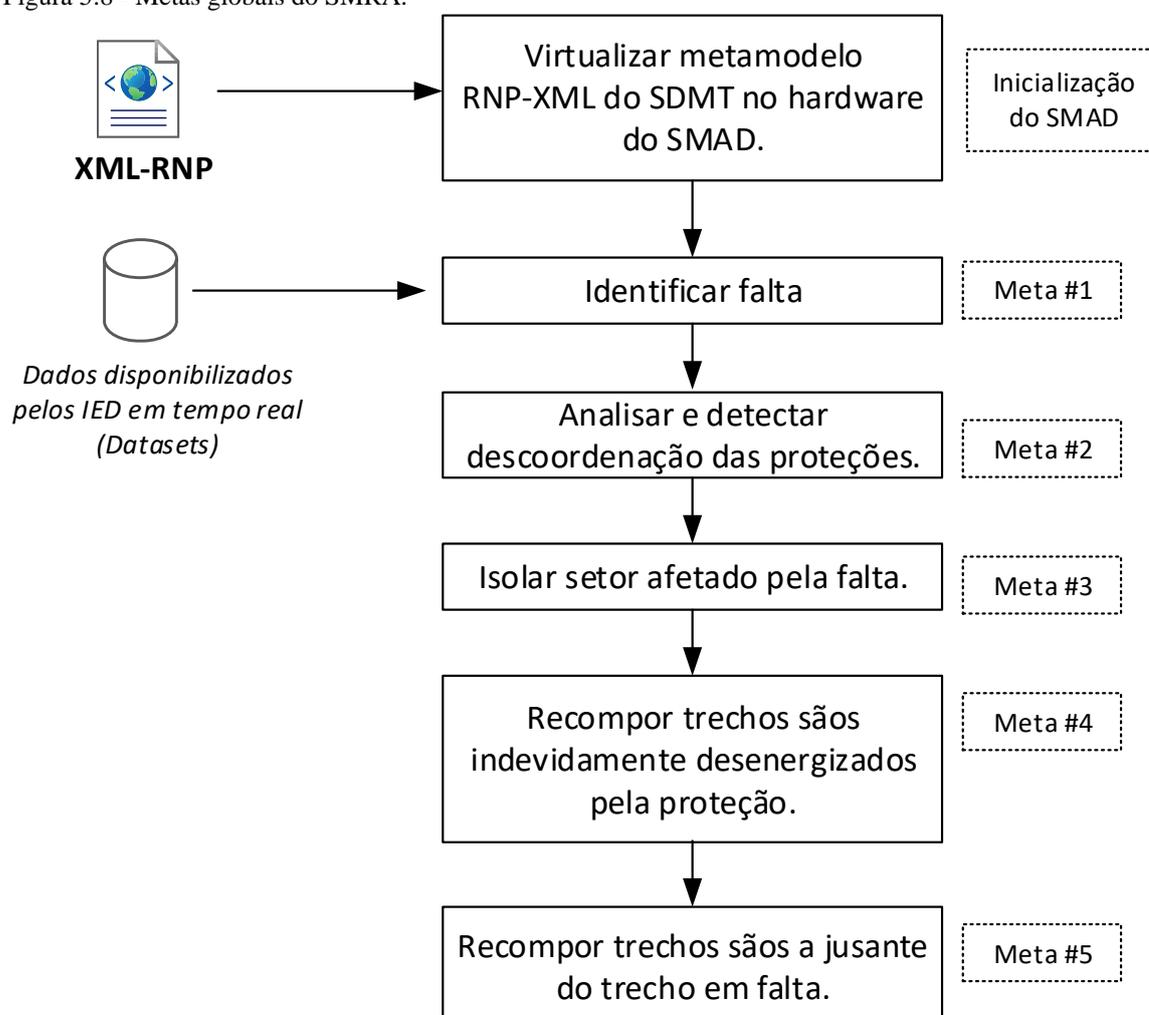
Em (5) é apresentada a formulação matemática para análise do nível de tensão ao longo dos alimentadores.

$$F_{sub} \cdot V_o \leq V_j \leq F_{sob} \cdot V_o \quad (5)$$

em que V_j representa a tensão na barra do bloco de carga j , V_o representa a tensão nominal do sistema, F_{sub} e F_{sob} representam os fatores de sub e sobre tensão estabelecidos pelo órgão regulador. Na metodologia proposta foram adotados $F_{sub} = 0,95$ e $F_{sob} = 1,05$ que é a faixa de tensão caracterizada como normal para o sistema de distribuição de energia em 13,8 kV brasileiro.

Baseado nessas premissas, ressalta-se que o SMRA proposto para aplicação em um SDMT radial com recurso composto de religadores distribuídos nos alimentadores possui mais inteligência embarcada e quantidade de metas do que os subsistemas SMDIF e SMDF. Na Figura 5.8 são apresentadas as metas estabelecidas para o SMRA aplicado em SDMT radiais com recurso composto de religadores distribuídos ao longo dos alimentadores.

Figura 5.8 - Metas globais do SMRA.

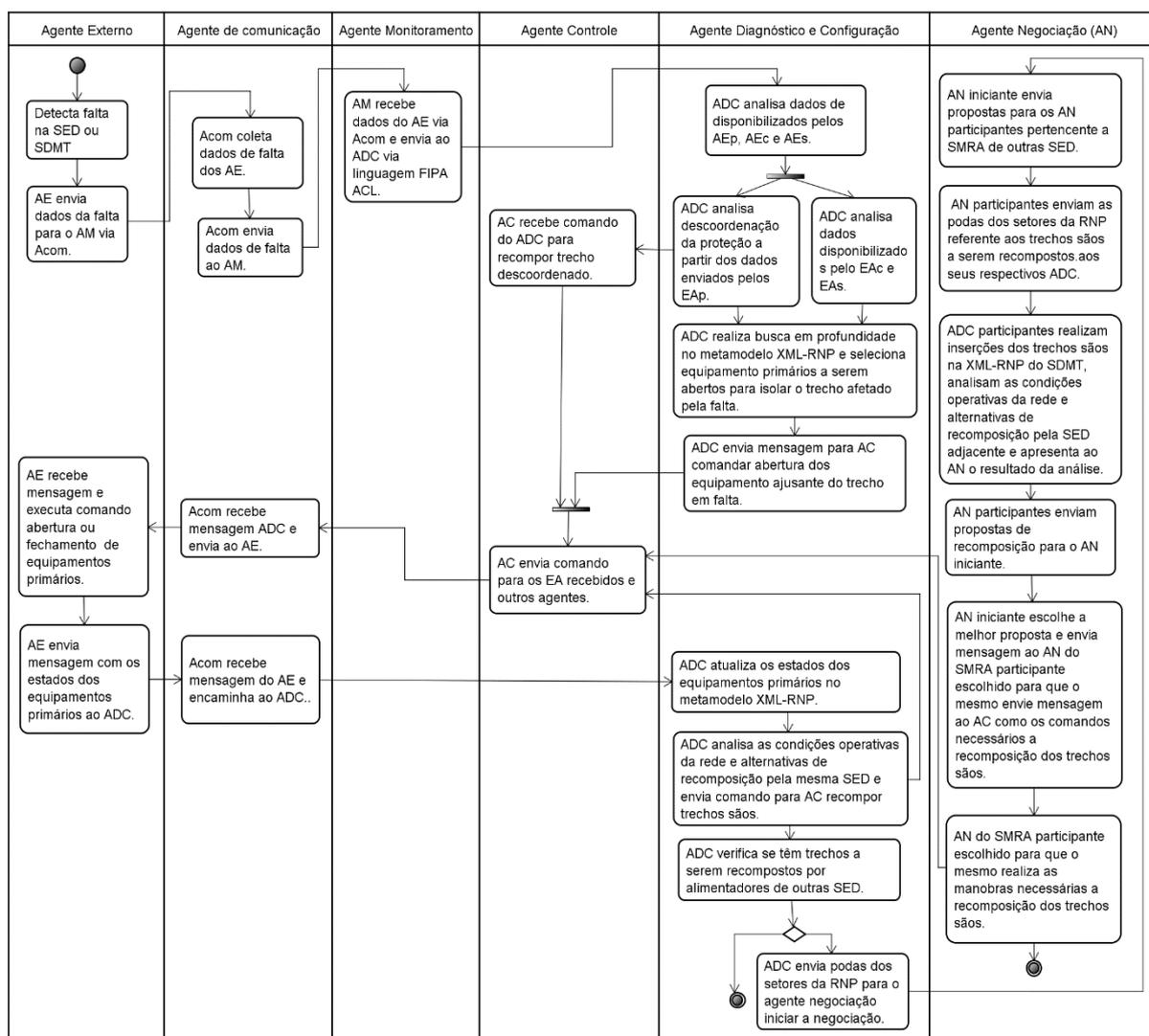


Fonte: Adaptado de Barbosa (2017).

5.4.2.3.3 Modelagem da comunicação entre agentes internos e externos de um SMRA

Os agentes trocam mensagens e negociação propostas por meio do uso de um conjunto de comportamentos e protocolos de comunicação. Na Figura 5.9 é apresentado o modelo de comunicação entre agentes internos e externos de um SMRA. O agente de diagnóstico de falta (ADF) tem a função de receber os resultados das análises e dados do ADC e emitir relatório com a sequência de eventos gerados pelos subsistemas do SMRA.

Figura 5.9 - Modelagem da comunicação entre agentes para recomposição do SDMT.



Fonte Elaborado pelo autor.

5.4.3 Etapa de análise de sistema multiagente IED padrão 61.850

Nesta seção são apresentadas a descrição e a modelagem de funções distribuídas implantadas nos IED baseadas nos modelos de dados estabelecidos na norma IEC 61.850, que ao operar com objetivo comum para solução de um problema, definiu-se nesta Tese como sistema multiagente de IED (SMIED).

5.4.3.1 *Descrição e objetivo dos sistemas multiagentes IED padrão 61.850*

A norma IEC 61.850 define a sintaxe abstrata e a semântica das informações utilizadas na comunicação entre os vários níveis do sistema de automação, tomando como base a decomposição funcional das funções de automação.

O SMIED consiste em um conjunto de IED Proteção com funções distribuídas formadas por nós lógicos (NL), que operam como sistema multiagente, compartilhando informações entre si, via mensagem GOOSE padrão IEC 61.850, para solução de problemas, independente de ações humanas.

Os IED com tecnologia de comunicação padrão IEC 61.850 são os únicos que utilizam protocolo de comunicação editor-assinante, que permitem a comunicação horizontal, viabilizando a troca de mensagens GOOSE entre IED. Dessa forma, a aplicação do SMIED fica restrita a sistemas compostos de IED Padrão IEC 61.850. As trocas de mensagens entre funções locais e distribuídas são mediadas por NL que observam o ambiente sistema elétrico, reagem às alterações neste ambiente e interagem entre si com o objetivo de assegurar a confiabilidade, segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica. Além de operar na solução de problemas, os IED do SMIED têm a função de fornecer dados para os subsistemas do SMAD.

5.4.3.2 *Especificação de agentes distribuídos baseados na norma 61.850*

Neste trabalho as seguintes funções são modeladas para operar como agentes que compõem o SMIED:

- Agente seletividade lógica e isolador de trecho adequado para SDMT com topologia radial com recurso;
- Agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho;
- Agente segurança de pessoas;
- Agente anti-ilhamento;
- Agente de recomposição automática.

5.4.3.2.1 *Agente seletividade lógica*

O agente seletividade lógica bidirecional tem como objetivo solucionar o problema da descoordenação das proteções de sobrecorrente instantâneas, quando os IED Proteção estão instalados em dois ou mais pontos do sistema com níveis de curto-circuito muito próximos ou iguais. Para evitar a atuação da proteção de retaguarda no momento do curto-circuito, o NL

PIOC, que representa a função de sobrecorrente instantânea do IED mais próximo à falta, envia mensagem GOOSE para bloquear a atuação do NL PIOC do IED de retaguarda. No SMIED proposto, é adicionada à função seletividade lógica a capacidade de identificar o sentido da falta quando a mesma for aplicada em SDMT com encontro de alimentadores.

5.4.3.2.2 Agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho

No SMIED proposto, o agente detector de falha de equipamento bidirecional e isolador de trecho tem como objetivo detectar a falha em um equipamento, comandar a abertura dos equipamentos primários (disjuntor ou religador) a montante e a jusante do equipamento que falhou, de forma a eliminar a falta, isolar o trecho afetado e repassar para o módulo SMAD iniciar a recomposição dos trechos sãos.

Essas funções estão implementadas nos IED de proteção por meio do desenvolvimento de uma lógica utilizando o nó lógico falha de disjuntor (NL RBRF) estabelecido na norma IEC 61.850. O NL modela a função falha de disjuntor (código ANSI 50/62BF) existente nos IED Proteção e é ativado sempre que um dos NL PIOC ou NL PTOC (que representam as funções de sobrecorrente) atua, enviando comando de abertura (NL PTRC/ NL CSWI) para o disjuntor (XCBR) interromper a falta. O NL RBRF é configurado normalmente com um tempo de atuação de 250 ms. Nesse período de tempo, o NL RBRF monitora a mudança de estado do disjuntor do NL XCBR de fechado para aberto e ao mesmo tempo monitora a permanência da passagem da corrente de curto-circuito no sistema. Se durante os 250 ms o XCBR não mudou de estado, o NL RBRF conclui que houve falha do equipamento primário (disjuntor ou religador) e envia mensagem GOOSE via rede de comunicação para o NL CSWI do IED Proteção de retaguarda comandar a abertura do NL XCBR (disjuntor ou religador) ao qual está associado.

5.4.3.2.3 Agente segurança de pessoas

O agente segurança das pessoas tem como objetivo identificar condições inseguras e bloquear ações de recomposição automática para evitar acidentes de trabalho. Os agentes segurança das pessoas foram especificados a partir da análise dos pontos digitais mapeados nos IED e a identificação de ações realizadas pelos operadores ou pela equipe de manutenção para prevenir acidentes de trabalho, quando existe equipe de linha viva trabalhando no SDMT. Essas ações compreendem o bloqueio das funções de sobrecorrente temporizada de terra (51G),

sobrecorrente instantânea de neutro (50N), sobrecorrente temporizada de neutro (51N), neutro sensível (51NS), desequilíbrio de corrente (46), função de religamento (79), falha de comunicação, falha do IED e habilitação da função linha viva (*Hot Line Tag*). Dessa forma, sempre que ocorrer um destes eventos, os agentes segurança das pessoas implementados nos IED de proteção enviam mensagem para o SMAD bloquear o processo de recomposição do SDMT.

5.4.3.2.4 *Agente anti-ilhamento*

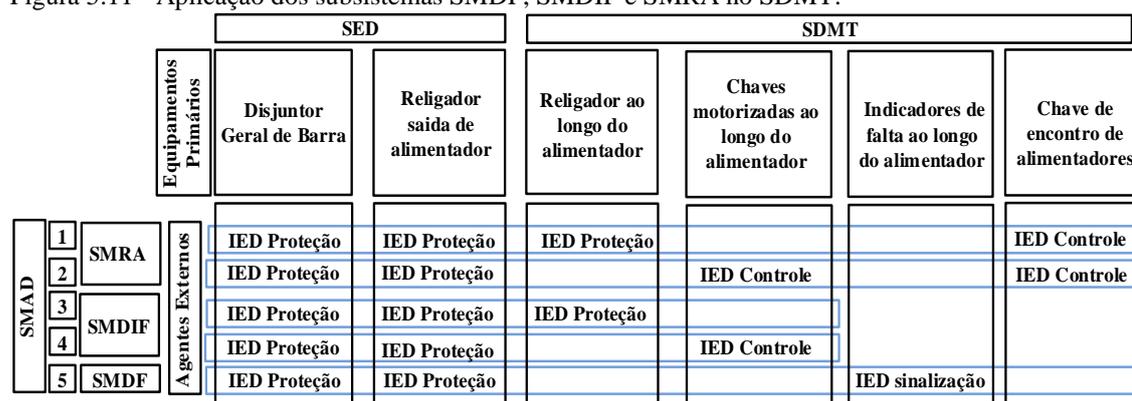
O agente anti-ilhamento consiste em uma lógica implementada nos IED que tem como objetivo garantir abertura do disjuntor do ponto de conexão das gerações distribuídas conectadas nos alimentadores. Implantado em alimentadores com GD, o IED responsável pela eliminação da falta deve enviar mensagem para o IED Proteção do ponto de conexão da GD comandar a abertura do disjuntor, evitando assim que a GD opere de forma ilhada.

5.4.3.3 *Modelagem das funções distribuídas baseadas na norma 61.850*

5.4.3.3.1 *Modelo lógico e funcional de um IED baseado na norma 61.850*

O diagrama mostrado na Figura 5.10 ilustra o modelo lógico e funcional de um IED de sobrecorrente, com suas respectivas funções representadas por meio de nós lógicos. Conforme pode ser observado na referida figura, os nós lógicos compõem as funções internas ao IED de sobrecorrente padrão IEC 61.850, denominadas funções locais. Interpretando o diagrama à luz da norma IEC 61.850, um IED realiza medições e registra amostras das tensões no NL TVTR e amostras de corrente no NL TCTR. Esses dois sinais são transmitidos para os NL MMXU nos quais os valores *rms* de tensão, corrente e potência são registrados. No momento de uma falta, o sinal de corrente ativa o NL PIOC (proteção de sobrecorrente instantânea) e o NL PTOC (proteção de sobrecorrente temporizada). Esses dois NL ao atingirem a corrente de *pick-up* (valor de atuação do relé) transmitem um sinal de *trip*, através do NL PTRC (condicionador de *trip*), para o NL CSWI. O NL CSWI (controlador de *bay*), envia sinal de comando para o NL XCBR (religador). Após a abertura do religador, o estado do NL XCBR é atualizado. Ao mudar o seu estado, o NL XCBR transmite sinal para inicializar o religamento por meio do NL RREC que comanda o fechamento do religador via os NL CSWI e XCBR. Se a falta persistir, o NL PTOC novamente é ativado, comandando a abertura do religador via o

Figura 5.11 - Aplicação dos subsistemas SMDF, SMDIF e SMRA no SDMT.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- 1 SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com religadores distribuídos ao longo dos alimentadores.
- 2 SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com chaves motorizadas ou seccionadores distribuídos ao longo dos alimentadores.
- 3 SMDIF aplicado a SDMT radial com religadores distribuídos ao longo dos alimentadores radiais
- 4 SMDIF aplicado a SDMT radial com chaves motorizadas ou seccionadores distribuídos ao longo dos alimentadores.
- 5 SMDF aplicado a SDMT radial ou radial com recurso com indicadores da falta intercalados entre chaves manuais.

Conforme mostrado na Figura 5.11, os subsistemas do SMAD, detalhados na metodologia proposta e implementados em (BARBOSA, 2017), são decompostos em cinco subsistemas, descritos a seguir, cujas funcionalidades variam de acordo com os dados disponibilizados pelos IED, a topologia dos alimentadores e os tipos de equipamentos primários utilizados ao longo dos alimentadores.

5.5.1.1.1 SMRA aplicado em SDMT com religadores distribuídos ao longo dos alimentadores

Os IED Proteção, associados aos religadores, possuem diversas funções de proteção (50/51, 50N/51N, 51NS, 46), controle (79, seletividade lógica, mudança de grupo de ajuste e bloqueio das funções de proteção 50N/51N, 51NS, 46 e 79) e medição (grandezas elétricas e sentido da corrente de falta, dentre outras).

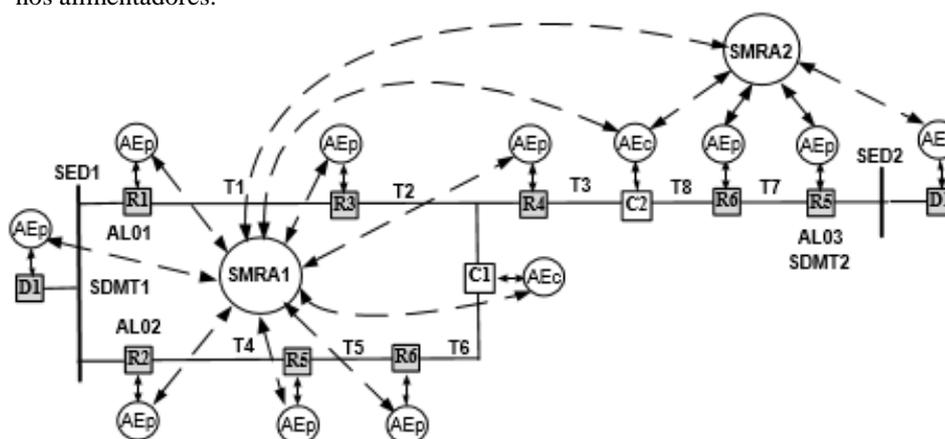
O SMRA aplicado em SDMT com religadores distribuídos ao longo dos alimentadores é mais confiável, porque sempre que ocorre uma falta permanente em um trecho do alimentador, o religador mais próximo elimina a referida falta. O IED de proteção também disponibiliza eventos relacionados a falhas, como: falha de disjuntor (50/62BF), falha no IED, falha de comunicação, falha de alimentação, etc. As falhas de comunicação nos subsistemas propostos são detectadas a partir da configuração do tempo máximo de resposta.

A quantidade de recursos e dados disponibilizados pelos IED proteção permite o desenvolvimento de um SMRA com maior grau de inteligência e automação do SDMT. A partir das informações disponibilizadas pelos IED, o SMRA atinge suas metas que abrange localizar trecho afetado pela falta, isolar o respectivo trecho, analisar as restrições operativas e recompor

os trechos são. Além disso, o SMRA deve bloquear as ações de recomposição do SDMT quando diagnosticar bloqueio das funções 50N/51N, 51NS, 46 e 79. Além de atender os requisitos mencionados acima, o SMRA deve analisar descoordenação das proteções e garantir o ilhamento da GD. Além disso, o SMRA deve ativar o sistema de proteção adaptativa (SMPA) sempre que for necessária a mudança de grupo de ajuste das proteções.

Na Figura 5.12 é apresentado um diagrama unifilar ilustrando o SMRA1 aplicado no SDMT1, alimentado pela SED1, integrado aos agentes externos (AEP – agente externo de proteção e AEC agente externo de controle) associados aos equipamentos primários e o SMRA2 aplicado no SDMT2 suprido pela SED2, o qual também está integrado aos seus agentes externos. Os sistemas SDMT1 e SDMT2 têm como fronteira a chave C2 que é um AEC.

Figura 5.12 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com religadores distribuídos nos alimentadores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

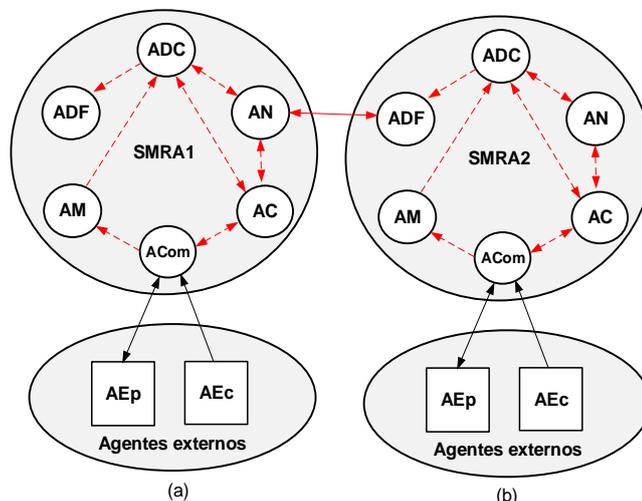
- Equipamento primário fechado (D - disjuntor, R - religador, C - chave).
- Equipamento primário aberto (D - disjuntor, R - religador, C - chave).
- AEP Agente externo de proteção (modela relé, TC, TP, disjuntor e religador).
- AEC Agente externo de controle (modela IED, TC, TP, chave e seccionalizador).
- Comunicação entre agentes externos e SMRA e entre SMRA.

Na Figura 5.13 é apresentada a decomposição funcional de cada SMRA com os agentes internos integrados entre si via conexão lógica e os SMRA integrados através conexão física entre os agentes negociação e agente diagnóstico e configuração. Ambas as conexões são estabelecidas via protocolo de comunicação padrão FIPA.

Como o SDMT possui religadores ao longo dos alimentadores e chaves motorizadas nos encontros de alimentadores, os SMRA são integrados aos agentes externos de proteção

(AEp) e de controle (AEc) por meio do agente comunicação (ACom). O ACom opera como um drive de protocolo, conforme especificado na fase de projeto.

Figura 5.13 - Arquiteturas e conexões lógicas e físicas dos SMRA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- ↔ Conexão física bidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
 - Conexão física unidirecional entre IED e SMAD utilizando protocolo padrão do setor elétrico.
 - ↔ Conexão física bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre subsistemas do SMAD.
 - ↔ Conexão lógica bidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.
 - ↔ Conexão lógica unidirecional padrão FIPA-ACL para comunicação entre agentes internos.
- AEp Agente IED de proteção (externo).
 AEc Agente IED de controle (externo).
 ACom Agente comunicação (interno).
 AM Agente monitoramento (interno).
 ADC Agente diagnóstico e configuração (interno).
 AC Agente controle (interno).

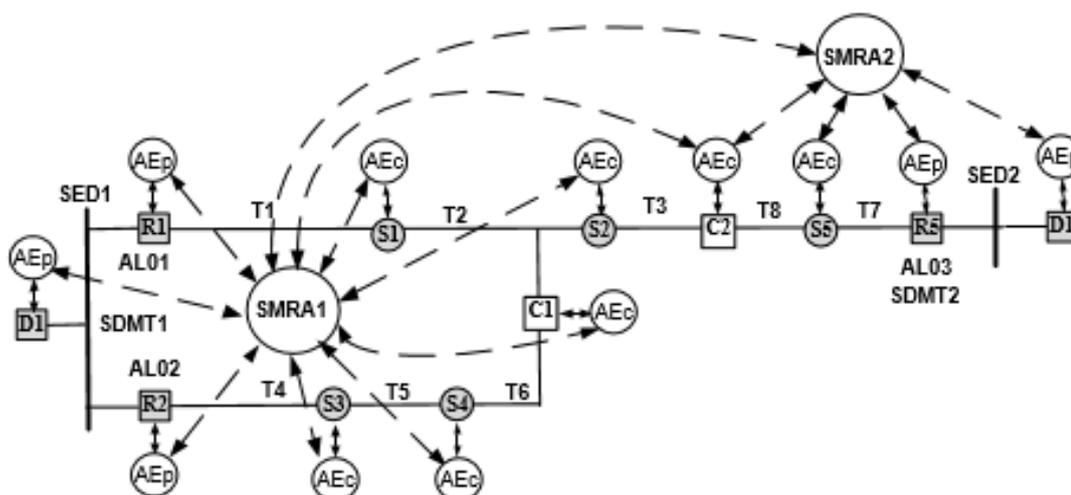
5.5.1.1.2 SMRA aplicado em SDMT com seccionalizadores ao longo dos alimentadores

Os seccionalizadores são equipamentos de proteção que operam a partir da detecção da passagem de corrente de falta e da contagem do número de aberturas do religador a montante. Embora seja um equipamento de proteção, o seccionizador não tem capacidade de interromper curto-circuito e, por essa razão, são controlados por IED de controle ao invés de IED de proteção.

Os IED de controle associados aos seccionalizadores possuem uma menor quantidade de pontos de automação. Suas funções se resumem a uma função para detectar a passagem da corrente de curto-circuito (modelada como partida da função de sobrecorrente), um contador de operações e a supervisão do estado do seccionizador. A partir dos eventos partida da função de sobrecorrente e estado do seccionizador, o SMRA executa as cinco metas pré-estabelecidas.

Na Figura 5.14 é apresentado um diagrama unifilar ilustrando dois SMRA aplicados a SDMT com seccionizadores distribuídos ao longo dos alimentadores. Os SMRA possuem a mesma arquitetura, conexões lógicas e físicas dos SMRA apresentados na secção anterior.

Figura 5.14 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com seccionizadores ao longo dos alimentadores



Fonte: Próprio autor.

5.5.1.1.3 SMRA aplicado a SDMT com chaves motorizadas ao longo dos alimentadores

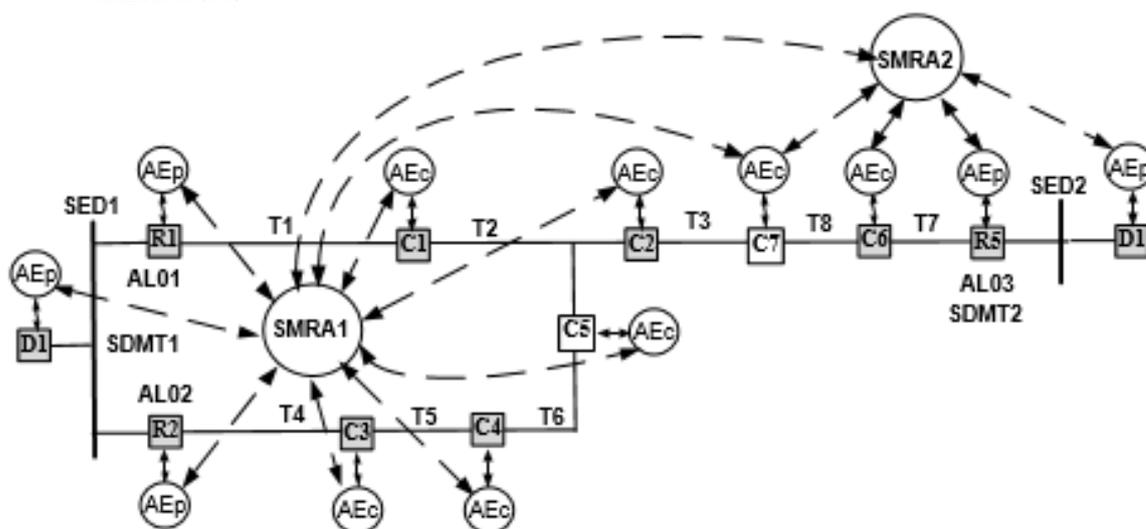
Os SDMT mostrados na Figura 5.15 apresentam menor nível de confiabilidade, porque a proteção de todo o alimentador fica sob a responsabilidade apenas dos religadores dos *bays* de saída de alimentadores da SED. No momento de uma falta permanente, em qualquer trecho, o religador da SED interrompe a falta e desenergiza todos os consumidores. As chaves motorizadas não têm capacidade de interromper corrente de falta. Por essa razão, cada IED Controle de chave motorizada é modelado para disponibilizar o estado de partida da função sobrecorrente (indicando presença de corrente de curto-circuito) e o estado da chave para o SMRA.

Na Figura 5.15 é apresentado um diagrama unifilar ilustrando dois SMRA aplicados a SDMT com chaves motorizadas distribuídas ao longo dos alimentadores. Os SMRA possuem a mesma arquitetura, quantidade de agentes e conexões lógicas e físicas dos SMRA apresentados nas seções anteriores, porém suas metas são limitadas pelos recursos tecnológicos e operacionais disponíveis no SDMT.

O SMRA integrado aos IED das chaves e dos religadores das saídas de alimentadores tem capacidade de executar as metas 1 (localizar o trecho sob falta), 3 (isolar o

trecho afetado pela falta) e 5 (recompor os trechos sãos) pré-estabelecidas. O SMRA é, pois, o subsistema com maior inteligência embarcada, estando nele contido o SMDIF (meta 1) e o SMDIF (meta 2). A depender dos recursos da rede, somente SMDIF e SMDIF podem ser implementados como mostrado a seguir.

Figura 5.15 - SMRA aplicado a SDMT radial com recurso com chaves motorizadas distribuídas nos alimentadores.



