



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Sistemas de Proteção, Comando e Controlo e o Paradigma do IEC 61850 – Os Novos Desafios da Manutenção – Estágio na EDP Distribuição

Relatório de Estágio apresentado para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Área de Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autora

Rafaela Viegas Correia

Orientadores

Doutor Fernando José Pimentel Lopes

Doutor Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

Professores do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor

Engenheiro Luís Miguel Santos Candeias

EDP Distribuição S.A.

Coimbra, dezembro, 2016

AGRADECIMENTOS

Durante a realização do estágio foram inúmeras as pessoas que, quer pelos seus conhecimentos quer pela disponibilidade, tornaram possível a concretização deste trabalho.

De entre todos, agradeço sobretudo ao meu supervisor da EDP Distribuição, Engenheiro Luís Miguel Santos Candeias, por todo apoio, disponibilidade, sugestões e conhecimentos transmitidos durante o estágio. Agradeço-lhe também por ter desempenhado de forma exemplar o seu papel de supervisor e pela paciência e compreensão demonstradas ao longo do estágio.

Agradeço aos Professores Doutores Fernando José Pimentel Lopes e Carlos Manuel Machado Ferreira por terem garantido a realização do estágio no grupo EDP, por todo apoio, conselhos e sugestões que generosamente puseram à minha disposição.

À EDP Distribuição pela oportunidade concebida em realizar o estágio, nomeadamente ao Departamento Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro. Agradeço também a todos os colaboradores do departamento pela boa disposição e pela transmissão de toda a sua experiência e conhecimentos técnicos, sempre cedidos com toda a paciência e disponibilidade possível.

A todas as pessoas que contribuíram para o esclarecimento de dúvidas e questões técnicas que foram surgindo durante a preparação e a realização dos testes laboratoriais.

A todos os meus amigos e colegas que me incentivaram e me proporcionaram momentos de boa disposição e amizade durante esta fase importante do meu percurso académico.

Ao meu namorado pelo constante apoio, paciência, motivação e boa disposição que demonstrou durante toda esta etapa.

À minha família, deixo um agradecimento muito especial, pelo carinho, paciência, motivação e pelo apoio incondicional que sempre demonstraram durante todo o meu percurso académico. Em especial, aos meus pais e a minha irmã, porque sem eles nada disto seria possível.

A todas estas pessoas, muito obrigada.

RESUMO

O recente impulso tecnológico nos Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCCs) das Subestações e a disseminação da norma IEC 61850, resultou em novos desafios para os operadores, em termos de manutenção dos principais equipamentos de um SPCC, os IEDs (do Inglês, *Intelligent Electronic Devices*).

Uma das funcionalidades permitidas pela norma IEC 61850, é a troca de informações entre IEDs, através de mensagens rápidas do tipo GOOSE (do Inglês, *Generic Object Oriented Substation Events*).

Embora a informação IEC 61850 em geral, e as mensagens GOOSE em particular, sejam verificadas pelos fabricantes no desenvolvimento e comissionamento de um novo SPCC, devido à grande proliferação de sistemas com base nesta norma, torna-se cada vez mais necessária a inclusão de testes e verificações destas funcionalidades na fase de operação e manutenção destes sistemas.

Face a este novo paradigma na manutenção de SPCCs, criaram-se os desafios que motivaram a realização deste estágio, centrando-se os mesmos no estudo da norma IEC 61850 e na sua implementação nos SPCCs da EDP Distribuição. Adicionalmente, pretendeu-se suportar a criação de rotinas de teste da norma IEC 61850 para as tarefas de manutenção corretiva e preventiva, bem como apontar caminhos futuros para a engenharia e manutenção dos SPCCs na EDP Distribuição, tendo como guia as evoluções relativas à norma. Em particular, são propostos e explorados novos modelos para teste das mensagens GOOSE em procedimentos de manutenção.

Além do tema central, ao longo deste Relatório de Estágio, contextualizou-se a EDP em geral, bem como a Direção e o Departamento que acolheram este estágio em particular. Foram também descritos um conjunto de acompanhamentos de trabalhos e visitas efetuadas no terreno, durante o período de duração do estágio.

Palavras-chave: EDP Distribuição, GOOSE, IEC 61850, IEDs, Manutenção, SPCC, Subestações.

ABSTRACT

The recent technological breakthroughs in Protection, Automation and Control Systems (PAC Systems) in Substations, and the dissemination of IEC 61850, has brought new challenges to operators in terms of the maintenance of the core equipment in PAC Systems, IEDs (Intelligent Electronic Devices).

One of the features allowed by IEC 61850, is the exchange of information between IEDs through time-constrained GOOSE messages (Generic Object Oriented Substation Events).

Although IEC 61850 information, and particularly GOOSE messages, are checked by the manufacturers in the development and commissioning of a new PAC System, the greater the proliferation of systems based on this standard, the more necessary it becomes to include testing and verification of these features in the phase of operation and maintenance of these systems.

Given this new paradigm in maintaining PAC Systems, new challenges were created that motivated this Internship, focusing in the study of the IEC 61850 standard and its implementation in PAC Systems of the EDP Distribuição network. This includes supporting the creation of standard IEC 61850 test routines for the tasks of preventive and corrective maintenance, and identifying future directions for engineering and maintenance of PAC Systems in EDP Distribuição, according to IEC 61850 standard developments. In particular, new models for the testing of GOOSE messages in maintenance procedures are proposed and explored.

In addition to the central topic, throughout this Internship Report, EDP is globally presented, together with the Direction and the Department that welcomed this particular Internship. Furthermore, a number of visits to maintenance work in the field, performed during the Internship, are also described.

Keywords: EDP Distribuição, GOOSE, IEC 61850, IEDs, Maintenance, PAC Systems, Substation.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xvii
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS	xix
1 Introdução	1
1.1 Motivação e Contexto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização do Documento	3
2 Visão Geral EDP	5
2.1 Apresentação do Grupo EDP	5
2.2 EDP Distribuição	7
2.3 Departamento de Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro (MNSE-CNTSTCNT)	8
3 Subestações - Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCCs)	11
3.1 Rede Elétrica - Visão Geral	11
3.2 Subestação Projeto-Tipo	13
3.2.1 Equipamentos	13
3.2.1.1 Parque Exterior de Aparelhagem	14
3.2.1.2 Edifício de Comando	18
3.2.1.3 Equipamentos Principais de um SPCC	22
3.3 Arquiteturas	24
3.3.1 Arquitetura Clássica	24
3.3.2 Arquitetura SPCC Numérico	25
3.4 Funções de Proteção e Automatismo	27

3.4.1	Funções de Proteção	27
3.4.2	Funções de Automatismo	35
3.4.3	Funções Complementares	38
3.5	Visitas a Instalações e Acompanhamento de Trabalhos	40
4	A Norma IEC 61850 Edição 1: Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações ..	49
4.1	Objetivos e Motivações da Elaboração da Norma	49
4.2	Arquitectura	50
4.3	Modelo de Aproximação Utilizado para Automação de Subestações.....	52
4.4	Dispositivos Lógicos	53
4.5	Nós Lógicos.....	54
4.5.1	<i>Common Logical Node Class</i>	56
4.5.2	LLN0.....	57
4.5.3	LPHD	57
4.6	Dados e Atributos de Dados	58
4.6.1	<i>Common Data Class</i>	58
4.6.2	<i>Data Set</i>	60
4.6	Exemplo Básico da Modelização de um IED	61
4.7	Modelos e Serviços de Comunicação	63
4.7.2	Tipos de Comunicação	64
4.7.3	Tipos de Mensagens	66
4.8	Intercâmbio de Informação	67
4.8.2	GOOSE.....	67
4.8.3	SMV.....	71
4.8.4	<i>Settings Data e Setting Group Control Blocks</i>	72
4.8.5	<i>Data Reporting e Logging</i>	73
4.9	Linguagem de Configuração da Subestação (SCL)	75
4.10	Norma IEC 61850 Edição1 Vs Norma IEC 61850 Edição2	77
5	Manutenção de IEDs Realizada Atualmente no MNSE-CNTSTCNT	83
5.1	Tipos de Manutenção	83
5.1.1	Manutenção Preventiva Sistemática	84
5.1.2	Manutenção Preventiva Condicionada	85

5.1.3 Manutenção Preventiva Extraordinária	85
5.1.4 Manutenção Corretiva Paliativa	85
5.1.5 Manutenção Corretiva Curativa	85
5.2 Tipos de Ensaios e Testes de Funcionamento	86
5.2.1 Ensaios em Fábrica	86
5.2.2 Ensaios no Local da Instalação	87
5.2.3 Ensaios de Manutenção Preventiva ou Corretiva	87
5.3 Ferramentas de Apoio à Manutenção	88
5.4 Modelo de Testes Adotado em Manutenção de IEDs	92
6. Modelos de Testes e Verificações de Funcionalidades IEC 61850 (GOOSE)	97
6.1 Modelo Proposto Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição	97
6.1.1 Ferramenta de Testes Proposta	98
6.2 Modelo Proposto Utilizando Ferramentas de Simulação	99
6.2.2 Ferramenta de Testes Proposta	100
6.3 Otimização dos Testes Recorrendo a Ferramentas de <i>Sniffing</i>	102
6.3.1 Ferramentas de Testes Propostas	102
6.4 Aplicação dos Modelos Propostos	103
6.4.1 Testes e Verificações Realizadas em IEDs EFACEC	103
6.4.1.1 Configuração de Mensagens GOOSE em IEDs EFACEC	104
6.4.1.2 Testes Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição	107
6.4.1.3 Testes Utilizando Ferramentas de Simulação	117
6.4.2 Testes e Verificações Realizadas em IEDs SIEMENS	120
6.4.2.1 Configuração de Mensagens GOOSE em IEDs SIEMENS	120
6.4.2.2 Testes Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição	123
6.4.2.3 Testes Utilizando Ferramentas de Simulação	130
7. Conclusões e Propostas para Desenvolvimentos Futuros	133
7.1 Conclusões	133
7.2 Propostas para Desenvolvimentos Futuros	135
Referências Bibliográficas	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1- Evolução histórica da marca EDP [3]	6
Figura 2.2- EDP no mundo (dados relativos a 2014) [4]	7
Figura 2.3- Estrutura departamental da DMN	8
Figura 3.1- Produção, Transporte e Distribuição da energia elétrica.....	12
Figura 3.2- Visão esquemática de uma Subestação Tipo, adaptado de [9]	14
Figura 3.3- Parque Exterior de Aparelhagem, adaptado de [9]	15
Figura 3.4- Parque Exterior de Aparelhagem - Equipamentos complementares de MT, adaptado de [9]	15
Figura 3.5- Interior do Edifício de Comando, adaptado de [9].....	19
Figura 3.6- Arquitetura dos Sistemas Clássicos, adaptado de [12].....	25
Figura 3.7- Arquitetura de um SPCC, adaptado de [12]	26
Figura 3.8- Diagrama das zonas de atuação da Proteção de Distância [12].....	28
Figura 3.9- Painéis em testes utilizando equipamento CMC 256 da OMICRON e <i>software</i> de configuração <i>Test Universe</i> da OMICRON.....	41
Figura 3.10- Programação, montagem e ensaio de um IED da ABB, no painel de reserva MT	42
Figura 3.11- Ensaio primários realizados nos TI com equipamento primário CPC 100 da OMICRON	43
Figura 3.12-Visita à antiga Subestação de Seia. Na parte direita da imagem encontram-se IEDs MiCOM P435 a transferir para a nova Subestação e os espaços vazios dos já transferidos	43
Figura 3.13- Visita à antiga Subestação de Seia	44
Figura 3.14- Ensaio em laboratório de um IED da Siemens.....	44
Figura 3.15- Ensaio realizados ao IED	45
Figura 3.16- Ensaio de fábrica da Subestação de Coruche realizados na ABB	46
Figura 3.17- TP da Subestação de Barcarena e respetivas condutas de ar forçado	46
Figura 3.18- Ensaio na Subestação do Alto de S. João	47
Figura 4.1- Níveis e Interfaces de um SAS [24]	50
Figura 4.2- Modelos de aproximação [25]	52
Figura 4.3- Modelo de dados do IED proposto pela norma IEC 61850 [26]	53
Figura 4.4- Hierarquia funcional de um IED segundo a Norma IEC 61850 [27]	53

Figura 4.5- Dispositivo Lógico, funções e serviços [25].....	54
Figura 4.6- Interligações entre Nós Lógicos, adaptado de [24]	54
Figura 4.7- Categoria dos LN [29]	56
Figura 4.8- Dados e atributos de dados [25].....	58
Figura 4.9- Exemplo de aplicação de CDC, adaptado de [25], [28], [30].....	60
Figura 4.10- Exemplo da formação de um <i>Data Set</i> [25]	61
Figura 4.11- Exemplo de modelização de um IED [25]	61
Figura 4.12- Referência [25].....	62
Figura 4.13- Diferenças entre <i>Data Reference</i> e <i>Data Attribute Reference</i> [25]	62
Figura 4.14- Métodos de Comunicação [25]	63
Figura 4.15- Tempo de transmissão de eventos [31].....	66
Figura 4.16- Tipos de mensagens e serviços [31]	67
Figura 4.17- Modelo de publicação de dados <i>Peer-to-Peer</i> (conceito GOOSE) [25]	68
Figura 4.18- Aplicação do modelo GSE [25]	69
Figura 4.19- Modelo de publicação de dados <i>Peer-to-Peer</i> (conceito SMV) [25].....	72
Figura 4.20- <i>Mergin unit e Sampled Value</i> [25]	72
Figura 4.21- Conceito de <i>Setting Data</i> [29]	73
Figura 4.22- Conceito de <i>Repporting e Logging</i> [25].....	74
Figura 4.23- Conceito de BRCB [25].....	75
Figura 4.24- Conceito de <i>Log Control Block</i> [25]	75
Figura 4.25- Ligações dos ficheiros SCL entre ferramentas de engenharia [23]	77
Figura 4.26- Diferenças nas referências IEC 61850 Edição 1 vs Edição 2 [34]	78
Figura 4.27-Troca de dados entre ferramentas IEC 61850 Edição 2 [35]	79
Figura 4.28- Simulação de mensagens [35]	81
Figura 4.29-Testes funcionais [35]	82
Figura 5.1- Tipos de manutenção	84
Figura 5.2- Mala de ensaios CMC 256-6, adaptado de [37]	88
Figura 5.3- Módulos de saídas analógicas de tensão.....	89
Figura 5.4- Módulos de saídas analógicas de corrente	89
Figura 5.5- Módulo de entradas binárias.....	89
Figura 5.6- Janela principal do <i>software Test Universe</i>	90

Figura 5.7- Teste típico realizado em IEDs	92
Figura 5.8- Modelo de testes adotado atualmente	93
Figura 5.9- GOOSE “Falha de Disjuntor” em SPCCs	94
Figura 5.10- Nova abordagem de testes de mensagens GOOSE	95
Figura 6.1- Modelo de testes utilizando ferramentas de publicação/subscrição	98
Figura 6.2- Módulo de Configuração GOOSE	99
Figura 6.3- Modelo de testes utilizando ferramentas de simulação	100
Figura 6.4- Ambiente gráfico do <i>software IEDScout</i>	101
Figura 6.5- <i>Sniffing</i> de mensagens GOOSE utilizando o <i>IEDScout</i>	102
Figura 6.6- <i>Sniffing</i> da rede utilizando o <i>Wireshark</i>	103
Figura 6.7- Configuração dos parâmetros da GOOSE de saída	105
Figura 6.8- Parâmetro SPGGIO4 SPC 1	105
Figura 6.9- Configuração dos parâmetros da GOOSE de entrada	106
Figura 6.10- Janela com configuração do <i>DataSet</i> da GOOSE de entrada	106
Figura 6.11- Bancada de testes utilizada nos testes e verificações realizadas em IEDs EFACEC ..	107
Figura 6.12 - Configuração do módulo GOOSE para verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)	108
Figura 6.13- Verificação do envio (publicação) da mensagem GOOSE recorrendo ao <i>QuickCMC</i> para analisar a presença de sinal na entrada binária 1, (IED EFACEC)	109
Figura 6.14- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o <i>software IEDScout</i>	110
Figura 6.15- <i>Software XML Notepad</i> com o ficheiro SCL da Subestação de Loriga	111
Figura 6.16- Configuração do módulo GOOSE para verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)	112
Figura 6.17- <i>State Sequencer</i> com as configurações utilizadas para o teste de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)	113
Figura 6.18- Configuração dos estados no <i>State Sequencer</i> (saídas analógicas e saída binária).....	113
Figura 6.19- Configuração dos estados no <i>State Sequencer</i> (<i>trigger</i> e geral).....	114
Figura 6.20- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o <i>software IEDScout</i>	114
Figura 6.21- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o <i>software Wireshark</i>	115
Figura 6.22- Mensagem GOOSE enviada pelo IED - <i>Sniffing</i> efetuado com <i>software Wireshark</i> ...	116

Figura 6.23- Simulação de um IED de um painel de linha da Subestação de Loriga através do <i>software IEDScout</i>	117
Figura 6.24- Alteração do valor do <i>data attribute</i> “ <i>stVal</i> ”, do objeto de dados “ <i>P207SLD/SPGGIO4.SPCSO1.stVal</i> ”, no <i>software IEDScout</i>	118
Figura 6.25- <i>Sniffing</i> efetuado com o <i>software IEDScout</i> nos testes realizados, com o IED EFACEC, utilizando ferramentas de simulação.....	119
Figura 6.26- <i>Sniffing</i> efetuado com o <i>software Wireshark</i> , nos testes realizados com o IED EFACEC, utilizando ferramentas de simulação.....	119
Figura 6.27- <i>IEC61850 System Configuration</i>	121
Figura 6.28- Mensagens GOOSE “Falha de Disjuntor” Configuradas.....	121
Figura 6.29- GOOSEs “Falha de Disjuntor” enviadas pelo painel da linha 06	122
Figura 6.30- Exemplo de escolha da origem de uma GOOSE	122
Figura 6.31- Exemplo de escolha do destino de uma GOOSE	123
Figura 6.32- Bancada de testes utilizada nos testes e verificações realizadas em IEDs SIEMENS .	123
Figura 6.33- Configuração do módulo GOOSE para verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS)	124
Figura 6.34- Verificação do envio (publicação) da mensagem GOOSE recorrendo ao <i>QuickCMC</i> para analisar a presença de sinal na entrada binária 1, (IED SIEMENS)	125
Figura 6.35- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o <i>software IEDScout</i>	126
Figura 6.36- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o <i>software Wireshark</i>	126
Figura 6.37- Configuração do módulo GOOSE para Verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS)	127
Figura 6.38- IED SIEMENS com informação de “Falha de Disjuntor” na lista de eventos e no LED n.º4.....	128
Figura 6.39- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o <i>software IEDScout</i>	129
Figura 6.40- <i>Sniffing</i> efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o <i>software Wireshark</i>	129
Figura 6.41- Simulação de um IED de um painel de linha da Subestação de Antanol através do <i>software IEDScout</i>	130
Figura 6.42- Alteração do valor do <i>data attribute</i> “ <i>stVal</i> ”, do objeto de dados “ <i>MT12_L06EXT/pdGGIO23.SPCSO63.stVal</i> ”, no <i>software IEDScout</i>	131

Figura 6.43- IED SIEMENS com informação de “Falha de Disjuntor” na lista de eventos e no LED n.º4, após simulação com <i>software IEDScout</i>	132
Figura 6.44- <i>Sniffing</i> efetuado com o <i>software Wireshark</i> nos testes realizados, com o IED SIEMENS, utilizando ferramentas de simulação	132

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1- Ativos de rede da EDP Distribuição [5]	9
Tabela 3.1- Constituição das redes de distribuição [7]	12
Tabela 3.2- Painéis MT, adaptado de [8]	20
Tabela 3.3- Painéis AT [8]	20
Tabela 3.4- Funções de Proteção características dos painéis AT e MT, adaptada de [13].....	35
Tabela 3.5- Tabela resumo da atuação das diferentes Funções de Automatismo [8].....	38
Tabela 3.6- Funções Complementares características dos painéis AT e MT, adaptada de [13]	39
Tabela 4.1- Significado das Interfaces [24]	51
Tabela 4.2- Lista de grupos de LNs [28]	55
Tabela 4.3- Classe <i>Common Logical Node</i> [28]	57
Tabela 4.4- Lista de CDC [25].....	59
Tabela 4.5- Modelos e serviços ACSI [25]	64
Tabela 4.6- Definição da Classe GoCB [32]	70
Tabela 4.7- Definições para uma GOOSE Addressing (SCL) [31]	71
Tabela 4.8- Estrutura de uma GoCB MMS [31]	71
Tabela 4.9- Estrutura do DstAddress [31]	71
Tabela 5.1- Módulos da mala de ensaios CMC 256-6.....	89
Tabela 5.2- Módulos do <i>software Test Universe</i>	91
Tabela 6.1- Codificação de um valor Booleano, adaptado de [39]	115

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
ASN.1	<i>Abstract Syntax Notation One</i>
AT	Alta Tensão
BER	<i>Basic Encoding Rules</i>
BRCB	<i>Buffered Report Control Block</i>
BT	Baixa Tensão
CDC	<i>Common Data Class</i>
CENEL	Eletricidade do Centro
CER	<i>Canonical Encoding Rules</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
DMN	Direção de Manutenção
DA	<i>Data Attribute</i>
DER	<i>Distinguished Encoding Rules</i>
DO	<i>Data Object</i>
DOD	Direções Operacionais
DPC	<i>Controllable Double Point</i>
DST	Descarregador de Sobretensão
DTR	Proteção Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes
DUT	<i>Device Under Test</i>
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
EN	Eletricidade do Norte
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i>

FC	<i>Functional Constraint</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GSE	<i>Generic Substation Event Model</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IID	<i>Instantiated IED Description</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
LC	<i>Logical Connection</i>
LCCH	<i>Logical Node Physical Communication Channel Supervision</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LGOS	<i>Logical Node GOOSE Subscription</i>
LLN0	<i>Logical Node Zero</i>
LN	<i>Logical Node</i>
LPHD	<i>Logical Node Physical Device Information</i>
LSVS	<i>Logical Node Sampled Value Subscription</i>
LTE	Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo
LTRK	<i>Logical Node Service Tracking</i>
M	<i>Mandatory</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MNSE-CNTSTCNT	Departamento de Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro

MT	Média Tensão
O	<i>Optional</i>
OCC	<i>OMICRON CONTROL CENTER</i>
OCR	Órgãos de Corte de Rede
PC	<i>Physical Connection</i>
PCS	Postos de Corte e Secionamento
PCL	Posto de Comando Local
PTR	Proteção Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes
PT	Postos de Transformação
PVOC	<i>Voltage Controlled Overcurrent Protection</i>
QMMT	Quadro Metálico de MT
RN	Reatância de Neutro
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transportes
SAS	Sistemas de Automação nas Subestações
SAT	<i>Site Acceptance Test</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCC	Sistema de Comando e Controlo
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mapping</i>
SED	<i>Sytem Exchange Description</i>
SGCB	<i>Setting Group Control Block</i>
SLE	Eletricidade do Sul
SMV	<i>Sampled Measured Value</i>

SoE	<i>Sequence-of-Events</i>
SPCC	Sistema de Proteção Comando e Controlo
SSD	<i>System Specification Description</i>
SW	<i>Switch</i>
TBM	<i>Time Based Maintenance</i>
TI	Transformador de Intensidade
TP	Transformadores de Potência
TPU	<i>Terminal and Protection Unit</i>
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
TT	Transformador de Tensão
URCB	<i>Unbuffered Report Control Block</i>
URTA	Unidade Remota de Teleação e Automatismo
XML	<i>eXtensible Markup Language</i>
X_X_M	Condicional Mandatária
X_X_O	Condicional Opcional

1 Introdução

1.1 Motivação e Contexto

A EDP Distribuição é a concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Portugal Continental. Como operadora da rede, tem como objetivo principal garantir os níveis de continuidade e qualidade de serviço exigidos. Para atingir esse objetivo com elevada eficiência e eficácia, acompanha as evoluções tecnológicas constantes, desenvolvendo de acordo com elas os seus Sistemas de Automação e os métodos de manutenção utilizados.

Ao longo dos últimos anos, os Sistemas de Automação nas Subestações (SAS) de Energia Elétrica têm sido alvo de um desenvolvimento significativo, decorrente da forte evolução tecnológica e da automatização de inúmeros processos, que permitiu a substituição das unidades de proteção convencionais por Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs, do Inglês: *Intelligent Electronic Devices*), nas Subestações da rede de Energia Elétrica. A grande capacidade multifuncional dos IEDs permitiu que os SAS passassem a desempenhar funções de Proteção, Comando e Controlo, o que levou à necessidade de adoção de redes de comunicação mais fiáveis, mais robustas e ao aparecimento de novos protocolos de comunicação.

Decorrente desta evolução, cada fabricante desenvolveu protocolos proprietários, o que, para a interligação de IEDs de diferentes fabricantes, conduzia à necessidade do uso de conversores de protocolos e a um elevado esforço de engenharia, tornando o processo de comunicação complexo e dispendioso.

Com o desejo crescente das operadoras de rede em todo mundo de ultrapassarem as limitações anteriormente referidas, bem como de obterem maior capacidade de monitorização e controlo de todos os equipamentos na Subestação com vista a apresentar uma melhor qualidade de serviço e uma maior fiabilidade, foi desenvolvida a norma IEC 61850 “Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações” (do Inglês: *Communication Networks and Systems in Substations*).

A proliferação dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCCs) com arquitetura e protocolos segundo a norma IEC 61850 nas Subestações das redes de distribuição de energia elétrica, criou novos desafios ao Operador do Sistema. Nomeadamente, na medida em que esta estratégia de implementação e disseminação deste tipo de sistemas gerou a necessidade crescente de alterar processos e formas de

executar manutenção, bem como processos de pesquisa e resolução de anomalias por parte das equipas operacionais de manutenção.

É neste contexto que surge o desafio que constituiu o trabalho apresentado neste Relatório de Estágio.

As rotinas de manutenção corretivas e preventivas atuais não contemplam a verificação das funcionalidades de automação implementadas sobre a norma IEC 61850. Este tipo de funcionalidades, tal como as mensagens rápidas do tipo GOOSE, trocadas entre IEDs, são verificadas nos períodos de desenvolvimento e comissionamento de um novo SPCC. No período de operação e manutenção dos SPCCs, surgem dificuldades em executar novamente os referidos testes relacionados com mensagens GOOSE, dada a necessidade de interação entre IEDs para conseguir efetuar as necessárias validações de sistema.

Colocando-se este desafio, tornou-se oportuno, recorrendo a ferramentas de diagnóstico e simulação com publicação/subscrição de mensagens GOOSE, acrescentar procedimentos aos atualmente existentes, com o objetivo de obter ganhos significativos na qualidade da manutenção.

Os modelos adotados, visam tirar partido de algumas funções já disponibilizadas por *software* e *hardware* existente no Departamento de Manutenção, mas que até agora não tinham sido exploradas, bem como traçar alguns caminhos a adotar futuramente na área da manutenção de equipamentos e sistemas IEC 61850.

1.2 Objetivos

O estágio realizado teve como objetivos, para além do enquadramento e do contacto com as atividades de manutenção na EDP Distribuição, o estudo dos SPCCs IEC 61850 segundo um Projeto-Tipo EDP, por forma a ser possível estudar e implementar propostas de ampliação e melhoria das rotinas de testes de manutenção atualmente utilizadas.

Em resumo, os objetivos gerais do estágio foram:

- Enquadramento geral do tema nas atividades da EDP Distribuição;
- Conhecer e participar nas atividades da EDP Distribuição, nomeadamente da Direção de Manutenção e UO Sistemas Centro;
- Estudar os SPCCs segundo o Projeto-Tipo EDP;

- Estudar a norma IEC 61850 Edição 1 e Edição 2;
- Estudar e desenvolver testes aplicados a funcionalidades GOOSE da norma IEC 61850;
- Estabelecer, através de modelos de testes, um suporte de conhecimento IEC 61850 para promover a melhoria das rotinas de testes de manutenção atualmente utilizadas.

1.3 Organização do Documento

A estrutura deste Relatório de Estágio foi organizada segundo os objetivos apresentados e encontra-se dividida em 7 capítulos, expondo no início um Resumo e um *Abstract* que sintetizam os objetivos e o trabalho desenvolvido.

No Capítulo 1 (o presente capítulo) é apresentado um enquadramento dos temas que serão expostos ao longo do relatório, bem como uma motivação para a realização deste estágio por parte das entidades envolvidas.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral da EDP e das estruturas organizativas da empresa onde decorreu o estágio.

No Capítulo 3 são analisadas com algum detalhe as Subestações da rede elétrica de distribuição e um dos seus subsistemas, os SPCCs. A análise baseia-se numa descrição dos principais equipamentos de uma Subestação, mais propriamente de uma Subestação segundo o Projeto-Tipo EDP e dos principais equipamentos de um SPCC. São também abordadas as principais funções de um SPCC. Neste capítulo descrevem-se ainda várias visitas às instalações e os acompanhamentos de trabalhos realizados no campo.

O Capítulo 4 apresenta uma visão geral da norma IEC 61850 e das suas principais características, de modo a possibilitar a compreensão da sua importância nas Subestações e assim permitir justificar a necessidade da integração dos testes IEC 61850 na manutenção de IEDs. Apresenta-se também um resumo das diferenças entre a norma IEC 61850 Edição 1 e a norma IEC 61850 Edição 2.

O Capítulo 5 pretende introduzir os conceitos, os métodos e as tarefas de manutenção de IEDs, tal como estas são realizadas presentemente na UO Sistemas Centro, criando uma ponte com o capítulo seguinte, no que se refere à motivação e possibilidades de introdução de novas verificações e conceitos prova, associados às funcionalidades GOOSE da norma IEC 61850.

O Capítulo 6 descreve com detalhe as ferramentas e testes efetuados em laboratório, que foram utilizados para a verificação de mensagens GOOSE geradas por IEDs durante uma rotina típica de manutenção. Este capítulo apresenta o modelo a adotar para executar e integrar este tipo de ações nas rotinas atualmente existentes.

O Capítulo 7 termina este relatório em forma de resumo e conclusões gerais, apontando também alguns caminhos, desenvolvimentos e estudos que poderão ser adotados no futuro, sempre com o objetivo de aumentar a qualidade das rotinas de manutenção, no que diz respeito à norma IEC 61850.

2 Visão Geral EDP

O Grupo EDP detém várias empresas organizadas segundo o Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este último é constituído pelas seguintes áreas de atividade: Produção, Rede Nacional de Transporte, Distribuição e Comercialização. Esta última está dividida em dois grupos: Comercializador de Último Recurso (fornece os clientes em mercado regulado) e Comercializadores em Regime de Mercado (fornecem os clientes em mercado liberalizado).

O Transporte e a Distribuição de eletricidade são desenvolvidos através de concessões públicas atribuídas. As atividades de Produção e Comercialização de eletricidade e a gestão de mercados de eletricidade estão abertos a concorrência e requerem a aquisição de licenças.

A comercialização de energia elétrica é efetuada em dois regimes, o regime regulado, em que existe um único comercializador que vende a energia a clientes elegíveis a uma tarifa fixada anualmente pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) e o regime de mercado, em que os comercializadores negociam as condições para o fornecimento de energia.

Em Portugal Continental, a EDP Distribuição exerce a atividade de operador de rede de distribuição e é o responsável pela distribuição de energia elétrica entre a rede de transporte e os pontos de entrega [1].

O presente capítulo tem como principal objetivo apresentar uma visão geral do Grupo EDP, de modo a enquadrar o estágio realizado. Em particular, irá focar-se na EDP Distribuição, mais especificamente no Departamento de Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro, uma vez que o estágio se realizou nesse departamento específico.

2.1 Apresentação do Grupo EDP

A EDP nasceu em 1976, com a designação de “Eletricidade de Portugal”, decorrente da união de todas as empresas de Produção, Transporte e Distribuição de energia elétrica de Portugal Continental, que tinham sido nacionalizadas em 1975. Abraçou como missão a continuação do processo de eletrificação do território nacional, melhorar continuamente a qualidade da rede, integrar a distribuição de energia

elétrica dos municípios, bem como a criação de uma tarifa única para todos os clientes [2].

No ano de 1991, a empresa muda a sua identidade jurídica e passa de Entidade Pública a Sociedade Anónima. A mudança de visual acontece só em 1993 marcando a rutura total face à antiga marca [3].

Em 1994, nasceram quatro empresas distribuidoras, Eletricidade do Norte (EN), Eletricidade do Centro (CENEL), Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo (LTE) e Eletricidade do Sul (SLE), que pertenciam totalmente à EDP e vinham substituir a antiga organização da distribuição, que assentava em quatro Direções Operacionais (DOD), Norte, Centro, Tejo e Sul [2].

No ano de 2000, nasceu a EDP Distribuição, que tinha como finalidade ser a única empresa responsável pela Distribuição [2].

Procurando uma maior proximidade com o cliente e *stakeholders*, em 2004, a EDP adquire uma nova imagem, com o objetivo de mostrar que era uma empresa aberta, transparente e honesta, que tinha um preço justo e um serviço fiável e que queria estar disponível para os seus cliente e *stakeholders*. Neste ano, a EDP passa então a identificar-se como “Energias de Portugal” devido a nova mudança de paradigma e ao facto de já possuir outras atividades no setor de energia [3].

A Figura 2.1 ilustra a evolução histórica da marca EDP e as imagens que foi adquirindo decorrentes das alterações a nível empresarial.

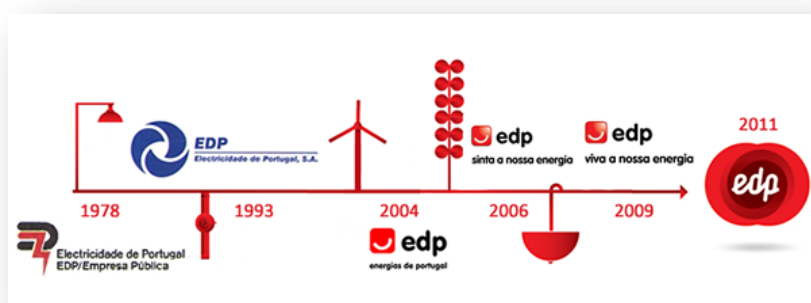


Figura 2.1- Evolução histórica da marca EDP [3]

Com o decorrer dos anos o Grupo EDP entrou em novos negócios e marcou presença em vários continentes, apresentando-se como uma empresa humana, sustentável e inovadora (Figura 2.2). Não esquecendo os problemas da atualidade e a necessidade da criação de um futuro mais sustentável, detém uma aposta significativa nas

encontra-se dividida em áreas e departamentos. Entre eles encontra-se a Direção de Manutenção (DMN), e nomeadamente o Departamento de Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro (MNSE-CNTSTCNT), onde se realizou o estágio, como se pode observar na Figura 2.3.

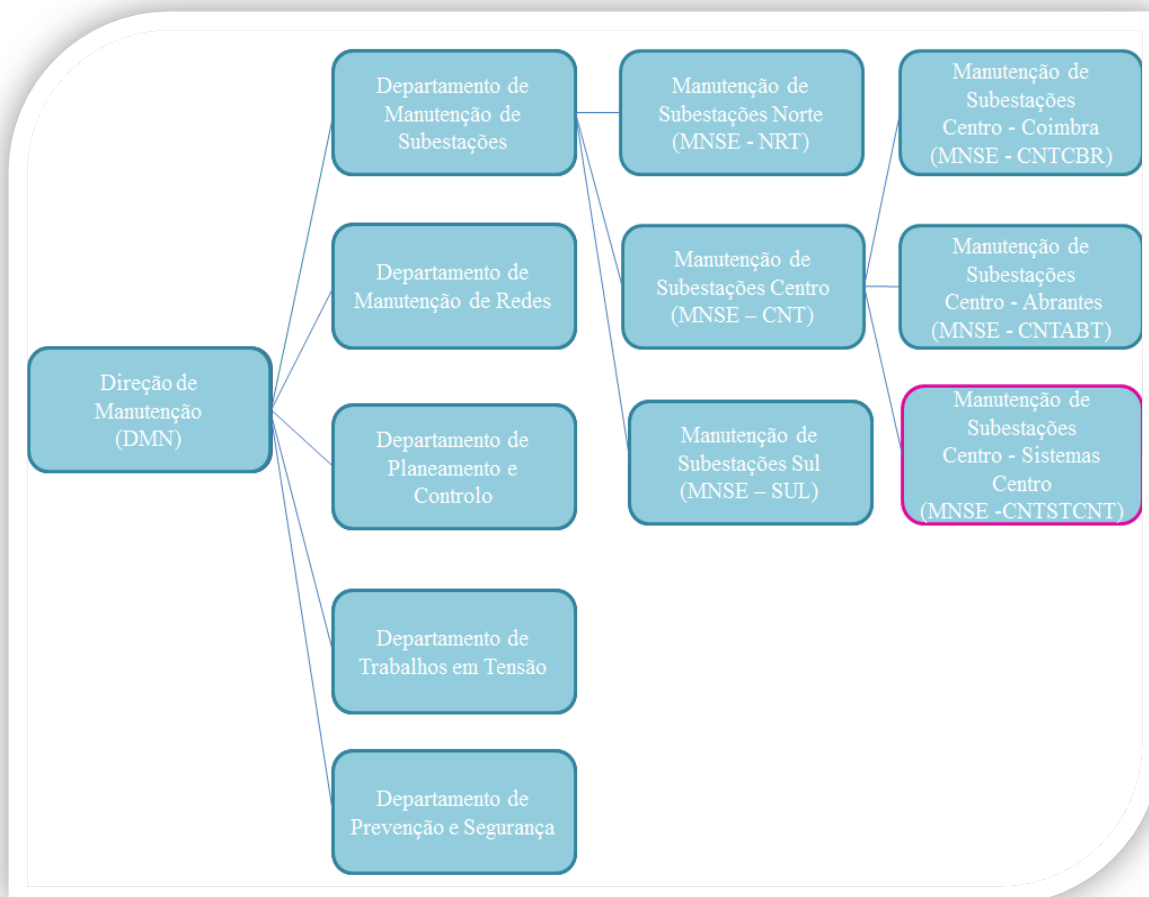


Figura 2.3- Estrutura departamental da DMN

2.3 Departamento de Manutenção de Subestações Centro - Uo Sistemas Centro (MNSE-CNTSTCNT)

O presente estágio decorreu no MNSE-CNTSTCNT, que é um departamento integrante da DMN. A DMN é responsável por planear, executar e controlar a manutenção e operação dos ativos de toda a rede de distribuição, assegurando o seu correto funcionamento. Na Tabela 2.1 estão especificados os ativos de rede, em 31 de Dezembro de 2014.

Tabela 2.1- Ativos de rede da EDP Distribuição [5]

	2013	2014
Subestações ⁽¹⁾		
Nº de subestações	411	416
Nº de transformadores	719	725
Potência instalada (MVA)	17 094	17 401
Linhas (incluindo ramais, em km)	83 542	81 694
Aéreas	66 974	67 208
AT (60/130 kV)	8 779	8 844
MT (6/10/15/30 kV) ⁽²⁾	58 195	58 184
Cabos subterrâneos	16 568	14 666
AT (60/130 kV)	524	531
MT (6/10/15/30 kV) ⁽²⁾	16 044	14 135
Postos de Transformação		
Unidades	66 023	66 719
Potência instalada (MVA)	19 833	19 969
Redes BT (km)	141 324	141 829
Aéreas	108 197	108 586
Subterrâneas	33 127	33 243

(1) Inclui 32 subestações MT/MT e 2 subestações MAT/AT/MT
(2) Uma alteração na metodologia de obtenção dos dados relativos à rede MT justifica a diminuição face aos valores de 2013

O MNSE tem como atividades específicas, entre outras [2]:

- Realizar as ações de manutenção preventiva (sistemática e condicionada) das Subestações e Postos de Corte que lhes estão afetos;
- Realizar as ações de manutenção corretiva (paliativa e curativa);
- Realizar as ações de manutenção extraordinária;
- Avaliar a condição dos ativos e registar os respetivos dados;
- Apresentar propostas para melhorar a condição e/ou o desempenho dos ativos;
- Prestar assistência às Subestações e Postos de Corte em termos de manobras, consignações, localização e reparação de avarias;
- Coordenar o processo referente aos Pedidos de Disponibilidade que envolvam Subestações ou Postos de Corte, em articulação com as Direções envolvidas.
- Intervir no Processo de Comissionamento de acordo com os procedimentos e orientações estabelecidas;
- Apoiar outras Direções na preparação/coordenação de trabalhos e em análises, estudos e diagnósticos.