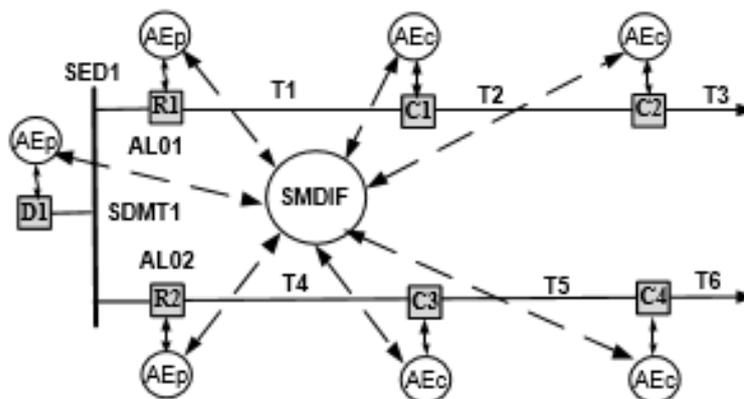
Fonte: Próprio autor.

5.5.1.1.4 SMDIF aplicado a SDMT radiais

O SMRA aplicado em SDMT com religadores distribuídos ao longo dos alimentadores podem ter suas funcionalidades reduzidas em duas situações: uma delas é na falha da comunicação entre os agentes negociação e a outra quando os alimentadores são radiais e não possuem recurso para transferência de carga. Nesses casos, o SMRA opera como um SMDIF, sendo que no primeiro caso, mostra a capacidade do SMRA de manter suas funcionalidades locais, caso haja falha de comunicação com os outros SMRA.

Aplicado em um SDMT com alimentadores radiais, o SMDIF executa praticamente as mesmas ações de um SMRA, no entanto o SDMT não possui recurso para transferência de cargas entre alimentadores. Os SMDIF aplicados em SDMT com chaves motorizadas ou seccionadores distribuídos ao longo dos alimentadores têm suas funcionalidades limitadas. Na Figura 5.16 é apresentado um diagrama unifilar ilustrando um SMDIF aplicado em um sistema radial.

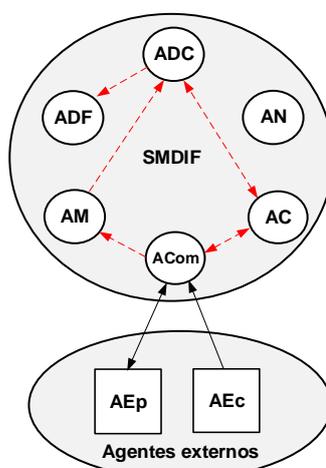
Figura 5.16 - SMDIF aplicado a SDMT radial com chaves distribuídas nos alimentadores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.17 é apresentada a arquitetura de um SMDIF semelhante ao SMRA, no entanto, observa-se que o agente negociação está desativado pela falta de conexão física e lógica com outros agentes.

Figura 5.17 - Arquitetura e conexões lógicas e físicas de um SMDIF.



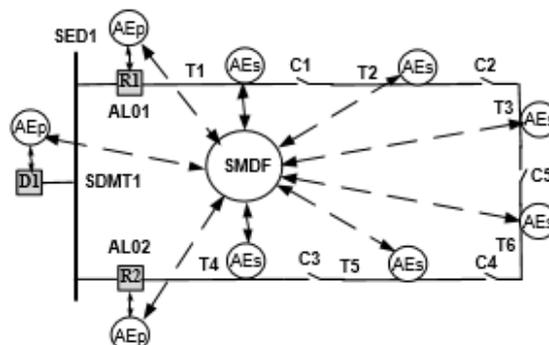
Fonte Elaborado pelo autor.

5.5.1.1.5 Aplicação de SMDIF em alimentadores com chaves manuais

Para aplicação em SDMT com indicadores de faltas intercalados entre chaves manuais, o subsistema de automação SMDIF é aplicado para o diagnóstico da falta, conforme mostrado na Figura 5.18. O SMDIF pode ser aplicado a SDMT com alimentadores radiais ou radiais com recurso composto de chaves manuais intercaladas com indicadores de faltas. Dessa forma, suas funcionalidades são limitadas a coletar os dados dos indicadores de falta, localizar trechos afetados pelas faltas e disponibilizar ao operador um relatório com a sequência de

chaveamento a ser realizada pelo operador com base na análise da função objetivo e das restrições operacionais.

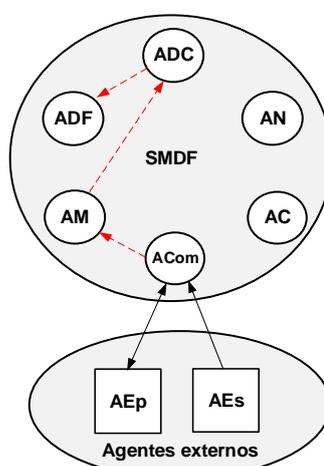
Figura 5.18 - SMDF aplicado a SDMT radial ou radial com recurso com indicadores de faltas distribuídos nos alimentadores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Baseado nas limitações dos recursos do SDMT, o SMDF opera com os agentes controle e negociação desativados, conforme mostrado na Figura 5.19.

Figura 5.19 - Arquitetura e conexões lógicas e físicas de um SMDF



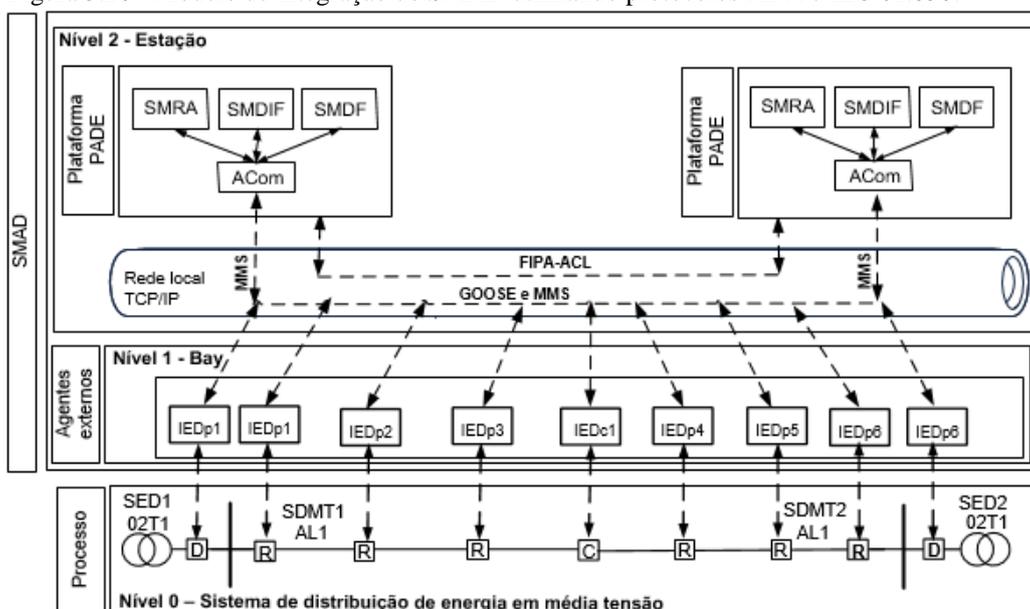
Fonte Elaborado pelo autor.

5.5.1.2 Definição de protocolos de interação do SMAD

Para atender à diversidade de protocolos de comunicação existentes nos IED e adequar o projeto à capacidade de investimento das empresas de energia, os subsistemas do SMAD foram concebidos com capacidade de integração independente do protocolo de comunicação dos IED. Nesse sentido, foi desenvolvido e embarcado em cada subsistema do

SMAD, um agente, denominado Agente comunicação (ACom), que opera como *drive* de protocolo de comunicação, fazendo a interface entre os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF e os agentes externos (IED). Neste trabalho, o agente comunicação (ACom) foi implementado como *drive* de protocolo de comunicação IEC 61.850, podendo ser estendido para outros protocolos de comunicação. Os subsistemas do SMAD utilizam a linguagem FIPA-ACL e protocolos padrão FIPA (FIPA-Request-Protocol, FIPA-ContractNet e FIPA-Subscribe) para estabelecer comunicação e troca de mensagens entre agentes internos e entre os seus subsistemas e utilizam protocolo de comunicação MMS padrão IEC 61.850 para estabelecer comunicação vertical entre agentes externos e os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF. Na Figura 5.20 é mostrado o modelo de integração dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF, via rede de comunicação baseada no protocolo TCP/IP. Conforme pode ser observado na Figura 5.20, a comunicação entre subsistemas do SMAD é feita via protocolos padrão FIPA-ACL, enquanto que a comunicação vertical entre os subsistemas do SMAD e os agentes externos (IED) é feita usando o protocolo MMS padrão IEC 61.850, e a comunicação horizontal entre IED é feita utilizando o protocolo de comunicação editor-assinante padrão IEC 61.850 para troca de mensagens GOOSE.

Figura 5.20 - Modelo de integração do SMAD utilizando protocolos FIPA e IEC 61.850.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- GOOSE e MMS Comunicação entre agentes externos utilizando protocolos editor assinante (mensagens GOOSE) e comunicação entre IED e SMAD utilizando protocolo MMS, ambos padrão IEC 61.850.
- FIPA-ACL Troca de mensagens entre os agentes dos subsistemas do SMAD por meio dos protocolos de comunicação FIPA-Request, FIPA-ContractNet, FIPA-Subscribe padrão FIPA-ACL

5.5.1.2.1 Especificação de interações dos agentes

5.5.1.2.1.1 Especificação de interação de agentes externos

Nesta etapa de projeto adotou-se os requisitos de projeto, estabelecidos na fase de planejamento, obtidos por meio da modelagem de diagramas de caso de uso, diagnóstico do SDMT, mapeamento dos pontos de automação analógicos, digitais e nós lógicos para elaboração de um projeto que viabilize uma comunicação efetiva entre IED associados aos equipamentos primários do SDMT e os subsistemas do SMAD.

Nessa fase de projeto, faz-se necessário o domínio dos softwares, hardware, recursos de comunicação dos IED e a elaboração do projeto de coordenação das proteções. O projeto de integração entre os IED e os subsistemas do SMAD abrange as etapas de implantação dos ajustes das proteções no software de parametrização e configuração de *dataset* no software de comunicação dos IED. Na Figura 5.21 é apresentada a implantação dos ajustes da função de sobrecorrente no software do IED de proteção, modelo SEL 751, de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL).

Figura 5.21 - Configuração da função de sobrecorrente.

Maximum Phase Overcurrent

Element 1

50P1P Maximum Phase Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
 Range = 0,10 to 20,00, OFF

50P1D Maximum Phase Overcurrent Trip Delay (seconds)
 Range = 0,00 to 400,00

50P1TC Maximum Phase Overcurrent Torque Control (SELogic)
 ...

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação aos recursos de comunicação dos IED, na Tabela 5.3 é apresentado um exemplo de *Dataset* configurado no software de comunicação do IED de proteção, modelo SEL 751. A estrutura de dados configurada no IED de proteção apresentado na Tabela 5.3 adota o formato de *dataset* DSet01, tipo *Buffered*, padrão estabelecido na norma IEC 61.850.

Tabela 5.3 - *Dataset* padrão configurado no IED para integração com o SMRA.

Restrição funcional	Referências IEC 61.850	
	connection_status	Status de Conexão com IED
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsA.instCVal.ang.f	Ângulo da corrente pré-falta – Fase A
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsB.instCVal.ang.f	Ângulo da corrente pré-falta – Fase B
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsC.instCVal.ang.f	Ângulo da corrente pré-falta – Fase C
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.neut.instCVal.ang.f	Ângulo da corrente pré-falta – Neutro
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f	Magnitude da corrente pré-falta – Fase A
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsB.instCVal.mag.f	Magnitude da corrente pré-falta – Fase B
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.phsC.instCVal.mag.f	Magnitude da corrente pré-falta – Fase C
MX	RELE_51MET/METMMXU1.A.neut.instCVal.mag.f	Magnitude da corrente pré-falta – Neutro
ST	RELE_51PRO/BKR1CSWI1.Pos.stVal	Status de Abertura de Chave
ST	RELE_51PRO/TRIPPTRC1.Tr.general	Atributo indicativo de TRIP
ST	RELE_51PRO/BFR1RBRF1.Str.general	Atributo indicativo de Falha de Disjuntor
ST	RELE_51PRO/BFR1RBRF1.OpEx.general	Atributo indicativo de Falha de Disjuntor
ST	RELE_51PRO/BK1XCBR1.Pos.stVal	Status de abertura do Disjuntor
ST	RELE_51PRO/BK1XCBR1.OpCnt.stVal	Registro quantitativo de TRIP do IED
ST	RELE_51PRO/P1TPIOC1.Str.general	Status de atuação da função de sobrecorrente instantânea
ST	RELE_51PRO/P67P1PTOC1.Str.general	Status de atuação da função de sobrecorrente temporizada

Fonte: Elaborado pelo autor.

O *dataset buffered* é um tipo de relatório que pode ser armazenado na memória do IED, em caso de falha de comunicação. O relatório do tipo *Unbuffered* por sua vez não é armazenado em memória, e pode ser perdido sempre que ocorre uma desconexão com o cliente. A *Functional Constraint* (FC) representa o tipo do dado/atributo de dado padronizado na norma IEC 61.850, como, por exemplo, MX indica se o dado se refere a valores analógicos de medição e ST indica o status de equipamentos ou funções de proteção.

Na coluna dois da Tabela 5.3 é apresentada a referência dos dados/atributos de dados que indica o caminho do referido dado, dentro da estrutura de dados da própria IEC 618.50 localizada na memória do IED. A referência IEC possui a seguinte sequência estrutural: NOME_DO_DISPOSITIVO, DISPOSITIVO_LÓGICO, DADO e ATRIBUTO(S)_DE_DADO. Essa referência é utilizada para localizar qualquer dado

disponível na estrutura de dados da norma IEC 61.850, como por exemplo, realizar coleta de dados pelo método de varredura. A terceira coluna descreve o significado dos dados do *dataset*.

5.5.1.2.1.2 Especificação de interação do agente comunicação (ACom)

O ACom opera como um conversor de protocolo capaz de traduzir os dados disponibilizados pelos IED, no formato pré-definido pelos protocolos de comunicação adotados no setor elétrico, em uma estrutura de dados compreendida pelos subsistemas do SMAD. O ACom apresentado nesta Tese foi projetado para integrar IED, padrão IEC 61.850, aos agentes dos subsistemas do SMAD, padrão FIPA-ACL.

O ACom desenvolvido na linguagem Python e implementado em Barbosa (2017) converte a estrutura de dados do protocolo MMS disponibilizada pelos IED em uma estrutura de dados da linguagem Python, denominada dicionário, compreendida pelos subsistemas do SMAD (MAGALHÃES et al., 2017). Na Figura 5.22 é apresentado o conjunto de dados da falta disponibilizado ao AM pelo ACom em formato de dicionário em *Python*.

Figura 5.22 - Dicionário com as informações recebidas de um IED via *dataset*.

```
Dset01 = {'192.168.1.51': {'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsB.instCVal.ang.f[MX]': 23.00003051757812,
    'connection_status': True,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsA.instCVal.ang.f[MX]': 153.43490600585938,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsC.instCVal.mag.f[MX]': 0.0,
    'RELE_51PRO/BKR1CSWI1.Pos.stVal[ST]': 2,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.neut.instCVal.mag.f[MX]': 0.0,
    'RELE_51PRO/TRIPTRC1.Tr.general[ST]': True,
    'RELE_51PRO/BFR1RBRF1.OpEx.general[ST]': True,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f[MX]': 0.0,
    'RELE_51PRO/BFR1RBRF1.Str.general[ST]': False,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.neut.instCVal.ang.f[MX]': 0.0,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsC.instCVal.ang.f[MX]': -90.00001525878906,
    'RELE_51MET/METMMXU1.A.phsB.instCVal.mag.f[MX]': 0.0,
    'RELE_51PRO/BK1XCBR1.Pos.stVal[ST]': 2,
    'RELE_51PRO/BK1XCBR1.OpCnt.stVal[ST]': 1263
    'RELE_51PRO/P1TPIOC1.Str.general[ST]': True,
    'RELE_51PRO/P67P1PTOC1.Str.general[ST]': False,
    }}
```

Fonte: Próprio Autor.

A integração dos subsistemas do SMAD com os IED inicia-se com a configuração do sistema de comunicação do IED e prossegue com o cadastramento dos endereços IP dos IED nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.

Feito isso, sempre que um IED de proteção detectar uma falta, o mesmo gera, em tempo real, um *dataset* padrão IEC 61.850, o qual é enviado para o agente comunicação (ACom) e disponibilizado automaticamente por este ao agente monitoramento (AM). Dessa

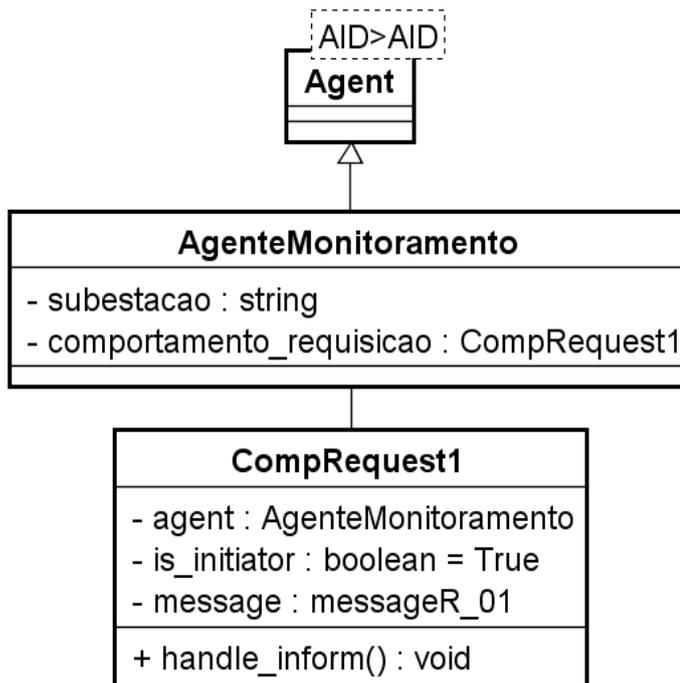
forma, o AM coleta *datasets* dos IED via protocolo de comunicação MMS padrão IEC 61.850 e disponibiliza ao ADC.

5.5.1.2.1.3 Especificação de interação do agente monitoramento

O agente monitoramento (AM) opera como um sensor que percebe mudanças no SDMT e reflete estas mudanças para o agente ADC iniciar o processo de análise de recomposição.

Na Figura 5.23 é apresentado o modelo de classe do agente monitoramento elaborado em UML, no qual observa-se que a classe Agente Monitoramento é uma herança da superclasse *Agent*, definida no PADE, e possui associação com o comportamento *CompRequest1*.

Figura 5.23 - Diagrama de classe do agente monitoramento.

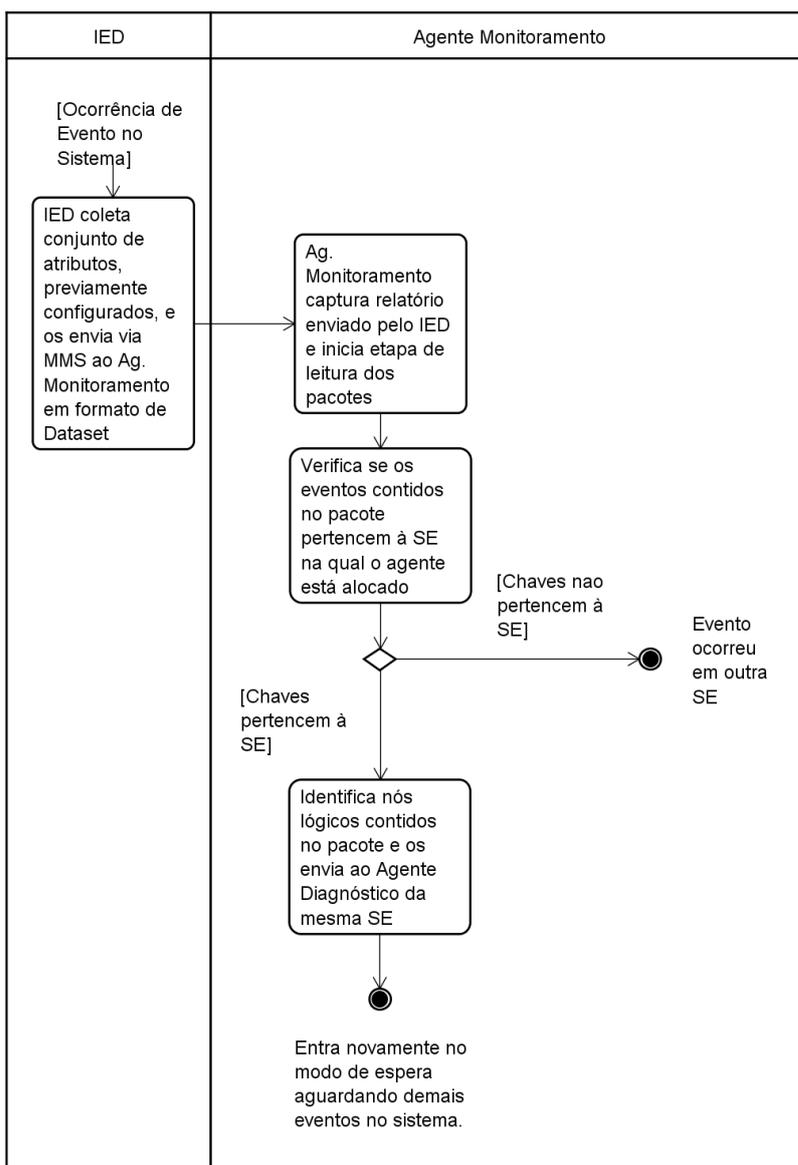


Fonte: Barbosa (2017).

Na Figura 5.24 é apresentado o modelo do diagrama de atividade do AM que descreve a sequência de ações realizada por este agente.

O agente monitoramento ao concluir seu ciclo de atividades retorna ao seu estado inicial, tornando-se apto a receber novos *Datasets*.

Figura 5.24 - Diagrama de atividades do agente monitoramento.

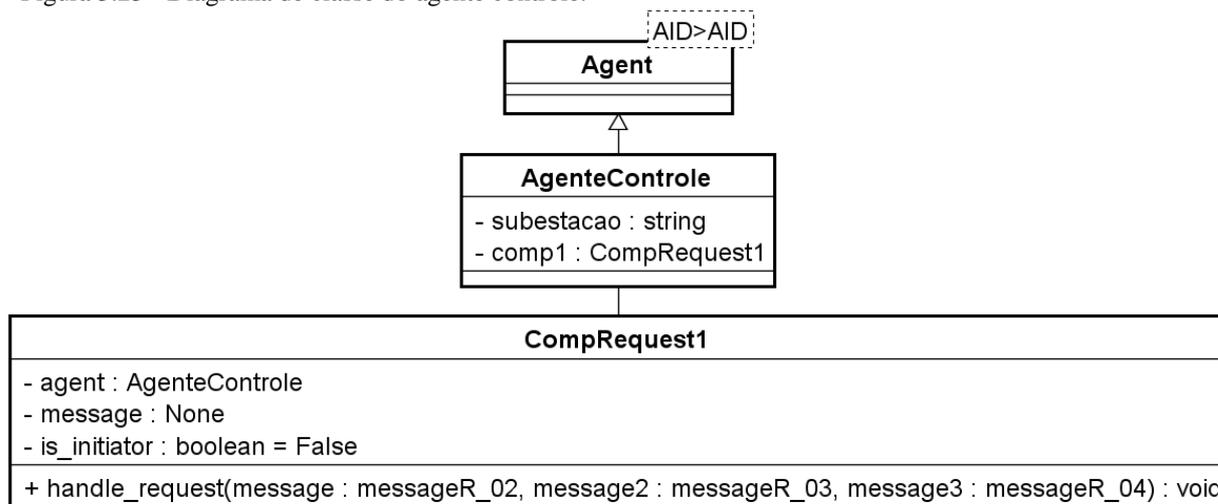


Fonte: Barbosa (2017).

5.5.1.2.1.4 Especificação de interação do agente controle

O agente controle (AC) opera como um atuador executando todos os comandos de abertura e fechamento de forma sequencial enviados pelos demais agentes e tem como função complementar a supervisão dos estados dos equipamentos primários do SDMT e detecção da falha de operação. O AC comunica-se com os demais agentes via protocolo FIPA-ACL e com os IED via protocolo MMS padrão IEC 61.850. Na Figura 5.25 é apresentado o modelo de classe do agente controle elaborado em UML, no qual observa-se que a classe Agente Controle é uma herança da superclasse *Agent* e possui associação com o comportamento *CompRequest1*.

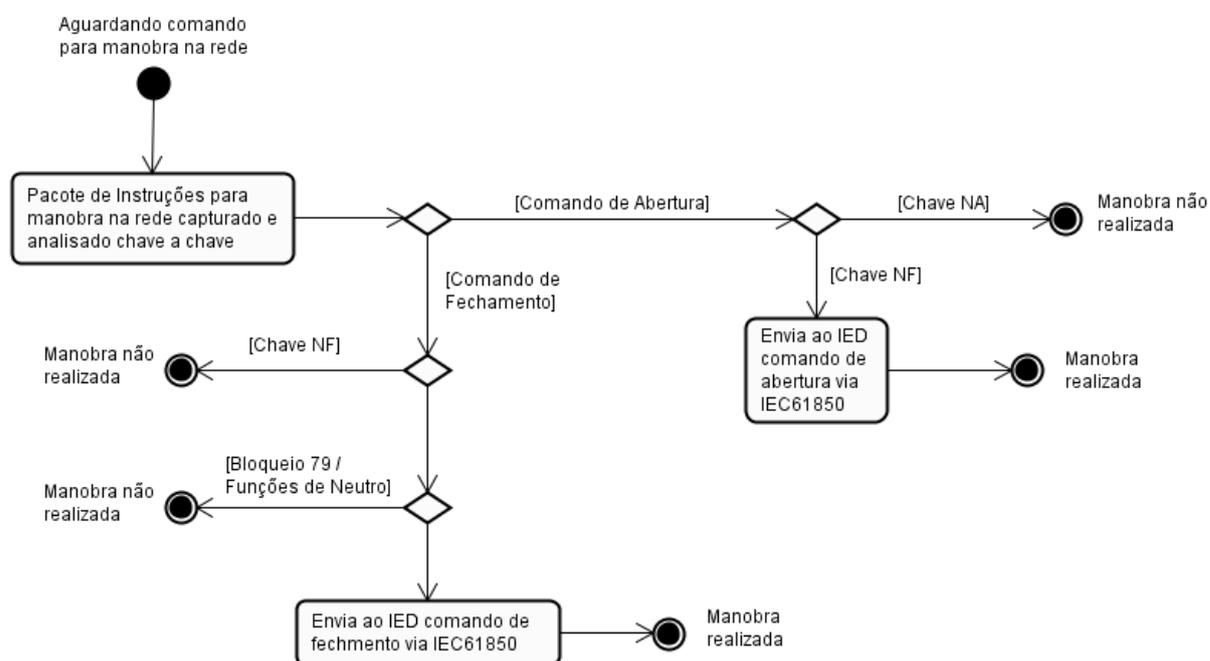
Figura 5.25 - Diagrama de classe do agente controle.



Fonte: Barbosa (2017).

Na Figura 5.26 é apresentado o modelo do diagrama de atividade do AC que descreve a seqüência de ações realizada por este agente.

Figura 5.26 - Diagrama de atividades do agente controle.



Fonte: Barbosa (2017).

Analisando o diagrama da Figura 5.26, constata-se que o AC, durante sua execução, verifica o estado de abertura do equipamento e o de bloqueio de funções de proteção e de religamento realizados pelo operador e falha de comunicação. Ao detectar ações de bloqueio realizadas pelo operador e falha de comunicação, o AC bloqueia o processo de recomposição iniciado pelo SMRA.

5.5.1.2.1.5 Especificação de interação do agente diagnóstico e configuração

O meta-modelo XML-RNP representa computacionalmente, nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF, os dados elétricos (dados dos equipamentos primários, condutores, transformadores, impedâncias reduzidas e alimentadores) e topológicos (setores, nós dos trechos da rede e especificação dos alimentadores) do SDMT. Na Figura 5.27 é apresentado o modelo do diagrama de atividade do AC que descreve a sequência de ações realizada por este agente.

Na Figura 5.27 é apresentado um exemplo de meta-modelo XML-RNP.