O MNSE-CNTSTCNT, onde decorreu o estágio, tem a seu cargo diversos ativos entre os quais se incluem:

- Sistemas de Proteção;
- IEDs;
- SPCCs, seus equipamentos e redes de comunicação integrantes;

- Unidades Remotas de Teleação e Automatismos;
- Redes de Telecomunicações;
- Serviços Auxiliares de Corrente Contínua.

Das tarefas mais específicas realizadas no MNSE-CNTSTCNT, salientam-se as seguintes:

- Planeamento e execução de Ações de Manutenção Corretiva de anomalias nos ativos a seu cargo;
- Planeamento, controlo e execução de Ordens de Manutenção Preventiva dos ativos a seu cargo;
- Controlo e execução do Orçamento de Manutenção disponível;
- Comissionamentos e acompanhamento de obras;
- Alterações de configuração e parametrização de equipamentos;
- *Surveys* e Inspeções;
- Gestão de equipamentos de reserva;
- Orçamentação e acompanhamento de reparações;
- Alterações de projeto.

O MNSE-CNTSTCNT, para além das suas atividades principais, estuda e analisa possibilidades de melhoria nos processos de manutenção, de forma a torná-los os mais completos possíveis e com capacidade de responder as exigências que vão surgindo com a evolução tecnologia e conseqüentemente com a evolução dos SPCCs.

3 Subestações - Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCCs)

Neste capítulo são analisadas com algum detalhe as Subestações da rede elétrica de distribuição e um dos seus subsistemas, os SPCCs. A análise baseia-se numa descrição dos principais equipamentos de uma Subestação, mais propriamente de uma Subestação segundo o Projeto-Tipo EDP e dos principais equipamentos de um SPCC. São também abordadas as principais funções de um SPCC. Neste capítulo descrevem-se também as visitas realizadas às instalações e os acompanhamentos de trabalhos realizados no campo.

3.1 Rede Elétrica - Visão Geral

A rede elétrica portuguesa é composta pela Rede Nacional de Transportes (RNT), concessionada à REN (Redes Energéticas Nacionais) e pela RND, concessionada à EDP Distribuição, como já foi introduzido no Capítulo 2. A RNT opera em Muito Alta Tensão (MAT) e a REN tem como missão assegurar o equilíbrio entre a oferta dos centros produtores e a procura dos centros consumidores e deve estar preparada para dar resposta às solicitações de novas ligações e de pedidos de reforço (aumento de potência requisitada) de ligações existentes. Enquanto a RND opera em AT, MT e BT, a EDP Distribuição garante a distribuição da energia elétrica das Subestações que estão interligadas à RNT e dos centros electroprodutores (AT e MT) para as instalações consumidoras dos respetivos níveis de tensão.

Atualmente, na RND existem vários níveis de tensão em MT (6 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV). Isto deve-se aos factos históricos que estiveram na origem da EDP Distribuição e à fusão de diversas entidades numa. Embora com o passar dos anos se tenha procurado uma uniformização da rede e extinto muitas outras tensões em MT herdadas das entidades antecessoras como é o caso dos 3, 4, 5 e 40 kV, existem ainda hoje instalações com tensão de 6 kV, como é por exemplo o caso de Castelo Branco. Esta evolução deveu-se em grande parte à descentralização dos centros produtores, principalmente à introdução da produção em regime especial, a procura de uma melhor qualidade de serviço prestada, uma minimização das perdas, um melhor desempenho financeiro e uma rede mais fiável e flexível [6]. Na Figura 3.1 pode-se observar a constituição geral da rede elétrica portuguesa.

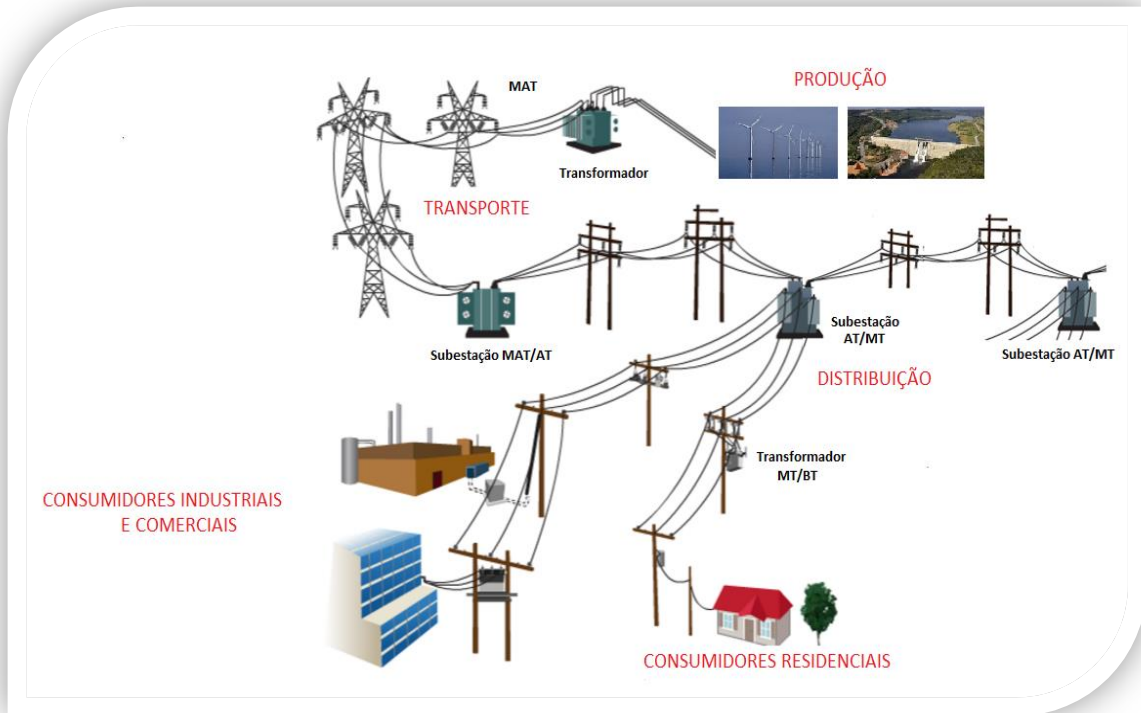


Figura 3.1- Produção, Transporte e Distribuição da energia elétrica

A RND é constituída por Subestações, com transformadores de potência (TP) abaixadores, que estão interligadas por meio de linhas aéreas (maioritariamente) ou linhas subterrâneas (com cabos isolados-secos), aos postos de corte e secionamento (PCS), ou aos postos de transformação (PT) e, para uma exploração da rede adequada, por órgãos de corte de rede (OCR). A Tabela 3.1 ilustra a constituição geral da rede de distribuição.

Tabela 3.1- Constituição das redes de distribuição [7]

Linhas Aéreas e Cabos Subterrâneos em:	
Alta Tensão	60 kV (tensão nominal)
Média Tensão	30 kV
	15 kV (tensões nominais) 10 kV
Baixa Tensão	400/230 V (tensão nominal)
Subestações	
Postos de Seccionamento	
Postos de Transformação	
Ligações às instalações particulares	
Instalações de Iluminação Pública	
Órgãos, equipamentos e telecomando da rede	

3.2 Subestação Projeto-Tipo

Na sua definição mais simples, uma Subestação de distribuição de energia elétrica é uma instalação com um conjunto de equipamentos elétricos destinados a transformar os níveis de tensão e corrente. As Subestações da EDP Distribuição, geralmente, são Subestações AT/MT ou MT/MT com transformação de energia elétrica AT (60 kV) para MT (30/15 kV), possibilitando a distribuição de energia elétrica para os centros consumidores.

O Projeto-Tipo EDP estabelece as características técnicas que a Subestação Tipo AT/MT deverá respeitar, os seus diversos equipamentos, os materiais que a constituem e as regras para a sua construção.

Os principais objetivos que se pretendem atingir com o Projeto-Tipo de Subestação AT/MT, são os seguintes [8]:

- Projeto normalizado referente as diferentes áreas técnicas de uma Subestação: Construção Civil, Equipamentos e SPCC Numérico;
- Criação de uma solução modular e flexível que permita adaptar-se às necessidades específicas da rede e acompanhar a sua evolução;
- Simplificação das soluções técnicas a adotar nas diferentes áreas do projeto da Subestação e consequente otimização do espaço necessário para a sua implementação;
- Redução dos prazos e dos custos de projeto e construção;
- Melhoria dos níveis de continuidade e qualidade de serviço.

Neste relatório serão apenas referidos os aspetos mais relevantes da área técnica da Subestação relativa aos SPCCs e os principais equipamentos da Subestação.

3.2.1 Equipamentos

A Subestação Tipo AT/MT da RND é uma instalação mista, com aparelhos de montagem exterior (painéis de alta tensão e equipamentos complementares de média tensão) e aparelhos de montagem interior (Edifício de Comando) (Figura 3.2).

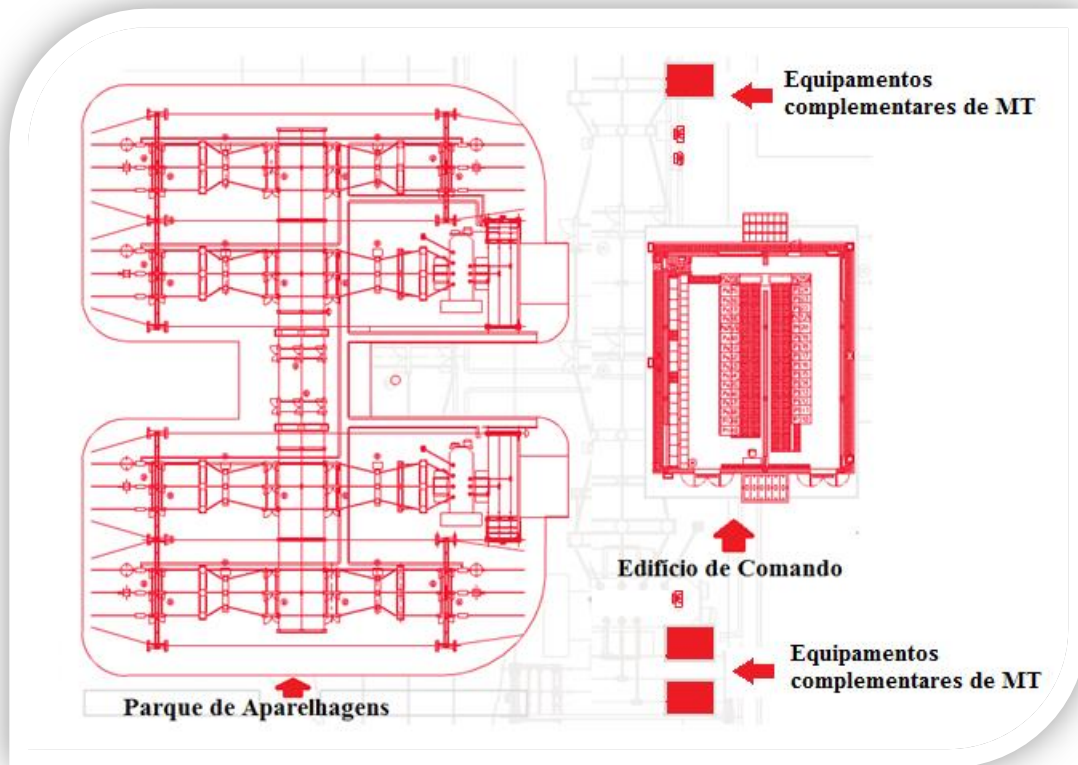


Figura 3.2- Visão esquemática de uma Subestação Tipo, adaptado de [9]

Nos pontos seguintes será referida a constituição do parque exterior e interior de aparelhagem, bem como os equipamentos mais relevantes de um SPCC.

3.2.1.1 Parque Exterior de Aparelhagem

No Parque Exterior de Aparelhagem encontram-se instalados os painéis AT e os equipamentos complementares de MT. A Figura 3.3 e a Figura 3.4 ilustram o parque exterior de aparelhagem de uma Subestação Tipo.

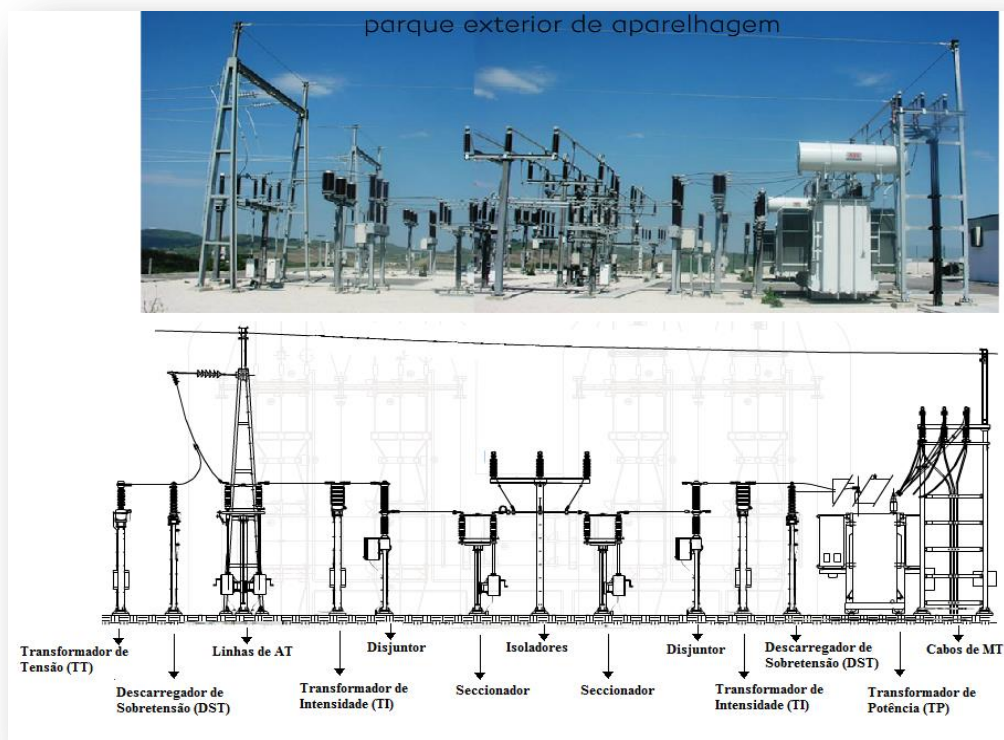


Figura 3.3- Parque Exterior de Aparelhagem, adaptado de [9]

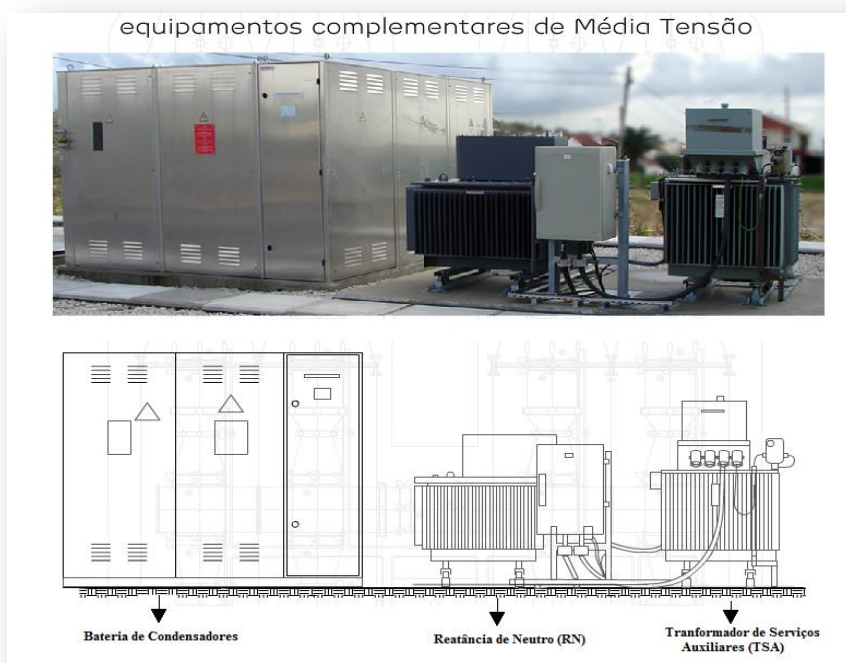


Figura 3.4- Parque Exterior de Aparelhagem - Equipamentos complementares de MT, adaptado de [9]

As principais funções dos equipamentos constituintes do parque exterior de aparelhagem são [9]:

i) Transformador de Tensão (TT)

Transforma a tensão real numa tensão medida, proporcional à real mas muito mais reduzida, para poder ser monitorizada pelas unidades de proteção, de controlo e de medida. O TT dá a imagem da tensão que existe no enrolamento primário, ou seja, nos TT com relação de transformação 60000/100 V se estiverem 60000 V no primário surgem 100 V no secundário.

ii) Descarregador de Sobretensão (DST)

Atua como proteção em relação às sobretensões, ou seja, na presença de uma sobretensão o equipamento diminui muito a sua resistência, ficando assim estabelecido um ponto de descarregamento para o circuito de terra.

iii) Linha de AT

São condutores utilizados para estabelecer um circuito elétrico e podem ser utilizados para interligar Subestações ou Postos de Seccionamento AT, escoar a energia elétrica de algum Produtor de energia elétrica e alimentar clientes AT.

iv) Transformador de Intensidade (TI)

Transforma a corrente que circula no enrolamento primário numa corrente induzida no enrolamento secundário, proporcional ao primário mas muito mais reduzida, de forma a possibilitar a sua medição pelas unidades de proteção, de controlo e de medida. Um TI com relação de transformação 800/1 A, quando no primário circulam 800 A no secundário circula 1A, ou seja, o TI dá a imagem da corrente que circula no primário.

v) Disjuntor

Dispositivo eletromecânico que protege os circuitos contra sobreintensidades, ou seja, na presença de um curto-circuito ou sobrecarga o disjuntor interrompe o

circuito elétrico, antes que os efeitos térmicos e mecânicos destas correntes se possam tornar perigosos. O corte é efetuado separando dois contactos numa câmara de corte, que possui, normalmente, gás hexafluoreto de enxofre (SF₆), que funciona como material dielétrico (isolante).

vi) Seccionador

Dispositivo de manobra (mecânico) que tem como função garantir o isolamento entre duas partes ativas, na posição de aberto. É considerado um equipamento sem poder de corte, A sua manobra de abertura só pode ser executada após a abertura do disjuntor, assegurando assim os requisitos segurança.

vii) Isoladores

Têm como função afastar eletricamente qualquer parte em tensão das estruturas que os suportam. A EDP utiliza como material dielétrico sólido a porcelana por possuir alta capacidade de isolamento elétrico e alta resistência mecânica.

viii) Transformador de Potência (TP)

Equipamento que garante a transformação de AT para MT. Permite também regular a tensão atuando no número de espiras do enrolamento primário (tomadas do TP), de modo a manter o valor da tensão do secundário. É constituído por enrolamentos de cobre, com isolamento de papel entre eles, o núcleo é de ferro e como material dielétrico é utilizado o óleo que compõe normalmente 25% do seu peso. O TP é considerado o equipamento mais volumoso e mais dispendioso de uma Subestação.

ix) Cabos de MT

Efetuem a ligação do secundário do TP ao respetivo barramento MT que se encontra no quadro metálico.

x) Baterias de Condensadores

Permitem compensar o fator de potência nas linhas de distribuição.

xi) Reactância de Neutro (RN)

A RN encontra-se ligada ao secundário do TP, para criar uma impedância de ligação à terra, de forma a limitar a intensidade de corrente de curto circuito. Este equipamento caracteriza o regime de neutro, pelo que com a existência de RN se costuma associar ‘regime de neutro impedante’.

xii) Transformador de Serviços Auxiliares (TSA)

O seu princípio de funcionamento é semelhante ao do TP embora possuindo uma potência muito mais reduzida, normalmente 100 kVA. É utilizado para alimentar os circuitos auxiliares de uma Subestação, como por exemplo, a iluminação, o ar condicionado, ventiladores dos transformadores e os circuitos de retificação para corrente contínua, que possibilitam alimentação das unidades de proteção, de controlo e medida.

3.2.1.2 Edifício de Comando

No Edifício de Comando encontra-se instalado o equipamento principal de MT (Quadro Metálico MT (QMMT)) e os armários que agregam os SPCCs e os sistemas de alimentação de corrente contínua, como se pode visualizar através da Figura 3.5. Este edifício está protegido com um sistema de deteção de intrusão do tipo micro-ondas e infravermelhos e sistemas de deteção incêndio do tipo ótico. É também constituído por um bom isolamento térmico de modo a garantir uma temperatura média interior entre 15°C a 20°C.

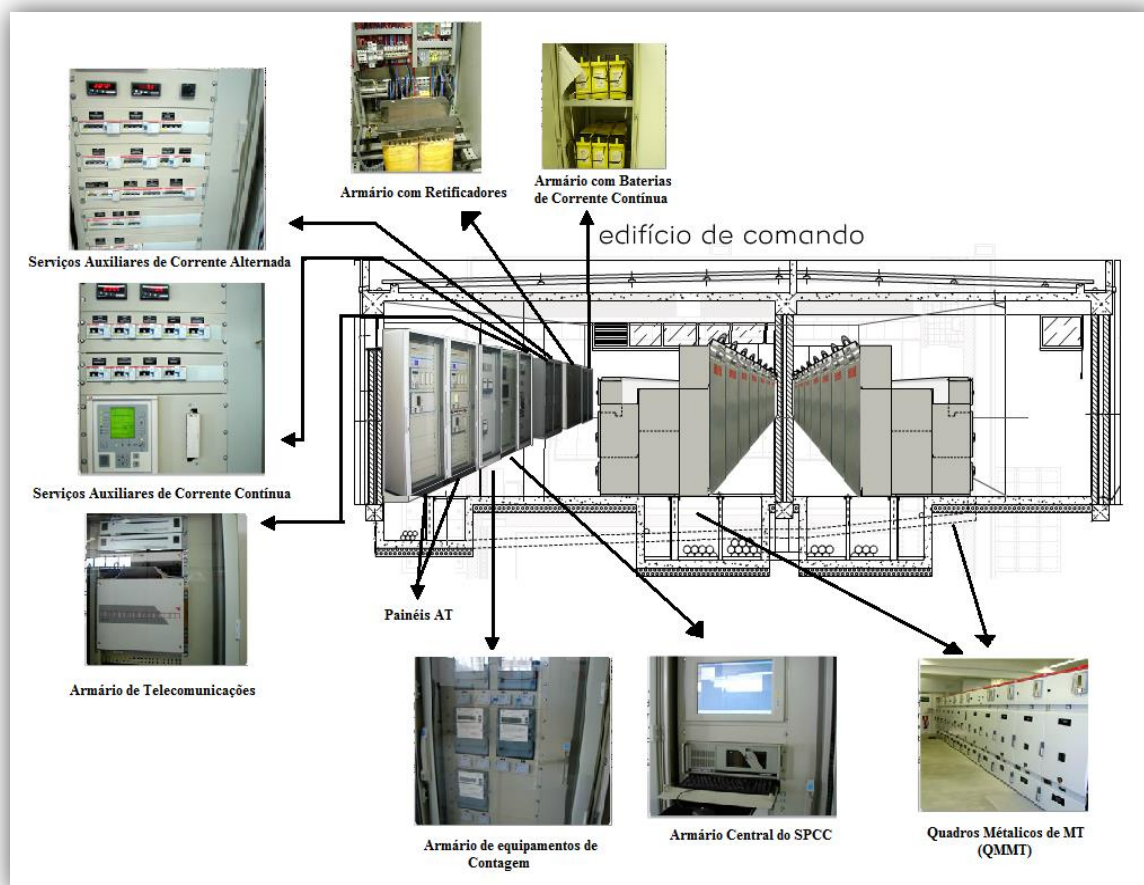


Figura 3.5- Interior do Edifício de Comando, adaptado de [9]

De seguida é apresentada uma breve descrição dos equipamentos e dos armários do Edifício de Comando [8],[9].

i) QMMT

É um quadro metálico blindado que contém as Celas (compartimentos distintos e fechados) de MT onde interligam as linhas MT que irão alimentar os Postos de Seccionamento e de Transformação da rede de distribuição nos centros de consumo [9]. Os diversos painéis (celas) e a sua função estão identificados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2- Painéis MT, adaptado de [8]

	Tipo de painel	Função
QMMT	Chegada Transformador de Potência	Assegura a ligação entre o secundário do transformador de potência AT/MT e o barramento do quadro metálico
	Linha MT	Assegura a ligação entre o barramento do quadro metálico e a respetiva linha de distribuição de MT
	Bateria de Condensadores	Assegura a ligação entre o barramento do quadro metálico e a bateria de condensadores de MT
	Transformador de Serviços Auxiliares e Reactância de Neutro	Assegura a ligação entre o barramento do quadro metálico e o transformador MT/BT de Serviços auxiliares e a reactância de criação de neutro artificial
	Potencial de Barra MT	Assegura a ligação entre o barramento do quadro metálico e os transformadores de medida de tensão do barramento
	Interbarras MT	Assegura a ligação de dois barramentos entre si
	Ligação de Barras	Assegura a ligação de cada barramento à cela de interbarras

ii) Painéis AT

Conjunto de armários, também conhecidos como Painéis AT, que contêm unidades de proteção, de controlo e de medida, que desempenham funções distintas. Na Tabela 3.3 estão identificados os diversos painéis AT e a sua função.

Tabela 3.3- Painéis AT [8]

	Tipo de painel	Função
Painéis AT	Linha AT/Transformador de Potência AT/MT	Assegura a ligação direta entre a linha de distribuição de AT e o primário do transformador de potência AT/MT
	Linha AT	Assegura a ligação entre o barramento AT e a respetiva linha de distribuição de AT
	Transformador de Potência AT/MT	Assegura a ligação entre o barramento AT e o primário do transformador de potência AT/MT
	Potencial de Barras AT	Assegura a ligação entre o barramento AT e os transformadores de medida de tensão do barramento
	Interbarras AT	Assegura a ligação de dois barramentos entre si

iii) Armário com equipamentos de Contagem

Neste armário encontram-se os contadores da Subestação, que têm como missão fazer a contagem de energia que passa nos TP, nos TSA e a energia reativa das Baterias de Condensadores. Neles está também integrado um sistema de telecontagem que envia os valores das contagens para os serviços centrais da EDP.

iv) Armário de Qualidade de Energia

Este armário tem integrado um sistema de monitorização da qualidade de energia, no entanto não está presente em todas as Subestações.

v) Armário central do SPCC

Este armário contém um computador que realiza a função de Posto de Comando Local, um computador com as funções de Unidade Central, bem como equipamentos de sincronização e suporte à rede de dados local.

vi) Armário de Telecomunicações

Neste armário encontra-se o equipamento de telecomunicações que permite o fluxo de dados entre os SPCCs das Subestações, o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA, do Inglês: *Supervisory Control and Data Acquisition*) existente nos Despachos AT e os Centros de Condução MT. Permite ainda outros serviços, como por exemplo a existência de telefones nas instalações e circuitos de comunicação de suporte para esquemas de Proteção e Teleproteção.

vii) Serviços Auxiliares de Corrente Contínua

Este armário contém os disjuntores de BT que alimentam os diversos circuitos de tensão contínua da Subestação, tais como, centrais de intrusão/incêndio e circuitos de Comando/Proteção/Medida. Estes serviços estão previstos para 110 V e 48 V, sendo a sua alimentação realizada a partir de um conjunto bateria-carregador.

viii) Serviços Auxiliares de Corrente Alternada

Este armário contém os disjuntores de BT que alimentam os diversos circuitos de tensão alternada da Subestação, tais como, ventilação de emergência, o aquecimento dos armários no exterior, o ar condicionado, a iluminação e as tomadas da Subestação. Estes serviços são alimentados pelo TSA e estão previstos para 400-230 Vac, 50 Hz. Caso haja uma falha na alimentação, existirá um sistema automático que garante a comutação para outra fonte, quando disponível.

ix) Armário com retificadores

Neste armário está instalado o equipamento retificador 400 Vac - 110 Vcc e conversor 110 Vcc - 48 Vcc. Além do fornecimento de tensão aos Serviços Auxiliares CC, tem também como função carregar as baterias de corrente contínua.

x) Armário com Baterias de Corrente Contínua

Este armário contém baterias que em caso de falta de Corrente Alternada e consequente retificação / conversão para Corrente Contínua, garantem o comando funcional da Subestação durante o seu tempo de capacidade, assegurando 110 Vcc e 48 Vcc. As baterias do Projeto-Tipo são alcalinas e têm 200 Ah de capacidade, podendo assim fornecer 20 A durante 10 h.

3.2.1.3 Equipamentos Principais de um SPCC

Um SPCC de tecnologia digital garante a Proteção, Comando e Controlo da Subestação recorrendo a funções de Proteção, Automatismos e Encravamentos definidos em cada tipo de painel. Os principais componentes de um SPCC são:

i) Unidade Central (UC)

É constituída por um computador industrial que permite a execução das funções de Comando e Controlo de toda a instalação, no local ou a distância. A UC permite a Supervisão e Comando local da Subestação, recolha e tratamento de dados, a gestão do registo cronológico de acontecimentos na Subestação, garantindo o arquivo no Posto de Comando Local (PCL) dos registos de eventos e de oscilografia “descarregados” automaticamente das proteções numa lógica “*Event Triggered*”.

Possibilita a implementação de funções de automatismo, a configuração, parametrização e manutenção de todos os módulos funcionais do sistema através do PCL, bem como, a animação em tempo real dos diversos quadros gráficos da Interface Humano Máquina (HIM, do Inglês: *Human Machine Interface*) disponíveis no PCL. A UC é também responsável pela interligação com o Centro de Condução (e com o Centro de Manutenção) e deverá ser sincronizada através do protocolo de comunicação ou por GPS [10].

ii) Posto de Comando Local (PCL)

Computador industrial onde se pode visualizar um sinóptico igual ao dos operadores dos Despachos AT e Centros de Condução MT, possibilitando assim comandar localmente conhecer o estado dos equipamentos da Subestação [9]. É responsável pelo arquivo dos registos do Sistema e por todas as funções de visualização e interface operacional com o utilizador. A partir do PCL também é possível proceder à parametrização e configuração dos IED e à análise do registo de eventos e alarmes [11].

iii) IED

São equipamentos digitais com microprocessadores com elevado poder de cálculo, responsáveis pela execução das funções de Proteção, Automatismos, Comando e Controlo de todo o processo, desde a aquisição de dados ao comando de aparelhagem. Os IEDs utilizam *hardware* específico para a aquisição de dados (sinalizações e medidas) provenientes do processo, para a emissão de ordens para o processo (por solicitação das funções que têm integradas), para realizar comando dos órgãos de manobra de cada painel (localmente ou remotamente via SCADA), para troca de informações com outros IEDs, ou para envio de informação para a UC. O suporte do fluxo de dados é a rede de comunicação local.

iv) Rede de Comunicação Local

É a estrutura que assegura a comunicação entre unidades de painel, bem como entre estas e a unidade central. Deve ter como suporte físico a fibra ótica e deve garantir

uma velocidade de transmissão adequada à realização das diferentes funções inerentes ao SPCC, dentro dos limites temporais exigidos [8].

3.3 Arquiteturas

Com o decorrer dos anos as Subestações e os sistemas nelas integrados têm evoluído significativamente, bem como a arquitetura do sistema.

3.3.1 Arquitetura Clássica

Os sistemas de Proteção, Comando e Controlo clássicos implementados nas instalações da EDP Distribuição, baseiam-se no princípio da coexistência de 4 subsistemas:

- Proteção;
- Comando local;
- Automatismos;
- Telecontrolo.

Os subsistemas de “Automatismos” e “Telecontrolo” são assegurados pela denominada URTA - Unidade Remota de Teleação e Automatismos. É nesta unidade que reside a Base de Dados, obrigando a que toda a informação, vinda ou dirigida para a Subestação, tenha sempre que passar pela mesma. A URTA interage com a Subestação através da interface de sinalizações, alarmes, medidas e comandos.

O subsistema de “Comando Local” encontra-se interligado com a URTA, atuando deste modo sobre a instalação.

O subsistema de “Proteção” encontra-se implementado de uma forma autónoma e descentralizada, uma vez que as unidades de proteção se encontram geralmente instaladas nos painéis por elas protegidas.

A Figura 3.6 ilustra o modo como se encontra estruturado o Sistema de Proteção, Comando e Controlo tradicional de uma instalação de distribuição de energia.

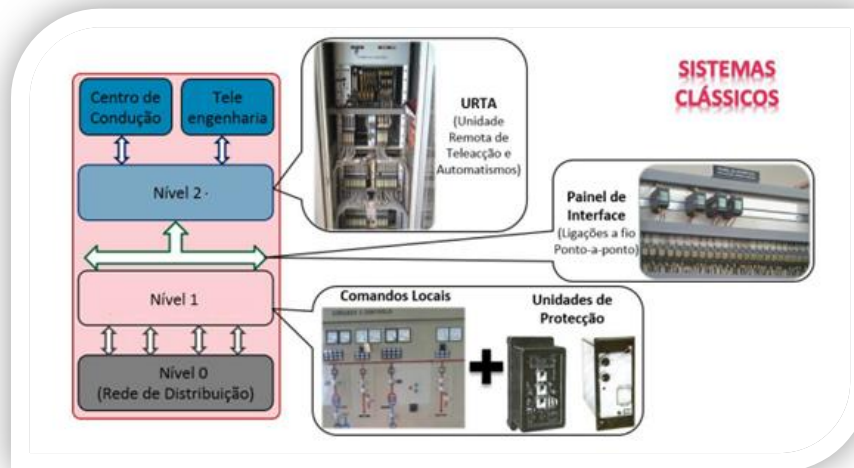


Figura 3.6- Arquitetura dos Sistemas Clássicos, adaptado de [12]

3.3.2 Arquitetura SPCC Numérico

Com o advento da tecnologia e das redes de comunicação e protocolos, a integração do Sistema de Proteções com o restante Sistema de Controlo e Comando passa a ser uma realidade. A elevada disponibilidade de funcionamento das redes de comunicação de dados e das unidades de painel permitiu tornar o SPCC mais eficiente e eficaz, através da otimização da sua arquitetura e da introdução de novas funcionalidades.

O SPCC numérico, sendo responsável pela Supervisão, Comando, Controlo e Protecção de todos os órgãos da Subestação AT/MT é constituído por diversos módulos interligados de aquisição e processamento de informação.

Quanto à arquitetura e à organização funcional do SPCC numérico, estas seguem uma orientação modular, flexível e de fácil expansão, baseada em tecnologia digital de processamento distribuído. A arquitetura de um SPCC pode ser dividida em três níveis hierárquicos interligados entre si [8]:

- Nível 0- Processo;
- Nível 1- Unidade Painel/IED;
- Nível 2- UC.

A Figura 3.7 ilustra a Arquitetura de um SPCC Numérico.

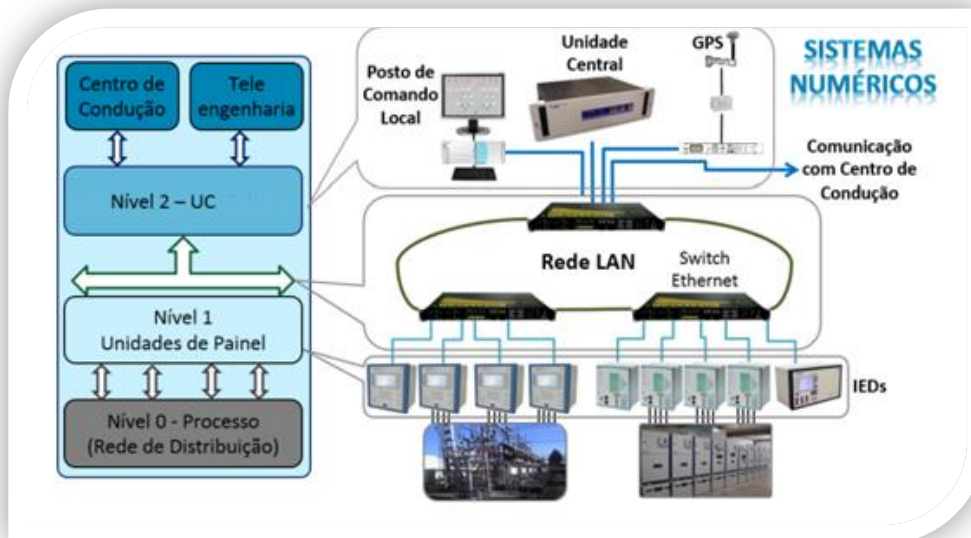


Figura 3.7- Arquitetura de um SPCC, adaptado de [12]

De seguida apresenta-se uma breve descrição de cada nível hierárquico:

i) Nível 0- Processo

Este nível é constituído pelos equipamentos primários da Subestação (disjuntores, transformadores, etc) [8].

ii) Nível 1- Unidade Painel/IED

Este nível é constituído por vários IEDs. Eles são responsáveis por desempenhar as funções de Proteção, Comando e Controlo do processo, asseguradas pela interação dos seguintes módulos funcionais: módulo de entrada (adquire a informação proveniente do processo, como sinalizações e medidas), módulo de processamento (responsável pelo processamento da informação necessária às várias funções de proteção, automatismos, condições específicas de funcionamento e complementares, residentes no painel), módulo de saída (emite ordens para o processo, provenientes das funções de telecomando, proteção, automatismo ou das condições específicas de funcionamento), módulo de comunicação (assegura a interação com outros IEDs ou com a UC através da rede de comunicação local) e módulo de HMI (disponibiliza ao utilizador a informação e o comando local sobre o painel) [8].

iii) Nível 2- UC

Este nível deve desempenhar funções relacionadas com o Comando e Controlo de toda a instalação. Destas funções destaca-se a Supervisão e Comando global da Subestação, a recolha e tratamento da informação da Subestação, a gestão do arquivo cronológico de ocorrências na Subestação, alguns automatismos do SPCC, a configuração, parametrização e manutenção de todos os módulos funcionais do sistema através do PCL, a interligação com o Centro de Condução e a interligação com um Centro de Engenharia Remoto [8].

3.4 Funções de Proteção e Automatismo

De modo a garantir uma exploração segura e uma elevada continuidade e qualidade de serviço, cada uma das unidades de painel pertencentes ao SPCC abrange um conjunto de funções de proteção que certificam a vigilância do funcionamento da rede detetando defeitos e por interação ou não com funções de automatismo, procuram eliminá-los o mais rapidamente possível.

Nas secções seguintes encontra-se resumida cada uma das principais funções de proteção e de automatismo, bem como as suas funções complementares.

3.4.1 Funções de Proteção

Um Sistema Elétrico de Energia está sujeito a perturbações, nomeadamente à ocorrência de defeitos, que podem ocorrer entre fases, ou entre fases e terra, podendo estes possuir, ou não, resistência ao defeito. Como tal, cada unidade de painel é dotada de um conjunto de funções de proteção, de acordo com o nível de tensão e dos equipamentos a proteger.

As funções de proteção têm como princípio assegurar a seletividade de atuação minimizando a área afetada, garantir a redundância na atuação permitindo colmatar o deficiente funcionamento de qualquer componente do Sistema de Proteção e manter a coexistência com os restantes funcionalismos do SPCC [8].

As funções de proteção existentes são funções de [13]:

i) Proteção de Distância

É a principal função de proteção de linhas AT, pois a sua característica de funcionamento tempo-distância permite obter um funcionamento rápido e seletivo na deteção de defeitos entre fases e fase-terra. Possui cinco escalões de medida direcionais com característica poligonal, para defeitos fase-fase e fase-terra, podendo um dos escalões funcionar como alongamento do 1º escalão. Funciona ainda como *backup* em relação a Proteção Diferencial para permitir a eliminação de defeitos no barramento AT nas instalações AT situadas nos extremos do mesmo cabo/linha, neste caso, o número de escalões pode ser inferior a cinco mas nunca inferior a quatro. Esta função de proteção deve possuir processamento independente por escalão e por defeito e a cada escalão deve estar associada uma temporização de disparo independente [13]. A Figura 3.8 apresenta o diagrama das zonas de atuação da Proteção de Distância.