Figura 5.27 - Exemplo de meta-modelo XML-RNP representando computacionalmente os dados do SDMT.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>

<rede>
  <elementos>
    <chave nome="1" estado="fechado"/>
    <chave nome="2" estado="fechado"/>
    <chave nome="3" estado="fechado"/>

    <no nome="A1">
      <potencia tipo="ativa" multip="k" unid="W">2000.0</potencia>
      <potencia tipo="reativa" multip="k" unid="VAr">1600.0</potencia>
    </no>
    <no nome="B1">
      <potencia tipo="ativa" multip="k" unid="W">3000.0</potencia>
      <potencia tipo="reativa" multip="k" unid="VAr">400.0</potencia>
    </no>

    <condutor nome="cabo1" rp="0.39675" xp="0.529" rz="0.16" xz="1.1" ampacidade="266"/>
    <condutor nome="cabo2" rp="0.4232" xp="0.5819" rz="0.17" xz="0.15" ampacidade="266"/>

    <trecho nome="CH1A1">
      <comprimento multip="k" unid="m">0.5</comprimento>
    </trecho>
    <trecho nome="A1CH2">
      <comprimento multip="k" unid="m">0.5</comprimento>
    </trecho>
    <trecho nome="CH2B1">
      <comprimento multip="k" unid="m">0.5</comprimento>
    </trecho>

    <setor nome="A"/>
    <setor nome="B"/>

    <alimentador nome="S1_AL1"/>

    <transformador nome="S1_T1">
      <potencia tipo="aparente" multip="M" unid="VA">5.0</potencia>