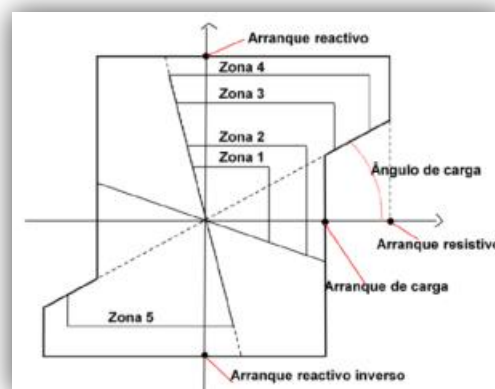


Figura 3.8- Diagrama das zonas de atuação da Proteção de Distância [12]

ii) Proteção Diferencial

Função de proteção de cabos subterrâneos ou linhas aérea de AT, permitindo detetar e eliminar defeitos entre os TI localizados nos painéis AT que interligam as respetivas instalações AT. A função Proteção Diferencial residente em cada um dos IED localizados nos extremos do cabo/linha e deve possuir um processamento independente por fase, de modo a efetuar a comparação vetorial das correntes. Neste tipo de proteção são comparados, essencialmente, os valores das intensidades de corrente nos dois extremos do troço a proteger, se forem diferentes significa que há um defeito [13].

iii) Proteção Diferencial de Barras

Esta função de proteção constitui a proteção principal de um barramento AT e possibilita a detecção e eliminação de defeitos entre os TI dos painéis AT interligados no mesmo barramento AT. Para esse efeito esta função de proteção deve ter em cada instante a imagem da topologia de exploração da instalação e a corrente que circula em cada um dos diferentes painéis AT. A Proteção Diferencial de Barras deve possuir dois patamares de atuação, um para alarme e outro de disparo de disjuntores dos painéis associados à zona afetada [13].

iv) Proteção Diferencial de Transformador

Esta função de proteção constitui a proteção principal do TP AT/MT e tem como missão reduzir ao mínimo as consequências de uma avaria ou defeito interno no TP. Para tal, deteta de uma forma instantânea uma situação de defeito na zona entre os TI do lado AT e do lado MT (zona protegida), por comparação vetorial das correntes dos dois lados do TP. A sua característica de disparo não deve ser afetada por defeitos externos ao TP nem pela saturação dos TI. A função de Proteção Diferencial de Transformador efetua internamente a compensação da amplitude e de fase dos valores de intensidade de corrente a comparar de acordo com o esquema de ligações do TP. Esta função deve ainda poder ser bloqueada durante a ligação do TP ou caso ocorra a sobre-excitação do mesmo [13].

v) Proteção de Frequência

A função de Proteção de Mínimo de Frequência pode ter dois ou três níveis de detecção de funcionamento por tempo independente, que são $F <$ e $F <<$ e $F <<<$. Esta função deteta abaixamentos de frequência na rede e deve poder desencadear a função de automatismo “deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência” para que se proceda ao deslastre seletivo das cargas na Subestação. A função de Proteção de Máximo de Frequência tem dois níveis de detecção, $F >$ e $F >>$ [13].

vi) Proteção de Mínimo de Tensão

Esta função de proteção deve ser trifásica e deteta a falta de tensão no barramento em causa, conduzindo ao processo de deslastre de cargas alimentadas pelo barramento, que serão repostas quando a tensão no barramento normalizar. Esta função possui dois níveis de deteção de mínimo de tensão, $U<$ e $U<<$, sendo que um deles desencadeia o deslastre e outro a reposição da tensão, pois esta função tem como objetivo desencadear a função de automatismo “deslastre e reposição por tensão” [13].

vii) Proteção de Máximo de Tensão

Esta função de proteção deve ser trifásica e conduz ao disparo temporizado do disjuntor dos painéis de chegada MT e painéis MT de baterias de condensadores em situações de elevação anormal da tensão no barramento MT. Possui 2 níveis de deteção de funcionamento por tempo independente, $U>$ e $U>>$, em painéis de chegada MT e um nível de deteção de funcionamento por tempo independente, $U>$, no caso de painéis MT de baterias de condensadores [13].

viii) Proteção Máxima Intensidade de Fase

Esta função deve ser trifásica e de funcionamento por tempo independente. Possui pelo menos dois níveis de deteção de defeito ($I>$ e $I>>$) de funcionamento por tempo independente, à exceção dos painéis de linha MT em que esta função possui três níveis de deteção de defeito ($I>$, $I>>$, $I>>>$) [13]. Nos painéis de linha MT, esta função desencadeia a função de automatismo “relição rápida e/ou lenta de disjuntores”. No painel de chegada TP esta função, para além de proteger o barramento MT de defeitos fase-fase, desempenha um papel de proteção de reserva às funções semelhantes dos painéis de linhas MT [13], [14].

ix) Proteção Máxima Intensidade Homopolar

Esta função é utilizada na deteção de defeitos fase-terra pouco resistivos. Esta função deve possuir pelo menos um nível de deteção, $I_{o>}$, de funcionamento independente (painel TSA+RN e painel de baterias de condensadores MT), sendo que em alguns painéis onde é aplicada (painel linha/transformador AT, painel linha AT, painel saída

de MT) deve ter dois níveis $I_{o>}$ e $I_{o>>}$, com funcionamento por tempo independente ou tempo inverso (somente no painel linha/transformador AT, painel linha AT) [13].

x) Proteção Máxima Intensidade Homopolar Direcional

Esta função deve medir a tensão homopolar através dos TT ligados em triângulo aberto. Deve ter, pelo menos, dois níveis de detecção de funcionamento por tempo independente, $I_{od>}$ e $I_{od>>}$, a medida de corrente deve ser obtida de um TI toroidal [13].

xi) Proteção Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR ou DTR)

Destina-se a eliminar defeitos fase-terra de elevada resistência, sendo portadora de uma alta sensibilidade. No painel de saída MT, a função tem um nível de detecção, $I_{o>PTR}$, com uma curva de funcionamento do tipo “tempo muito inverso”, que garante a seletividade da saída com defeito relativamente às outras saídas MT, percorridas neste caso, por correntes homopolares capacitivas. A atuação de PTR deve desencadear a função de automatismo “relição rápida e/ou lenta de disjuntores”, para permitir eliminar uma grande percentagem de defeitos do tipo semi-permanente sem interrupções prolongadas do fornecimento de energia nas saídas MT com avaria [13]. No painel TSA+RN tem como função detetar defeitos monofásicos no barramento ou rede MT e originar disparo do TP do barramento ou rede em que se encontra o defeito. Serve também como reserva da função PTR das saídas MT. Este painel possui três níveis de detecção ($I_{o>}$, $I_{o>>}$, $I_{o>>>}$) de funcionamento por tempo independente [13].

xii) Proteção Máxima Intensidade Homopolar de Barras MT

Esta função deve detetar defeitos fase-terra pouco resistivos localizados no barramento ou rede de MT e serve também como reserva às funções idênticas instaladas nos painéis de saída MT. Quando atua deve originar o disparo do TP ligado ao barramento em que se deteta o defeito. A medida da corrente homopolar deve ser obtida a partir de um transformador toroidal instalado para o efeito, no

equipamento de reactância de neutro. A função deve ter dois níveis de deteção de funcionamento por tempo independente, $I_{o>}$ e $I_{o>>}$ [13].

xiii) Proteção Máximo Tensão Homopolar de Terras Resistentes

Esta função é utilizada no painel de chegada de MT e destina-se a deteção de defeitos à terra resistivos no andar MT quando o andar MT da Subestação for explorado em regime de neutro isolado. Tem um nível de deteção, $U_{o>}$, de funcionamento por tempo independente, que tem como missão desencadear o disparo temporizado deste painel associado ao barramento em que se detetou o defeito [13].

xiv) Ligação Sobre Defeito

Esta função deve atuar e provocar o disparo do disjuntor a que está associada quando existe um defeito, no momento de fecho do disjuntor, que provoque o arranque da zona alongada da função de Proteção de Distância. Esta função deve tornar-se ativa pela ligação manual do disjuntor de linha e permanecer ativa durante um tempo especificado. Quando existe uma relação elevada entre a componente de 2ª harmónica e a componente fundamental da corrente a função deve ser bloqueável, para evitar disparos com transitórios de ligação de Transformadores de Potência AT/MT [13].

xv) *Power Swing Detection*

Esta função tem o objetivo de detetar oscilações de potência no sistema de distribuição, resultantes de variações significativas de carga no sistema ou alterações na sua configuração, bloqueando a função de Proteção de Distância, se a duração da oscilação de potência exceder um valor configurado, com o propósito de impedir a sua atuação intempestiva [13].

xvi) *Weal Infeed Logic*

Esta função reenvia os sinais do extremo da linha com maior corrente de defeito com o objetivo de assegurar a atuação instantânea da função de Proteção de Distância no extremo da linha com maior corrente de defeito, mesmo com correntes de defeito reduzidas ou nulas no extremo da linha. Pois quando as correntes de defeito não são

significativas num extremo da linha protegido, podem não ser suficientes para fazer atuar os elementos da função de Proteção de Distância, originando disparos temporizados (em *backup*) no extremo da linha protegida com maior corrente de defeito [13].

xvii) *Current Reversal Logic*

Esta função tem o objetivo de detetar a inversão de corrente, para bloquear o envio do sinal de teleproteção para o outro extremo e bloquear disparo local, quando ocorre esta inversão, evitando assim a atuação intempestiva da função de Proteção de Distância [13].

xviii) Esquema de Teleproteção

O objetivo deste esquema é eliminar instantaneamente os defeitos localizados ao longo da linha e deste modo eliminar a atuação instantânea em ambos os extremos da linha. Pode estar associada à função de Proteção de Distância, à função de Proteção Máxima Intensidade Homopolar Direcional ou à comunicação lógica entre IEDs nos extremos das linhas [13].

xix) Verificação de Sincronismo

Esta função destina-se a garantir as condições de sincronismo entre sistemas associados a fontes distintas de produção de energia. O objetivo é verificar as condições de fecho de um determinado disjuntor em função do desvio da amplitude de tensão, da frequência e da defasagem [13].

xx) Detecção de Condutores Partidos

Esta função tem como objetivo detetar a interrupção de uma fase na linha a proteger. A deteção é baseada no aparecimento da componente inversa da corrente, na diferença de corrente entre as fases ou em qualquer outro método, desde que seja garantida a deteção eficaz da assimetria da rede resultante deste tipo de defeito [13].

xxi) Desequilíbrio de Neutro

Esta função deve detetar situações de defeito interno nos escalões de bateria de condensadores, como por exemplo, a danificação de elementos capacitivos da unidade de condensadores, e deve atuar especificamente sobre o disjuntor dos escalões de bateria de condensadores. Esta função de proteção é monofásica e tem dois níveis de deteção de funcionamento por tempo independente, $I_{o>}$ e $I_{o>>}$ [13].

xxii) Presença de Tensão (opcional)

Esta função verifica a presença de tensão nas saídas dos painéis das linhas MT em situações de ordens de fecho do disjuntor. É incluída nos painéis quando é interligada uma unidade independente de produção de energia numa determinada saída MT da Subestação [13].

xxiii) *Cold Load Pickup*

Esta função tem como objetivo evitar atuações intempestivas das funções de proteção associadas à ligação de cargas, após uma longa interrupção, através da alteração temporária das regulações da função de Proteção Máxima Intensidade de Fase [13].

xxiv) *Inrush Restraint*

Esta função tem como objetivo evitar atuações intempestivas das funções de proteção associadas aos picos de corrente, na sequência de ligação de cargas, através do bloqueio das funções de Proteção Máxima Intensidade de Fase [13].

Os IEDs devem ser dotados de lógica programável, para permitir implementar, de uma forma flexível, as condições específicas de cada painel.

Na Tabela 3.4 estão identificadas as funções de proteção incluídas em cada painel AT e MT.

Tabela 3.4- Funções de Proteção características dos painéis AT e MT, adaptada de [13]

Função Proteção	Painéis							
	Linha AT	Barras AT	Linha/TransformadoAT	TP	Chegada MT	Bateria de Condensadores	Saida MT	TSA+RN
Distância	x							
Diferencial	x		x					
Diferencial de Barras		x						
Diferencial de Transformador			x	x				
Frequência	x				x		x	
Mínimo de Tensão		x			x			
Máximo de Tensão					x	x		
Máxima Intensidade de Fase	x		x	x	x	x	x	x
Máxima Intensidade Homopolar	x		x			x	x	
Máxima Intensidade Homopolar Direcional	x						x	
PTR ou DTR							x	x
Máxima Intensidade Homopolar de Barras MT								x
Máximo de Tensão Homopolar de Terras Resistentes					x			
Ligação Sobre Defeito	x							
<i>Power Swing Detection</i>	x							
<i>Weal Infeed Logic</i>								
<i>Current Reversal Logic</i>	x							
Esquema de Teleproteção	x							
Verificação de Sincronismo	x	x						
Deteção de Condutores Partidos	x						x	
Desiquilíbrio de Neutro						x		
Presença de Tensão							x	
<i>Cold Load Pickup</i>							x	
<i>Inrush Restraint</i>							x	

3.4.2 Funções de Automatismo

As funções de automatismo foram introduzidas no SPCC com o objetivo de eliminar determinados tipos de defeitos com tempos de interrupção de serviço reduzidos, assegurando assim elevados níveis de qualidade de serviço.

Estas funções são implementadas de forma distribuída ao nível das unidades de painel e são desencadeadas pelas funções de proteção.

De seguida são apresentadas e resumidamente explicadas as funções de automatismo existentes.

i) Comutação automática de disjuntores BT

Esta função seleciona automaticamente o TSA que reúne as condições necessárias para garantir a alimentação do barramento de corrente alternada na Subestação AT/MT. A função determina as condições de atuação sobre os disjuntores BT dos painéis TSA recorrendo a informações sobre a posição dos disjuntores de BT, da presença de tensão nos circuitos BT dos TSA e do modo de operação de cada disjuntor BT [15].

ii) Religação Rápida e/ou Lenta de Disjuntores

Esta função tem como missão eliminar defeitos fugitivos e defeitos semipermanentes em painéis de linha AT e/ou MT, garantindo a reposição do serviço, automaticamente, após interrupções de curta duração. Esta função deve poder atuar em todos os painéis de linha AT e/ou MT da Subestação. Se o defeito não for eliminado após uma sequência de religações dá-se o disparo definitivo do disjuntor de proteção. Esta função contribui para a melhoria da qualidade de serviço uma vez que as linhas só são retiradas de serviço se os defeitos persistirem [16].

iii) Pesquisa Terras Resistentes

Esta função deverá ser desencadeada pela atuação do detetor de terras resistentes (função PTR) associado a cada barramento MT ou semibarramento MT. A função tem como missão identificar automaticamente, por tentativa e em coordenação com a função “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, em que circuito MT ocorreu o defeito à terra, sendo que, este defeito ocorre com maior probabilidade em saídas MT com troço predominantemente aéreo. Como tal, os painéis de saída MT do tipo “linha aérea” serão os primeiros a serem “pesquisados”. Se existir mais que um TP ligado ao mesmo barramento MT e portanto mais que um detetor de terras resistentes ou se o disjuntor do painel de paralelo ou de acoplamento de barras estiver ligado, esta função será desencadeada por qualquer um deles [17]. Nas Subestações onde é possível identificar imediatamente a linha em defeito esta função passou a ser usada apenas como recurso a essas proteções [12].

iv) Deslastre por Falta de Tensão/Reposição por Regresso de Tensão

Esta função tem como missão evitar a alimentação brusca da totalidade das linhas de um barramento após um deslastre de cargas. Procura assim efetuar essa alimentação de uma forma gradual, reduzindo desta forma as sobreintensidades de ligação e as perturbações que lhe estão associadas. Quando a tensão excede determinados limites definidos pelas funções de proteção de mínimo ou máximo de tensão, a função provoca o deslastre dos painéis dos barramentos (ou semibarramentos) AT ou MT, quando for confirmado o regresso da tensão aos valores admissíveis em exploração normal a função restabelece sequencialmente as ligações dos mesmos painéis [18].

v) Deslastre por Mínimo de Frequência/Reposição por Normalização de Frequência

Esta função está associada ao andar MT e atua sobre os painéis ligados a cada um dos barramentos ou semibarramentos existentes, tem como missão evitar o colapso da rede em caso de diminuição da frequência, abaixo de valores pré-fixados, devido a incidentes na rede de produção e transporte. Quando a frequência voltar a normalizar a função pode também comandar a ligação dos painéis anteriormente desligados (somente com ordem de desencravamento da reposição vinda do Centro de Condução) [19].

vi) Regulação Automática de Tensão

Esta função destina-se a manter a tensão de um barramento ou semibarramento MT numa gama de valores pré-fixado, compensando os efeitos das variações do valor da tensão e das quedas de tensão em carga nos transformadores que alimentam o barramento em questão. Assim, a tensão no barramento é constantemente comparada com um valor de referência, se for detetado um desvio durante um determinado tempo será dada ordem de “subir” ou “descer” aos dispositivos de comando dos comutadores de tomadas dos TP, alimentadores do barramento em questão, provocando o aumento ou diminuição do valor da tensão MT [20].

vii) Comando Horário de Bateria de Condensadores

Esta função tem como missão melhorar o fator de potência das cargas alimentadas pela instalação, por forma a reduzir os encargos com a compra de energia reativa, as perdas e quedas de tensão na rede a montante. Para tal, esta função vai ligar e desligar os disjuntores dos escalões (conjunto de condensadores unitários ligados por forma a atuarem como um todo) dos painéis de baterias de condensadores MT, executando programas diários independentes para cada escalão, que poderão variar consoante o dia da semana [21].

A Tabela 3.5 apresenta a um resumo da atuação das diferentes funções de automatismo identificando as informações desencadeadas pelas funções de automatismo e os painéis onde estas funções atuam.

Tabela 3.5- Tabela resumo da atuação das diferentes Funções de Automatismo [8]

Programas das funções de automatismo	Informação desencadeadora das funções de automatismo	Painéis onde as funções de automatismo actuam					
		LAT	TP AT	TP MT	Escalão BC/ MT	LMT	LAT/ TP AT
Deslastre de AT por actuação da Função de Protecção de Tensão	Aparecimento de "Mínimo de Tensão de Barras AT" U< TEMP	X	X	X			X
Reposição de AT por Normalização da Tensão	Desaparecimento de "Mínimo de Tensão de Barras de AT" U< TEMP	X	X	X			X
Regulação Automática de Tensão MT	Intensidades e Tensões Barramento MT		X				
Deslastre de MT por actuação das Funções de Protecção da Tensão	Aparecimento de "Mínimo de Tensão de Barras MT" U< TEMP ou "Máximo de tensão de Barras MT" U> TEMP				X	X	
Reposição de MT por Normalização da Tensão	Desaparecimento de "Mínimo de Tensão Barras MT" U< TEMP e Máximo de Tensão Barras MT" U> TEMP					X	
Deslastre por Mínimo de Frequência	Aparecimento de "Mínimo de Frequência - Escalão 1/Escalão 2"				X	X	
Reposição por Normalização da Frequência	Desaparecimento de "Mínimo de Frequência - Escalão 1/Escalão 2"					X	
Religação Rápida MT	Aparecimento de "Máximo de Intensidade - Fase I> INST ou Homopolar PTR > 15A TEMP					X	
Religação Lenta 1 MT	Aparecimento de "Máximo de Intensidade - Fase I> TEMP ou Homopolar DTR >INST					X	
Religação Lenta 2 MT	Aparecimento de "Máximo de Intensidade Disparo -> TEMP ou DTR > INST					X	
Religação Rápida AT	Aparecimento de "PD - 1º escalão ou PD alongamento"	X					
Controlo Horário Bateria de Condensadores	Aparecimento de "Ligar/Desligar Escalão Bateria de Condensadores "				X		
Pesquisa Terras Resistentes	Aparecimento de "Máximo intensidade Homopolar - Io>TEMP" ou "Máx. Tensão homopolar - Uo>TEMP"			X	X	X	

3.4.3 Funções Complementares

As Funções Complementares, como o próprio nome indica, são funções complementares existentes nos IEDs dos SPCCs. De seguida serão apresentadas estas funções juntamente com uma breve descrição das mesmas.

i) Monitorização do Disjuntor

Tem como objetivo calcular, armazenar e disponibilizar no local e/ou à distância, a informação da energia cumulativa cortada pelo disjuntor do painel e do número de manobras de abertura e de fecho do disjuntor. Esta informação é utilizada para efeitos de manutenção [13].

ii) Localização de Defeitos

Disponibiliza os valores da resistência e da reactância de defeito, para que o IED possa medir a distância ao defeito, em km. Desta forma é facilitada a localização de um defeito permanente na linha a proteger [13].

iii) Registo Cronológico de Acontecimentos

Esta função regista todas as atuações de funções de proteção e funções complementares, assim como, todos os sinais digitais e alarmes internos do sistema. A transferência destes registos é feita periodicamente para o PCL. No entanto, também é possível a transferência destes registos, em formato digital, a partir do IED [13].

iv) Osciloperturbografias

Esta função tem como objetivo o registo das formas de onda de todas as grandezas analógicas e as transições de todos os sinais digitais, quer sejam internos ou externos, sempre que uma das condições de arranque seja ativada. A transferência destes registos é feita periodicamente para o PCL [13].

v) Comutação de Parâmetros

Esta função permite a seleção do conjunto de parâmetros desejável, para as funções de proteção, a partir do comando local e/ou telecomando. O conjunto das diversas funções de proteção deve ter a possibilidade de regular pelo menos dois conjuntos de parâmetros distintos. A informação do conjunto de parâmetros que se encontra ativo deve ser disponibilizada para SCADA [13].