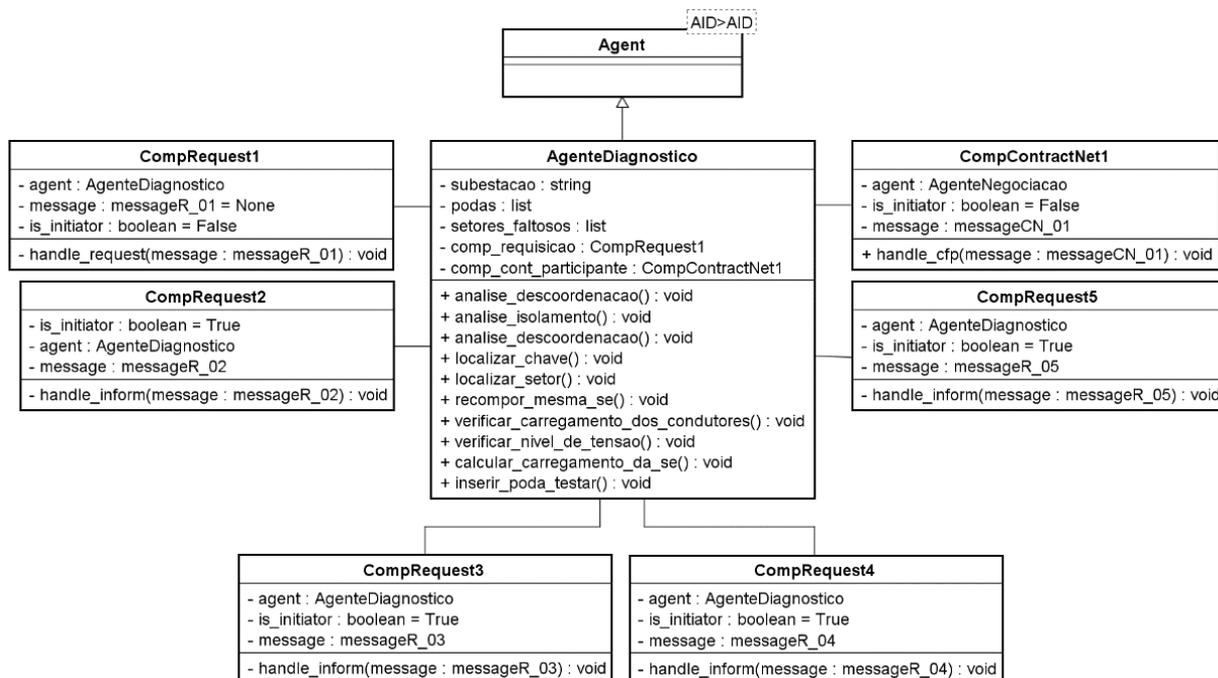
      <impedancia tipo="seq_pos">
        <resistencia multip="" unid="ohms">5.0</resistencia>
        <reatancia multip="" unid="ohms">8.0</reatancia>
      </impedancia>
    </transformador>
  </elementos>
</rede>
```

Fonte: (BARBOSA, 2017).

A partir dessa representação computacional da rede elétrica em RNP, os dados (elétricos e topológicos) dos alimentadores podem ser manipulados pelo Agente diagnóstico e configuração (ADC).

O ADC, conforme descrito anteriormente, possui o meta-modelo XML-RNP com todos os dados do SDMT que integrado a ferramentas de cálculo de curto-circuito e fluxo de carga, permite a análise das restrições operativas considerando os vários cenários de reconfiguração e a maximização da função objetivo. Dessa forma, o agente diagnóstico e configuração fornece subsídios aos agentes controle, diagnóstico de falta e negociação para realizar suas metas. Na Figura 5.28 é apresentado o modelo de classe do agente ADC elaborado em UML. Como o SMRA possui arquitetura híbrida, o ADC é o agente coordenador central, o que justifica o maior número de classes de comportamentos associados, mostrado na Figura 5.28.

Figura 5.28 - Diagrama de classe do agente diagnóstico e configuração.

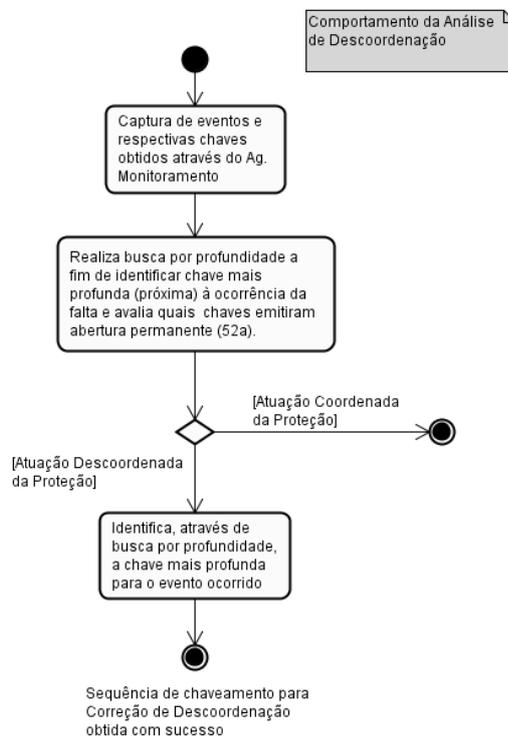


Fonte: Barbosa (2017).

O ADC é o agente responsável pela execução da função objetivo global e das metas descritas anteriormente.

Na Figura 5.29 é apresentado o fluxograma do algoritmo de análise de descoordenação das proteções implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.

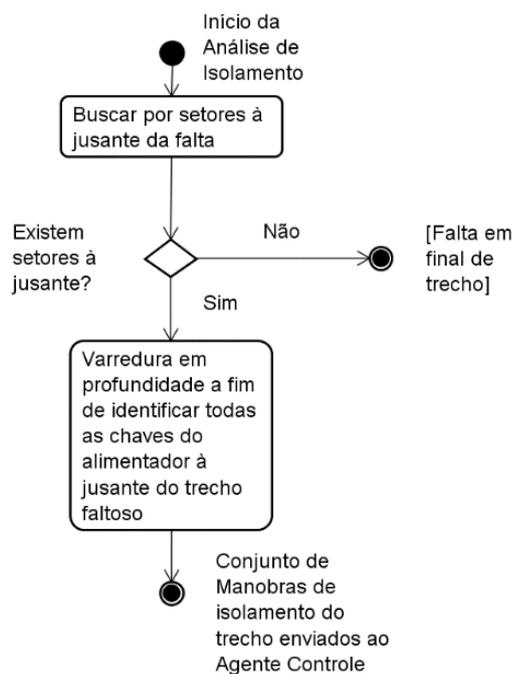
Figura 5.29 - Fluxograma de análise de descoordenação das proteções implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.



Fonte: Barbosa (2017).

Na Figura 5.30 é apresentado o fluxograma do algoritmo de análise de isolamento de trechos implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.

Figura 5.30 - Fluxograma de análise de isolamento de trechos implementado nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF



Fonte: Barbosa (2017).

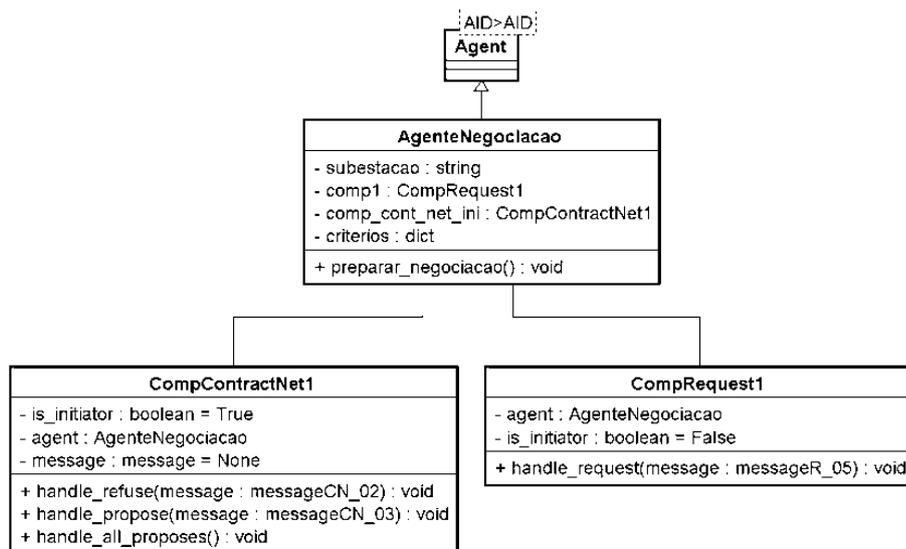
5.5.1.2.1.6 Especificação de interação do agente negociação

O SMRA proposto utiliza dois modos de transferência de carga entre alimentadores, os quais são:

- **sem negociação**, utilizado quando um outro alimentador da mesma subestação tem capacidade para suprir todos os trechos são a serem recompostos, sem violar as restrições operacionais. Nesse caso, o SMRA utiliza-se apenas dos operadores de poda e inserção da RNP alimentador para tomada de decisão em relação à transferência de carga entre alimentadores;
- **com negociação**, utilizado para tomada de decisão na transferência de carga entre alimentadores de subestações distintas. Nesse caso, o SMRA iniciante, por meio de seu agente negociação, faz uso do operador de poda dos trechos são da RNP alimentador para negociação com os SMRA participantes pertencentes a outras SED. Os SMRA participantes fazem uso do operador de inserção da RNP alimentador para análise e tomada de decisão no processo de cooperação e recomposição.

Na Figura 5.31 é apresentado o modelo de classe do agente negociação (AN) elaborado em UML, no qual observa-se as associações dos comportamentos `CompRequest1` `CompContractNet1` com a classe `AN`.

Figura 5.31 - Diagrama de classe do agente negociação.

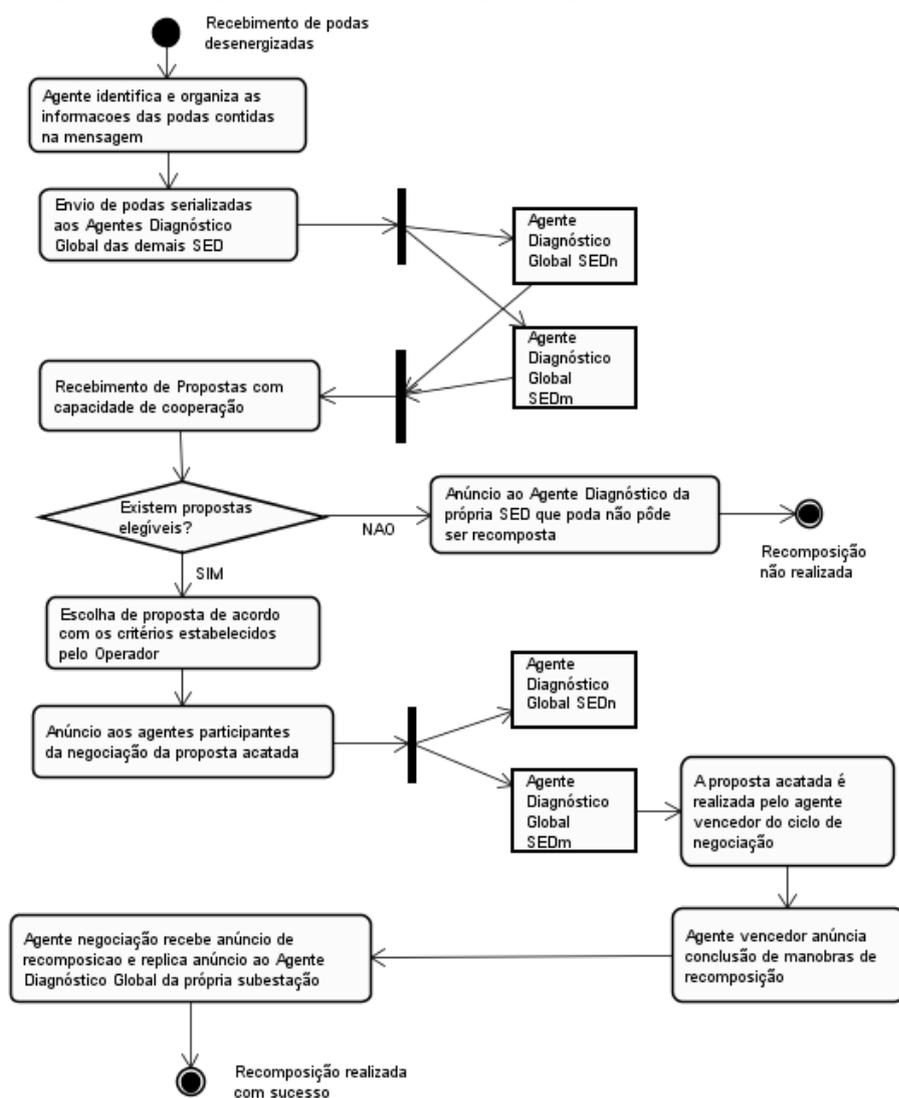


Fonte: Barbosa (2017).

O processo de negociação é dividido em duas etapas, a saber: cooperação e negociação. Na etapa de cooperação, o AN do SMRA iniciante envia solicitação de propostas

de recomposição, contendo as podas dos trechos sãos do alimentador afetado pela falta, para os ADC dos SMRA das subestações adjacentes. Os ADC inserem os trechos sãos nos seus metamodelos RNP e executam a análise de viabilidade da recomposição total ou parcial dos trechos sãos desenergizados. Caso a recomposição de trechos seja possível, os ADC enviam propostas de recomposição ao AN do SMRA iniciante, caso contrário informam a impossibilidade de recomposição. Na etapa de negociação, o AN recebe as propostas dos ADC dos SMRA participantes, escolhe a melhor proposta baseada nos resultados da função objetivo e não violação das restrições operativas e envia mensagem aos ADC participantes o resultado da análise das propostas. O ADC do SMRA que recebe permissão para a realiza o processo de recomposição inicia o restabelecimento dos trechos sãos. Na Figura 5.32 é apresentado o diagrama de atividades dos processos de cooperação e negociação.

Figura 5.32 - Diagrama de atividades do agente negociação.



Fonte: Barbosa (2017).

5.5.1.2.1.7 Especificação de interação do agente diagnóstico de falta

O agente diagnóstico de falta realiza a coleta das informações das atividades executadas pelo SMRA e as organiza em dois relatórios, que posteriormente serão emitidos ao operador do sistema: Relatório de falta e relatório de recomposição.

No relatório de falta são resumidas as informações sobre os eventos ocorridos na rede, desde as informações enviadas pelos IED ao SMRA, através de *Datasets*, até as análises de isolamento e descoordenação da proteção.

O relatório de recomposição apresenta ao operador os critérios restritivos utilizados no processo de recomposição automática. Além disso, o relatório contempla informações sobre os blocos de carga reenergizados no processo de recomposição.

5.5.1.3 Definições de ontologias e conteúdo de mensagens

As ontologias especificadas a partir de metamodelos RNP permitem o compartilhamento de estruturas de informação da rede elétrica e a compreensão dessa estrutura pelos subsistemas do SMAD durante a troca de mensagens entre agentes. Além disso, após criadas, as ontologias podem ser reutilizadas em outras aplicações. Na Tabela 5.4 são apresentados as ontologias, as funções e os conteúdos das mensagens especificadas para os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.

Tabela 5.4 - Ontologias e conteúdo de mensagem.

Ontologia	Função	Conteúdo da Mensagem
R_01	Identificação de evento no SDMT.	Dados de falta no SDMT: {chaves:[...], estados:[...], leitura_falta:[...]}. Mensagem enviada do agente monitoramento (AM) para o agente diagnóstico e configuração (ADC).
R_02	Informações de análise de descoordenação dos IEDp.	Dados de falta no SDMT após análise de descoordenação: {chaves:[...], estados:[...], leitura_falta:[...], coordenação:{...}}. Mensagem enviada de agente diagnóstico e configuração (ADC) para agente controle (AC).
R_03	Informações de isolamento de trecho desenergizado.	Dados de falta agente no SDMT após análise de isolamento: {chaves:[...], setor:{}}. Mensagem enviada do agente diagnóstico e configuração (ADC) para agente controle (AC).

Continua.

Tabela 5.5 - Ontologias e conteúdo de mensagem (continuação).

Ontologia	Função	Conteúdo da Mensagem
R_04	Informações de recomposição de mesma SED.	Dados de recomposição do sistema (pela mesma SED): {dados_recomposição}. Mensagem enviada de agente diagnóstico e configuração (ADC) para agente controle (AC).
R_05	Informações de recomposição por SED distinta.	Dados de recomposição do SDMT (pela mesma SED): {dados_recomposição}. Mensagem enviada de agente diagnóstico e configuração (ADC) para agente controle (AC).
R_06	Comando de manobras de recomposição.	Dados de recomposição do SDMT (SED diferente): {dados_recomposição}. Mensagem enviada de agente diagnóstico e configuração (ADC) para agente controle (AC).
CN_01	Informações de trecho desenergizado.	Dados de recomposição do SDMT (para 1 ramo apenas): {ramos:{}, setores_colab:{}}.
CN_02	Recusa em cfp, quando não há chave de encontro.	Mensagem refuse vazia indicando que o agente não pode ajudar na recomposição do ramo recebido (não há chaves de encontro).
CN_03	Proposta de recomposição.	Resposta Agree de um cfp contendo a proposta que a SE pode colaborar.
CN_04	Anuncio de aceitação de proposta.	Resposta Accept Proposal.
CN_05	Anuncio de recusa de proposta.	Resposta Reject Proposal.
CN_06	Confirmação de execução de recomposição.	Resposta Inform (Restauração de ramo operada com sucesso).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.33 é apresentado o Diagrama de Sequência do SMRA, especificando a ordem em que as mensagens são trocadas entre os agentes, bem como as etapas da recomposição em que estas são empregadas.

5.5.2 Fase de projeto do sistema multiagente IED padrão IEC 61.850

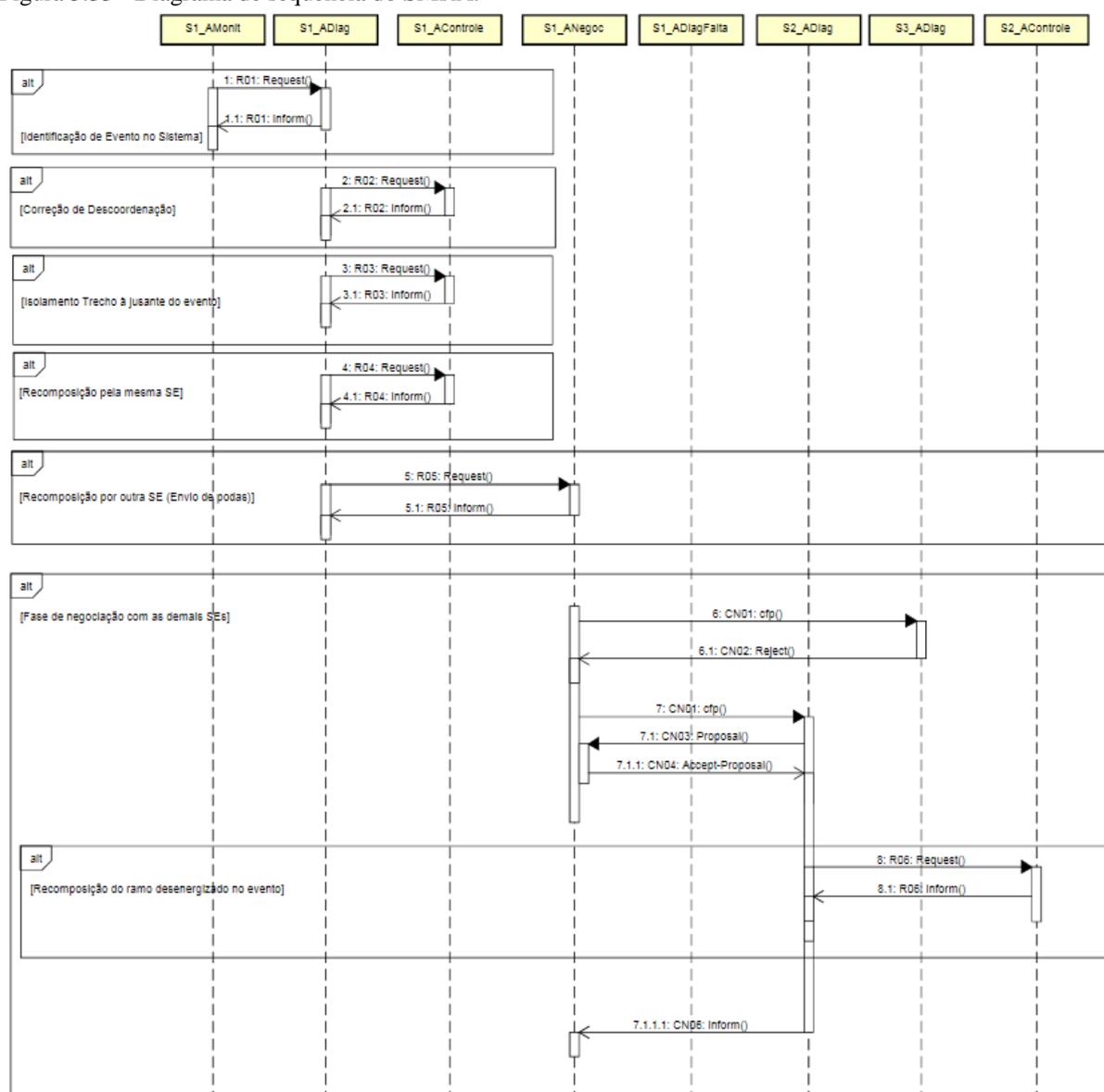
5.5.2.1 Projeto lógico das funções distribuídas baseadas na norma IEC 61.850

Além das funções locais, os IED baseados na norma IEC 61.850 permitem o desenvolvimento de funções distribuídas. Na Figura 5.34 são apresentadas funções distribuídas

ilustradas por meio de diagramas lógicos e funcionais integrando IED Proteção do alimentador de distribuição 01F1.

Nesse diagrama são ilustradas as conexões físicas entre os equipamentos primários do processo e os IED Proteção de sobrecorrente, bem como as conexões lógicas entre os NL das funções internas aos IED e os NL que compõem os agentes seletividade lógica, agente detector de falha e isolador de trecho e agente anti-ilhamento dos IED do SMIED.

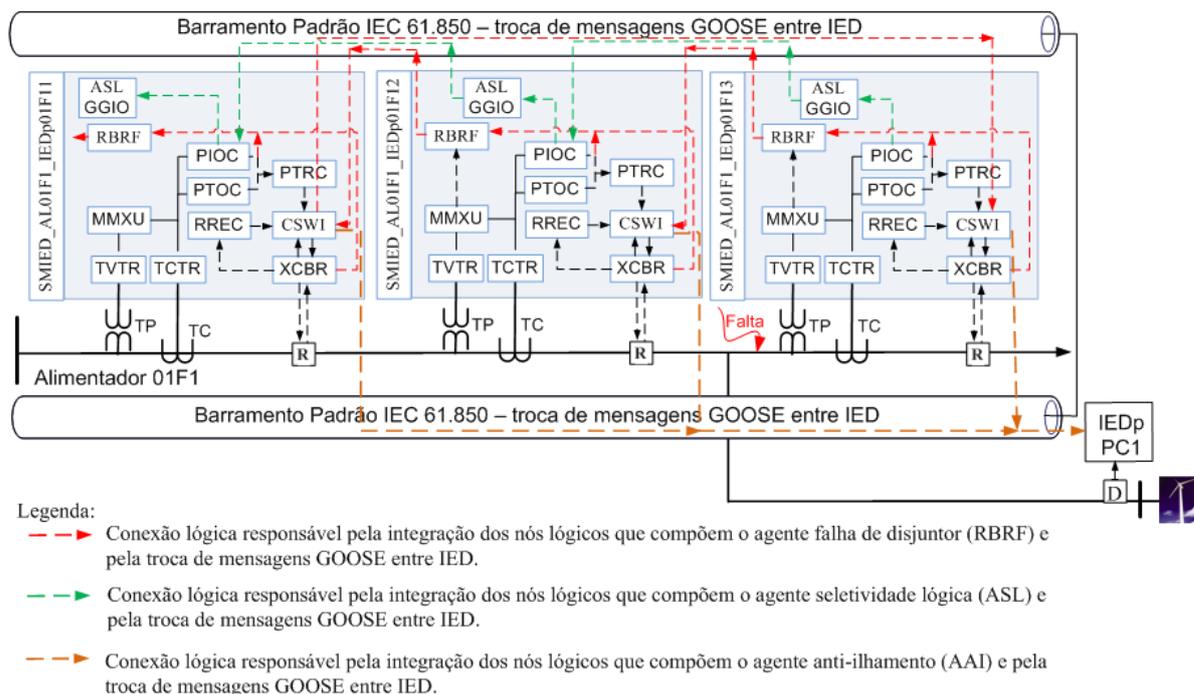
Figura 5.33 - Diagrama de sequência do SMRA.



Fonte: Próprio autor.

A integração dessas funções distribuídas do SMIED é ilustrada nos diagramas funcionais e lógico mostrados na Figura 5.34.

Figura 5.34 - Diagramas funcional e lógico de IED integrados via barramento IEC 61.850.



Fonte: Elaborado pelo autor.

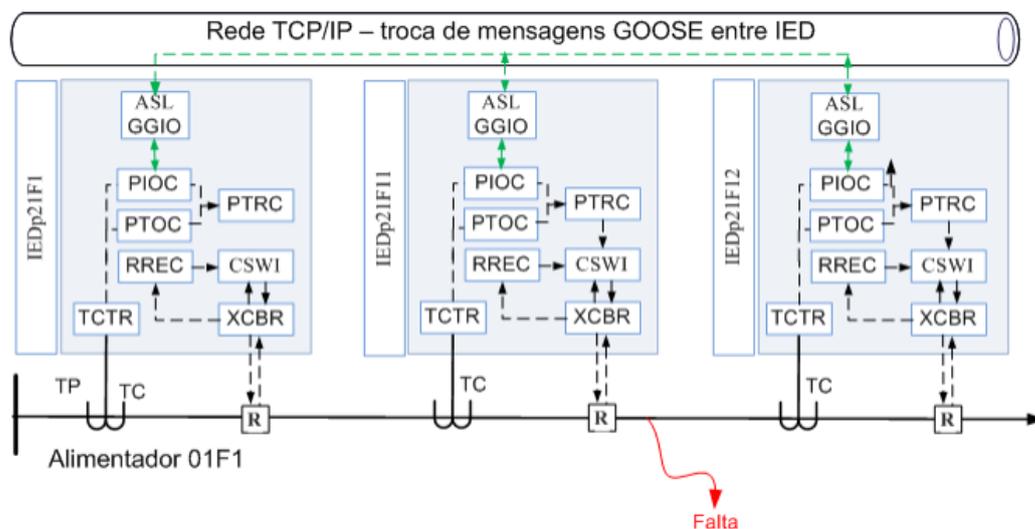
Para entender o princípio de funcionamento do agente seletividade lógica, é mostrado na Figura 5.35 o esquemático de atuação desta função. O agente seletividade lógica tem a função de garantir a coordenação entre funções de sobrecorrente instantânea, impedindo que proteções de retaguarda atuem em um determinado ponto do sistema. Para uma falta no ponto indicado no diagrama, o NL PIOC do IEDp01F11 ativa o agente seletividade lógica, via conexão lógica destacada com a cor verde.

O agente seletividade lógica do IEDp21F1 ao ser ativado envia mensagem para o IEDp21F1 bloquear a atuação do seu NL PIOC.

As setas nas duas extremidades da conexão lógica do agente seletividade lógica indicam que este agente é bidirecional, ou seja, se tiver fluxo de corrente de falta no sentido reverso, o agente seletividade lógica bloqueia também a atuação do IED a jusante (IEDp21F12).

A corrente no sentido reverso pode ocorrer em alimentadores com recursos para transferência de carga (chave de encontro) ou geração distribuída.

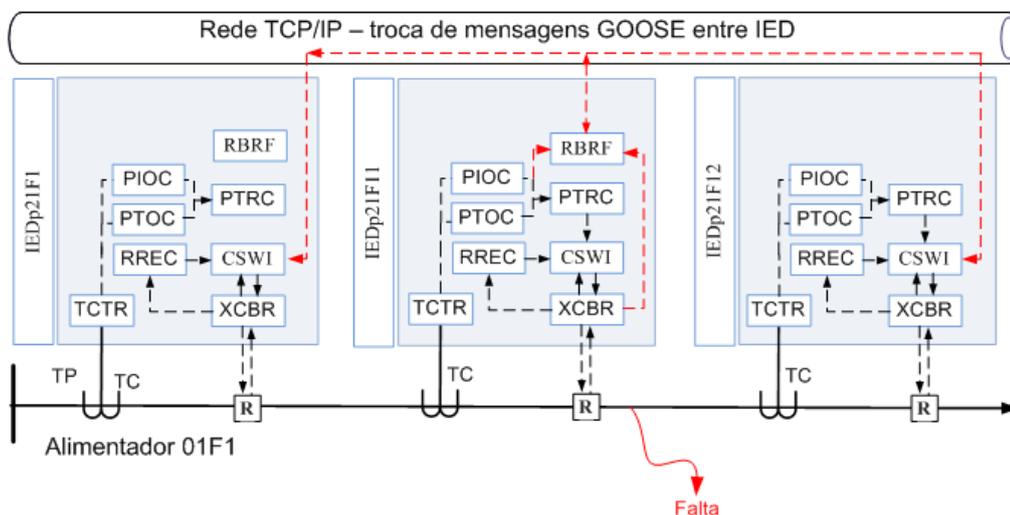
Figura 5.35 - Diagramas funcional e lógico do agente seletividade lógica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso de falha de disjuntor, por exemplo, no diagrama da Figura 5.36 é mostrado o esquemático do agente detector de falha de equipamento e isolamento de trecho. A seta de duplo sentido destacada na cor vermelha indica o sinal de *trip* enviado pela função falha de disjuntor (50/62BF) do IEDp21F11 para interromper a falta e isolar o trecho afetado pela mesma. No momento de uma falha, o NL RBRF monitora a passagem de corrente de falta (conexão em vermelho entre PIOC/PTOC e RBR) e o estado do disjuntor (conexão lógica entre XCBR e RBRF). Para a falha no ponto indicado, caso o XCBR do IEDp01F11 não interrompa a falta em um tempo pré-definido, o NL RBRF conclui que houve falha de disjuntor e envia comando para o NL CSWI do IEDp21F1 comandar a abertura do religador a montante, via o NL XCBR.

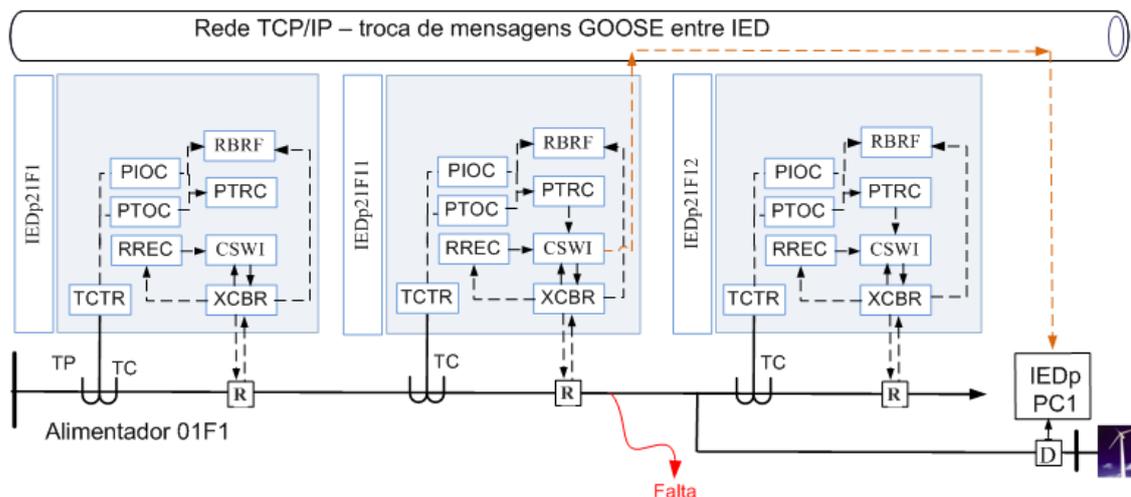
Figura 5.36 - Diagramas funcional e lógico do agente detector de falha de equipamento e isolamento de trecho.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 5.37 é mostrado o esquemático do agente anti-ilhamento. Após a abertura definitiva do religador representada pelo estado do NL XCBR, o NL CSWI envia mensagem para o IEDpPC1 do ponto de conexão da geração distribuída comandar a abertura do seu disjuntor (D), evitando a operação ilhada da geração.

Figura 5.37 - Diagramas funcional e lógico do agente anti-ilhamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.6 Considerações finais

Neste Capítulo foram apresentadas as etapas de planejamento, análise e projeto da metodologia proposta para desenvolvimento dos subsistemas do SMAD, padrão FIPA, em PADE e do Sistema Multiagente IED padrão IEC 61.850 utilizadas como suporte para as etapas de implementação e testes dos referidos subsistemas apresentados no Capítulo 6.

6 IMPLEMENTAÇÃO E TESTE DE SUBSISTEMAS DO SISTEMA MULTIAGENTE DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 Introdução

Neste Capítulo são apresentadas as atividades que envolvem a etapa de implementação e teste dos subsistemas SMRA, SMDIF, SMDF e SMIED propostos nesta Tese.

6.2 Etapa de Implantação dos subsistemas do SMAD

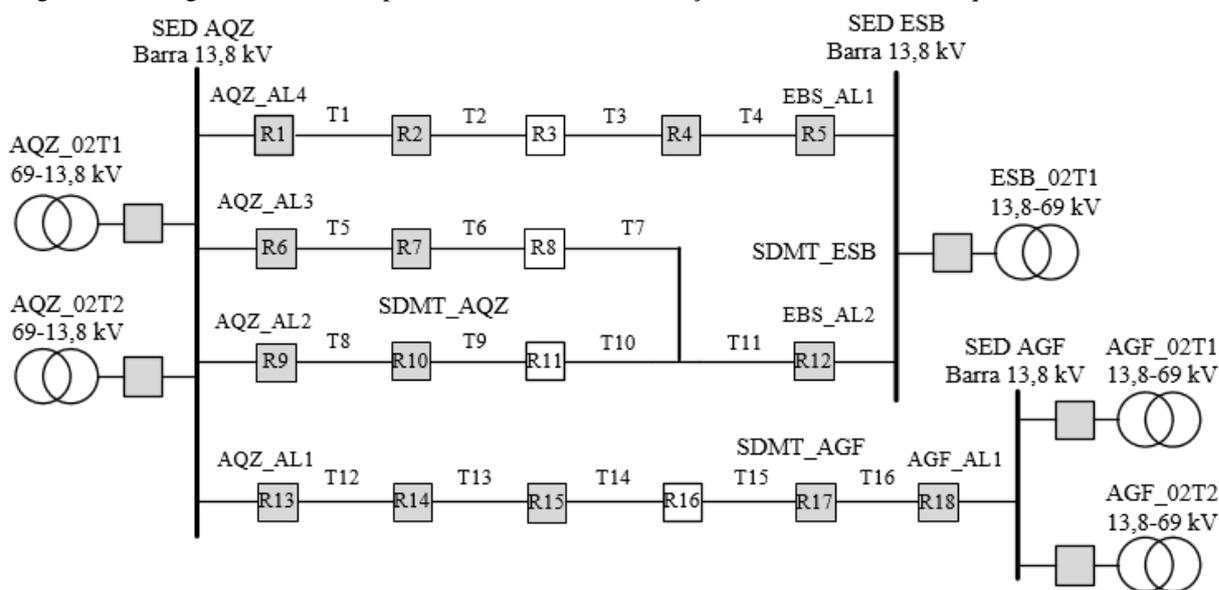
6.2.1 *Sistemas de distribuição de média tensão de Aquiraz*

A rede de média tensão em 13,8 kV de Aquiraz foi objeto de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de Redes Elétricas Inteligentes (REI) para implantação, no Centro de Controle do Sistema (CCS) da Enel Distribuição Ceará, de funções avançadas de automação: um Sistema de Recomposição Automática (RSA) e um Sistema Inteligente para Mudança Automática de Ajuste do Sistema de Proteção (SIAP), ambos centralizados. Essas funções avançadas de automação centralizadas foram desenvolvidas e implantadas pelo Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da Universidade Federal do Ceará, o que motivou a escolha dessa rede como modelo para simulação, teste e validação da metodologia de POA proposta para desenvolvimento da plataforma de SMAD.

A rede de distribuição de Aquiraz possui sete alimentadores com topologia radial com recurso, supridos por três subestações distribuidoras (SED AQZ, SED ESB e SED AGF), conforme mostrado na Figura 6.1. A SE AQZ possui quatro religadores (R1, R6, R9 e R13) nas saídas de alimentadores (AQZ_AL4, AQZ_AL3, AQZ_AL2, AQZ_AL1) respectivamente, que fazem a proteção principal dos trechos (T1, T5, T8 e T12) do SDMT_AQZ. O alimentador AQZ_AL4 possui um religador normalmente fechado (R2) e um religador normalmente aberto (R3) que permite transferência de carga entre este alimentador e o alimentador ESB_AL1 da SED ESB. O alimentador AQZ_AL3 possui um religador normalmente fechado (R7) e outro normalmente aberto (R8) que permite a transferência de carga entre este alimentador e o alimentador ESB_AL2 da SED ESB. O alimentador AQZ_AL2 possui um religador normalmente fechado (R10) e outro normalmente aberto (R11) que permite a transferência de carga entre este alimentador e o alimentador AGF_AL1 da SED AGF. O alimentador AQZ_AL1 possui dois religadores normalmente fechados (R14 e R15) e outro normalmente aberto (R16) que permite a transferência de carga entre este alimentador e o alimentador AGF_AL1 da SED AGF. Além dos religadores das saídas de alimentadores das SED, a rede

Aquiraz possui ao todo onze religadores distribuídos ao longo dos alimentadores, sendo sete normalmente fechados (R2, R4, R7, R10, R14, R15 e R17), que fazem as proteções dos trechos (T2, T3, T6, T9, T13, T14 e T15) e quatro normalmente abertos (R3, R8, R11 e R16), utilizados para transferência de carga.

Figura 6.1 - Diagrama unifilar simplificado da rede de distribuição de média tensão de Aquiraz.



Fonte: Próprio Autor.

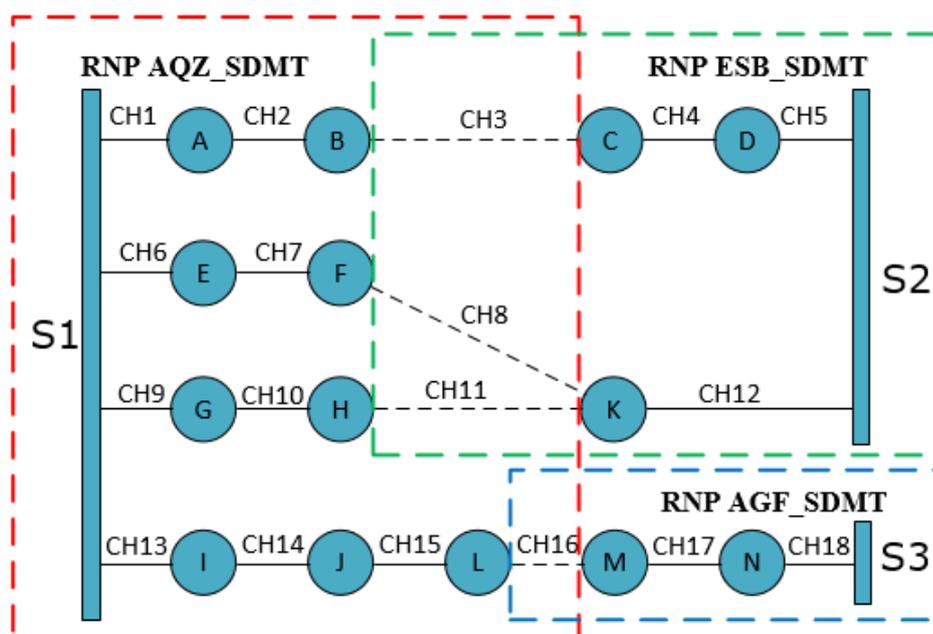
Legenda:

- Equipamento primário fechado.
- Equipamento primário aberto.

De acordo com a metodologia proposta, do ponto de vista da implementação, cada subsistema do SMAD (SMRA, SMDIF e SMDF) padrão FIPA consiste em um software composto de um conjunto de agentes com inteligência embarcada em um hardware externo aos IED e dedicado à automação de um sistema de distribuição suprido por uma subestação. Seguindo esse raciocínio, a rede Aquiraz foi subdividida (ver Figura 6.1) em três subsistemas (SDMT_AQZ, SDMT_ESB e SDMT_AGF), delimitados pelas chaves de encontros de alimentadores (R3, R8, R11, R16). A subdivisão serve de base para a modelagem, implementação e manipulação computacional dos meta-modelos RNP dos alimentadores supridos pelas subestações Aquiraz, Eusébio e Água Fria.

Na Figura 6.2 são apresentadas as árvores de grafo das RNP de alimentadores dos SDMT de Aquiraz (delimitado pela linha tracejada em vermelho), Eusébio (delimitado pela linha tracejada em verde) e Água Fria (delimitado pela linha tracejada em azul).

Figura 6.2 - Representação nó profundidade da rede Aquiraz.



Fonte: Próprio Autor.

Conforme pode ser observado na Figura 6.1, na RNP de alimentadores da rede Aquiraz, os barramentos de média tensão das subestações são modelados como nós raízes (S1, S2 e S3), o conjunto de nós de cargas dos trechos T1 a T16 são modelados como setores (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M e N), os equipamentos primários (disjuntores, religadores, chaves) normalmente fechados (identificados com linhas cheias) e os abertos (identificados com linhas tracejadas) são modelados como arestas, representando equipamentos normalmente fechados (CH2, CH4, CH7, CH10, CH14, CH15 e CH17) e equipamentos normalmente abertos (CH3, CH8, CH11 e CH16), respectivamente, conforme mostrado na Figura 6.2. Na figura, os religadores e chaves estão modelados com o código CH seguido de um número sequencial.

A SED AQZ é responsável pelo suprimento de 64,29% da rede de distribuição Aquiraz, enquanto os 35,71% restantes são supridos pelas subestações SED ESB e AGF (VIEIRA BARBOSA, 2015).

Agregadas às representações topológicas das RNP dos alimentadores de Aquiraz mostradas na Figura 6.2, estão as RNP de setores que modelam os dados dos elementos, equipamentos e cargas dos sistemas de distribuição.

Na Tabela 6.1 são apresentados dados dos sistemas SDMT AQZ, SDMT ESB e SDMT AGF implantados nos metamodelos XML-RNP da rede, os quais foram integrados às ferramentas de cálculos elétricos implementadas no SCSR e implantados nos subsistemas do SMAD.

Tabela 6.1 - Condição nominal de carga da rede Aquiraz.

SED	Dados do Trecho				Dados de Condutores						
	Trecho	Corrente de Carga	Potência (MVA)	Total de Clientes	Secção	Limite Térmico	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	
SE AQZ	AQZ	-	-	12506	-	-	0,6230	1,0190	1,0931	4,1073	
	T1	23 A	1,9	265	266,8 MCM	475 A	0,1471	0,2406	0,2581	0,9698	
	T2	57 A	1,4	987	266,8 MCM	475 A	0,2250	0,3680	0,3947	1,4832	
	T5	21 A	3,0	893	266,8 MCM	475 A	0,1094	0,1912	0,6965	1,0783	
	T6	106 A	2,5	168	266,8 MCM	475 A	0,6384	1,0442	1,1202	4,2092	
	T8	83 A	3,5	2414	266,8 MCM	475 A	0,2079	0,3401	0,3648	1,3707	
	T9	62 A	1,5	1498	266,8 MCM	475 A	0,2781	0,4549	0,4880	1,8336	
	T12	126 A	5,9	3735	95mm2	438 A	0,2471	0,4041	0,4336	1,6291	
	T13	42 A	2,8	1034	95mm2	438 A	0,6826	0,8576	1,0664	3,3786	
	T14	77 A	1,8	616	95mm2	438 A	1,1207	1,0716	1,5800	4,0889	
	SE ESB	ESB	-	-	6194	-	-	0,1237	0,2396	1,7452	1,8968
		T3	75 A	1,8	1430	266,8 MCM	475 A	1,0920	1,8882	1,9387	7,4497
		T4	105 A	4,3	300	266,8 MCM	617 A	0,2197	0,4070	0,3960	1,5652
		T7	-	-	-	266,8 MCM	475 A	0,0003	0,0006	0,0006	0,0025
T10		155	3,7	-	1/0 AWG	617 A	0,5882	1,0899	1,0604	4,1912	
T11		-	-	4464	266,8 MCM	475 A	0,8350	1,5732	4,7614	8,1305	
SE AGF	AGF	-	-	5694	-	-	0,6230	1,0190	1,0931	4,1073	
	T15	89 A	2,1	1706	CU 95mm2	438 A	0,1471	0,2406	0,2581	0,9698	
	T16	246 A	8,0	3898	CU 95mm2	438 A	0,2250	0,3680	0,3947	1,4832	

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.2 Plataformas de implantação e testes dos subsistemas do SMAD padrão FIPA

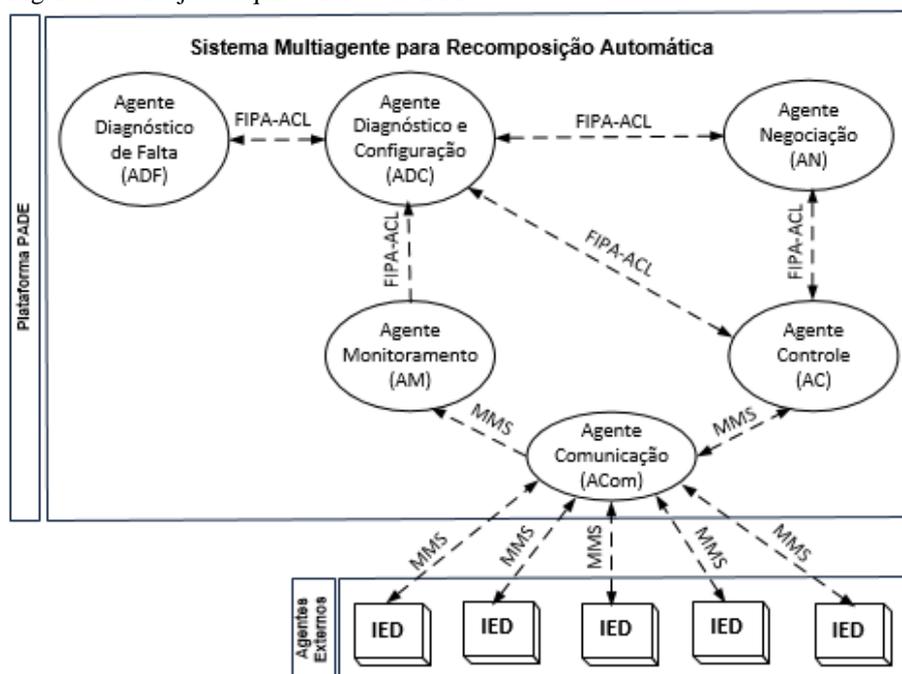
Os testes para validação dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA integrados à IED padrão IEC 61.850 e do Sistema Multiagente de IED (SMIED) composto de IED 61.850 foram realizados em duas plataformas de desenvolvimento distintas montadas no Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes vinculado ao Grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC) no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, conforme descrito nas seções subsequentes.

6.2.2.1 Projeto arquitetural de comunicação

Os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF, desenvolvidos na plataforma PADE, possuem uma arquitetura composta pelos Agente Monitoramento, Agente Diagnóstico e Configuração, Agente Controle, Agente Negociação, Agente Diagnóstico de Falta e Agente

Comunicação, sendo que parte destes agentes são habilitados a operar de acordo com as funcionalidades do subsistema, conforme descrito em capítulo anterior. Na Figura 6.3 é apresentado o projeto arquitetural do SMRA proposto, ilustrando a comunicação padrão FIPA-ACL entre os agentes AM, ADC, ADF, AC e NA e a comunicação entre SMRA e agentes externos via protocolo MMS, padrão IEC 61.850.

Figura 6.3 - Projeto arquitetural do SMRA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os subsistemas do SMAD utilizam a linguagem FIPA-ACL e protocolos padrão FIPA (FIPA-Request-Protocol, FIPA-ContractNet e FIPA-Subscribe) para estabelecer comunicação e troca de mensagens entre agentes internos e entre os sistemas multiagentes. A comunicação entre os subsistemas do SMAD e agentes externos é estabelecida via protocolo MMS padrão IEC 61.850, conforme pode ser observado na Figura 6.3.

6.2.2.2 Plataforma de implementação e testes do SMAD

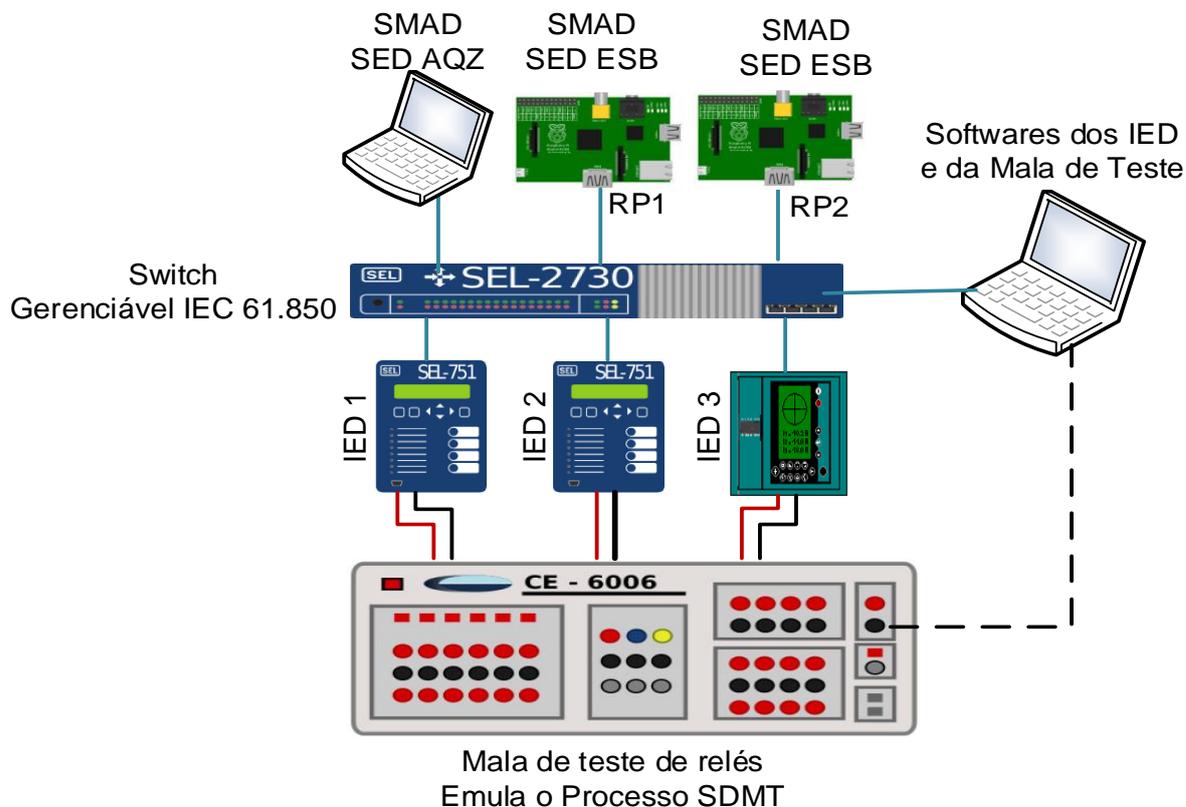
Os subsistemas SMRA, SMDIF, SMDF e SMIED foram implantados, integrados aos IED e testados em uma plataforma computacional composta da seguinte infraestrutura de hardware:

- dois IED modelo SEL 751 de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL);

- um IED modelo SEPAM de fabricação da *Schneider*;
- *switch Ethernet* gerenciável com configuração de mensagens prioritárias via rede local virtual (VLAN) e sistema de gerenciamento de rede seguro e interoperável para automação de sistemas elétricos, modelo SEL-2730 de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)*;
- testador Hexafásico, conhecido como mala de teste de relés, modelo CE-6006 de fabricação Conprove;
- dois computador portátil tipo *laptop*;
- duas placas de desenvolvimento tipo *raspberry-pi*.

Na Figura 6.4 são apresentados os equipamentos da plataforma montada para implementação e testes dos subsistemas SMRA, SMDIF, SMDF e SMIED aplicados nos sistemas de distribuição SDMT_AQZ, SDMT_ESB e SDMT_AQZ simulados.

Figura 6.4 - Plataforma de implementação e testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Legenda:

- Conexão Ethernet (IEC 61.850)
- Conexão USB
- Conexão das entradas analógicas de corrente e tensão.
- Conexões das saídas e entradas digitais dos relés e da mala.

6.2.2.3 Implantação dos subsistemas do SMAD

Os agentes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF estão embarcados no computador laptop 1, Raspberry Pi 1 e Raspberry Pi 2 (nível 2 de automação) representando, respectivamente, as funções avançadas de automação dos sistemas de distribuição SDMT_AQZ, SDMT_EBS e SDMT_AGF.

A comunicação entre o computador portátil com os subsistemas embarcados e os IED é realizada via rede de comunicação Ethernet e protocolo MMS padrão IEC 61.850, gerenciada pelo switch SEL-2730.

O testador hexafásico, mostrado na Figura 6.4, emula o processo SDMT (nível zero do sistema de automação). Dessa forma, as saídas analógicas de corrente do testador hexafásico correspondem aos sinais oriundos dos transformadores de corrente do SDMT, os quais são injetados nas entradas analógicas dos IED 1 e 2 (nível 1 de automação), enquanto as entradas digitais do testador hexafásico recebem sinal de *trip* dos IED, simulando o comando de abertura de um religador, e as saídas digitais do testador disponibilizam os estados aberto/fechado dos religadores.

A configuração das faltas, bem como a aquisição da resposta dos IED é feita através do software dedicado do testador hexafásico instalado no computador laptop 2. O envio de comandos e o recebimento de dados entre o laptop 2 e o testador é feito via comunicação serial USB.

Na Tabela 6.2 são mostrados os endereços IP especificados para as plataformas e para os IED Proteção utilizados nos testes de validação.

Tabela 6.2 - Especificação dos endereços IP implantados nos equipamentos da plataforma de implementação e testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.

Plataformas e IED	Funcionalidades	Endereço IP
Laptop	Contêiner de agentes SED AQZ	192.168.1.10
Raspberry-Pi 1	Contêiner de agentes SED ESB	192.168.1.11
Raspberry-Pi 2	Contêiner de agentes SED AGF	192.168.1.12
IED 1 (IED SEL 751)	Dispositivo de proteção e controle	192.168.1.51
IED 2 (IED SEL 751)	Dispositivo de proteção e controle	192.168.1.52
IED 3 (IED SEPAM T87)	Dispositivo de proteção e controle	192.168.1.53

Fonte: Elaborado pelo autor.

A integração dos subsistemas do SMAD aos IED inicia-se com a configuração do sistema de comunicação do IED e prossegue com o cadastramento dos endereços IP dos IED nos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF.

Após a configuração, sempre que um IED de proteção detectar uma falta, o mesmo gera, em tempo real, um *dataset* padrão IEC 61.850, o qual é enviado para o agente comunicação (ACom) e disponibilizado automaticamente por este ao agente monitoramento (AM). Dessa forma, o AM coleta *datasets* dos IED via protocolo de comunicação MMS padrão IEC 61.850 e os disponibiliza ao ADC para que o mesmo possa iniciar o processo de análise da rede para recomposição do sistema.

Na Tabela 6.3 são mostradas as especificações dos AID dos Agentes implantados nas plataformas de automação da distribuição dos SDMT_AQZ, SDMT_EBS e SDMT_AGF.

Tabela 6.3 - Especificações dos AID dos agentes.

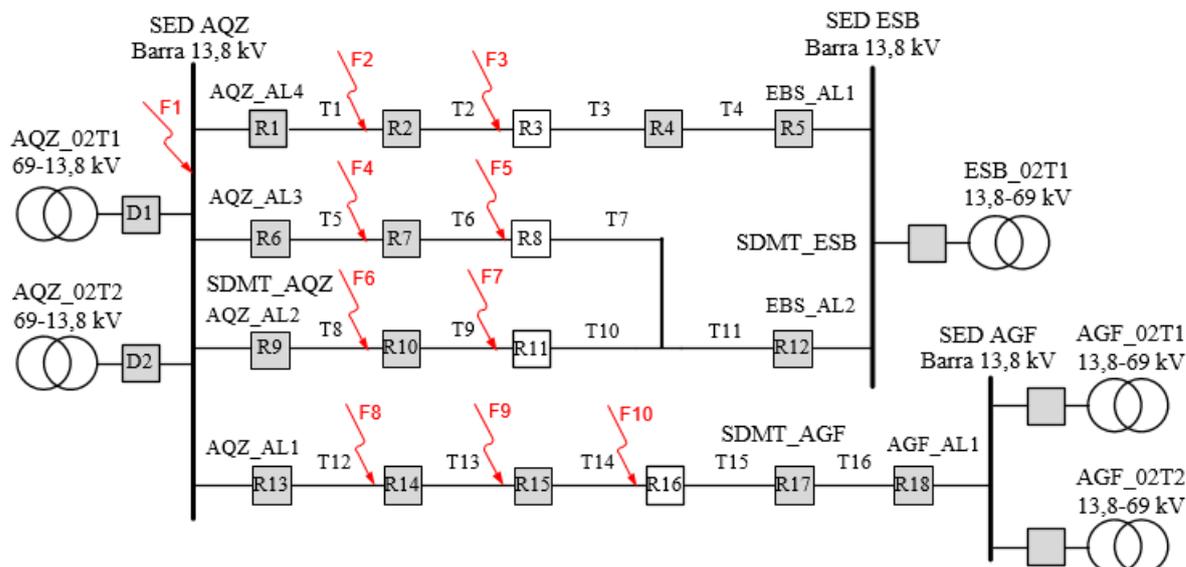
Subestação	Plataforma	Tipos de Agentes	AID dos Agentes
SED AQZ	Laptop	Monitoramento	S1_AMonit@192.168.1.150:4001
		Diagnóstico e configuração	S1_ADiag@192.168.1.150:4002
		Diagnóstico de Falta	S1_ADiagFalta@192.168.1.150:4003
		Controle	S1_ACont@192.168.1.150:4004
		Negociação	S1_ANeg@192.168.1.150:4005
SED EBS	Raspberry-Pi 1	Monitoramento	S2_AMonit@192.168.1.151:4006
		Diagnóstico	S2_ADiag@192.168.1.151:4007
		Diagnóstico de Falta	S2_ADiagFalta@192.168.1.151:4008
		Controle	S2_ACont@192.168.1.151:4009
		Negociação	S2_ANeg@192.168.1.151:4010
SED AGF	Raspberry-Pi 2	Monitoramento	S3_AMonit@192.168.1.152:4011
		Diagnóstico	S3_ADiag@192.168.1.152:4012
		Diagnóstico de Falta	S3_ADiagFalta@192.168.1.152:4013
		Controle	S3_ACont@192.168.1.152:4014
		Negociação	S3_ANeg@192.168.1.152:4015

Fonte: Adaptado de Barbosa (2017).

6.3 Etapa de teste e validação dos subsistemas do SMAD padrão FIPA

Os subsistemas do SMAD (SMRA, SMDIF, SMDF e SMIED) propostos foram testados e validados tomando como base simulações das faltas F1 na barra de 13,8 kV da subestação AQZ e F2 a F10 abrangendo todos os trechos do SDMT_AQZ, conforme mostrado na Figura 6.5.

Figura 6.5 - Simulações de faltas na SED AQZ e no SDMT AQZ para teste e validação do SMRA.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 6.4 são mostrados os impactos das faltas F1 a F10 simuladas no SDMT_AQZ, destacados por meio da quantidade de trechos, carga e clientes fora de serviço.

Tabela 6.4 - Simulações de faltas na SED e nos trechos do SDMT_AQZ.

SED	Falta	Local da falta	Extensão do Trecho (m)	Equipamento Aberto pelo IED Proteção	Fora de Serviço				
					Trechos afetados	Extensão Total (m)	Total de Carga (A)	Potência (MVA)	Clientes Afetados
SE AQZ e SDMT_AQZ	F1	Barra 13,8 kV	28.592	D1 e D2	Barra 13,8 kV	28.592	-	-	11.610
	F2	T1	5.040	R1	T1 e T2	6.230	80	3,3	1.252
	F3	T2	1.190	R2	T2	1.190	57	1,4	987
	F4	T5	5.165	R6	T5 e T6	6.847	127	5,5	1.061
	F5	T6	1.682	R7	T6	1.682	106	2,5	168
	F6	T8	2.250	R9	T8 e T9	4.249	145	5	3.912
	F7	T9	1.999	R10	T9	1.999	62	1,5	1.498
	F8	T12	9.076	R13	T12, T13 e T14	11.266	245	10,5	5.385
	F9	T13	1.890	R14	T13 e T14	2.190	119	4,6	1.650
	F10	T14	300	R15	T15	300	77	1,8	616

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por questão de objetividade e otimização de espaço, neste capítulo são apresentados apenas os cinco estudos de casos descritos na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Estudos de casos utilizados nos testes dos subsistemas do SMAD.

Estudo de Caso	Sistema Testado	Local da Falta	Considerações adotadas nos testes
I	SMRA	F4	Rede Aquiraz com a topologia original apresentada na Figura 6.1 e proteções coordenadas.
II	SMRA	F9	Rede Aquiraz com a topologia original apresentada na Figura 6.1 e proteções descoordenadas.
III	SMRA	F9	Rede Aquiraz com a topologia original apresentada na Figura 6.1, no entanto com os religadores R2, R7, R10, R14 e R15 e R17 operando como chaves motorizadas (IED disponibiliza apenas a partida da função de sobrecorrente).
IV	SMDIF	F9	Rede Aquiraz composta apenas da SED AQZ suprimindo o SDMT AQZ e com os religadores R2, R7, R10, R14 e R15 e R17 operando como chaves motorizadas.
V	SMDF	F9	Rede Aquiraz com a topologia apresentada na Figura 6.1, no entanto com os religadores R2, R7, R10, R14 e R15 e R17 operando como chaves manuais com IED simulando indicadores de falta.

Fonte: Elaborada pelo autor.

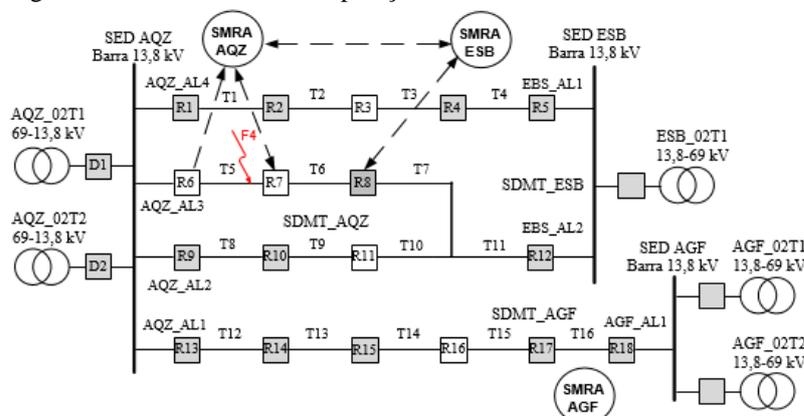
6.3.1 Estudo de Caso I: SMRA aplicado a uma rede de distribuição com religadores e proteções coordenadas

Na Figura 6.6 é mostrada a simulação da falta F4 no trecho T5, o qual é isolado pelo SMRA AQZ enquanto o trecho T6 é recomposto pelo SMRA ESB.

Nesse primeiro estudo de caso é apresentado o processo de recomposição automático realizado pelo SMRA para uma condição de falta em que os IED de proteção estão coordenados. O processo de recomposição inicia-se com o SMRA AQZ recebendo dado do IED associado ao religador R6 responsável pela interrupção da falta. Prosseguindo com o SMRA AQZ, a falta no trecho T5 é localizada, verificando-se e constatando-se que não houve descoordenação das proteções, sendo o trecho afetado isolado por meio da abertura do Religador R7, e realizada a negociação com os subsistemas SMRA ESB e SMRA_AGF. O SMRA_ESB identifica a chave de encontro no alimentador afetado, aceita a proposta do SMRA AQZ e comanda o fechamento do religador R8 para recomposição do trecho T6.

A rede Aquiraz foi representada computacionalmente na sua configuração normal por meio de um meta-modelo RNP integrado a ferramentas de cálculo de curto-circuito e fluxo de carga embarcados no Agente Diagnóstico e Configurador. Na Figura 6.7 é mostrada a RNP da rede Aquiraz representada após a falta e após a recomposição automática realizada pelo SMRA. Na RNP, o setor em falta está indicado na cor vermelha (setor E que corresponde ao trecho T5), os setores são na cor azul, o setor são F a ser recomposto na cor branca, e as arestas ilustradas com linha tracejada indicam equipamentos abertos e com linha cheia indicam equipamentos fechados.

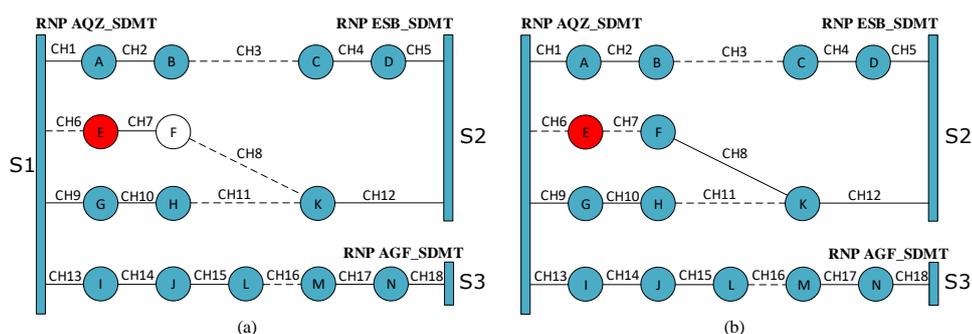
Figura 6.6 - Processo de recomposição do trecho T6.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 6.7a é mostrada a aresta CH6 tracejada, indicando que o religador foi aberto após a falta F4. Na Figura 6.7b é mostrado o setor E isolado (arestas CH6 e CH7 com linhas tracejadas indicando equipamentos abertos) e o setor F foi conectado ao setor K (aresta CH8 que representa a chave de transferência com linha cheia) indicando que o setor F (mudou para cor azul) foi podado da RNP AQZ e inserido na RNP ESB.

Figura 6.7 - Poda e inserção de RNP durante o processo de recomposição do trecho T6 do SDMT AQZ: (a) RNP podada do SDMT AQZ pelo SMRA AQZ e (b) RNP inserido na RNP ESB pelo SMRA ESB.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesse estudo de caso foi utilizado o IED1 representando o IED de proteção associado ao religador R6, o IED2 representando o IED de proteção associado ao religador R7 e o testador hexafásico representando os equipamentos primários (R6, R7 e R8). Ao simular a falta no trecho T5 com o testador hexafásico, o IED1 detecta a falta, comanda a abertura do religador R6 via um sinal de *trip* enviado pelo relé para uma entrada digital do testador e recebe a mudança de estado do R6 através de sinal enviado de uma saída digital do testador. Realizada

essa etapa, o IED envia um *dataset* para o Agente Monitoramento com os nós lógicos das funções de proteção de sobrecorrente instantânea e o estado do religador aberto. O Agente Diagnóstico e Configurador recebe esses dados do Agente Monitoramento e inicia o processo de localização e isolamento do trecho em falta (T5) e negociação para recomposição do trecho são (T6). Na Figura 6.8 é apresentado o *log* de operação do SMRA durante todo o processo de recomposição do trecho T6 após a falta no trecho T5.

Figura 6.8 - Log de atividades dos agentes do SMRA para recompor o trecho T6 após a falta em T5.

```
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem TRIP Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem REQUEST recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Analise de Descoordenacao em S1_AL3
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Protecao Coordenada
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Iniciando Analise de Isolamento
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Setor sob Falta: [Setor: E]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Setores a serem isolados: ['F']
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:49:45 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:49:45 --> Isolando Trecho Defeituoso [CH:CH7]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Iniciando Analise de Restauracao
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Analisando Ramo 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Setores do Ramo 1: ['F']
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH8]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH8]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH8]
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Tratando Ramo ['F']: 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem INFORM recebida
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem CFP recebida
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:49:45 --> SE [S3] nao possui chave de encontro com o ramo ['F']
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem CFP recebida
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:49:45 --> Possivel restauracao do ramo ['F'] por S2
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem PROPOSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem REFUSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> -----
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Analisando proposta 1 de 1.
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Agente S2_ADiag pode restaurar ramo [u'F'] com carregamento de 70.273% da sua SE
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> -----
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem ACCEPT PROPOSE Recebida.
[S2_ACont@localhost:4012] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S2_ACont@localhost:4012] 06/07/2017 22:49:45 --> Iniciando Restauracao do Ramo: [u'F']
[S2_ACont@localhost:4012] 06/07/2017 22:49:45 --> Operando Chave [CH: CH8]
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:49:45 --> Mensagem INFORM Recebida
```

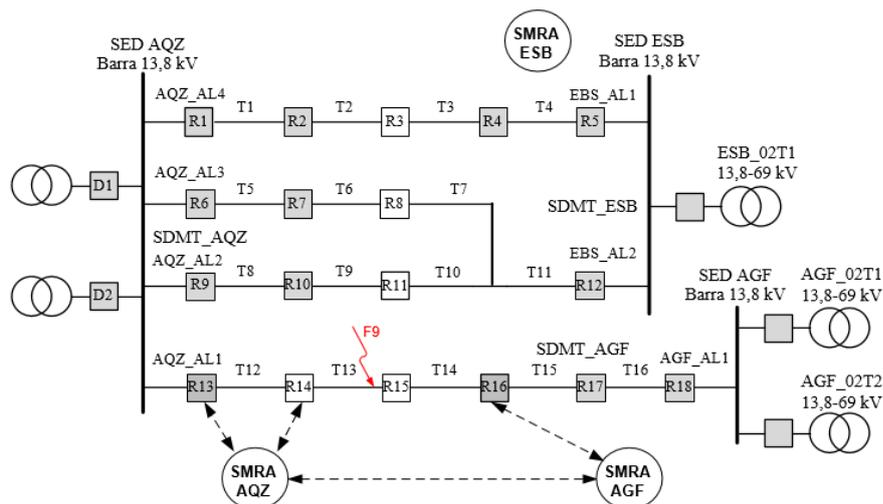
Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3.2 Estudo de Caso II: SMRA aplicado em uma rede de distribuição com religadores e proteções descoordenadas

Neste segundo estudo de caso, após a simulação da falta F9 no trecho T13 (Figura 6.9), o SMRA localiza a falta no respectivo trecho e constata descoordenação entre o IED1 e o IED2 ao receber os estados dos religadores R13 e R14 abertos. Diante desse diagnóstico, o SMRA fecha o religador R13 restabelecendo o trecho T12, comanda a abertura do religador R15, isolando o trecho T13 afetado pela falta, e inicia o processo de negociação com os subsistemas SMRA ESB e SMRA_AGF para recomposição do trecho T14. O SMRA_AGF identifica a chave de encontro no alimentador afetado, aceita a proposta do SMRA AQZ e

comanda o fechamento da chave R16 para recomposição do trecho T14. Na Figura 6.9 é mostrada a simulação da falta F9, com o trecho T12 recomposto pelo SMRA AQZ após constatar a descoordenação das proteções, o trecho T13 isolado pelo SMRA AQZ e o trecho T15 recomposto pelo SMRA AGF através do fechamento do religador R16.

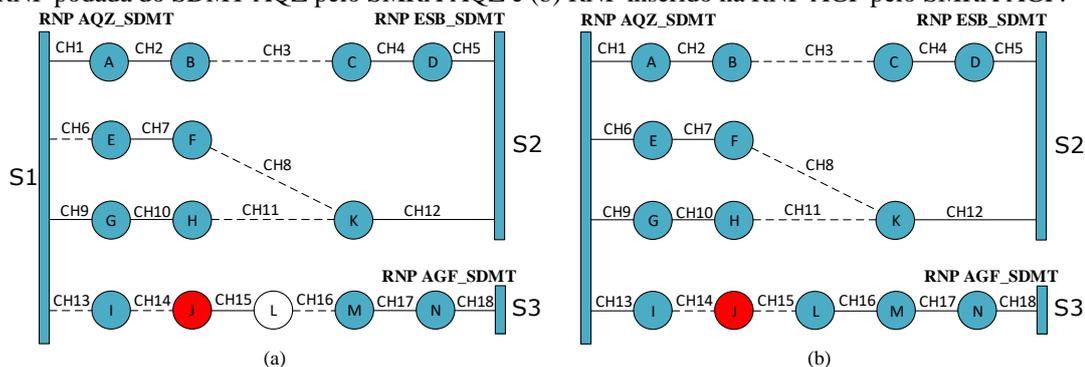
Figura 6.9 - Teste do SMRA aplicado a uma rede de distribuição com religadores e proteções coordenadas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na RNP Aquiraz mostrada na Figura 6.10a são destacadas as arestas CH13 e CH14 com linhas tracejadas (religadores R13 e R14 abertos pelas proteções) e o setor J (que corresponde ao trecho T13 em falta) em vermelho e o trecho L (trecho são a ser recomposto) em branco. Na Figura 6.10b é mostrado o setor J isolado (arestas CH14 e CH15 com linhas tracejadas indicando equipamentos abertos) e o setor L conectado ao setor M (aresta CH16 que representa a chave de transferência com linha cheia) indicando que o setor L (mudou para a cor azul) foi podado da RNP AQZ e inserido na RNP AGF.

Figura 6.10 - Poda e inserção de RNP no processo de recomposição do trecho T13 do SDMT AQZ: (a) RNP podada do SDMT AQZ pelo SMRA AQZ e (b) RNP inserido na RNP AGF pelo SMRA AGF.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No teste realizado foi utilizado o IED1 representando o IED de proteção associado ao religador R13 (CH13), o IED2 representando o IED de proteção associado ao religador R14 (CH14) e o testador hexafásico representando os religadores R13, R14 e R16 (CH13, CH14 e CH16). Ao simular a falta F9 (Figura 6.9) no trecho T13 (J) com o testador hexafásico, os IED 1 e 2 atuam comandando a abertura dos religadores R13 e R14 (CH13, CH14) representados pelo testador hexafásico, e recebem deste o estado dos respectivos religadores. A seguir os IED enviam os dados da falta para o SMRA que procede o processo de análise e recomposição dos trechos sãos, conforme *log* de atividades ilustrado na Figura 6.11.

Figura 6.11 - Log de atividades dos agentes do SMRA durante o processo de recomposição do trecho T13 após atuação descoordenada das proteções.

```
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem TRIP Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REQUEST recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Analise de Descoordenacao em S1_AL1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Protecao Descoordenada
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Iniciando correcao de Descoordenacao
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Isolando trecho sob Falta [CH:CH14]
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Reestabelecendo trecho descoordenado [CH: CH13]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Iniciando Analise de Isolamento
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Setor sob Falta: [Setor: J]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Setores a serem isolados: ['L']
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:34:21 --> Isolando Trecho Defeituoso [CH:CH15]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Iniciando Analise de Restauracao
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Analisando Ramo 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Setores do Ramo 1: ['L']
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Tratando Ramo ['L']: 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM recebida
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem CFP recebida
[S2_ADiag@localhost:4007] 06/07/2017 22:34:21 --> SE [S2] nao possui chave de encontro com o ramo ['L']
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem CFP recebida
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:34:21 --> Possivel restauracao do ramo ['L'] por S3
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REFUSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem PROPOSE recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> -----
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Analisando proposta 1 de 1.
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Agente S3_ADiag pode restaurar ramo [u'L'] com carregamento de 32.825% da sua SE
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> -----
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem ACCEPT PROPOSE Recebida.
[S3_ACont@localhost:4019] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S3_ACont@localhost:4019] 06/07/2017 22:34:21 --> Iniciando Restauracao do Ramo: [u'L']
[S3_ACont@localhost:4019] 06/07/2017 22:34:21 --> Operando Chave [CH: CH16]
[S3_ADiag@localhost:4014] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 22:34:21 --> Mensagem INFORM Recebida
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

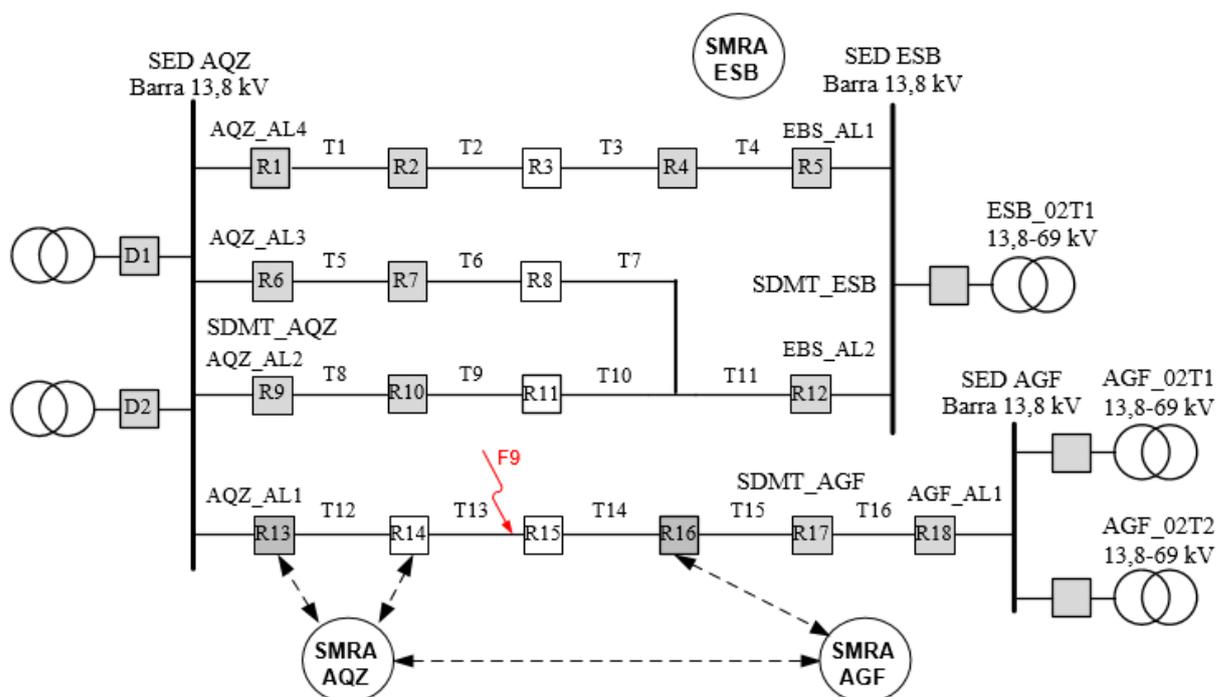
6.3.3 Estudo de Caso III: SMRA aplicado em uma rede de distribuição com chaves motorizadas

Neste estudo de caso é apresentado o processo de recomposição automático realizado pelo SMRA para uma condição em que os alimentadores da rede Aquiraz são

protegidos apenas pelos IED de proteção associados aos religadores nas saídas de alimentadores e chaves motorizadas são distribuídas ao longo dos alimentadores em substituição aos religadores. Nesse caso, os religadores R2, R7, R10, R14 e R15 e R17 foram configurados para operar como chaves motorizadas e os IED como dispositivos de controle de chave.

Após a simulação da falta F9 (ver Figura 6.12), o SMRA AQZ recebe os dados de falta do IED1 associado ao Religador R13 e utiliza-se do mesmo algoritmo de análise de descoordenação das proteções para abrir a chave R14 e fechar o religador R13, recompondo desta forma o trecho são T12 localizado a montante do trecho T13 afetado pela falta. A seguir, o SMRA AQZ comanda a abertura da chave R15, isolando o trecho afetado pela falta e inicia o processo de negociação com os subsistemas SMRA ESB e SMRA_AGF para recomposição do trecho T14. O SMRA_AGF identifica a chave de encontro no alimentador afetado, aceita a proposta do SMRA AQZ e comanda o fechamento da chave R16 para recomposição do trecho T14. Na Figura 6.12 é mostrado a simulação da falta F9 com o trecho T12 recomposto, o trecho T13 isolado pelo SMRA AQZ e o trecho T14 recomposto pelo SMRA AGF através do fechamento da chave R16.

Figura 6.12 - Teste do SMRA aplicado a uma rede de distribuição com chaves motorizadas ao longo dos alimentadores.

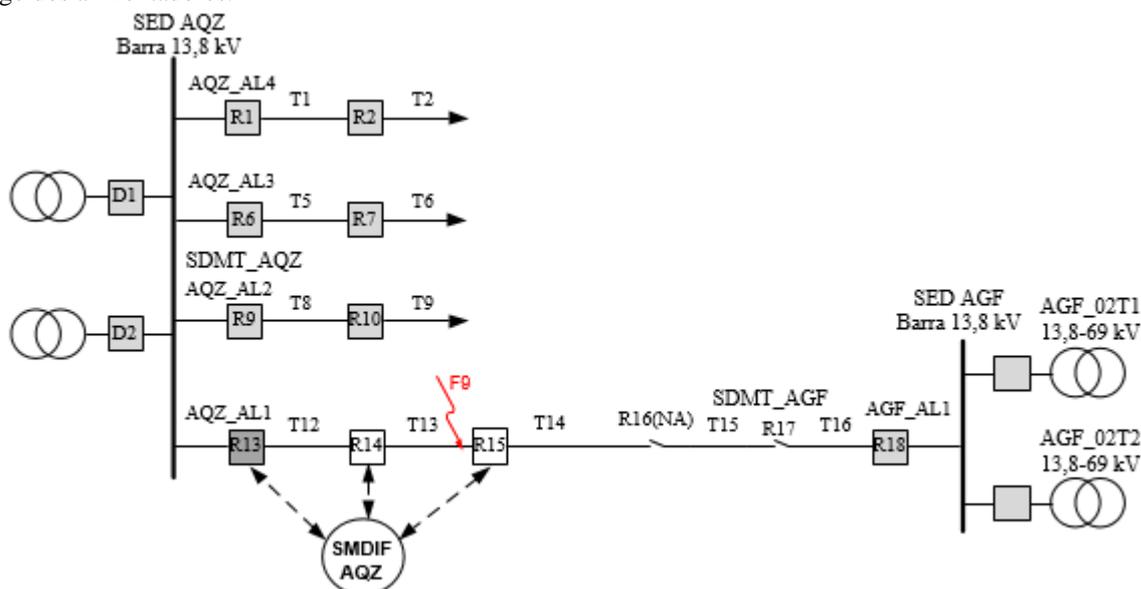


Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3.4 Estudo de Caso IV: SMRA aplicado em uma rede de distribuição radial com chaves motorizadas e manuais

O SMDIF foi testado na rede Aquiraz com topologia radial com recurso, considerando os alimentadores do SDMT AQZ com chaves motorizadas e os alimentadores das subestações AGF e ESB, bem como os encontros de alimentadores com chaves manuais. Na Figura 6.13 é apresentada a simulação da falta F9 no trecho T13 para teste e validação do SMDIF.

Figura 6.13 - Teste do SMDIF aplicado a uma rede de distribuição radial com chaves motorizadas e manuais ao longo dos alimentadores.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Seguindo o mesmo procedimento do SMRA, após a simulação da falta F9, o SMDIF localizou e isolou o trecho T13 afetado pela falta e identificou o trecho T12 como são, por meio da análise de descoordenação e fechou o religador R13 restabelecendo o suprimento a este trecho. Além disso, o SMDIF informa que o trecho T14 pode ser restabelecido por outra subestação através do fechamento da chave R16. Na Figura 6.14 é apresentado o log de atividades dos agentes do SMDIF iniciado a partir da atuação da proteção.

Figura 6.14 - Log de atividades dos agentes do SMDIF durante o processo de recomposição do trecho T13.

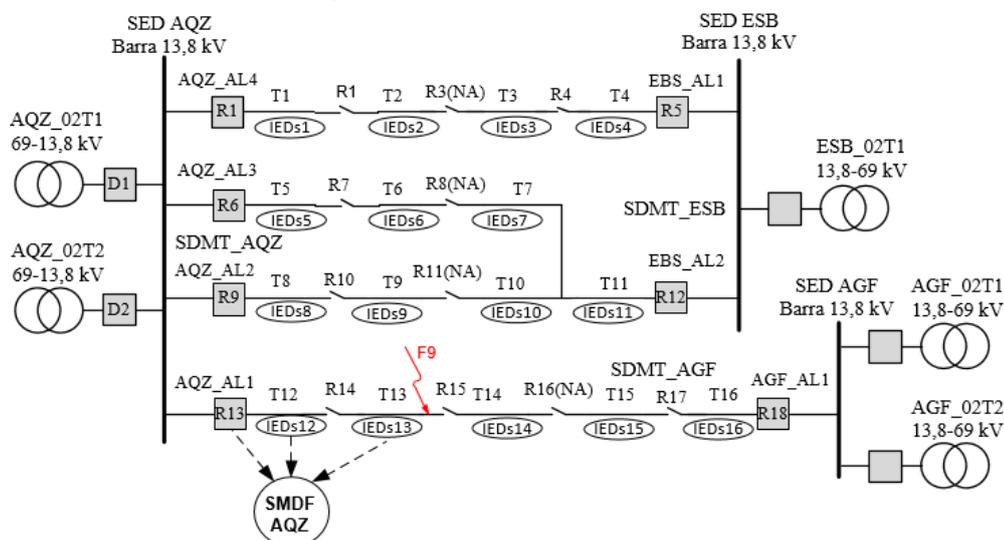
```
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem TRIP Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem REQUEST recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Analise de Descoordenacao em S1_AL1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Protecao Descoordenada
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Iniciando correcao de Descoordenacao
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Isolando trecho sob Falta [CH:CH14]
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Reestabelecendo trecho descoordenado [CH: CH13]
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Iniciando Analise de Isolamento
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Setor sob Falta: [Setor: J]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Setores a serem isolados: ['L']
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 23:06:47 --> Isolando Trecho Defeituoso [CH:CH15]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Iniciando Analise de Restauracao
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Analisando Ramo 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Setores do Ramo 1: ['L']
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Possivel Restauracao de Ramo 1 por outra SE atraves de [CH: CH16]
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 23:06:47 --> Tratando Ramo ['L']: 1 de 1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 23:06:47 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 23:06:52 --> -----
[S1_ANeg@localhost:4006] 06/07/2017 23:06:52 --> -----
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3.5 Estudo de Caso V: SMDF aplicado em uma rede de distribuição com chaves manuais

O SMDF foi testado na rede Aquiraz considerando os alimentadores protegidos pelos IED de proteção associados aos religadores nas saídas de alimentadores e chaves manuais e sinalizadores de falta substituindo os religadores com seus respectivos IED de proteção, conforme mostrado na Figura 6.15.

Figura 6.15 - Teste do SMDF aplicado a uma rede de distribuição com chaves manuais e IED sinalizadores de faltas ao longo dos alimentadores.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao simular a falta F9 em T13, o SMDF recebe dados da falta do IED1 associado ao religador R13 e indicação de passagem da falta nos trechos T12 e T13 através dos IED sinalizadores de falta IEDs12 e IEDs13, respectivamente. A partir desses dados, o SMDF localiza a falta no trecho T13 e informa ao operador a sequência de chaveamento para recompor o trecho T14. Na Figura 6.16 é apresentado o *log* de atividades dos agentes do SMDF.

Figura 6.16: Log de atividades dos agentes do SMDF.

```
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem TRIP Recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem REQUEST recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Analise de Descoordenacao em S1_AL1
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Protecao Descoordenada
[S1_AMonit@localhost:4004] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem INFORM Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Iniciando correcao de Descoordenacao
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Chave CH14 nao possui IP cadastrado
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Impossivel corrigir descoordenacao.
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Iniciando Analise de Isolamento
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Setor sob Falta: [Setor: J]
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Setores a serem isolados: ['L']
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem REQUEST Recebida
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Iniciando Isolamento de Trecho
[S1_ACont@localhost:4005] 06/07/2017 22:43:22 --> Chave CH15 nao possui IP cadastrado
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Mensagem INFORM recebida
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> -----
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Iniciando Analise de Restauracao
[S1_ADiag@localhost:4000] 06/07/2017 22:43:22 --> Restauracao nao pode ser realizada [Falta nao isolada]
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3.6 Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas do SMAD padrão FIPA

Na Tabela 6.6 é apresentado um resumo dos resultados obtidos nos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF aplicados na rede de distribuição de Aquiraz.

Tabela 6.6 - Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA.

Estudo de Caso	Sistema Testado	Local da Falta	Resultados dos testes
I	SMRA	F4	Neste teste o SMRA AQZ recebeu dados dos IED, localizou a falta no trecho T5, analisou a descoordenação das proteções, isolou o trecho afetado e negociou com o SMRA AGF e o SMRA ESB a recomposição do trecho T6. O SMRA ESB restabeleceu o fornecimento de energia do trecho T6 que atende o total de 168 clientes e 2,5 MVA de carga.
II	SMRA	F9	Neste teste o SMRA AQZ localizou a falta no trecho T13, analisou e constatou descoordenação das proteções, isolou o trecho T13 afetado pela falta, restabeleceu o fornecimento de energia do trecho T12 que atende um total de 1.375 clientes que representa uma carga de 5,9 MVA. Além disso, o SMRA AQZ negociou com o SMRA AGF e o SMRA ESB, ficando o SMRA AGF responsável pelo restabelecimento do trecho são T16 que atende um total de 616 clientes e representa uma carga total de 1,8 MVA.

Continua.

Tabela 6.76 - Resumo dos resultados dos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF padrão FIPA (Continuação).

Estudo de Caso	Sistema Testado	Local da Falta	Resultados dos testes
III	SMRA	F9	Neste estudo de caso os religadores, com exceção das saídas de alimentadores, foram substituídos por chaves motorizadas. Durante o teste, o SMRA AQZ localizou a falta no trecho T13, utilizou o algoritmo de descoordenação das proteções para abrir o religador R14 e fechar o R13 e consequentemente restabeleceu o fornecimento de energia do trecho T12 que atende um total de 1.375 clientes que representa uma carga de 5,9 MVA. Além disso, o SMRA AQZ negociou com o SMRA AGF e o SMRA ESB, ficando o SMRA AGF responsável pelo restabelecimento do trecho são T16 que atende um total de 616 clientes e representa uma carga total de 1,8 MVA.
IV	SMDIF	F9	O SMDIF AQZ localizou o trecho e isolou o trecho T13 afetado pela falta, restabeleceu o fornecimento de energia do trecho T12 a montante do trecho em falta, que atende um total de 1.375 clientes e representa uma carga total de 5,9 MVA. Mesmo não tendo como negociar a recomposição do trecho T14, o SMDIF gerou um log de eventos para informa ao operador a chave CH16 a ser fechada para transferência de carga do trecho T14.
V	SMDF	F9	Apesar de não ter condições de recompor os trechos são por falta de equipamentos primários no SDMT que permita comando de abertura e fechamento remoto, o SMDF gerou um log de eventos mostrando as tentativas de abertura das chaves CH14 e CH15, o setor afetado pela falta e o setor a ser isolado. Também é enviada mensagem ao operador indicando que a falta não foi isolada e a restauração não foi possível.

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4 Etapa de implantação e teste do SMIED padrão IEC 61.850

O sistema multiagente de IED (SMIED), conforme descrito anteriormente, consiste em um conjunto de IED Proteção com funções distribuídas formadas por nós lógicos (NL) que operam como sistema multiagente, compartilhando informações entre si, via mensagem GOOSE padrão IEC 61.850, para solução de problemas, independente de ações humanas.

6.4.1 Etapa de implantação do SMIED padrão IEC 61.850

6.4.1.1 Plataforma de implementação e testes do SMIED

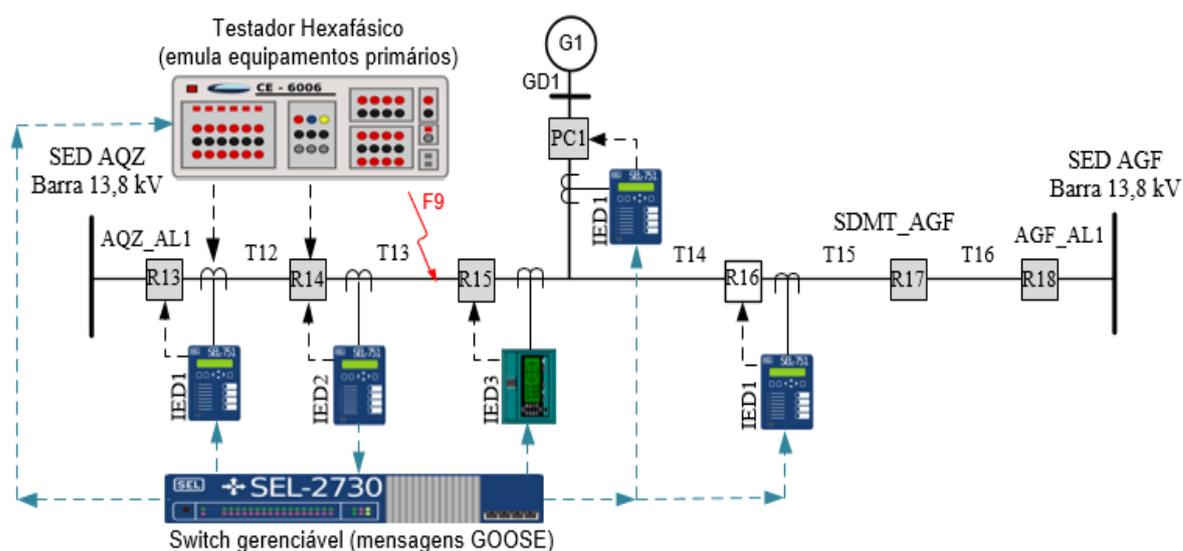
O SMIED foi implementado na plataforma computacional mostrada na Figura 6.17 utilizando os seguintes equipamentos:

- três IED de proteção de sobrecorrente, padrão IEC-61850, sendo dois IED modelo SEL 751 de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL) e um IED de proteção, modelo SEPAM T87 de fabricação da *Schneider*;

- um *Switch Ethernet* gerenciável com configuração de mensagens prioritárias via rede local virtual (VLAN) e sistema de gerenciamento de rede seguro e interoperável para automação de sistemas elétricos, modelo SEL-2730 de fabricação da *Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)*;
- testador hexafásico modelo CE-6006 de fabricação Conprove;
- computador portátil tipo *laptop*.

No diagrama unifilar do alimentador AQZ_AL1 da Figura 6.17, é mostrado o esquemático com os IED de proteção (IED1, IED2 e IED 3) integrados ao testador hexafásico (emula os TC, religadores e chaves) por meio de um *switch* de comunicação padrão IEC 61.850.

Figura 6.17 - Esquemático da plataforma de implementação e testes do SMIED Padrão IEC 61.850.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o laboratório dispõe de apenas três IED de proteção, observa-se no esquemático da Figura 6.17 que durante as etapas de implantação e teste para validação do SMIED o IED1 foi deslocado para diferentes pontos do alimentador AQZ_AL1 para viabilizar os testes das diferentes funções do SMIED. Para teste e validação do SMIED foram simuladas faltas (F9) no trecho T13, conforme indicado no diagrama unifilar da Figura 6.17.

A partir do esquemático da Figura 6.17 foram implementados e testados os seguintes agentes do SMIED, conforme apresentados a seguir:

- agente seletividade lógica bidirecional adequado para SDMT com topologia radial com recurso;
- agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho;

- agente anti-ilhamento;
- agente recomposição automática.

6.4.1.2 Implantação do projeto SMIED da SED AQZ para teste de integração dos agentes do SMIED

A implantação das funções lógicas dos agentes IED é realizada em três etapas: na primeira etapa são implantados os ajustes das funções de proteção nos IED, na segunda etapa são implantados os *datasets* e mensagens GOOSE no software de comunicação padrão IEC 61.850 e na terceira fase são implantadas as lógicas de comunicação no mesmo software de parametrização dos IED. Na Tabela 6.8 são especificados os equipamentos e os códigos, endereços IP e softwares utilizados nos testes de validação do SMIED.