Na Tabela 3.6 estão identificadas as funções complementares incluídas em cada painel AT e MT.

Tabela 3.6- Funções Complementares características dos painéis AT e MT, adaptada de [13]

Funções Complementares	Painéis							
	Linha AT	Barras AT	Linha/TransformadoAT	TP	Chegada MT	Bateria de Condensadores	Saida MT	TSA+RN
Monitorização do Disjuntor	x			x	x	x	x	x
Localização de Defeitos	x						x	
Registo Cronológico de Acontecimentos	x	x	x	x	x	x	x	x
Osciloperturbografias	x	x	x	x	x	x	x	x
Comutação de Parâmetros	x		x				x	

3.5 Visitas a Instalações e Acompanhamento de Trabalhos

Durante o estágio no departamento MNSE-CNTSTCNT, com objetivo de adquirir um contacto mais próximo com os trabalhos de manutenção realizados nas Subestações e para permitir uma consolidação de conhecimentos teóricos adquiridos ao longo do estágio, foram realizadas algumas visitas a instalações e acompanhamentos de trabalhos. De seguida serão destacadas algumas visitas a instalações e acompanhamento de trabalhos.

- Subestação de Antanol 60/15 kV

No dia 16 de outubro de 2015, efetuou-se uma visita à Subestação de Antanol para se proceder ao acompanhamento de uma formação para intervenção de 1ª linha em Subestações, que se encontrava a decorrer. Esta visita teve como objetivo um primeiro contacto com os equipamentos de uma Subestação e as suas diversas funções/cuidados a ter, bem como o conhecimento das principais avarias e resolução das mesmas numa primeira intervenção.

- Subestação de Alter do Chão 60/30 kV

No dia 2 de novembro de 2015, realizou-se um acompanhamento de trabalhos na Subestação de Alter do Chão com o objetivo de adquirir um maior conhecimento sobre:

- a) IEDs e informação que “circula” na rede local com protocolo IEC 61850;
- b) Métodos de ensaio praticados com equipamento de ensaios OMICRON;
- c) Arquitetura da instalação.

A intervenção na Subestação teve como principal linha de trabalhos a verificação e ensaio da função de automatismo, “deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência” no painel de reserva e no painel da linha de Seda (Figura 3.9). Enumeram-se algumas das ações realizadas:

- a) Programação de regulações nos IEDs das linhas MT;
- b) Verificação de comandos provenientes do SCADA, para a configuração do automatismo em teste;

- c) Ensaios de validação do automatismo de frequência através da injeção de correntes e tensões alternas de ensaio nos IEDs do SPCC, recorrendo ao uso do equipamento de testes CMC 256 da OMICRON;
- d) Verificação de sinalizações geradas no SPCC, através dos ensaios executados.

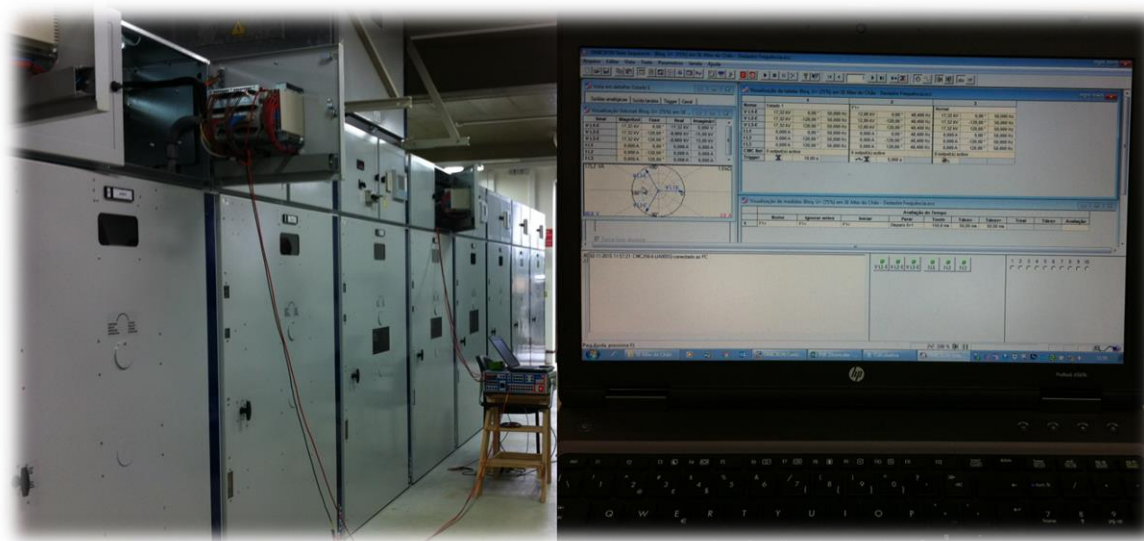


Figura 3.9- Painéis em testes utilizando equipamento CMC 256 da OMICRON e *software* de configuração *Test Universe* da OMICRON

- Subestação Soure 60/30 kV

No dia 4 de novembro de 2015, realizou-se o acompanhamento de trabalhos na Subestação de Soure, que tinham como objetivo a programação, montagem e ensaio de um IED da marca ABB, no painel de reserva MT, para substituir o original que estava avariado.

Como tal foram realizadas, entre outras, as seguintes ações (Figura 3.10):

- a) Montagem do IED da ABB no painel de reserva;
- b) Configuração do IED recorrendo a *software* ABB;
- c) Ensaios de validação do correto funcionamento das funções de Proteção e Automatismo do IED substituído, através da injeção de correntes e tensões alternas de ensaio, recorrendo ao uso do equipamento de testes CMC 256 da OMICRON;
- d) Verificação de sinalizações geradas no SPCC, através dos ensaios executados.

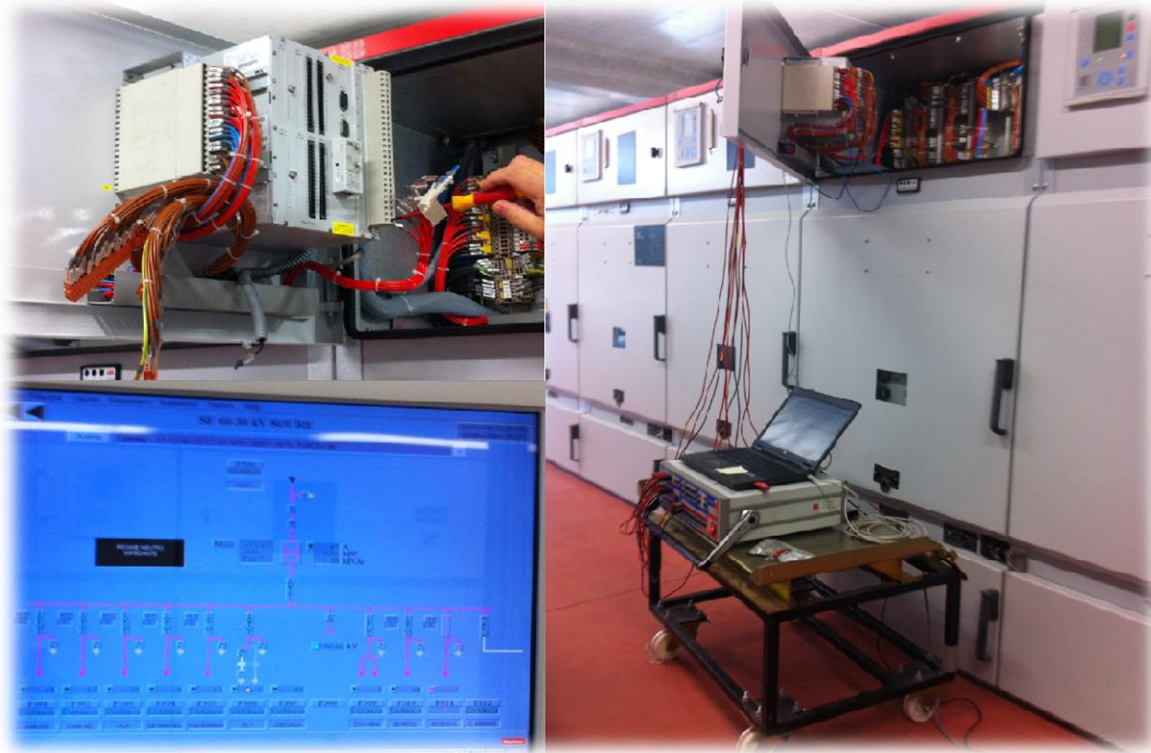


Figura 3.10- Programação, montagem e ensaio de um IED da ABB, no painel de reserva MT

- Subestação de Seia 60/15 kV

No dia 16 de novembro de 2015, realizou-se o acompanhamento de ensaios SAT, realizados pela SIEMENS na nova Subestação de Seia a um SPCC em montagem, cujo TP tinha como data prevista de entrada ao serviço o dia 18 de novembro de 2015.

A nova Subestação segue as características do Projeto-Tipo EDP de um SPCC numérico segundo a norma IEC 61850. No entanto, nos painéis AT, foram instaladas as unidades da AREVA MiCOM P435, provenientes da Subestação antiga a descomissionar, para realizar as funções de Proteção de Distância.

Durante a visita à instalação, acompanharam-se os ensaios primários realizados nos TIs do painel do TP (Figura 3.11). A injeção de grandezas primárias efetuadas no primário dos TIs é traduzida para um valor secundário pelos mesmos, variando esta consoante a razão de transformação. Com este ensaio é possível verificar se a informação está a chegar aos IEDs corretos onde se encontram ligados os TIs e de acordo com a razão de transformação prevista.



Figura 3.11- Ensaios primários realizados nos TI com equipamento primário CPC 100 da OMICRON

No mesmo dia realizou-se também uma visita à antiga Subestação de Seia (Figura 3.12 e Figura 3.13), situada no mesmo local, com o objetivo de conhecer as antigas instalações.



Figura 3.12-Visita à antiga Subestação de Seia. Na parte direita da imagem encontram-se IEDs MiCOM P435 a transferir para a nova Subestação e os espaços vazios dos já transferidos



Figura 3.13- Visita à antiga Subestação de Seia

- Subestação Louriçal 60/30 kV

No dia 23 de novembro de 2015, realizou-se a montagem e ensaio de um IED da SIEMENS, já testado em laboratório no dia 3 de novembro de 2015.

Nos testes laboratoriais realizou-se a programação/configuração do equipamento e ensaiou-se a função de Proteção de Distância (Figura 3.14). Estes testes permitiram acompanhar e conhecer os métodos de ensaio praticados com equipamentos OMICRON.

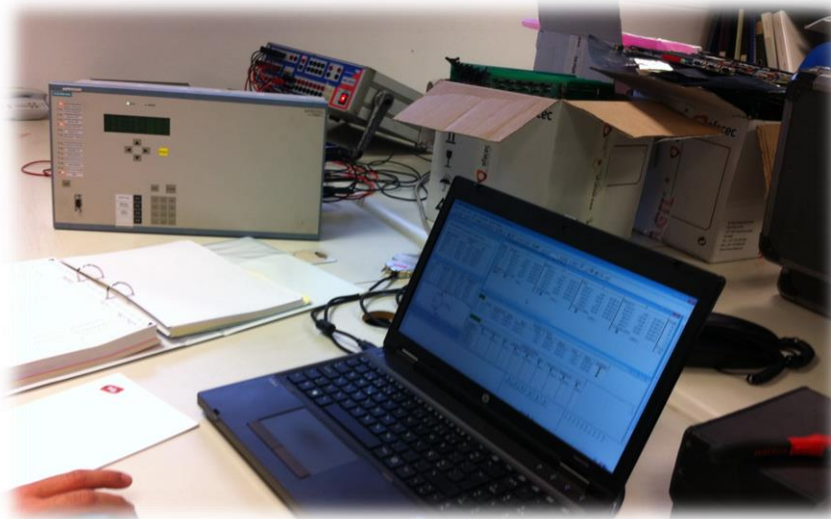


Figura 3.14- Ensaio em laboratório de um IED da Siemens

Na Subestação de Louriçal realizaram-se, entre outros, os seguintes trabalhos (Figura 3.15):

- a) Montagem no respetivo painel, da proteção testada em laboratório;

- b) Troca da fibra ótica no painel de linha AT Pombal, devido ao facto dos conectores do IED instalado serem diferentes;
- c) Ensaio da função de Proteção Diferencial com o extremo da Subestação Pombal (com necessidade de gerir aberturas e fecho de disjuntor com o Despacho AT);
- d) Ensaio da função de Proteção de Distância, recorrendo a equipamento CMC 256 da OMICRON;
- e) Substituição de um *Switch* de comunicações da rede local, devido a uma avaria.



Figura 3.15- Ensaio realizado ao IED

- Acompanhamento de trabalhos nas Instalações da ABB

No dia 1 e no dia 3 de dezembro de 2015, realizou-se uma visita às instalações da ABB em Lisboa, para o acompanhamento dos ensaios de aceitação em fábrica (FAT) da Subestação de Coruche (Figura 3.16). Durante a visita foi possível conhecer os programas utilizados para a configuração dos IEDs segundo a norma IEC 61850. Foi possível também acompanhar alguns ensaios, para os quais foi utilizado um equipamento CMC 256 da OMICRON. Nestes ensaios foram realizadas algumas validações de sinais.



Figura 3.16- Ensaios de fábrica da Subestação de Coruche realizados na ABB

- Subestação Barcarena

No dia 1 de dezembro de 2015 realizou-se uma visita à nova Subestação de Barcarena, que tinha data prevista de entrada ao serviço, para o dia 17 de dezembro de 2015. Esta Subestação está construída segundo o Projeto-Tipo. O TP encontra-se dentro do edifício e tem condutas de ar forçado para arrefecimento do mesmo (Figura 3.17). Representantes da SIEMENS encontravam-se no local a realizar ensaios nos painéis de MT.



Figura 3.17- TP da Subestação de Barcarena e respetivas condutas de ar forçado

- Subestação Alto de S. João 60/15 kV

No dia 4 de dezembro de 2015, realizou-se o acompanhamento de ensaios no painel Linha AT Fronhas/Tábua (REN) da Subestação do Alto de S. João, tendo estes sido executados em colaboração com ABB e a ALSTOM Portugal.

No painel referido, o IED MiCOM P54x que executa a função de Proteção Diferencial e de Distância é da marca ALSTOM e o IED REF 541 que executa as restantes funções e que é nativo da marca do SPCC da instalação, ABB (Figura 3.18). Estes ensaios tinham como objetivo corrigir uma anomalia existente na comunicação entre as duas unidades (problema de interoperabilidade). Para a correção da anomalia realizaram-se alterações de configuração dos parâmetros de comunicação IEC 61850 nos IEDs e SPCC. Foram executados alguns ensaios recorrendo ao equipamento CMC 256 da OMICRON, com o objetivo de comprovar, após as novas configurações, o correto comportamento do sistema.



Figura 3.18- Ensaios na Subestação do Alto de S. João

4 A Norma IEC 61850 Edição 1: Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações

Neste capítulo serão expostos os principais aspetos da norma IEC 61850. Será apresentada a modelização dos equipamentos de uma Subestação, segundo a norma, e como os equipamentos são vistos, pelos outros, perante a Rede de Comunicação Local. Neste capítulo serão também abordados os modelos e serviços de comunicação, assim como se realiza o intercâmbio de informação na Subestação segundo a norma IEC 61850.

4.1 Objetivos e Motivações da Elaboração da Norma

Ao longo dos últimos anos houve um forte desenvolvimento tecnológico, que permitiu a evolução dos equipamentos da Subestação, de dispositivos eletromecânicos para dispositivos digitais. Este facto permitiu que a SAS fosse projetada usando IEDs, para executar funções de Proteção, Comando e Controlo.

Cada fabricante desenvolveu e utilizou o seu protocolo de comunicação, protocolos proprietários, que para o uso de IEDs de diferentes fabricantes necessitava de conversores de protocolo, o que tornava o processo de comunicação, entre IEDs, complexo e dispendioso. Como tal surgiu a necessidade de uma comunicação eficiente, o que levou a criação de um protocolo padrão.

O objetivo principal da norma IEC 61850 é especificar os requisitos e fornecer uma estrutura que permita alcançar a interoperabilidade, neste caso, que permita que IEDs de diferentes fabricantes comuniquem e operem na mesma rede. Embora também exista o objetivo de ter permutabilidade de IEDs, que consiste na possibilidade de substituir um dispositivo de um fabricante por um dispositivo de outro fabricante [22].

A norma IEC 61850 fornece uma serie de mapeamentos que podem ser usados para a comunicação dentro da Subestação. A norma também abrange propriedades qualitativas de ferramentas de engenharia, medidas de gestão de qualidade e gestão da configuração que permite não só atingir a interoperabilidade de funções e dispositivos, mas também, um sistema de manuseamento uniforme e a harmonização de propriedades do sistema geral [22].

Assim sendo, esta norma é aplicável ao SAS e define a comunicação entre os IEDs na Subestação e os requisitos dos sistemas relacionados [22]. Permitindo assim, a eliminação do excesso de protocolos de comunicação existentes no mercado, que dificultavam a comunicação entre dispositivos de fabricantes diferentes, reduzindo assim o custo operacional SAS e permitir um aumento da fiabilidade dos sistemas através da eliminação de erros e atrasos e ainda a possibilidade da expansão das SAS [23].

4.2 Arquitectura

As funções de um SAS têm a função de proteger, controlar e monitorizar os equipamentos da Subestação. Além destas funções existem outras para a configuração do sistema, para a gestão da comunicação e para a gestão do *software*. Estas funções podem ser logicamente alocadas em três níveis diferentes: Processo, *Bay* e Estação [24]. Nestes níveis são instalados os dispositivos da Subestação que suportam as funções referidas anteriormente.

Para permitir a interface de comunicação entre os três níveis da Subestação, a norma define o modelo apresentado na Figura 4.1.

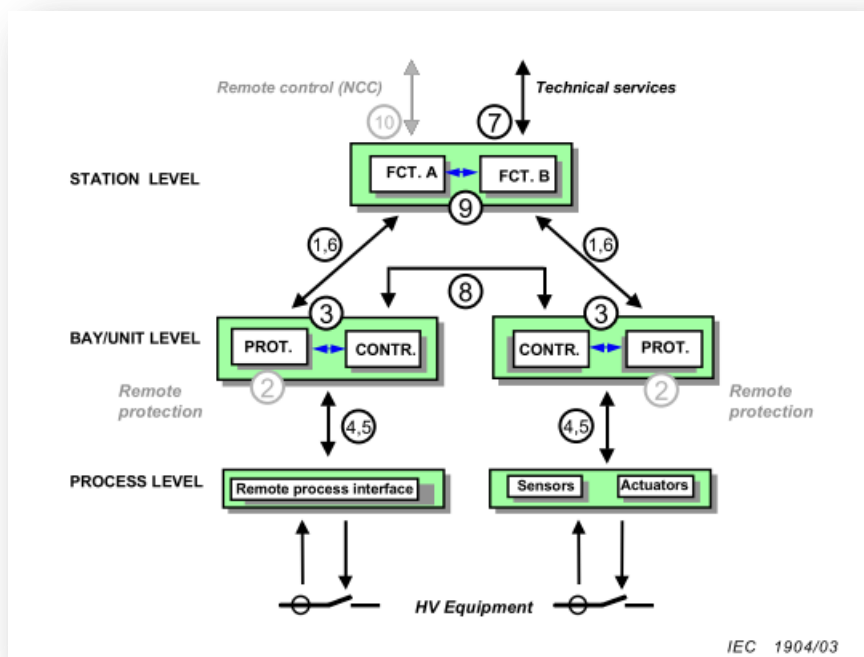


Figura 4.1- Níveis e Interfaces de um SAS [24]

Níveis e funções de um SAS [22], [24]:

i) Processo

Os dispositivos deste nível são I/Os, sensores e atuadores inteligentes tipicamente remotos. As funções deste nível fazem a interface com o processo e comunicam com o nível de *Bay* através das Interfaces lógicas 4 e 5.

ii) Bay

Os dispositivos do nível de *Bay* realizam a Proteção, Comando e Controlo, tipicamente são IEDs. As funções deste nível utilizam principalmente dados de um *Bay* e atuam no equipamento principal. Estas funções vão comunicar através da Interface lógica 3 dentro do nível de *Bay* e com as Interfaces 4 e 5 com o nível de Processo.

iii) Estação

O Dispositivo do nível de Estação consiste num computador de estação com uma base de dados, local de trabalho do operador, interfaces para comunicação remota, etc. As interfaces lógicas deste nível comunicam com o nível de *Bay* através das Interfaces lógicas 1 e 6 e com o controlo remoto pela Interface lógica 7.