Tabela 6.8 - Codificação, endereços IP e software de comunicação dos equipamentos utilizados na implementação e testes dos agentes IED, padrão IEC 61.850, do SMIED.

Equipamentos da Plataforma	Código dos Agentes IED	Endereço IP	Softwares de Parametrização	de Software de Comunicação
Laptop	-	192.168.1.10	-	-
IED 1 (IED SEL 751)	AL1_IED1_R13	192.168.1.51	AcSELERator Set	Quick AcSELERator Architect
IED 2 (IED SEL 751)	AL1_IED2_R14	192.168.1.52	AcSELERator Set	Quick AcSELERator Architect
IED 3 (IED SEPAM T87)	AL1_IED3_R15	192.168.1.53	SFT2841	CET850
Testador Hexafásico	IED1, IED2 e IED3	Dinâmico	Sequenc	Sequenc

Fonte: Elaborado pelo autor.

O processo de implantação dos agente seletividade, agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho, agente anti-ilhamento e agente recomposição inicia-se com a implantação do projeto SCL da SED AQZ nos Softwares de Comunicação AcSELERator Architect da SEL e CET850 da Schneider, conforme mostrado no Apêndice C.

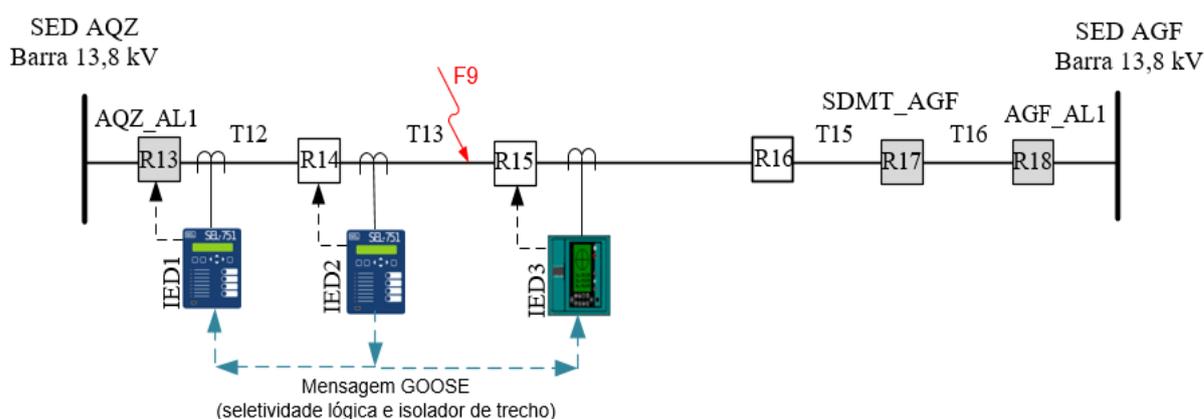
6.4.2 Etapa de teste do SMIED padrão IEC 61.850

Nesta seção são apresentados os esquemáticos de comunicação e os resultados dos testes de validação dos agentes realizados a partir da plataforma mostrada na Figura 6.17.

6.4.2.1 Esquema de teste do agente seletividade lógica

Na Figura 6.18 é apresentada a simulação da falta F9 no trecho T13, o sentido de envio de mensagens GOOSE do AL1_IED2_R14 para os demais IED (AL1_IED1_R13 e AL1_IED3_R15), o religador R14 aberto pela atuação da função de sobrecorrente instantânea do AL1_IED2_R14 e o religador R13 fechado, em função do bloqueio da função de sobrecorrente instantânea, código ANSI 50, do AL1_IED1_R13 realizado pelo AL1_IED2_R14. Além disso, é mostrado no diagrama R15 aberto, indicando que o IED3 recebeu mensagem GOOSE do IED2 e isolou o trecho T13 afetado pela falta.

Figura 6.18 - Esquemático de simulação do agente seletividade lógica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 6.9 são mostradas as mensagens GOOSE implementadas nos AL1_IED1_R13, AL1_IED2_R14, AL1_IED3_R15 e no Testador Hexafásico para teste e validação da função seletividade lógica que compõe o SMIED.

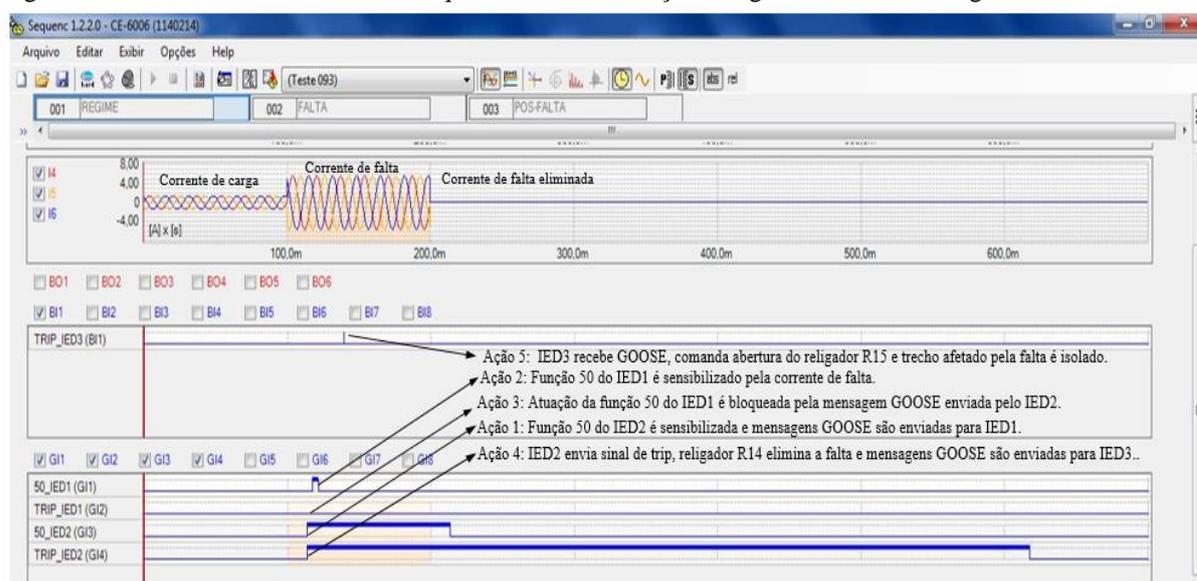
Tabela 6.9 - Estrutura de comunicação do agente seletividade lógica implementada no SMIED e as respectivas mensagens GOOSE.

Código AgentesIED	dos	Endereço IP	Mensagens GOOSE	
			Enviadas	Recebidas
AL1_IED1_R13		192.168.1.51	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
AL1_IED2_R14		192.168.1.52	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general	-
AL1_IED3_R15		192.168.1.53	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
Testador Hexafásico (IED1, IED2 e IED3)	Dinâmico		-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 6.19 são apresentados os registros oscilográficos dos estados da corrente antes, durante e após a eliminação da falta F9 simulada e os registros digitais das ações dos IED1, IED2 e IED3 e dos religadores emulados pelo Testador Hexafásico, obtidos nos testes de validação do Agente Seletividade Lógica e Isolador de Trecho. Conforme mostrado na Figura 6.19, o Agente Seletividade Lógica e Isolador de Trecho iniciou sua atuação no momento em que a função de sobrecorrente instantânea (50) do IED2 foi sensibilizada e enviou mensagens GOOSE para o IED1 bloquear a atuação da sua função 50, logo após sensibilização. Na sequência observa-se que a função 50 do IED1 foi sensibilizada, mas teve sua atuação bloqueada pela mensagem GOOSE enviada pelo IED. A seguir o IED2 comanda a abertura do religador R14 e envia sinal de comando, via mensagens GOOSE, para o IED 3 comandar a abertura do religador R15. Dessa forma, constata-se que Agente Seletividade Lógica e Isolador de Trecho cumpriu sua função satisfatoriamente ao evitar a atuação descoordenada das funções de sobrecorrente instantânea e isolar o trecho T13 afetado pela falta.

Figura 6.19 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente seletividade lógica.



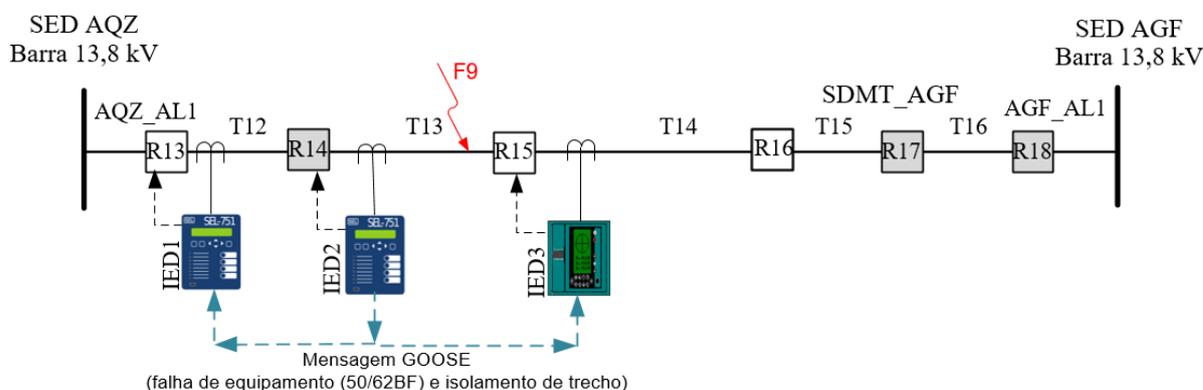
Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.2.2 Esquema de implantação e teste do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho

Na Figura 6.20 é mostrada a simulação da falta F9 no trecho T13, a indicação de envio de mensagens GOOSE do AL1_IED2_R14 para o AL1_IED1_R13 e para o AL1_IED3_R15, após detectar falha do religador R14 implementados no SMIED. Ao identificar falha do R14, o AL1_IED2_R14 envia mensagem GOOSE para o AL1_IED1_R13

comandar a abertura do religador R13 e para o AL1_IED3_R15 comandar a abertura do religador R15, isolando o trecho T13 afetado pela falta.

Figura 6.20 - Esquemático de simulação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho coletados do testador hexafásico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 6.10 são mostradas as mensagens GOOSE implementadas nos AL1_IED1_R13, AL1_IED2_R14, AL1_IED3_R15 e no Testador Hexafásico para teste e validação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho.

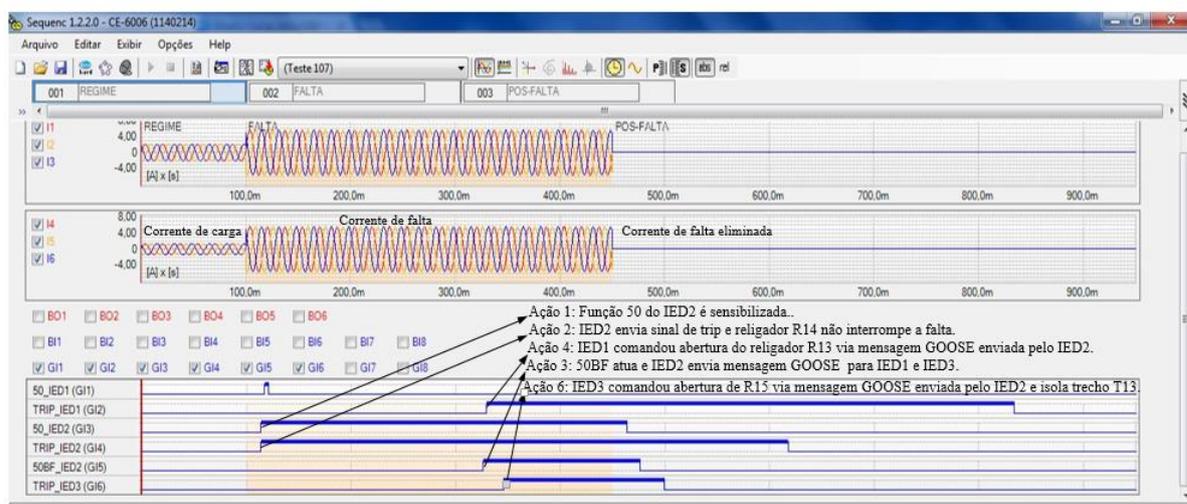
Tabela 6.10 - Estrutura de comunicação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho implementada no SMIED.

Código dos Agentes IED	Endereço IP	Mensagens GOOSE	
		Enviadas	Recebidas
AL1_IED1_R13	192.168.1.51	-	PRO.BFR1RBRF1.OpEx.general
AL1_IED2_R14	192.168.1.52	PRO.BFR1RBRF1.OpEx.general ANN.LTGGIO5.Ind05.stVal	-
AL1_IED3_R15	192.168.1.53	-	PRO.BFR1RBRF1.OpEx.general ANN.LTGGIO5.Ind05.stVal
Testador Hexafásico (IED1, IED2 e IED3)	Dinâmico	-	PRO.BFR1RBRF1.OpEx.general

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados dos testes do Agente Detector de Falha de Equipamento e Isolador de Trecho coletados do Testador Hexafásico são mostrados na Figura 6.21, em que a função de sobrecorrente instantânea (50) do IED2 foi sensibilizada e a seguir comandou abertura do religador R14. O religador R14 não interrompeu a falta, o IED2 identificou a falha no religador R14, enviou mensagem GOOSE para o IED1 comandar R13 e eliminar a falta e para o IED3 comandar a abertura do Religador R15, isolando o trecho afetado pela falta. A seguir o religador R13 interrompeu a falta e o R15 isolou o trecho T13 afetado pela mesma.

Figura 6.21 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho.

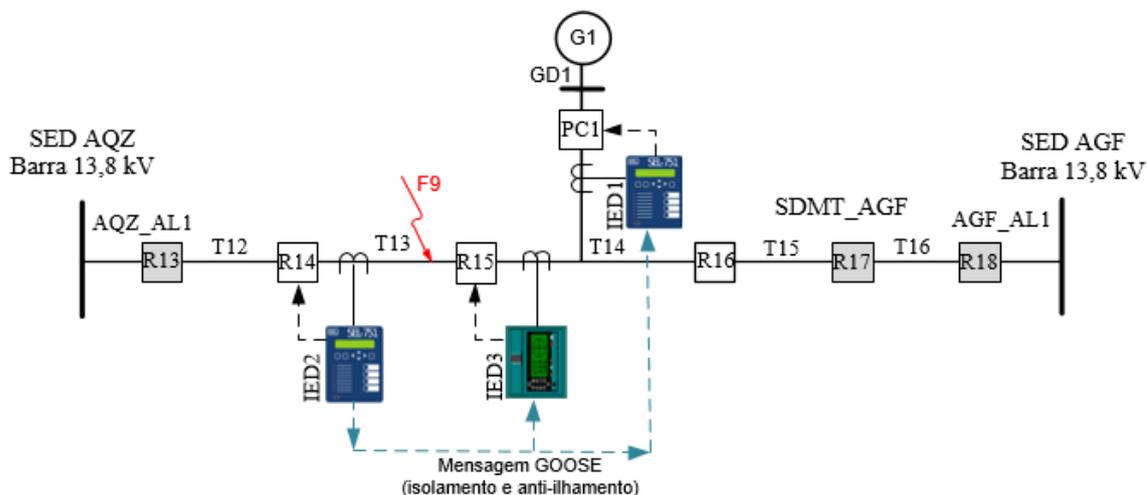


Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.2.3 Esquema de implantação e teste do agente anti-ilhamento

Na Figura 6.22 é apresentada a simulação da falta F9 no trecho T13, o envio de mensagens GOOSE do AL1_IED2_R14 para o AL1_IED3_R15 associado ao religador R15 e para o AL1_IED1_R13 associado ao disjuntor PC1 do ponto de conexão da GD1. Após a falta F9, o AL1_IED2_R14 comanda a abertura do religador R14, envia mensagem GOOSE para o AL1_IED3_R15 comandar a abertura do religador R15, isolando o trecho afetado pela falta, e para o AL1_IED1_R13 comandar a abertura do disjuntor PC1 do ponto de conexão, de forma a evitar a operação ilhada da GD1.

Figura 6.22 - Esquemático de simulação do agente isolador de trecho e anti-ilhamento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 6.11 são mostradas as mensagens GOOSE implementadas nos AL1_IED1_R13, AL1_IED2_R14, AL1_IED3_R15 e no Testador Hexafásico para teste e validação do agente anti-ilhamento e isolador de trecho.

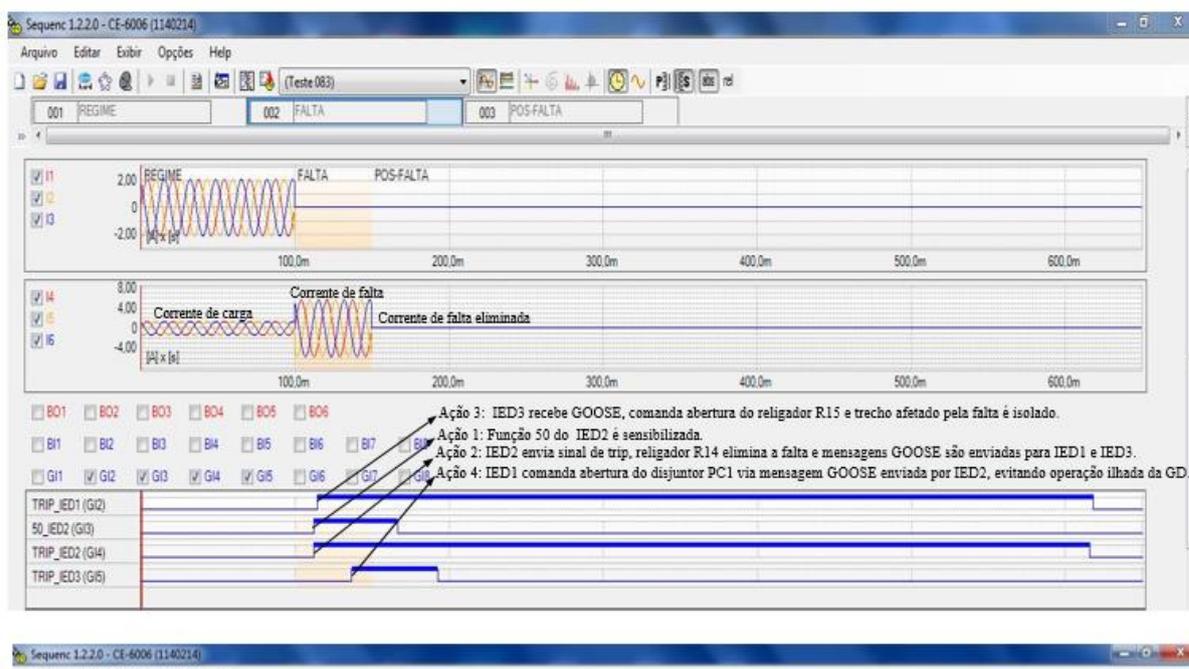
Tabela 6.11 - Estrutura de comunicação do agente anti-ilhamento implementada no SMIED.

Código dos Agentes IED	Endereço IP	Mensagens GOOSE	
		Enviadas	Recebidas
AL1_IED1_R13	192.168.1.51	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general	-
AL1_IED2_R14	192.168.1.52	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
AL1_IED3_R15	192.168.1.53	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
Testador Hexafásico (IED1, IED2 e IED3)	Dinâmico	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados dos testes do Agente Isolador de Trecho e Anti-ilhamento coletados do Testador Hexafásico são mostrados na Figura 6.23. Conforme mostrado na Figura 6.23, a função de sobrecorrente instantânea (50) do IED2 foi sensibilizada e a seguir comandou abertura do religador R14 e enviou mensagem GOOSE para o IED1 e para o IED3. Dessa forma, o IED3 comandou a abertura do religador R15, isolando o trecho afetado pela falta, e o IED1 comandou a abertura do disjuntor PC1, garantindo que a DG1 não opere de forma isolada.

Figura 6.23 - Resultados dos testes do esquemático de simulação do agente isolador de trecho e anti-ilhamento.

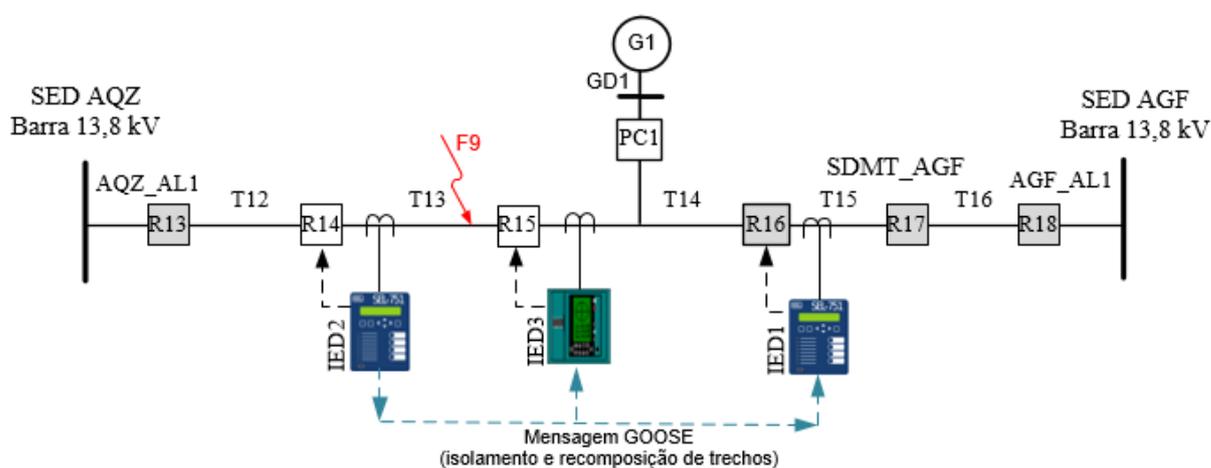


Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.2.4 Esquema de implantação e teste do agente isolador de trechos e recomposição automática

Na Figura 6.24 é apresentada a simulação da falta F9 no trecho T13, o envio de mensagens GOOSE do AL1_IED2_R14 para o AL1_IED3_R15 associado ao religador R15 e para o AL1_IED1_R13 associado ao religador R16 do ponto de encontro com o alimentador AGF_AL1 suprido pela SED AGF. Nesta simulação é mostrado que a falta foi interrompida pelo religador R14 e a partir do comando do AL1_IED2_R14, o religador R15 foi aberto, o trecho T13 afetado pela falta foi isolado e o trecho são T14 foi restabelecido através do fechamento do religador R16.

Figura 6.24 - Esquemático de simulação do agente recomposição automática.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 6.12 são mostradas as mensagens GOOSE implementadas nos AL1_IED1_R13, AL1_IED2_R14, AL1_IED3_R15 e no Testador Hexafásico para teste e validação do agente recomposição automática.

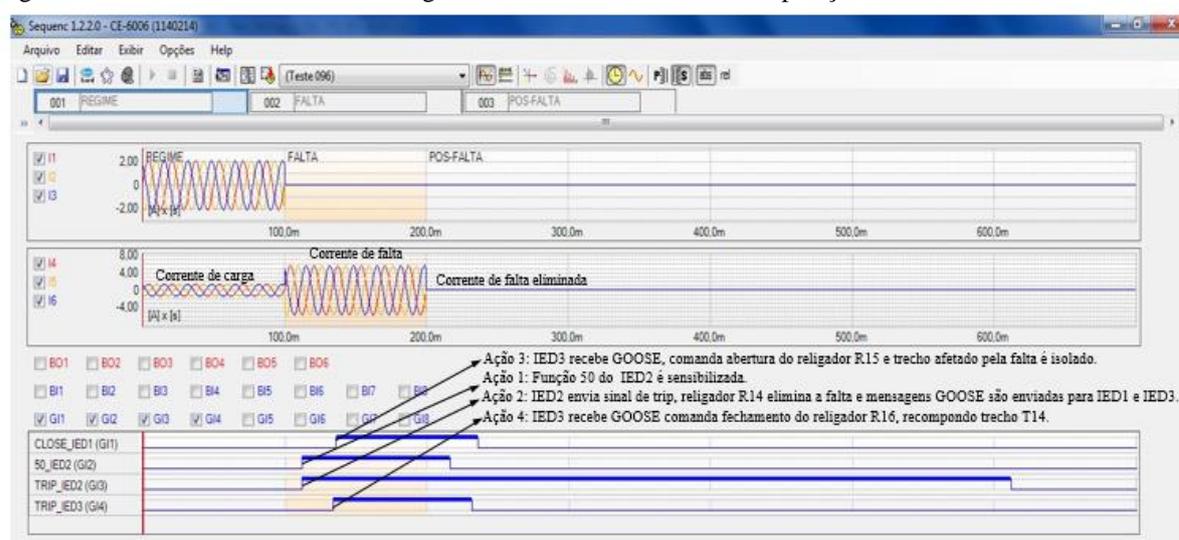
Tabela 6.12 - Estrutura de comunicação do agente isolador de trechos e recomposição automática implementado no SMIED.

Código dos Agentes IED	Endereço IP	Mensagens GOOSE	
		Enviadas	Recebidas
AL1_IED1_R13	192.168.1.51	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general	-
AL1_IED2_R14	192.168.1.52	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
AL1_IED3_R15	192.168.1.53	-	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general
Testador Hexafásico (IED1, IED2 e IED3)	Dinâmico	PRO.P1TPIOC1.Str.general PRO.N1TPIOC5.Str.general	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados dos testes do agente isolador de trechos e recomposição automática implementado no SMIED coletados do Testador Hexafásico são mostrados na Figura 6.25. Conforme mostrado na Figura 6.25, o Agente Isolador de Trecho e Anti-ilhamento foi capaz de isolar o trecho afetado pela falta abrindo o Religador R15 e comandar o fechamento do Religador R14, transferindo desta forma a carga do trecho T14 para o alimentador AGF_AL1 do SDMT_AGF.

Figura 6.25 - Resultados dos testes do agente isolador de trechos e recomposição automática.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6.5 Considerações finais

Neste Capítulo foram apresentadas as etapas de implementação e teste dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF, padrão FIPA, desenvolvidos em PADE e a implementação e teste dos agentes do Sistema Multiagente IED (SMIED) padrão IEC 61.850. Os resultados dos testes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF demonstraram que a metodologia de Projeto Orientado a Agente (POA) proposta nesta Tese é adequada para desenvolvimento de funções inteligentes e distribuídas para automação da distribuição aplicada a SDMT com diversos tipos de configurações e tecnologias de equipamentos. Neste Capítulo foram apresentados a implementação e os testes dos subsistemas do SMAD aplicados à rede de distribuição de média tensão de Aquiraz. Além dos resultados apresentados nesta Tese, um SMRA foi testado e validado por Barbosa (2017) em rede de distribuição de média tensão composta de 45 Barras com elevado nível de complexidade.

Os testes dos agentes do SMIED implementados comprovam que os IED Proteção, baseados na norma IEC 61.850, possuem recursos para desenvolvimento de agentes inteligentes com capacidade de cooperar entre si para solução de problemas, por meio de publicação de mensagens GOOSE, no entanto não dispõem de um protocolo de comunicação capaz de realizar negociação entre os agentes.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

O trabalho apresentado nesta Tese propôs uma metodologia de Projetos Orientados a Agentes (POA) para desenvolvimento de um Sistema de Multiagente para Automação da Distribuição de Energia em Média Tensão (SMAD), o qual visa contribuir para consolidar a aplicação de sistemas distribuídos na automação de sistemas elétricos e no avanço das redes elétricas inteligentes (REI).

O projeto arquitetural do SMAD compreende um conjunto de subsistemas que abrange Sistema Multiagente de Diagnóstico de Falta (SMDF), Sistema Multiagente de Diagnóstico, Localização e Isolação de Falta (SMDIF), Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA), Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Geração Distribuída (SMGD), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Microrredes (SMGM), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Qualidade da Energia (SMGQE), Sistema Multiagente de Gerenciamento de Medição de Energia (SMGM), Sistema Multiagente de Controle de Tensão (SMCT), Sistema Multiagente de Monitoramento de Equipamentos (SMME) e Sistema Multiagente de Gestão de Ativos da rede elétrica (SMGA), todos baseados no padrão FIPA e um Sistema Multiagente de IED (SMIED) baseado no padrão IEC 61.850.

Dentro do escopo da Tese, a metodologia de POA proposta foi aplicada durante todo o ciclo de vida (etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e testes) dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDIF padrão FIPA e do SMIED padrão IEC 61.850, deixando como legado para novos pesquisadores e desenvolvedores um conjunto de modelos, ferramentas e diretrizes aplicadas nas etapas de planejamento, análise, projeto, implementação e testes de sistemas multiagentes, entre as quais estão:

- ontologias baseada no padrão XML-RNP;
- uso de um conjunto de agentes com inteligência embarcada em hardware independente das tecnologias dos IED utilizados na rede elétrica;
- SMA composto de um conjunto de agentes com características modulares adequado para aplicação na automação de SDMT com diferentes topologias e recursos tecnológicos;

- um simulador de rede para análise das restrições operativas com base em cálculos elétricos de fluxo de carga e curto-circuito, que utiliza configurador e simulador de rede composto de metamodelo XML-RNP integrado às ferramentas de cálculos elétricos;
- modelos de agentes padrão IEC 61.850 baseados em mensagens GOOSE;
- interface padrão IEC 61.850 para integração de SMA a IED padrão IEC 61.850.

A partir dos testes realizados constatou-se que os agentes dos subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF do SMAD propostos possuem:

- flexibilidade, característica exigida de um agente inteligente, ao tomar decisão para atingir suas metas de forma correta em situações dinâmicas (faltas, faltas com falha de equipamento e faltas com IED de proteção descoordenados), capaz de suportar replicações em diferentes topologias de redes elétricas (SDMT radial e radial com recurso) com diferentes recursos operacionais e tecnológicos (religadores com IED de proteção, chaves com IED de controle e chaves manuais com indicadores de falta), e ter capacidade de analisar diversas ações possíveis, a partir das quais realizam a escolha da ação mais adequada com base em prioridades elevando em conta as restrições operativas;
- autonomia ao realizar ações planejadas de localizar e isolar trechos em falta e recompor trechos para uma falta sem falhas de equipamento ou descoordenação e construir um novo plano (na ocorrência de falha de equipamentos, descoordenação ou violação de restrição operativa);
- extensibilidade ao serem projetados com poucas funcionalidades (SMDF aplicado em sistemas radiais/radiais com recurso com chaves manuais e sinalizadores de falta), com quantidade de funcionalidades intermediárias (SMDIF aplicado em alimentadores radiais composto de religadores e chaves motorizadas) e com funcionalidades com maior nível de complexidade (SMRA aplicados em sistemas radiais com recursos);
- tolerância à falha ao ter capacidade de solucionar problemas como falha de equipamento, descoordenação das proteções, falha de comunicação, mesmo quando uma parte do sistema falhar, de forma a atingir as metas para as quais foi projetado, sem afetar o desempenho do sistema;
- protocolos de comunicação padrão FIPA que permitem a recomposição automática da rede por meio de cooperação e negociação de propostas entre

agentes e permitem a interoperabilidade com outros sistemas multiagentes padrão FIPA;

- interface de comunicação TCP/IP para integração dos subsistemas padrão FIPA desenvolvidos no PADE com IED que utilizam este mesmo padrão (os subsistemas SMRA, SMDIF e SMDF implantados em dispositivos Raspberry Pi foram integrados aos IED via protocolo MMS padrão IEC 61.850;
- ontologias especificadas em XML-RNP que permitem o compartilhamento da estrutura de informação da rede elétrica, a compreensão da mesma durante a troca de mensagens entre agentes e a sua reutilização em várias aplicações;
- inteligência embarcada, com capacidade de análise da rede elétrica e de emissão de relatório para suporte ao operador.

Além dos protocolos de comunicação FIPA implementados e testados nos subsistemas SMIED, SMDLIF e SMRA, dois grupos de serviços de comunicação baseados no conceito de interface de serviço de comunicação abstrata (*Abstract Communication Service Interface* - ACSI), padronizado na Norma IEC 61.850, foram implementados e testados. O primeiro corresponde ao modelo Cliente/Servidor, implementado no agente comunicação dos subsistemas do SMAD, padrão FIPA, para obter dados dos IED via protocolo MMS, e o segundo, usado pelos agentes do SMIED, padrão IEC 61.850, que utiliza comunicação par-a-par (P2P) com Serviços de Evento de Substituição Genérica (GSE) para comunicação rápida e transmissão periódica de mensagens GOOSE. Construído sob o conceito de distribuição descentralizada e autônoma, o modelo GSE utiliza o protocolo editor/assinante para troca de mensagens GOOSE entre IED. Implementados com base neste conceito, os resultados dos testes dos agentes do SMIED (seletividade lógica e isolador de trecho, detector de falha de equipamento e isolador de trecho, anti-ilhamento e recomposição automática) demonstraram que os IED padrão 61.850 possuem recursos para desenvolvimento de agentes com capacidade de cooperar entre si para solução de problemas.

No entanto, a partir das etapas de implementação e testes, constatou-se que os agentes do SMIED apresentam limitações quando comparados às funções avançadas de automação padrão FIPA desenvolvidas no PADE, em função das mensagens GOOSE, pela sua própria especificação, serem utilizadas para troca em tempo real de lógicas fixas de intertravamento e envio de sinal de *trip*. Além disso, o protocolo editor/assinante utilizado pelo SMIED permite a cooperação entre agentes, característica intrínseca dos sistemas multiagentes, ao permitir que o IED editor publique a mensagem e a mesma seja recebida por um grupo de IED assinantes, porém este protocolo não confirma ao IED editor que a mensagem foi recebida

e não dispõe de mecanismo que viabilize a negociação entre agentes. A partir dessas observações, conclui-se que os agentes do SMIED padrão FIPA possuem limitações com relação às características de agentes inteligentes entre as quais estão flexibilidade, autonomia, extensibilidade, tolerância à falha, algoritmo inteligente embarcado e capacidade de negociação.

Os simuladores embarcados nos subsistemas do SMAD para cálculo de fluxo de carga e de curto-circuito de cada cenário de recomposição, proporcionam a análise das restrições operativas antes da recomposição da rede elétrica, tornando a operação da rede mais segura e confiável, características requeridas pelas REI.

Dentre os benefícios previstos às empresas de energia e consumidores em geral, com a implantação dos subsistemas propostos, estão:

- redução do estresse do operador no momento de recompor a rede elétrica;
- diagnóstico de falta e recomposição do SDMT de forma automática independente do estado emocional do operador;
- redução de custos de operação e manutenção (O&M) para deslocamento de equipes a campo;
- redução do tempo de restabelecimento da rede elétrica da ordem de horas para poucos minutos;
- redução de custo operacional;
- melhoria significativa da confiabilidade e qualidade de serviço do sistema de distribuição;
- melhoria da imagem da empresa de energia junto aos consumidores.

7.2 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros destaca-se a aplicação da metodologia proposta para desenvolvimento do POA dos seguintes subsistemas que compõem o SMAD:

- Sistema Multiagente de Diagnóstico de Falta (SMDF);
- Sistema Multiagente de Diagnóstico, Localização e Isolamento de Falta (SMDIF);
- Sistema Multiagente de Recomposição Automática (SMRA);
- Sistema Multiagente de Proteção Adaptativa (SMPA);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento de Geração Distribuída (SMGD);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento de Microrredes (SMGM);

- Sistema Multiagente de Gerenciamento da Qualidade de Energia (SMGQE);
- Sistema Multiagente de Gerenciamento da Medição de energia (SMGM);
- Sistema Multiagente de Controle de Tensão (SMCT);
- Sistema Multiagente de Monitoramento de Equipamentos (SMME);
- Sistema Multiagente de Gestão de Ativos da rede elétrica (SMGA);
- Sistema Multiagente IED baseado na norma IEC 61.850 (SMIED).

Além do desenvolvimento dos subsistemas do SMAD, fazem parte de projetos

futuros:

- Desenvolvimento de novos drives de protocolos no agente comunicação para integração dos subsistemas do SMAD a IED com protocolos DNP 3.0, IEC 60.870-5-103 e Modbus padrão TCP/IP;
- implementação de novas funcionalidades no SCSR, entre as quais a evolução da estrutura de dados RNP para aplicação em redes de distribuição (AT e MT) em anel;
- desenvolvimento de funções avançadas de automação e novos protocolos de comunicação, como por exemplo o MQTT (Message Queue Telemetry Transport) utilizado em aplicações de IoT (Internet das Coisas), na plataforma PADE utilizando ambiente WEB;
- uso de metodologia de ontologia para formalizar a ontologia XML-RNP;
- inclusão de requisitos de tempo para validar o desempenho das funcionalidades do SMAD em termos de tempo de resposta do sistema de comunicação dos subsistemas do SMAD padrão FIPA e do SMIED padrão IED 61.850.
- desenvolver novas funcionalidades do SMAD para aplicação nos sistemas de distribuição de alta tensão (SDAT), subestações distribuidoras (SED) e sistemas de distribuição de baixa tensão (SDBT).

REFERÊNCIAS

ALSTOM. **Network Protection & Automation Guide - Protective Relays, Measurement & Control**. Alstom Gri ed. [s.l.] Alstom Grid, 2011.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 4 dez. 2017.

ANSARI, J.; GHOLAMI, A.; KAZEMI, A. Holonic structure: a state-of-the-art control architecture based on multi-agent systems for optimal reactive power dispatch in smart grids. **Iet Generation Transmission & Distribution**, v. 9, n. 14, p. 1922–1934, 2015.

APOSTOLOV, A. P. Modeling systems with distributed generators in IEC 61850. **Power Systems Conference, 2009. PSC '09.**, p. 1–6, 2009.

APOSTOLOV, A. P. **UML and XML use in IEC 61850**. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES. **Anais...2010**

AQUINO-LUGO, A. A.; OVERBYE, T. J. **Distributed intelligent agents for service restoration and control applications**. Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American. **Anais...2008**

AQUINO-LUGO, A A; KLUMP, R.; OVERBYE, T. J. A Control Framework for the Smart Grid for Voltage Support Using Agent-Based Technologies. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 2, n. 1, p. 173–180, 2011.

AVOURIS, N. M.; GASSER, L. G. **Distributed artificial intelligence : theory and praxis**. [s.l: s.n.].

BAHMANIFIROUZI, B. et al. A new hybrid hbmo-sfla algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration problem considering distributed generator units. **Iranian Journal of Science and Technology - Transactions of Electrical Engineering**, v. 36, n. E1, p. 51–66, 2012.

BARBOSA, T. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Recomposição Automática Baseado em Sistemas Multiagentes para Redes de Distribuição de Energia em Média Tensão**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2017.

BASTOS, M. J. E R. M. **Engenharia de Sistemas Multiagentes : Uma Investigação sobre o Estado da Arte**. [s.l.] PRUCRS - Brasil, 2001.

BAXEVANOS, I. S.; LABRIDIS, D. P. Implementing Multiagent Systems Technology for Power Distribution Network Control and Protection Management. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 1, p. 433–443, 2007.

BELLIFEMINE, F.; CAIRE, G.; GREENWOOD, D. **Developing Multi-Agent Systems with**

JADE. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2007.

BRAND, K. P.; LOHMANN, V.; WIMMER, W. **Substation Automation Handbook**. [s.l.] Utility Automation Consulting Lohmann, 2003.

BRATFICHER, C. F. **Uma Metodologia Unificada para o Desenvolvimento de Sistemas Orientados a Agentes**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2005.

BRESCIANI, P.; PERINI, A. Tropos: An Agent-Oriented Software Development Methodology. p. 203–236, 2004.

BUSE, D. P. et al. Agent-based substation automation. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 1, n. 2, p. 50–55, 2003.

CAMACHO, D. et al. Performance evaluation of ZEUS, Jade, and Skeleton Agent frameworks. **IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics**, v. 4, 2002.

CHUNG, C. Y.; WONG, K.P. LIN, ZHENZHI . WEN, F. A survey on the applications of Petri net theory in power systems. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 7 pp., 2006.

DA ROSA, M. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; MIRANDA, V. Multi-agent systems applied to reliability assessment of power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 367–374, 2012.

DAVIDSON, E. M. et al. Applying multi-agent system technology in practice: Automated management and analysis of SCADA and digital fault recorder data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 559–567, 2006.

DELOACH, S. A. The MaSE Methodology. In: **Methodologies and Software Engineering for Agent Systems**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004. p. 107–125.

DOMINGUEZ, J. S. et al. Using a multi-agent system for monitoring indicators of quality of service in power distribution networks. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 4, p. 1048–1054, 2015.

EL-HAWARY, M. E. **Electrical Energy Systems, Second Edition (Electric Power Engineering Series)**. [s.l.] CRC Press, 2000.

ELKHATIB, M. E.; EL-SHATSHAT, R.; SALAMA, M. M. A. Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 4, p. 598–605, 2011.

FANG, X. et al. Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.

FELIX, A.; KUMAR NUNNA, H. S. V. S.; DOOLLA, S. **Distribution system restoration -**

a **Multi Agent approach**. 2012 Annual IEEE India Conference (INDICON). **Anais...IEEE**, dez. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6420765/>>

FILHO, M. B. F. **Implementação de Algoritmos de Fluxo de Carga e Curto-circuito em Redes Elétricas com Geração Distribuída**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2016.

FIPA. **The Foundation for Intelligent Physical Agents standards**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/>>. Acesso em: 1 jan. 2015.

FIPA00023. **Agent Management Specification. FIPA Standard Specification 00023**.

FIPA00024. **FIPA Agent Message Transport Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00024/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FIPA00026. **Request Interaction Protocol Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00026/>>.

FIPA00029. **FIPA Contract Net Interaction Protocol Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00029/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FIPA00035. **FIPA Subscribe Interaction Protocol Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00035/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FIPA00061. **FIPA ACL Message Structure Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00061/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FIPA00070. **FIPA ACL Message Representation in String Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00070/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FIPA00071. **FIPA ACL Message Representation in XML Specification**. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00071/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

FOSTER, I. et al. **Cloud Computing and Grid Computing 360-Degree Compared**. Grid Computing Environments Workshop. **Anais...2008**

GHADIMI, P.; HEAVEY, C. A Review of Applications of Agent-Based Modelling and Simulation in Supplier Selection Problem. **2013 8th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation**, p. 101–107, 2013.

GHORBANI, M. J.; CHOUDHRY, M. A.; FELIACHI, A. A multiagent design for power distribution systems automation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 329–339, 2016.

GIRARDI, R. Engenharia de Software baseada em Agentes. **IV Congresso Brasileiro de Ciência da Computação**, p. 1–25, 2004.

HEYDT, G. T. The Next Generation of Power Distribution Systems. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 1, n. 3, p. 225–235, 2010.

HIGGINS, N. et al. **Concept for intelligent distributed power system automation with IEC 61850 and IEC 61499**. Systems, Man and Cybernetics, 2008. SMC 2008. IEEE International

Conference on. **Anais...2008**

HIGGINS, N. et al. Distributed power system automation with IEC 61850, IEC 61499, and intelligent control. **IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics Part C: Applications and Reviews**, v. 41, n. 1, p. 81–92, 2011a.

HIGGINS, N. et al. Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)**, v. 41, n. 1, p. 81–92, jan. 2011b.

IEC/TR 61.850-1. **IEC 61850-1: Communication Networks and Systems in Substations, Part 1: Introduction and overview** International Electrotechnical Commission, , 2003. Disponível em: <<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/033549!opendocument>>

IEC/TR 61.850-5. **IEC 61850-5: Communication Networks and Systems in Substations, Part 5: Communication requirements for functions and device models** International Electrotechnical Commission, , 2003. Disponível em: <<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/033549!opendocument>>

IEC/TR 61.850-6. **IEC 61850-6: Communication Networks and Systems in Substations, Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs**, 2003. Disponível em: <<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/033549!opendocument>>

IEC/TR 61850-7-1. **IEC 61850-7-1: Communication Networks and Systems in Substations, Part: 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and Models** International Electrotechnical Commission, , 2003a. Disponível em: <<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/033549!opendocument>>

IEC/TR 61850-7-1. **IEC 61850-7-1: Communication Networks and Systems in Substations, Part: 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and Models**, 2003b. Disponível em: <<http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/033549!opendocument>>

ISLAM, S. R.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Decentralized Multiagent-Based Voltage Control for Catastrophic Disturbances in a Power System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 51, n. 2, p. 1201–1214, 2015.

ISSICABA, D. **Block-Oriented Agent-Based Architecture to Support the Power Distribution System Operation System Design and Environment Model**. [s.l.] Faculty of Engineering of University of Porto, 2013.

JUNIOR, C. G. C.; NOGUEIRA, R. A. G.; VINHAL, C. D. N. Inteligência Artificial Distribuída: conhecendo para aplicar. **Estudos**, v. 35, n. Março, p. 247–256, 2008.

JÚNIOR LIMA, ARNOLD ALMEIDA; SAMPAIO, RAIMUNDO FURTADO; MELO, LUCAS SILVEIRA; VIEIRA, MATEUS COSTA; CAVALCANTE JUNIOR, F. W. O. **Desenvolvimento de um Configurador e Simulador de Redes Aplicado à Redes Elétricas Inteligentes**. Encontros Universitários. **Anais...Universidade Federal do Ceará - UFC**, 2017

KAGAN, N. et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: análise de custo e benefícios de um plano nacional de implantação**. [s.l.] 1. ed - Rio de Janeiro: Sinergia: ABRADDEE; Brasília: ANEEL, 2013.

KEZUNOVI, M.; DJOKI, T.; KOSTIC, T. **Automated Monitoring and Control Using New Data Integration Paradigm**. 38th Hawaii International Conference on System Sciences, 2005, USA. **Anais...2005**

KHAMPHANCHAI, W. et al. An Approach for Distribution Transformer Management With a Multiagent System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1208–1218, maio 2015.
KOVAC, M. et al. Power Restoration in Medium Voltage Network Using Multiagent System. **Advances in Electrical and Electronic Engineering**, v. 11, n. 2, p. 65–72, 27 abr. 2013.

KRAVARI, KALLIOPI AND BASSILIADES, N. A Survey of Agent Platforms. **Journal of Artificial Societies and Social Simulation**, v. 18, n. 1, p. 1–19, 2015.

KRÓL, D.; NOWAKOWSKI, F. Practical performance aspects of using real-time multi-agent platform in complex systems. **Proceedings - 2013 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, SMC 2013**, p. 1121–1126, 2013.

KUMAR, R. Challenges and Issues of Power Distribution Automation Using Multi Agent Systems. **ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences**, v. 10, n. 10, p. 4354–4358, 2015.

LAMBERT, E.; YANG, X.; LEGRAND, X. **Is CIM suitable for deriving a portable data format for simulation tools?** Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. **Anais...2011**

LEE, B. et al. Unifying Data Types of IEC 61850 and CIM. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 30, n. 1, p. 448–456, jan. 2015.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. **Study of the IEC 61850 protocol on multiagent systems for power system applications**. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, jul. 2015Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7286235>>

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a Self-Healing Strategy With Multiagent Systems for Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–9, 2016.

LEONARDI, A. et al. Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies. **Hindawi Publishing Corporation**, v. 2014, p. 1–13, 2014.

LI, H. et al. A Fully Decentralized Multi-Agent System for Intelligent Restoration of Power Distribution Network Incorporating Distributed Generations [Application Notes]. **Computational Intelligence Magazine, IEEE**, v. 7, n. 4, p. 66–76, nov. 2012a.

LI, H. et al. A Fully Decentralized Multi-Agent System for Intelligent Restoration of Power Distribution Network Incorporating Distributed Generations [Application Notes]. **IEEE Computational Intelligence Magazine**, v. 7, n. 4, p. 66–76, nov. 2012b.

LI, W.; LOGENTHIRAN, T.; WOO, W. L. **Intelligent multi-agent system for smart home energy management**. 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA). **Anais...IEEE**, nov. 2015Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7386985>>

LIANG, M. et al. **Substation automation system integrating PMU based on multi-agent**. Proceedings of 2013 IEEE International Conference on Service Operations and Logistics, and Informatics. **Anais...2013**

LIM, I. H. et al. Design and implementation of multiagent-based distributed restoration system in das. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 585–593, 2013.

LING, W. et al. IEC 61850 Model Expansion Toward Distributed Fault Localization, Isolation, and Supply Restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 3, p. 977–984, jun. 2014.

LIU, B.; DOU, C.; GUERRERO, J. M. Event-triggered hybrid control based on multi-agent system for microgrids. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 12, p. 1987–1997, 2014.

LIU, H. et al. The control and analysis of self-healing urban power grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1119–1129, 2012a.

LIU, Z. et al. Multi-agent based experimental analysis on bidding mechanism in electricity auction markets. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 696–702, dez. 2012b.

LU, Z. et al. Distributed agent-based state estimation considering controlled coordination layer. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 569–575, jan. 2014.

MA, R. et al. Smart grid communication: Its challenges and opportunities. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 1, p. 36–46, 2013.

MACKIEWICZ, R. **Harmonization of the CIM and IEC 61850**. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES. **Anais...2011**

MAGALHÃES, LUCAS FÉLIX;LEÃO, RUTH PASTORA SARAIVA ;SAMPAIO, RAIMUNDO FURTADO ;MELO, LUCAS SILVEIRA ;BARBOSA, T. M. **Simulador de Sistemas de Potência para Desenvolvimento e Teste de Aplicativos para Redes Elétricas Inteligentes**. Encontros Universitários. **Anais...Universidade Federal do Ceará - UFC**, 2017

MCARTHUR, S. D. J. et al. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications;Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 4, p. 1743–1752, 2007a.

MCARTHUR, S. D. J. et al. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications; Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 4, p. 1753–1759, 2007b.

MELO, L. S. **Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição**

de Energia Elétrica Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará Fortaleza, 2015.

MICHAEL WOOLDRIDGE, N. R. J. Intelligent agents: theory and practice. **The Knowledge Engineering Review**, v. 10, n. 2, p. 115–152, 1995.

MODI, P. J.; REGLI, W.; MAYK, I. The case for a reference model for agent-based systems. **Proceedings - DIS 2006: IEEE Workshop on Distributed Intelligent Systems - Collective Intelligence and Its Applications**, v. 2006, p. 321–325, 2006.

MOMOH, J. **Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis**. [s.l.] Wiley-IEEE Press, 2012.

MOMOH, J. A. **Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control**. [s.l.] CRC Press, 2007.

MORADI, M. H.; RAZINI, S.; MAHDI HOSSEINIAN, S. State of art of multiagent systems in power engineering: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 814–824, 2016.

MOREIRA, V. Ontologias em sistemas multi-agentes. **Dca.Fee.Unicamp.Br**, p. 1–6, 2010.
MUTHAMIZH SELVAM, M.; GNANADASS, R.; PADHY, N. P. Initiatives and technical challenges in smart distribution grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 911–917, 2016.

NAGATA, T.; FUKUNAGA, S. An autonomous distributed agent approach to power system restoration. **2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2011**, n. 1, 2011.

NAGATA, T.; SASAKI, H. An efficient algorithm for distribution network restoration. **Power Engineering Society Summer Meeting, 2001**, v. 1, n. C, p. 54–59 vol.1, 2001.

NAGATA, T.; SASAKI, H. A multi-agent approach to power system restoration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 2, p. 457–462, maio 2002.

NASCIMENTO, L. L. DO. **SISTEMA MULTIAGENTE PARA PROTEÇÃO ADAPTATIVA**, 2014.

NETO, F. S. D. O. et al. **Representação Nó-Profundidade Aplicada aos Estudos Elétricos para Recomposição de uma Rede de Distribuição Universitária**. SBSE -Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. **Anais...Natal - Rio Grande do Norte.**: 2016

NGUYEN, C. P.; FLUECK, A. J. Agent based restoration with distributed energy storage support in smart grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 1029–1038, 2012.

NGUYEN, G.; DANG, T.; HLUCHY, L. Agent platform evaluation and comparison. **Published by Institute ...**, p. 1–11, 2002.

NIKRAZ, M.; CAIRE, G.; BAHRI, P. A methodology for the analysis and design of multi-agent systems using JADE. **Systems Science**, n. May, p. 41, 2006.

NORDMAN, M. M.; LEHTONEN, M. An Agent Concept for Managing Electrical Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 696–703, 2005.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. G. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems (Power Engineering)**. [s.l.] CRC Press, 2006.

OZANSOY, C. R.; ZAYEGH, A.; KALAM, A. The Real-Time Publisher/Subscriber Communication Model for Distributed Substation Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1411–1423, jul. 2007.

OZANSOY, C. R.; ZAYEGH, A.; KALAM, A. Object Modeling of Data and DataSets in the International Standard IEC 61850. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 3, p. 1140–1147, jul. 2009.

PADE. **Python Agent Development Framework**. Disponível em: <<http://pade-docs-en.readthedocs.io/en/latest/>>. Acesso em: 30 jul. 2017.

PADGHAM, L.; WINIKOFF, M. **Developing Intelligent Agent Systems A practical guide**. 1st. ed. [s.l.] Wiley, 2004.

PELEGRINI, M. A.; VALE, Z. A. Redes Eléctricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil-União Europeia (2014). 2014.

PERDIKEAS, M. K.; CHATZIPAPADOPOULOS, F. G.; VENIERIS, I. S. An evaluation study of mobile agent technology: standardization, implementation and evolution. **Proceedings IEEE International Conference on Multimedia Computing and Systems**, v. 2, p. 287–291, 1999.

PIERETI, S. A. R. et al. **An autonomous agent for power system restoration**. Sinergia. **Anais...**2011.

PINTO DE SA, J. L.; CARTAXO, R. Implementing Substations Automatic Control Functions Designed With Petri Nets on IEC 61850. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 1119–1127, 2011.

POFOUND, D. **UCA and IEC 61850 for Dummies** DistribuTECH Conference, Florida, USA., 2002. Disponível em: <<http://www.nettedautomation.com/news>>.

PRADEEP, Y.; KHAPARDE, S. A.; JOSHI, R. K. High Level Event Ontology for Multiarea Power System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 193–202, mar. 2012.

REHTANZ, C. **Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2003.

REN, F. et al. Conceptual Design of A Multi-Agent System for Interconnected Power Syst. Restoration. **Power Syst., IEEE Trans. on**, v. 27, n. 2, p. 732–740, 2012.

REN, F.; ZHANG, M.; SUTANTO, D. A multi-agent solution to distribution system management by considering distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.

28, n. 2, p. 1442–1451, 2013.

ROCHE, R. et al. Multi-agent systems for grid energy management: A short review. **IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)**, p. 3341–3346, 2010.

RODRIGUES, M. S. D. L. **TESTE E VALIDAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO BASEADAS NA NORMA IEC 61850 PROPOSTAS PARA IMPLANTAÇÃO NO PROJETO PILOTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE DE AQUIRAZ**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2015.

RUSSEL, STUART J. AND NORVIG, P. **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. New Jersey: Prentice-Hall, 1995.

RUTA, M. et al. Semantic-based resource discovery and orchestration in Home and Building Automation: a multi-agent approach. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 1, p. 730–741, 2014.

SAMPAIO, R. F. et al. **Metodologia para Desenvolvimento de um Sistema de Reposição Automática para um Projeto Piloto de Redes Inteligentes**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, XX SENDI, Rio de Janeiro, Brasil. **Anais...out. 2012**

SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C.; LEAO, R. P. S. Metodo de implementacao de Sistema de Diagnostico de Falta para subestacoes baseado em Redes de Petri. **Sba Controle & Automacao**, v. 16, n. 4, p. 417–426, 2005.

SANTOS, G. et al. **Scenarios generation for multi-agent simulation of electricity markets based on intelligent data analysis**. 2013 IEEE Symposium on Intelligent Agents (IA). **Anais...IEEE**, abr. 2013Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84885008696&partnerID=tZOtx3y1>>

SANTOS, A. DOS. **Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição**. [s.l.] Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2009.

SARAIVA, F. DE O. **Aplicações Híbridas entre Sistemas Multiagentes e Técnicas de Inteligência Artificial para Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2015.

SERENKO, A.; DETLOR, B. Agent toolkits: A general overview of the market and an assessment of instructor satisfaction with utilizing toolkits in the classroom. 2002.

SHAHRAEINI, M.; JAVIDI, M. H.; GHAZIZADEH, M. S. Comparison Between Communication Infrastructures of Centralized and Decentralized Wide Area Measurement Systems. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 2, n. 1, p. 206–211, 2011.

SHAKSHUKI, E. A methodology for evaluating agent toolkits. **International Conference on Information Technology: Coding and Computing (ITCC'05) - Volume II**, v. 1, n. 1, p. 1–6, 2005.

SILVEIRA, J. G. et al. Sistema para Seleção Automática de Grupos de Ajustes de Relés de

Proteção do Sistema Elétrico. **XVIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA**, v. 22, n. 3, p. 2816–2823, set. 2010.

SOLANKI, J. M.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. N. A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 3, p. 1026–1034, 2007a.

SOLANKI, J. M.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. N. A multi-agent solution to distribution systems restoration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1026–1034, 2007b.

SRINIVASAN, S.; KUMAR, R.; VAIN, J. **Integration of IEC 61850 and OPC UA for Smart Grid automation**. Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2013 IEEE. **Anais...**nov. 2013

STASZESKY, D. M.; CRAIG, D.; BEFUS, C. Advanced feeder automation is here. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 3, n. 5, p. 56–63, 2005.

SU, C. et al. Performance Evaluation of Multiagent Systems for Navy Shipboard Power System Restoration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 51, n. 4, p. 2769–2779, 2015.

SUCIC, S. **Optimizing OPC UA middleware performance for energy automation applications**. Energy Conference (ENERGYCON), 2014 IEEE International. **Anais...**2014

SUDHAKAR, T. D.; SRINIVAS, K. N. Restoration of power network – a bibliographic survey. **European Transactions on Electrical Power**, v. 21, n. 1, p. 635–655, 2011.

TANENBAUM, ANDREW S.; STEEN, M. V. **Distributed Systems: Principles and Paradigms**. 2. ed. ed. Amsterdam: Pearson Prentice Hall, 2007.

TONG, X.; WANG, X.; HOPKINSON, K. M. The Modeling and Verification of Peer-to-Peer Negotiating Multiagent Colored Petri Nets for Wide-Area Backup Protection. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 1, p. 61–72, jan. 2009.

VERGARA, J. E. L. et al. Semantic Management: Application of Ontologies for the Integration of Management Information Models. **Integrated Network Management VIII**, p. 131–134, 2003.

VIEIRA, M. C. **Desenvolvimento de Configurador e Simulador de Redes Elétricas de Distribuição Radial**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará - UFC, 2016.

VIEIRA, R. B. **ESTUDO DAS PROTEÇÕES PARA IMPLANTAÇÃO DO PROJETO PILOTO DE REDES INTELIGENTES DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ EM AQUIRAZ**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2015.

VRBA, P. JAVA-Based Agent Platform Evaluation. **Holonic and Multi-Agent Systems for Manufacturing**, v. 2744, n. July, p. 47–58, 2003.

WAN, H.; LI, K. K.; WONG, K. P. An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 46, n. 5, p. 2118–2124, 2010.

WEISS, G. **FIPA Request Interaction Protocol Specification**. London, England: M.I.T. Press, 2000.

WOOLDRIDGE, M. J. **An Introduction to MultiAgent Systems**. 2nd Editio ed. [s.l.] Jonh Wiley & Sons Ltd, 2009.

YAN, X.-W. et al. A multi-agent based autonomous decentralized framework for power system restoration. **2014 International Conference on Power System Technology**, n. Powercon, p. 871–876, 2014.

YOKOYAMA, T.; NAGATA, T. Comparison of centralized and decentralized systems in power system restoration. **Electrical Engineering in Japan (English translation of Denki Gakkai Ronbunshi)**, v. 189, n. 2, p. 26–33, 2014.

YU, W.-Y.; SOO, V.-W.; TSAI, M.-S. Power distribution system service restoration bases on a committee-based intelligent agent architecture. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 41, p. 92–102, 2015.

YU, X. et al. The New Frontier of Smart Grids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 5, n. 3, p. 49–63, 2011.

YUN, S.-Y. et al. **Development and test of smart distribution management system**. Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on. **Anais...2013**

ZAMBONELLI, F.; JENNINGS, N. R.; WOOLDRIDGE, M. Developing Multiagent Systems : The Gaia Methodology. v. 12, n. 3, p. 317–370, 2003.

ZHABELOVA, G.; VYATKIN, V. Multiagent Smart Grid Automation Architecture Based on IEC 61850/61499 Intelligent \begin{environment-name} content \end{environment-name} Logical Nodes. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 59, n. 5, p. 2351–2362, 2012a.

ZHABELOVA, G.; VYATKIN, V. Multiagent Smart Grid Automation Architecture Based on IEC 61850/61499 Intelligent Logical Nodes. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 59, n. 5, p. 2351–2362, maio 2012b.

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1525–1539, 2012.

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F.; EL CHAAR, L. **A cooperative agent-based architecture for self-healing distributed power systems**. Innovations in Information Technology (IIT), 2011 International Conference on. **Anais...2011^a**

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F.; EL CHAAR, L. A cooperative agent-based architecture for self-healing distributed power systems. **2011 International Conference on Innovations in Information Technology, IIT 2011**, p. 100–105, 2011b.

APÊNDICE A – CONTRIBUIÇÕES ACADÊMICAS

Publicação em Periódico

1. SAMPAIO, RAIMUNDO FURTADO; MELO, L. S.; LEAO, R. S.; BARROSO, G. B.; BEZERRA, J. R.. Automatic Restoration System for Power Distribution Networks based on Multi-Agent Systems. IET Generation, Transmission & Distribution (Print), v. 11, p. 475-484, 2017.