Na Tabela 4.1 encontra-se descrito o significado das Interfaces.

Tabela 4.1- Significado das Interfaces [24]

IF1	Intercâmbio de dados de proteção entre o nível de <i>Bay</i> e o nível de Estação;
IF2	Intercâmbio de dados de proteção entre o nível de <i>Bay</i> e a proteção remota;
IF3	Intercâmbio de dados no nível de <i>Bay</i> ;
IF4	Troca de dados instantânea de transformadores de tensão e de transformadores de corrente entre o nível de Processo e o nível de <i>Bay</i> ;
IF5	Intercâmbio de dados de controlo entre o nível de Processo e o nível de <i>Bay</i> ;
IF6	Intercâmbio de dados de controlo entre o nível de <i>Bay</i> e o nível de Estação;
IF7	Intercâmbio de dados entre Subestação e local de trabalho de um engenheiro de controlo remoto;
IF8	Troca de dados direta entre <i>bays</i> , especialmente para funções rápidas, como encravamento;
IF9	Intercâmbio de dados no nível de Estação;
IF10	Intercâmbio de dados de controlo entre Subestações (dispositivos) e um centro de controlo remoto.

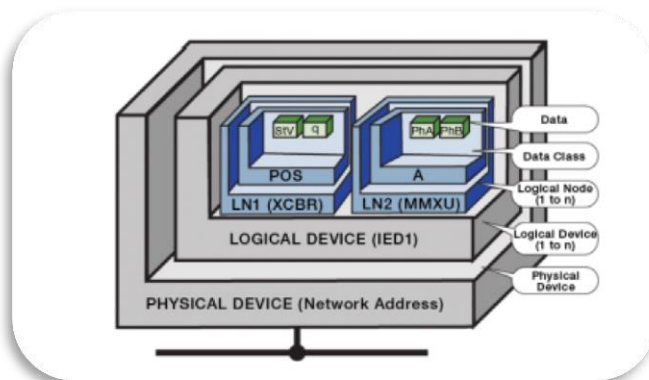


Figura 4.3- Modelo de dados do IED proposto pela norma IEC 61850 [26]

A estrutura hierárquica do IED é visível como a norma a descreve na Figura 4.4. A informação armazenada nas instâncias de dados é trocada ente funções e subfunções que se encontram nos IEDs.

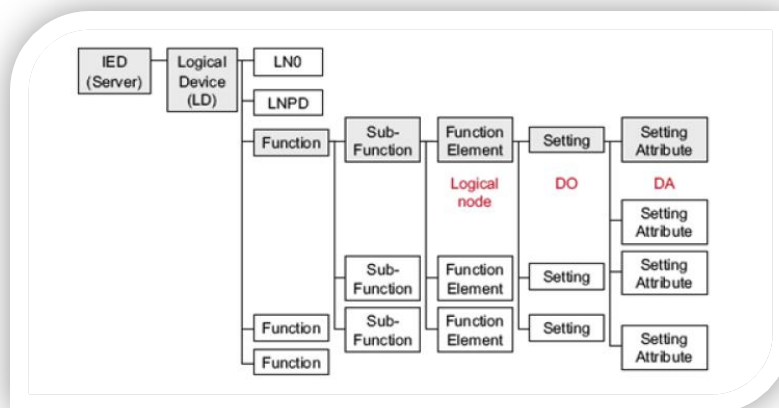


Figura 4.4- Hierarquia funcional de um IED segundo a Norma IEC 61850 [27]

4.4 Dispositivos Lógicos

O conceito de LD foi introduzido para representar grupos típicos de funções, com características comuns. Estas funções são definidas como LNs. Os LNs por sua vez estão contidos nos LDs e são geridos a partir destes. Os LDs são compostos não só por LNs mas também por serviços adicionais como podemos observar na Figura 4.5.

Um LD fornece-nos informação sobre o dispositivo físico (IED) onde se encontra inserido e sobre os dispositivos externos que são controlados por ele. Essa informação permite-nos conhecer a placa de identificação do dispositivo e a sua saúde [25].

O nome e o conteúdo funcional dos LDs não é padronizado pela serie IEC 61850-7-x. Os Dispositivos físicos e os equipamentos primários são identificados pela placa de identificação do dispositivo [25].

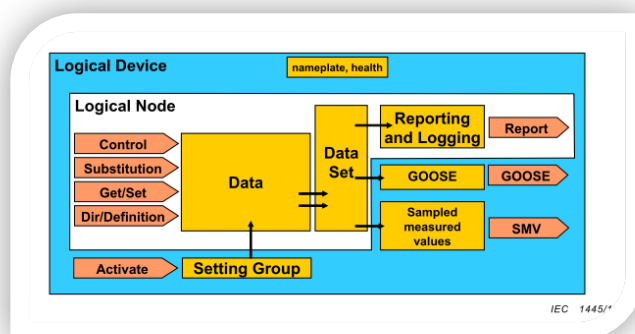


Figura 4.5- Dispositivo Lógico, funções e serviços [25]

4.5 Nós Lógicos

Como já foi mencionado anteriormente, todas as funções de um SAS, tal como a, Proteção, o Controlo e a Supervisão, são decompostas em LNs e são definidas pela norma IEC 61850. De forma a possibilitar o intercâmbio de informações, os LNs são interligados por Ligações Lógicas (LC, do Inglês: *Logical Connection*), e estas por sua vez são alocadas a Ligações Físicas (PC, do Inglês: *Physical Connection*) [24].

Uma vez que não é possível especificar todas as funções para o presente e para o futuro, é importante normalizar e definir a interação entre os LNs. Podemos verificar na Figura 4.6 os “caminhos” de comunicação entre os LNs.

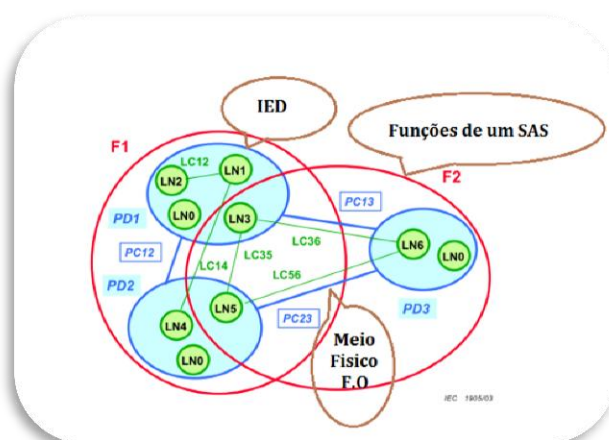


Figura 4.6- Interligações entre Nós Lógicos, adaptado de [24]

Os LNs são agrupados em grupos de LNs, representados na tabela da Tabela 4.2. O nome do LN tem início com a letra do grupo a que pertence.

Tabela 4.2- Lista de grupos de LNs [28]

Group Indicator	Logical node groups
A	Automatic Control
C	Supervisory control
G	Generic Function References
I	Interfacing and Archiving
L	System Logical Nodes
M	Metering and Measurement
P	Protection Functions
R	Protection Related Functions
S ^{a)}	Sensors, Monitoring
T ^{a)}	Instrument Transformer
X ^{a)}	Switchgear
Y ^{a)}	Power Transformer and Related Functions
Z ^{a)}	Further (power system) Equipment
^{a)} LNs of this group exist in dedicated IEDs if a process bus is used. Without a process bus, LNs of this group are the I/Os in the hardwired IED one level higher (for example in a bay unit) representing the external device by its inputs and outputs (process image – see Figure B.5 for example).	

NOTE The following letters are recommended for use by other technical committees: H-Hydropower, F-Fuel cells, W-Wind, O-Solar, B-Battery, N-Power plant.

A informação contida nos LNs pode ser dividida em categorias como se pode visualizar na Figura 4.7. A informação disponibilizada pelos LNs é detalhada nas suas instâncias, que são representadas pelos dados e os atributos de dados. Os LNs podem conter mais de 100 informações individuais, pois os LNs podem conter até 30 dados e os dados por sua vez podem conter mais de 20 atributos de dados [25].

Podemos também verificar na Figura 29 as categorias dos LNs e um exemplo representativo de um LN de um disjuntor (XCBR), onde a sua posição é definida pelos dados e pertence à categoria dos controlos, ou seja, a posição pode ser controlada por serviços de controlo.

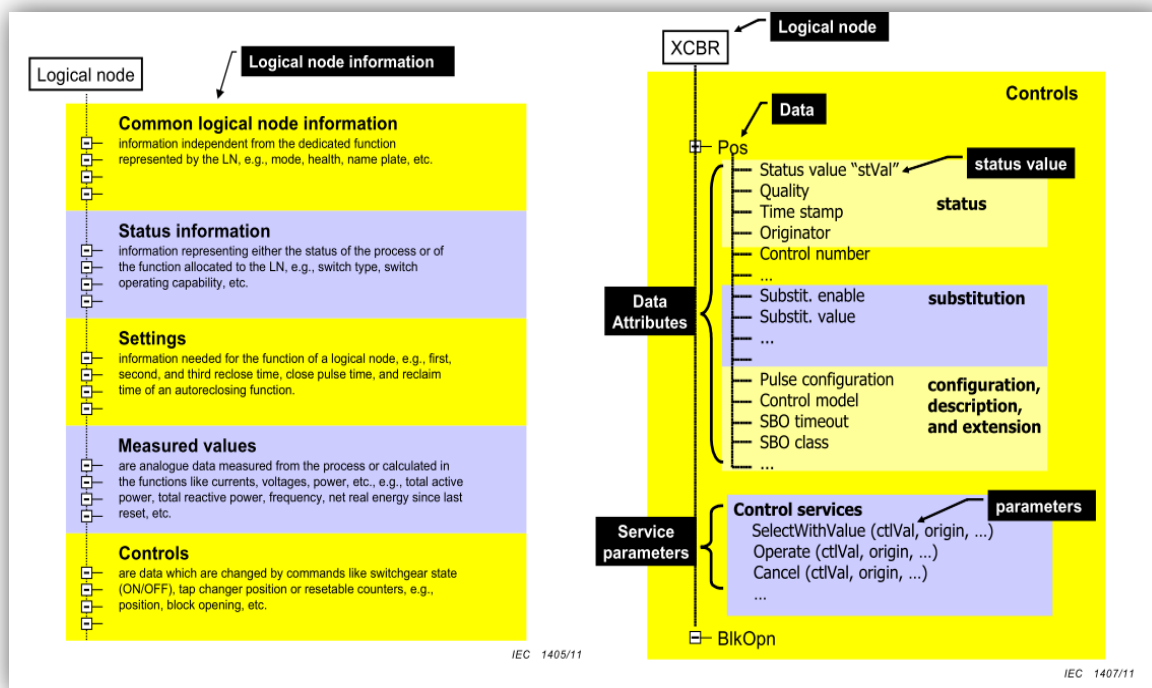


Figura 4.7- Categoria dos LN [29]

4.5.1 Common Logical Node Class

Todas as classes de LNs são especializações da classe *Common Logical Node*, que se encontra descrita na Tabela 4.3.

A informação desta classe é independente da função dedicada onde foi aplicada. Os dados obrigatórios (M, do Inglês: *Mandatory*) são comuns a todas as classes de LNs, enquanto os dados opcionais (O, do Inglês: *Optional*), são representados apenas em algumas classes.

Tabela 4.3- Classe *Common Logical Node* [28]

Common Logical Node class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Mandatory Logical Node Information (Shall be inherited by ALL LN but LPHD)				
Mod	INC	Mode		M
Beh	INS	Behaviour		M
Health	INS	Health		M
NamPlt	LPL	Name plate		M
Optional Logical Node Information				
Loc	SPS	Local operation		O
EEHealth	INS	External equipment health		O
EENam	DPL	External equipment name plate		O
OpCntRs	INC	Operation counter resetable		O
OpCnt	INS	Operation counter		O
OpTmh	INS	Operation time		O
Data Sets (see IEC 61850-7-2)				
Inherited and specialised from Logical Node class (see IEC 61850-7-2)				
Control Blocks (see IEC 61850-7-2)				
Inherited and specialised from Logical Node class (see IEC 61850-7-2)				
Services (see IEC 61850-7-2)				
Inherited and specialised from Logical Node class (see IEC 61850-7-2)				

4.5.2 LLN0

O Nó Lógico Zero (LLN0, do Inglês: *Logical Node Zero*) representa dados comuns do LD. Como os LNs são partes do LD, o LLN0 vai representar consequentemente os dados comuns de um LN. Todos os serviços previstos na norma são estabelecidos através do LLN0, como por exemplo, o SGCB (do Inglês: *Setting Group Control Block*) e os GOOSE. É de notar que estes serviços são responsáveis pela comunicação entre LNs. Este LN deve ser definido em todos os LDs [25].

Este LN pode causar uma barreira a interoperabilidade porque cada fabricante atribui uma perspetiva sua a este LN, o que pode significar a origem de conflitos na comunicação entre IEDs de fabricantes diferentes [27].

4.5.3 LPHD

O Nó Lógico do Dispositivo Físico (LPHD, do Inglês: *Logical Node Physical Device Information*), representa os dados comuns do dispositivo físico onde o LD está hospedado. Este LN deve estar definido em pelo menos um dos LDs que o dispositivo físico hospeda [25].

4.6 Dados e Atributos de Dados

Os dados (DO, do Inglês: *Data Object*) representam a informação que está contida nos LNs. Estes podem ser dados obrigatórios (M) ou dados opcionais (O) conforme seja obrigatória ou não a sua presença num LN.

Os atributos de dados (DA, do Inglês: *Data Attribute*) representam a informação contida nos dados de forma detalhada e, têm associado um nome e um tipo. A presença de um atributo pode ser obrigatória, opcional, obrigatória condicional (obrigatória apenas para determinadas condições, X_X_M) ou condicional opcional (opcional apenas para determinada condições, X_X_O) [25].

Na Figura 4.8 encontra-se representado um LN com os seus dados e atributos de dados.

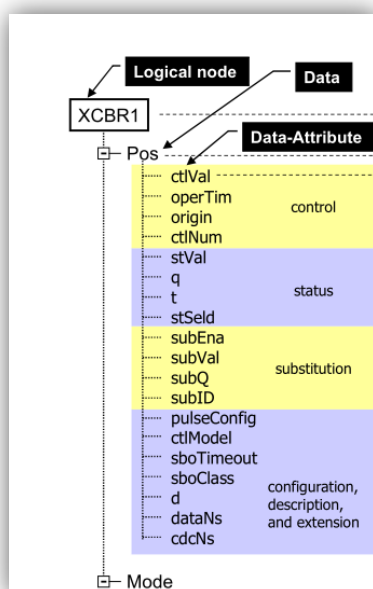


Figura 4.8- Dados e atributos de dados [25]

4.6.1 Common Data Class

As Classes de Dados Comuns (CDC, do Inglês: *Common Data Class*) permitem reduzir o tamanho das definições dos dados e manter as suas definições consistentes. Assim, quando utilizamos um determinado dado não necessitamos de fazer referência a todos os seus atributos de dados e necessitamos apenas de fazer referência à sua CDC. Na Tabela 4.4 encontra-se a lista de CDC prevista na norma.

Tabela 4.4- Lista de CDC [25]

Common data class specifications for status information
Single Point Status (SPS)
Double Point Status (DPS)
Integer status (INS)
Status Indication Group (SIG)
Integer Status (ISI)
Protection Activation Information (ACT)
Directional protection activation information (ACD)
Security Violation Counting (SEC)
Binary Counter Reading (BCR)
Common Data Class Specifications for Measurand Information
Measured Value (MV)
Complex measured value (CMV)
Sampled value (SAV)
WYE
Delta (DEL)
Sequence (SEQ)
Harmonic Value for WYE (HWYE)
Harmonic Value for DEL (HDEL)
Common Data Class Specifications for Controllable Status Information
Controllable Single Point (SPC)
Controllable Double Point (DPC)
Controllable Integer Status (INC)
Binary Controlled Step Position Information (BSC)
Integer Controlled Step Position Information (ISC)
Common Data Class Specifications for Controllable Analogue Information
Controllable analogue set point information (APC)
Common data class specifications for status settings
Single point setting (SPG)
Integer status setting (ING)
Common data class specifications for analogue settings
Analogue setting (ASG)
Setting curve (CURVE)
Common data class specifications for description information
Device name plate (DPL)
Logical node name plate (LPL)
Curve shape description (CSD)

As CDCs são aplicadas a diversas situações. Na Figura 4.9 podemos ver a aplicação de uma CDC, onde as informações sobre a posição (estado, controlo, etc.) estão agrupadas e representam um grupo muito comum de classes de dados, o DPC (do Inglês: *Controllable Double Point*).

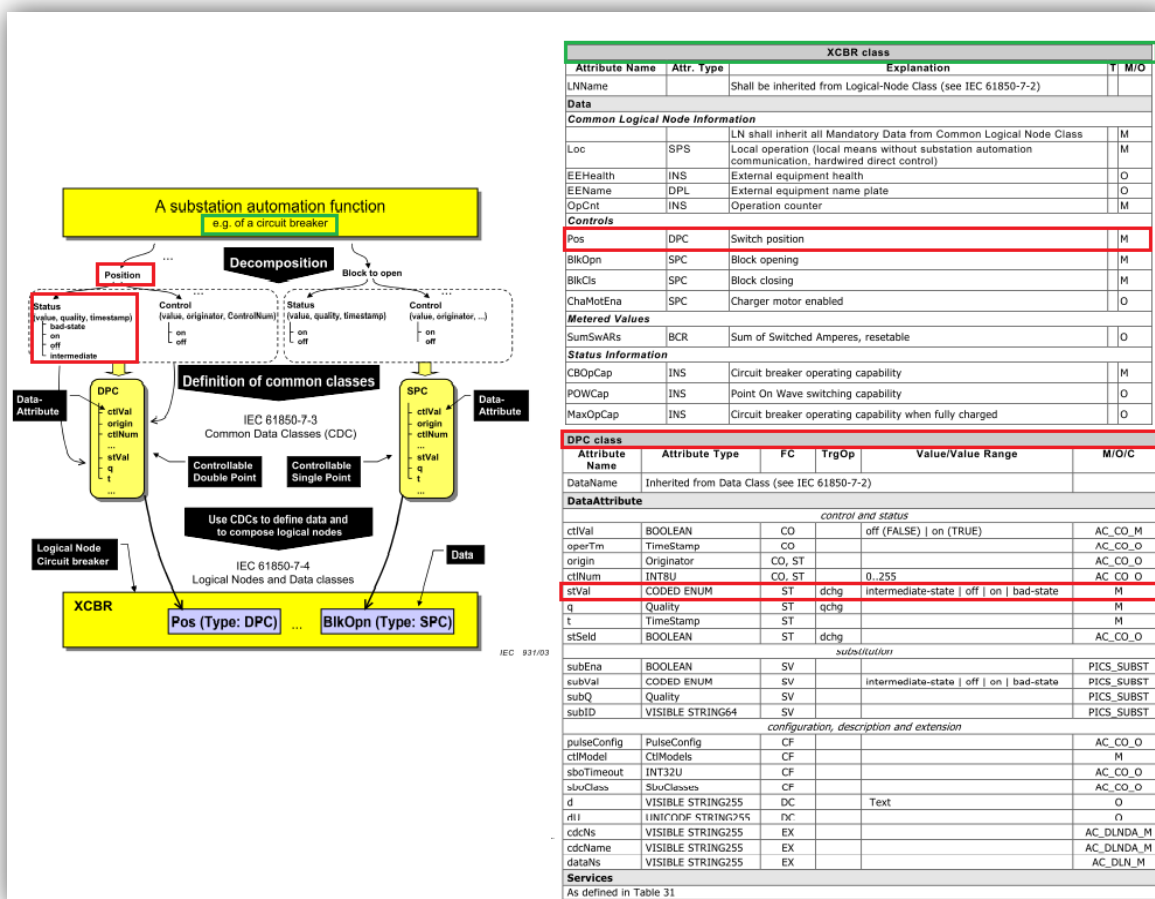


Figura 4.9- Exemplo de aplicação de CDC, adaptado de [25], [28], [30]

4.6.2 Data Set

O Conjunto de Dados (do Inglês: *Data Set*) como o nome é formado por um conjunto de dados ou atributos de dados. Estes *Data Set* são usados para agrupar dados relevantes, que têm como objetivo, por exemplo, virem a ser transmitidos mais tarde. Uma vez que estes dados estão agrupados em listas, com a sua referência, é muito mais fácil a sua recuperação.