Publicação Anais de congresso

1. MARCAL, FERNANDO AMERICO A. R. ; LEAO, RUTH PASTORA S. ; ALMADA, JANAINA B. ; SAMPAIO, RAIMUNDO F. ; ANTUNES, FERNANDO L. M. ; ROCHA, JANAINA E. ; BARROSO, GIOVANNI C. Multi-agent systems applied for restoration of power networks supported by micro grids. In: 2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2016, Curitiba. 2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2016.
2. Oliveira Neto, F. S. de ; SAMPAIO, RAIMUNDO FURTADO; LEAO, R. P. S. ; FERREIRA FILHO, M. B. ; TAVARES, T. M. . Representação Nó-Profundidade Aplicada aos Estudos Elétricos para Recomposição de uma Rede de Distribuição Universitária. In: VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016, Natal. VI SBSE Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016. p. 1-6.
3. SANTOS, LUCELIA A. ; BANDEIRA, UBIRAJARA L.P. ; MONTEIRO, SIDNEY R.C. ; LEITE, FABRICIO R. ; LEAO, RUTH P.S. ; SAMPAIO, RAIMUNDO F. ; BARROSO, GIOVANNI C. ; BEZERRA, JOSE ROBERTO . Towards a smart grid to the university campus of the federal university of Ceará. In: 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), 2015, Fortaleza. 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), 2015.
4. M. NETO, M. B. ; MELO, L. S. ; SAMPAIO, R. F. ; LEAO, R. P. S. ; BARROSO, Giovanni Cordeiro ; BEZERRA, J. R. . Desenvolvimento de Interface CIM aplicado a Redes Elétricas Inteligentes. In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2014, 2014, Foz do Iguaçu - Paraná. V SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014. v. 1. p. 1-7.
5. ALUÍSIO VIEIRA CARNEIRO ; RUTH PASTORA SARAIVA LEÃO ; JANAÍNA B. ALMADA ; RAIMUNDO F. SAMPAIO ; GIOVANNI CORDEIRO BARROSO ; DÊNIO SILVA DA COSTA . Implementação de uma microrrede supervisionada de conversão solar

- fotovoltaica na Universidade Federal do Ceará. In: VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2015, Natal, 2016.
6. M. NETO, M. B. ; MELO, L. S. ; SAMPAIO, R. F. ; LEAO, R. P. S. ; BARROSO, Giovanni Cordeiro ; BEZERRA, J. R. . Desenvolvimento de Interface CIM aplicado a Redes Elétricas Inteligentes. In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2014, 2014, Foz do Iguaçu - Paraná. V SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014. v. 1. p. 1-7.
 7. MELO, L. S. ; SAMPAIO, R. F. ; BARROSO, G. C. ; LEÃO, R. P. S. ; BEZERRA, J. R. ; MEDEIROS, E. B. . Modelagem e Implementação de um Sistema de Recomposição Automática usando Multiagentes. In: XX Congresso Brasileiro de Automática, 2014, Belo Horizonte. XX Congresso Brasileiro de Automática. Belo Horizonte, 2014. v. 1. p. 217-224.
 8. OLIVEIRA, C. F. V. ; MEDEIROS, E. B. ; BARROSO, G. C. ; SILVEIRA, J. G. ; Formiga, L. E. Perreira ; BEZERRA, J. R. ; SAMPAIO, R. F. ; LEAO, R. P. S. ; MONTEIRO, S. R. C. . Sistema de Recomposição Automática Aplicado a Redes de Distribuição de Energia. In: Seminário Nacional de Energia Elétrica, 2014, Santos. XXI SENDI, 2014.
 9. MELO, L. S. ; BEZERRA, J. R. ; BARROSO, G. C. ; SAMPAIO, R. F. ; LEAO, R. P. S. . Modelagem e Implementação de um Sisteama de Recomposição Automática Usando Multiagente. In: XX Congresso Brasileiro de Automática, 2014, Belo Horizonte. CBA 2014, 2014.
 10. BARROS, J. V. C. ; SAMPAIO, R. F. ; LEAO, R. P. S. ; MELO, L. S. ; BARROSO, G. C. . A multiagent approach to automatic restoration of distribution network. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013, Sao Paulo. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013. p. 1-6.
 11. RIOS FILHO, FRANCISCO AMAURY; FURTADO SAMPAIO, RAIMUNDO ; XIMENES MELO, NELBER ; SARAIVA LEAO, RUTH PASTORA ; MARCELO ANTUNES, FERNANDO LUIZ . Protection system studies and tests in point of common coupling of a microgrid to the distribution system. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013, Sao Paulo. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013. p. 1.-6.

Dissertações

1. Aluísio Vieira Carneiro. Projeto, Desenvolvimento e Implementação de Microrrede em Campus Universitário com Tecnologia Solar Fotovoltaica e de Armazenamento. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
2. Lucas Silveira Melo. Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com Aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
3. Lucélia Alves dos Santos. Integração de um Sistema de Recomposição Automático via OPC Para Automação da Rede Elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, . Coorientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
4. Mário Barreto de Moura Neto. Aplicação da Norma IEC61970 para Padronização de Dados e Interoperabilidade de Redes Elétricas Inteligentes. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
5. Kathiane Queiroz da Silva. Sistema de Proteção Adaptativa. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
6. Klendson Marques Canuto. Sistema Automático de Recomposição Fluente Baseado em Redes de Petri Coloridas. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, . Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
7. Janaína Barbosa Almada. Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.
8. João Victor Cavalcante Barros. Sistema Multiagente para Recomposição Automática de Subestação e Redes de Distribuição de Energia Elétrica. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.

9. Reginaldo Silva dos Anjos. SGMIEE - Sistema de Gerenciamento da Medição Inteligente de Energia Elétrica. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. Orientador: Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Trabalho Final de Curso

1. Lucas da Penha Rodrigues. Estudo e Implementação das Funções de Controle e Proteção baseadas na norma IEC 61.850 para Automação da Subestação 69-13,8 kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
2. Tiago Mota Barbosa. Desenvolvimento de um Sistema de Recomposição Automática baseado em Multiagentes para Redes de Distribuição de Energia em Média Tensão. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
3. Dimas Moreira Soares. Metodologia para Implantação, Teste e Validação da Integração dos Níveis Hierárquicos de Automação de Subestação. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Cariri. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
4. Caio Ribeiro Vieira. Análise dos Impactos da Geração Solar Fotovoltaica no Sistema Elétrico de Distribuição de Energia de um Campus Universitário. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
5. Mapse Barroso Ferreira Filho. Implementação de Algoritmos de Fluxo de Carga e Curto-circuito em Redes Elétricas com Geração Distribuída. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
6. Mateus Costa Vieira. Desenvolvimento de um Configurador e Simulador de Redes Elétricas de Distribuição Radiais. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
7. Rafaella Barboza Vieira. Estudo das Proteções para Implantação do Projeto Piloto de Redes Elétricas Inteligentes da Companhia Energetica do Ceará em Aquiraz. 2015. Trabalho de

- Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
8. Mário Sérgio de Lima Rodrigues. Testes e Validação das Funções de Proteção Baseadas na Norma IEC 61850 Proposta para Implantação no Projeto de Piloto de Rede de Distribuição Inteligente de Aquiraz. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 9. Francisco Sousa de Oliveira Neto. Representação Nó-profundidade Aplicada aos Estudos Elétricos para Recomposição Automática de Rede de Distribuição de Energia do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 10. Rodrigo Carvalho de Oliveira. Estudo para Aplicação de um Sistema de Automação para a Microrrede do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 11. João Paulo Dias Liberato. Estudos e Aplicação de um Supervisório Integrado a um Banco de Dados para a Rede de Distribuição do Campus do Pici. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 12. Fernando Américo Albuquerque Rodrigues Marçal. Proposta de Sistema de Recomposição Automática para Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici baseado no Conceito de Redes Elétricas Inteligentes. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará - Campus Sobral. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 13. Lucas Silveira Melo. Abordagem para Desenvolvimento de Sistema de Recomposição Automática para Rede de Distribuição de Energia baseado em Sistemas Multiagentes. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará - Campus Sobral. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
 14. Caio Francisco Vasconcelos de Oliveira. Modelagem de um Sistema de Recomposição Automática para Rede de Distribuição baseado em Redes de Petri Coloridas. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Coorientador: Raimundo Furtado Sampaio.

15. Thiago da Silva Giroux. Automação de Subestações Utilizando a Norma IEC 61.850 - Estudo de Caso da Subestação do Campus do Pici (69-13,8 kV). 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
16. Felipe Alencar da Silva. Estudo e Filosofia do Projeto Elétrico Aplicado à Proteção da Subestação UFC Campus do Pici 69-13.8 kV. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
17. AGLAILSON SILVA DE OLIVINDO. Estudo de um Sistema de Proteção para a Microrrede do Campus do Pici. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará - Campus Sobral. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
18. Rafael Barbosa Estevão de Oliveira. Georeferenciamento da Rede de Média Tensão do Campus do Pici. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.
19. Francisco Amaury Rios Filho. Estudos, Parametrização e Ensaios das Proteções do Ponto de Conexão de uma Microrrede à Rede de Distribuição de Energia. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará - Campus Sobral. Orientador: Raimundo Furtado Sampaio.

APÊNDICE B – EQUIPAMENTOS PRIMÁRIOS E IED UTILIZADOS NAS SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS E SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

Na Tabela B.1 é apresentado um resumo dos equipamentos primários utilizados nas subestações distribuidoras (SED) de energia elétrica e nos sistemas de distribuição de média tensão (SDMT).

Tabela B.1 - Resumo dos equipamentos primários das SED.e SDMT e suas principais funções.

Equipamento primário	Localização	Função
Transformador de potência	Nas SED.	Baixar o nível de tensão de AT para MT.
Comutador de derivação sob carga (CDC)	Interno sob transformadores de potência.	Comutar os tapes do transformador de potência para regular o nível de tensão no SDMT.
Transformador de distribuição	Ao longo do SDMT.	Suprir os consumidores de MT e BT e são protegidos por chaves fusíveis.
Transformador de potencial (TP)	Barramentos de AT e MT e associados aos equipamentos primários do SDMT.	Fornecer sinal de tensão em nível adequado aos dispositivos de controle e proteção. Utilizados também para medições operacionais e medição de qualidade de energia.
Transformador de corrente (TC)	Nos vãos das SED e equipamentos do SDMT.	Fornecer sinal de corrente em nível adequado aos dispositivos de controle e proteção. Utilizados também para medições operacionais e de qualidade de energia.
Banco de capacitores (BC)	Barramento de MT das SED e ao longo dos alimentadores.	Nas barras de MT das SED são instalados BC com controle automático e no SDMT BC fixos com a função de regular o nível de tensão do SDMT.
Reguladores de tensão	No SDMT e nas SED com transformadores sem CDC.	Normalmente possuem controle automático <i>stand-alone</i> (não integrados a sistemas de automação) têm a função de regular o nível de tensão do SDMT.
Disjuntor	Todos os vãos das SED menos na saída de alimentadores.	Equipamento de manobra em condições normais e de curto-circuito que tem um relé associado para comandar sua abertura em caso de falta.
Religador	Vãos de saída de alimentadores das SED e ao longo do SDMT.	Equipamento de manobra em condições normais e de curto-circuito que tem um relé associado para comandar sua abertura em caso de falta temporárias e permanentes e restabelecer o sistema após faltas temporárias.
Seccionizador	No SDMT a jusante de religadores.	Equipamento de manobra e proteção que possui um dispositivo de controle capaz de detectar corrente de falta passante, monitorar a quantidade de abertura de religadores a montante e abrir o circuito após um número pré-definido de abertura do religador.
Chave fusível	Ao longo do SDMT.	Equipamento de proteção monofásico composto de um elo fusível que se funde após a passagem de uma corrente de falta, isolando o trecho afetado pela falta.
Chave seccionadoras	Ao longo do SDMT.	Equipamento para manobra de circuitos com e sem carga. Chaves manuais permite comando local e chaves motorizadas permitem comando local e remoto.
Indicador de falta	Ao longo do SDMT.	Dispositivo que tem a função de detectar a passagem de corrente da falta e sinalizar por meio de sinal luminoso para facilitar a localização do trecho em falta

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela B.2 é apresentado um resumo dos IED de proteção e controle utilizados nas SED e SDMT.

Tabela B.2. IED de proteção e controle associados aos equipamentos primários das SED e do SDMT.

Dispositivo	Localização	Função
IED de proteção com funções de sobrecorrente de fase e neutro,	Entrada e saídas de LDAT radiais Primário e secundário de transformadores de potência.	Disjuntor das entradas e saídas de linhas
IED de proteção com funções de sobrecorrente direcional de fase e neutro,	Entrada de LDAT paralelas, entradas e saídas de sistemas em anel ou que tem geração distribuída.	Disjuntores das entradas e saídas de linhas e do ponto de conexão
IED de proteção com funções de distância e teleproteção.	Entrada e saídas de LDAT que requer maior confiabilidade do sistema de proteção.	Disjuntor das entradas e saídas de linhas
IED de proteção diferencial e sobrecorrente de terra.	Transformador de potência	Comanda os disjuntores via de AT e BT relé de bloqueio.
Relé de gás, válvula de alívio de pressão, reles de temperatura do óleo e enrolamento, nível do óleo, fluxo de óleo do CDC.	Proteções intrínsecas do transformador de potência	Comanda os disjuntores de AT e BT via relé de bloqueio
Relé de bloqueio	Transformador de potência	Comanda a abertura e bloqueia o fechamento dos disjuntores dos lados de AT e BT.
IED de controle de paralelismo	Transformador de potência.	Coordena o paralelismo dos transformadores.
IED regulador de tensão	Transformador de potência.	Comanda a mudança de tapes do CDC do transformador.
IED de proteção com funções de sobrecorrente de fase e neutro, neutro sensível, desequilíbrio de corrente e religamento.	Saída de alimentadores de distribuição das SED	Religador das saídas de alimentadores das SED.
IED de controle do seccionizador	SDMT	Comanda abertura do seccionizador após contagem pré-definida de abertura de religadores a montante.
IED de controle de chave motorizada,	SDMT	Comanda chaves de manobra motorizadas.

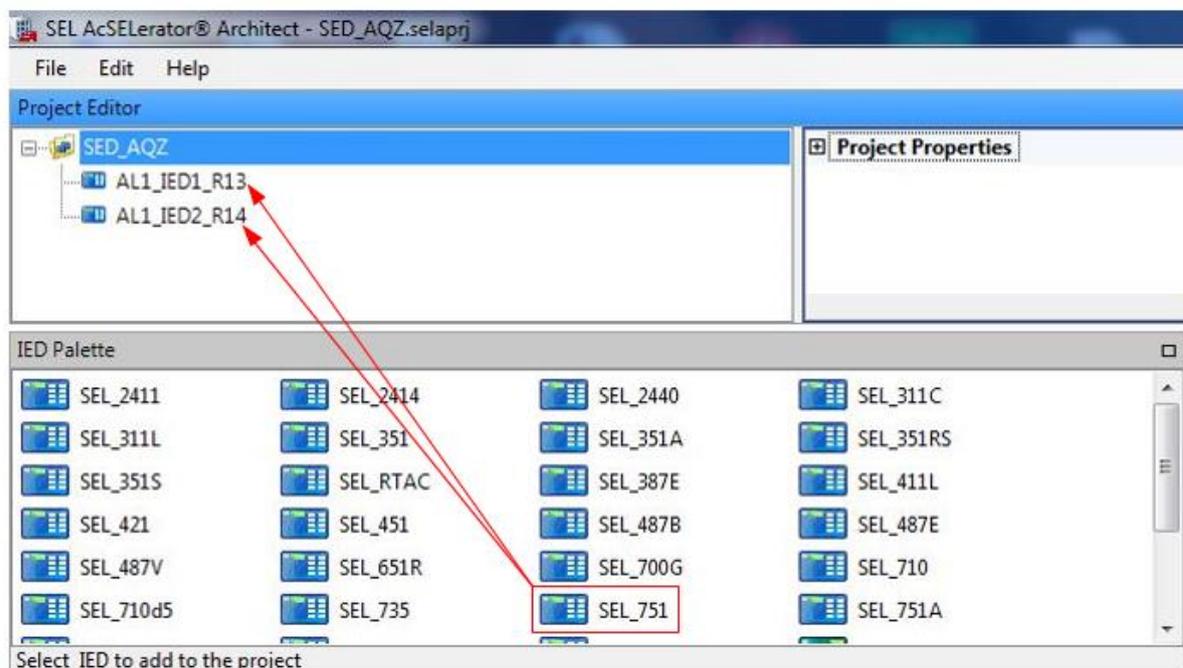
Fonte: Própria.

APÊNDICE C - IMPLANTAÇÃO DO PROJETO SCL DA SED AQZ E MENSAGENS GOOSE NOS IED DA SEL

O processo de implantação dos agentes seletividade, detector de falha de equipamento e isolador de trecho, anti-ilhamento e recomposição inicia-se com a parametrização das funções de proteção e controle dos IED AL1_IED1_R13 e AL1_IED2_R14 no software AcSELerator Quickset, prossegue com a implantação das mensagens GOOSE no software AcSELerator Architect e finaliza com a implantação das lógicas de comunicação dos agentes IED no software AcSELerator Quickset.

Na Figura C.1 é apresentado a tela principal do software de comunicação AcSELerator Architect com os IED ALI_IED1_R13 e ALI_IED2_R14, padrão IEC 61.850, implantados no projeto SCL SED AQZ. Neste processo de implantação, o projeto SCL foi renomeado com o nome SED_AQZ e o IED modelo SEL 751 foi selecionado na biblioteca de IED mostrada na parte inferior da tela e arrastado e a seguir renomeados para compor o referido projeto, conforme ilustrado na Figura C.1.

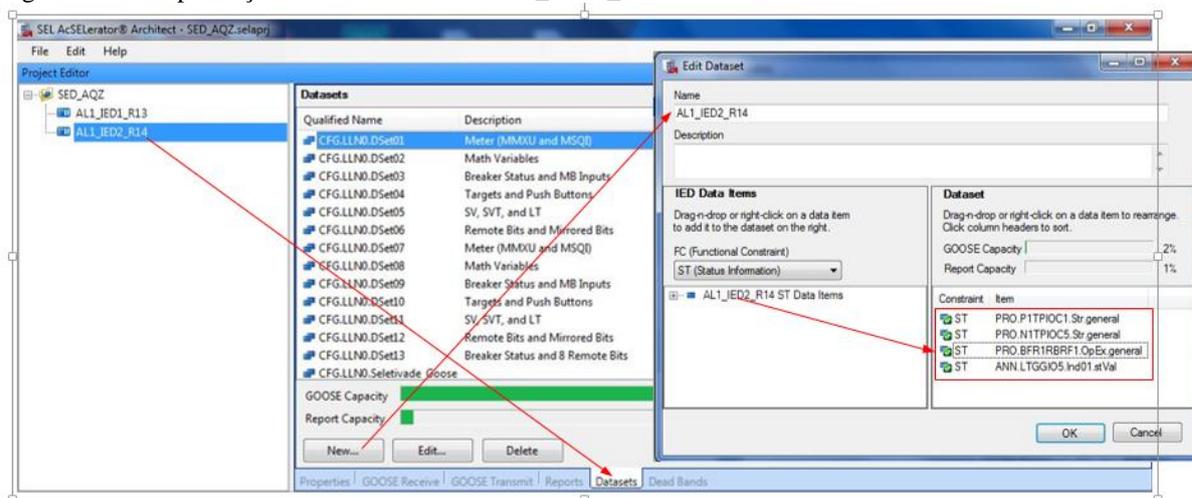
Figura C.1 - Tela principal do software AcSELerator Architect para configuração da comunicação dos IED de proteção da SEL.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a estruturação das pastas do projeto SE_AQZ, iniciou-se a estruturação das mensagens GOOSE com a criação do *dataset* AL1_IED2_R14 do IED associado ao religador R14, conforme mostrado na Figura C.2.

Figura C.2 – Implantação do dataset do IED AL1_IED2_R14 no software AcSElerator Architect.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme destacados na cercadura vermelha (Figura 6.21), o *dataset* é composto de nós lógicos (PIOC – função de sobrecorrente instantânea, RBRF – falha de equipamento e GGIO) utilizados para implantação dos agentes que compõem o SMIED. Na Tabela C.1 são apresentados os dados/atributos de dados dos nós lógicos com seus respectivos significados.

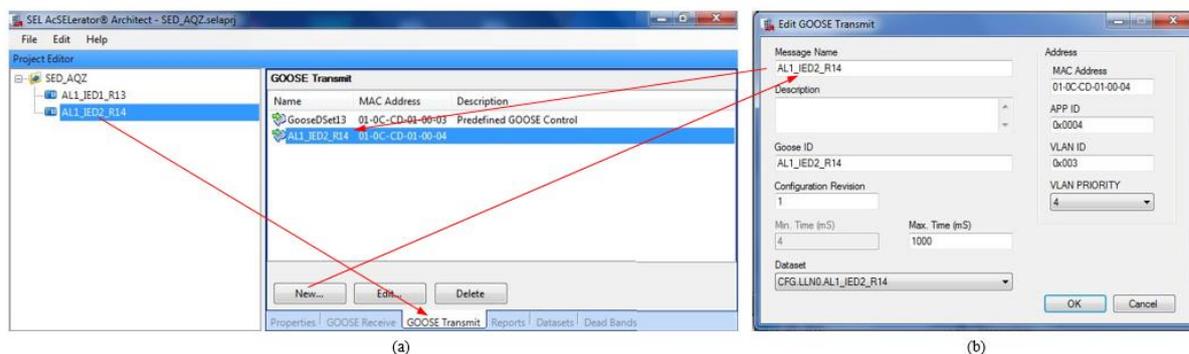
Tabela C.1 – Relação dos dados e atributos de dados dos nós lógicos que compõem o *dataset*.

Dado/Atributo de dado	Descrição
PRO.P1TPIOC1.Str.general	Indica a atuação da função de sobrecorrente instantânea de fase.
PRO.N1TPIOC5.Str.general	Indica a atuação da função de sobrecorrente instantânea de neutro.
PRO.BFR1RBRF1.OpEx.general	Indica a ocorrência de falha na abertura do disjuntor.
ANN.LTGGIO5.Ind05.stVal	Indica o valor do <i>Latch Bit</i> que servirá de trigger para a lógica de isolamento de falta.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a composição do *dataset* no IED AL1_IED2_R14, inicia-se o processo de configuração das mensagens GOOSE a serem publicadas (transmitidas) pelo IED AL1_IED2_R14 e assinadas (recebidas) pelo IED AL1_IED1_R13. Na Figura C.3 é mostrado o processo de configuração da mensagem GOOSE com o *dataset*, criado na etapa anterior, a ser publicado pelo IED AL1_IED2_R14.

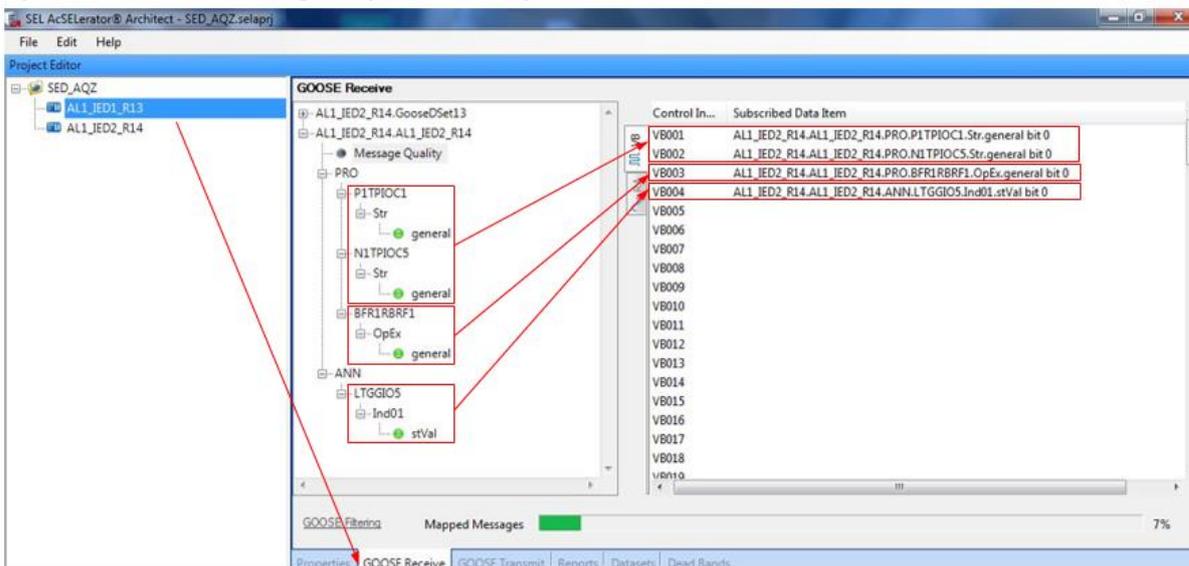
Figura C.3 – Processo de criação da mensagem GOOSE a ser transmitida pelo IED AL1_IED2_R14 editor.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após implantar o *dataset* no IED editor, AL1_IED2_R14, seleciona-se o IED AL1_IED1_R13 na tela *GOOSE Receive* e associa-se os dados e atributos de dados dos nós lógicos (PIOC, RBRF e GGIO) do *dataset* publicado pelo IED editor, AL1_IED2_R14, as *Virtual Bit* do IED assinante, AL1_IED1_R13, conforme mostrado na Figura C.4.

Figura C.4 – Processo de implantação das mensagens GOOSE no IED AL1_IED1_R13 assinante.



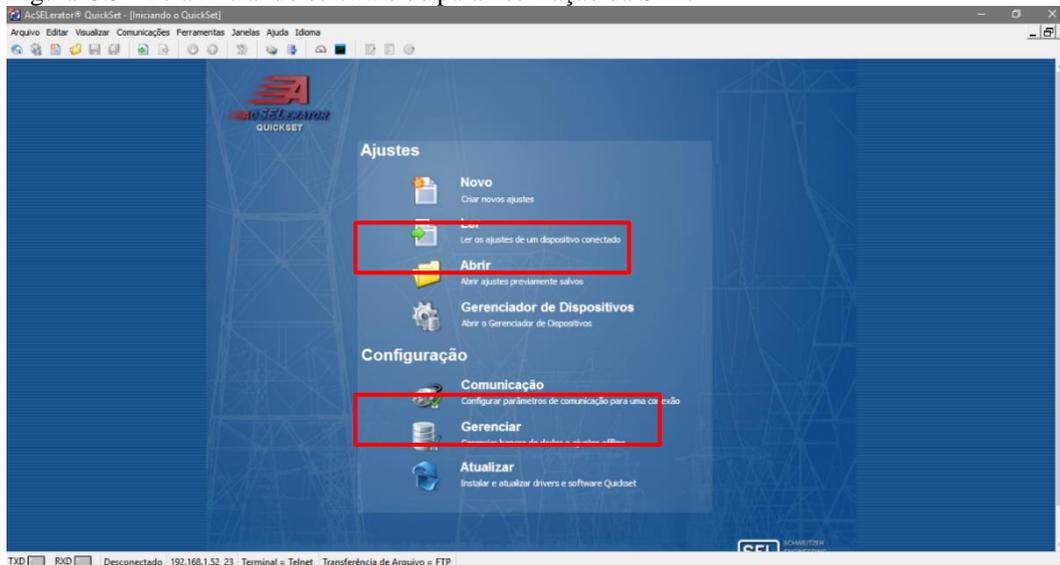
Fonte: Elaborada pelo autor.

Após finalizada a configuração do *dataset* e das mensagens GOOSE deve-se enviar o arquivo CID (Configured IED Description) gerado no software AcSElerator Architect para o IED editor, AL1_IED2_R14, e para o IED assinante, AL1_IED1_R13.

Após esta etapa, são implantados os endereços IP nos IED, por meio do menu comunicação do software AcSElerator Quickset e iniciado a implantação das lógicas dos

agentes no IED assinante, AL1_IED1_R13, a partir do acesso aos dados do referido IED, por meio do menu Ler, apresentados na Figura C.5.

Figura C.5 - Tela inicial do software de parametrização da SEL.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O processo de implantação dos agentes detector de falha de equipamento e isolador de trecho, anti-ilhamento e recomposição que compõem o SMIED iniciou-se pela implantação da lógica do agente seletividade lógica. Conforme pode ser observado nas Figuras C.6a e C.6b, foram implantados no IED AL1_IED2_R13, associado ao religador R13, os ajustes da função de sobrecorrente de fase (50P1P) e de neutro de neutro (50N1P) e as lógicas 50P1TC e 50N1TC do agente seletividade (destacadas na cercadura vermelha). A partir da implantação da lógica do agente seletividade, $NOT(VB001 OR VB002)$, sempre que uma função de sobrecorrente de fase ou de neutro do IED AL1_IED2_R14 atuar após uma falta, o referido relé envia mensagens GOOSE com as virtuais bit $VB001$ ou $VB002$ para o IED AL1_IED2_R13, este tem sua atuação bloqueada pela lógica $NOT(VB001 OR VB002)$ implantada.

Figura C.6 – Parametrização das funções de sobrecorrente instantânea e do agente seletividade lógica.

Maximum Phase Overcurrent	Neutral Overcurrent
Element 1 50P1P Maximum Phase Overcurrent Trip Pickup (amps sec.) 5,70 Range = 0,10 to 20,00, OFF 50P1D Maximum Phase Overcurrent Trip Delay (seconds) 0,10 Range = 0,00 to 400,00 50P1TC Maximum Phase Overcurrent Torque Control (SELogic) NOT(VB001 OR VB002)	Element 1 50N1P Neutral Overcurrent Trip Pickup (amps sec.) 0,50 Range = 0,10 to 20,00, OFF 50N1D Neutral Overcurrent Trip Delay (seconds) 0,10 Range = 0,00 to 400,00 50N1TC Neutral Overcurrent Torque Control (SELogic) NOT(VB001 OR VB002)
(a)	(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

A lógica do agente detector de falha de equipamento e isolador de trecho no IED AL1_IED1_R13 é implantada no campo *REMTRIP* da tela *TRIP AND CLOSE LOGIC* destacado na Figura C.7. Conforme mostrado na Figura C.7, a virtual bit V003 referente a falha de disjuntor está implantada no campo *REMTRIP Remote TRIP (SELogic)* indicando que este IED está apto a receber a mensagem GOOSE do IED AL1_IED2_R14 com a virtual bit V003 habilitando-o a comandar a abertura do religador R13.

Figura C.7 - Parametrização da função falha de disjuntor s funções de sobrecorrente e do agente seletividade lógica.

Trip and Close Logic

TDURD Minimum Trip Time (seconds)
0,5 Range = 0,0 to 400,0

CFD Close Failure Time Delay (seconds)
1,0 Range = 0,0 to 400,0, OFF

TR Trip (SELogic)
ORED50T OR ORED51T OR ORED81T OR REMTRIP OR OC OR SV04T

REMTRIP Remote Trip (SELogic)
VB003

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dessa forma, sempre que o IED AL1_IED2_R14 detectar uma falha no religador R14, a lógica para envio de *trip* remota (or REMTRIP) implantada neste relé é ativada após um tempo pré-determinado e a mensagens GOOSE com a VB003 é enviada para o IED AL1_IED1_R13 comandar a abertura do religador R13.

Para finalizar a lógica do agente detector de falha de equipamento deve-se acessar no software do IED AL1_IED2_R14 a tela Breaker Failure para implantar no campo BFD Breaker Failure Delay o tempo 0,2 s para ativação do agente, e na tela SELogic Latch Bits inserir nos campos SET05 (SELogic) e RST05 (SELogic) as variáveis BFT (Relay World Bit) e 52A (disjuntor aberto), respectivamente. Desta forma, quando BFT, que indica falha de disjuntor, for ativado o Latch Bit é alterado apenas quando o disjuntor voltar ao estado fechado.

Para teste e validação do agente ilhamento é utilizada também a lógica para envio de *trip* remota (or REMTRIP) implantada no IED AL1_IED1_R13.

A lógica do agente recomposição automática é implantada na tela *TRIP AND CLOSE LOGIC* do IED AL1_IED1_R13, conforme mostrado na Figura C.8. A lógica (SV03T AND LT02 OR CC) OR (VB001 OR VB002) implementada no campo *CL Close Equation (SELogic)*.

Desta forma, sempre que IED AL1_IED1_R13 associado ao religador R16 do ponto de encontro de alimentadores receber uma virtuais bits VB001 ou VB002 via mensagem GOOSE enviada pelo que IED AL1_IED1_R13, o mesmo restaura o suprimento do trecho são T14,

Figura C.8 - Parametrização da função falha de disjuntor s funções de sobrecorrente e do agente seletividade lógica.

Trip and Close Logic

TDURD Minimum Trip Time (seconds)
 Range = 0,0 to 400,0

CFD Close Failure Time Delay (seconds)
 Range = 0,0 to 400,0, OFF

TR Trip (SELogic)
 ...

REMTRIP Remote Trip (SELogic)
 ...

ULTRIP Unlatch Trip (SELogic)
 ...

52A Breaker Status (SELogic)
 ...

CL Close Equation (SELogic)
 ...

ULCL Unlatch Close (SELogic)
 ...

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a implantação dos datasets e mensagens GOOSE e a integração dos agentes implantados nos IED da SEL, foi realizado o mesmo processo no IED modelo SEPAM da Schneider.