Na Figura 4.10 é visível a criação de um *Data Set* (DS1) usado por dois blocos de controlos (SVControl1 e SVControl1) para o intercâmbio de informação.

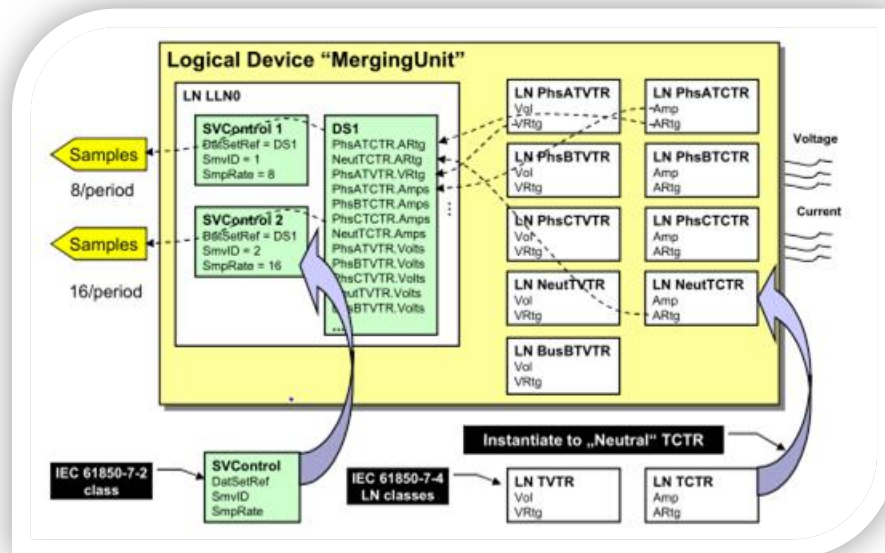


Figura 4.10- Exemplo da formação de um *Data Set* [25]

4.6 Exemplo Básico da Modelização de um IED

Na Figura 4.11 podemos observar a aplicação a um IED da estrutura de dados explicada anteriormente.

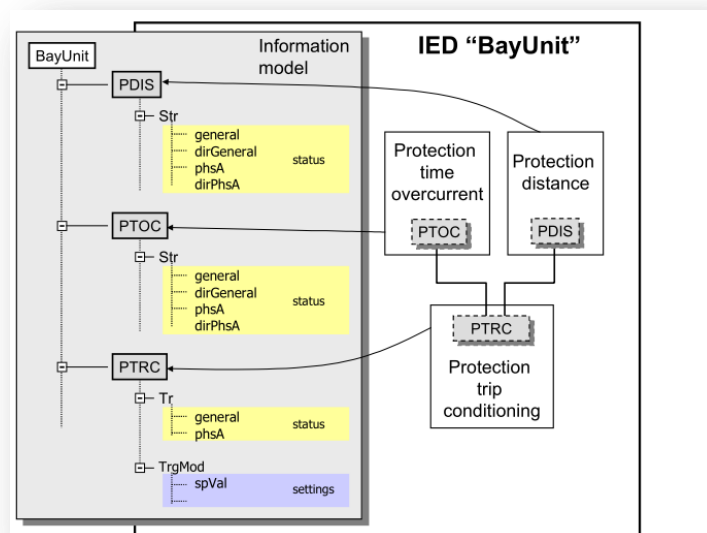


Figura 4.11- Exemplo de modelização de um IED [25]

A norma IEC 61850 define que quando é pretendido fazer referência a uma instância de um LN, contida num IED, deve ser usada a nomenclatura referida na Figura 4.12.

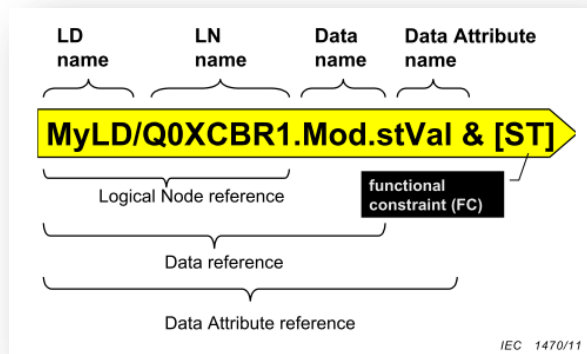


Figura 4.12- Referência [25]

A Função de Restrição (FC, do Inglês: *Functional Constraint*) é uma propriedade de um atributo de dados e indica os serviços que podem ser aplicados àquele atributo (por exemplo, ler o valor, escrever o valor, valor de substituição, etc).

A Referência de um Atributo de Dados (do Inglês: *Data Attribute Reference*) identifica um determinado atributo de dados. Por seu lado, a Referência de Dados (do Inglês: *Data Reference*) identifica por completo uma determinada instância de dados com todos os seus atributos de dados. Podemos verificar a aplicação do que foi referido na Figura 4.13.

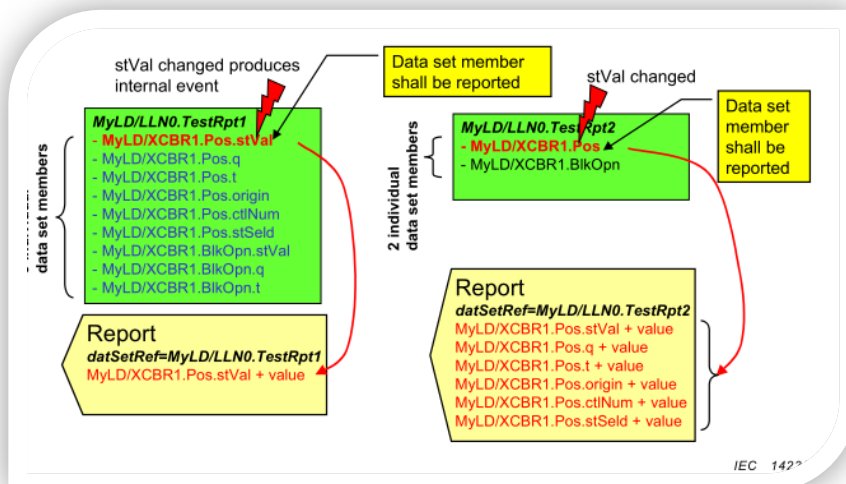


Figura 4.13- Diferenças entre *Data Reference* e *Data Attribute Reference* [25]

4.7 Modelos e Serviços de Comunicação

A interface de serviços de comunicação abstrata (ACSI, do Inglês: *Abstract Communication Service Interface*) define os serviços úteis comuns para os dispositivos da Subestação.

Na Figura 4.14 podemos ver os dois grupos de serviços de comunicação utilizados na norma IEC 61850. Um utiliza o modelo cliente-servidor (por exemplo os serviços de controlo) e o outro utiliza o modelo *Peer-to-Peer* (por exemplo os serviços GSE).

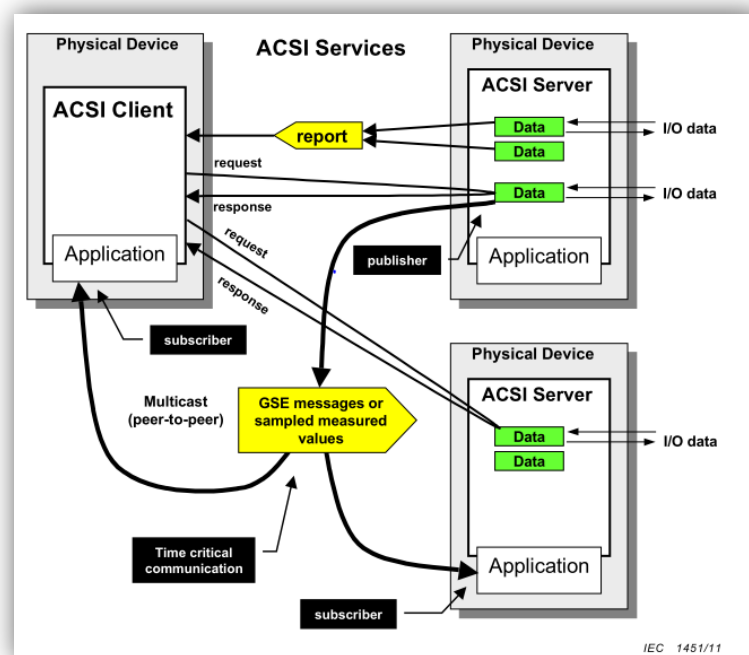


Figura 4.14- Métodos de Comunicação [25]

A Tabela 4.5 contém os modelos e os serviços ACSI.

Tabela 4.5- Modelos e serviços ACSI [25]

Service model	Description	Services
Server	Represents the external visible behaviour of a device. All other ACSI models are part of the server.	GetServerDirectory
Application association	Provision of how two devices can be connected. Provides different views to a device: restricted access to the server's information and functions.	Associate Abort Release
Logical device	Represents a group of functions; each function is defined as a logical node.	GetLogicalDeviceDirectory
Logical node	Represents a specific function of the substation system, for example, overvoltage protection.	GetLogicalNodeDirectory GetAllDataValues
Data	Provides a means to specify typed information, for example, position of a switch with quality information, and timestamp.	GetDataValues SetDataValues GetDataDefinition GetDataDirectory
Data set	Allow to group various data together.	GetDataSetValues SetDataSetValues
		CreateDataSet DeleteDataSet GetDataSetDirectory
Setting group control	Defines how to switch from one set of setting values to another one and how to edit setting groups.	SelectActiveSG SelectEditSG SetEditSGValues ConfirmEditSGValues GetEditSGValues GetSGCBValues
Reporting and logging	Describes the conditions for generating reports and logs based on parameters set by the client. Reports may be triggered by changes of process data values (for example, state change or deadband) or by quality changes. Logs can be queried for later retrieval. Reports may be sent immediately or deferred (buffered). Reports provide change-of-state and sequence-of-events information exchange.	Buffered RCB: Report GetBRCBValues SetBRCBValues Unbuffered RCB: Report GetURCBValues SetURCBValues Log CB: GetLCBValues SetLCBValues QueryLogByTime QueryLogAfter GetLogStatusValues
Generic substation events (GSE)	Provides fast and reliable system-wide distribution of data; peer-to-peer exchange of IED binary status information. GOOSE means Generic object oriented substation event and supports the exchange of a wide range of possible common data organised by a DATA-SET	GOOSE CB: SendGOOSEMessage GetGoReference GetGOOSEElementNumber GetGoCBValues SetGoCBValues
Transmission of sampled values	Fast and cyclic transfer of samples, for example, of instrument transformers.	Multicast SVC: SendMSVMessage GetMSVCBValues SetMSVCBValues Unicast SVC: SendUSVMessage GetUSVCBValues SetUSVCBValues
Control	Describes the services to control, for example, devices or parameter setting groups.	Select SelectWithValue Cancel Operate CommandTermination TimeActivatedOperate
Time and time synchronisation	Provides the time base for the device and system.	TimeSynchronization
File transfer	Defines the exchange of huge data blocks such as programs.	GetFile SetFile DeleteFile GetFileAttributeValues

4.7.2 Tipos de Comunicação

Como referido no Subcapítulo 4.2 uma Subestação pode ser dividida em três níveis: nível de Processo, nível de *Bay*, nível de Estação. Como tal as comunicações na Subestação podem ser divididas em comunicações horizontais e comunicações verticais.

i) Comunicações Verticais

Todas as comunicações realizadas entre níveis diferentes da Subestação, as trocas de informação são realizadas no modo Cliente-Servidor, denominado MMS (do Inglês: *Manufacturing Message Specification*). O servidor normalmente é um IED e fornece os dados ao cliente, que pode ou não ser único, e está no nível de Estação (por exemplo, SCADA). Este modo utiliza IP (do Inglês: *Internet Protocol*) e as camadas do Modelo OSI, tendo a vantagem de possuir um desempenho determinístico. No entanto, é relativamente lento, com tempo de resposta da ordem de 1 a 2 s.

ii) Comunicações Horizontais

São todas as comunicações realizadas no mesmo nível da Subestação. São caracterizadas pelo modo Emissor/Subscriber (do Inglês: *Publisher/Subscriber*), onde as informações são distribuídas pela rede em modo *Unicast, Multicast ou Broadcast*. Estas informações não têm de ser obrigatoriamente utilizadas pelos Subscritores (IEDs). Como não utilizam confirmação de entrega, estas mensagens, são retransmitidas varias vezes para garantir redundância na sua entrega. O serviço que permite a retransmissão das mensagens é denominado de SCSM (do Inglês: *Specific Communication Service Mapping*). Este serviço possibilita que cada mensagem da retransmissão carregue consigo um parâmetro designado Tempo Permitido para Viver (do Inglês: *Time Allowed To Live*), informando ao recetor, o tempo máximo de espera para a próxima retransmissão [31]. Se uma mensagem não for recebida nesse intervalo de tempo o recetor assume que a ligação foi encerrada [31]. O modo horizontal de transmissão de mensagens não depende das camadas do Modelo OSI, obtendo por isso um tempo de comunicação bastante rápido, com tempos de transmissão da ordem de 4 a 8 ms [23]. Na Figura 4.15 está ilustrado um exemplo dos tempos de retransmissão de eventos.

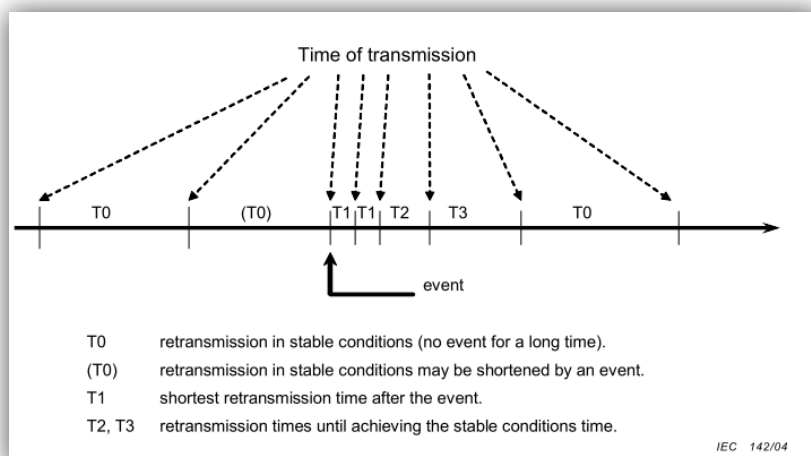


Figura 4.15- Tempo de transmissão de eventos [31]

4.7.3 Tipos de Mensagens

Os tipos de mensagem são especificados na norma IEC 61850-5 e estão mapeados na Figura 4.16 como mensagens [31]:

- ✓ Tipo 1 (Mensagens Rápidas (do Inglês: *Fast Messages*))
- ✓ Tipo 1A (*Trip*)
- ✓ Tipo 2 (Mensagens de Velocidade Média (do Inglês: *Medium Speed Messages*))
- ✓ Tipo 3 (Mensagens de Velocidade Baixa (do Inglês: *Low Speed Messages*))
- ✓ Tipo 4 (Mensagens de Dados Não Processadas (do Inglês: *Raw Data Messages*))
- ✓ Tipo 5 (Mensagens de Transferência de Ficheiros (do Inglês: *File Transfer Functions*))
- ✓ Tipo 6 (Mensagens de Sincronização de Tempo (do Inglês: *Time Synchronization*))

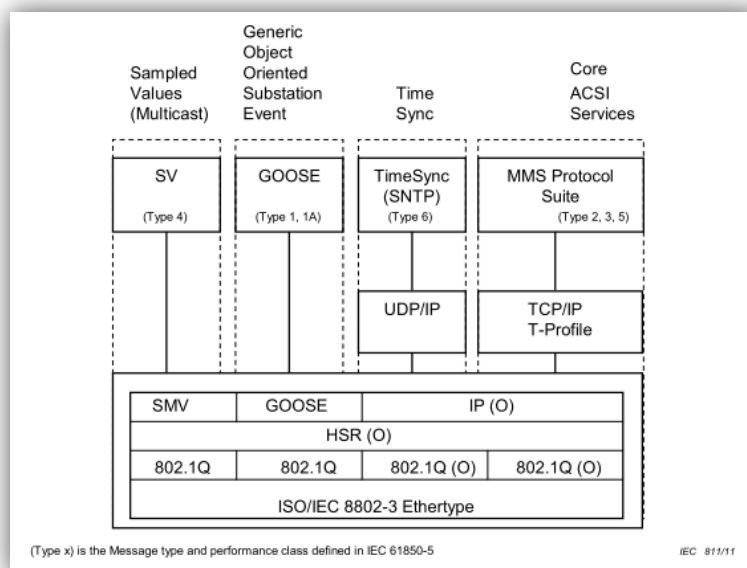


Figura 4.16- Tipos de mensagens e serviços [31]

As mensagens do Tipo 1 têm um código binário simples, que por sua vez contém dados, comandos ou mensagens simples, por exemplo, mensagens de disparo, fecho, estado, bloqueio, ordem de religação, entre outras. O IED recetor atua de imediato a quando da receção deste tipo de mensagens. As mensagens de Tipo 1A são as mais importantes do conjunto das mensagens rápidas, apresentando requisitos de tempo mais exigentes comparativamente a outras mensagens rápidas, com tempos na ordem dos 3ms a 10ms consoante a classe de desempenho a que pertencem. As outras mensagens de Tipo 1 têm tempos na ordem dos 20ms a 100ms, dependendo da classe a que pertencem.

4.8 Intercâmbio de Informação

Nas secções seguintes serão apresentadas as principais formas de intercâmbio de informação previstas na norma.

4.8.2 GOOSE

As mensagens GOOSE são mensagens que permitem ao recetor conhecer o estado do sistema, estas mensagens são típicas na comunicação horizontal de equipamentos da Subestação [25]. Estas mensagens são caracterizadas pelo modo Emissor/Subscriber e tipicamente são enviadas em modo *Multicast*, isto é, as mensagens podem ser

recebidas por vários subscritores (IEDs), a decisão de utilizar ou não a mensagem cabe ao IED recetor. Estas mensagens utilizam o serviço SCSM explicado anteriormente. Na Figura 4.17 está ilustrado o modelo de publicação de dados *Peer-to-Peer* com o conceito GOOSE.

Por serem do Tipo 1 e 1A (mensagens rápidas) são utilizadas, por exemplo, nas seguintes lógicas: função de falha de disjuntor, seletividade lógica, transferência automática de linhas, transferência de carga entre transformadores no caso de falha num deles, auxílio à manobra de paralelismo de transformadores, entre outros [26].

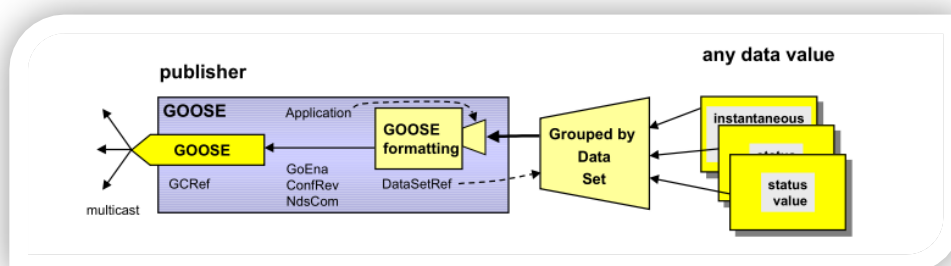


Figura 4.17- Modelo de publicação de dados *Peer-to-Peer* (conceito GOOSE) [25]

A Figura 4.18 demonstra a aplicação do modelo GSE (do Inglês: *Generic Substation Event Model*). Este modelo suporta a implementação em tempo real de diversas aplicações e é uma das formas de exemplificar a comunicação horizontal e a troca de mensagens GOOSE.

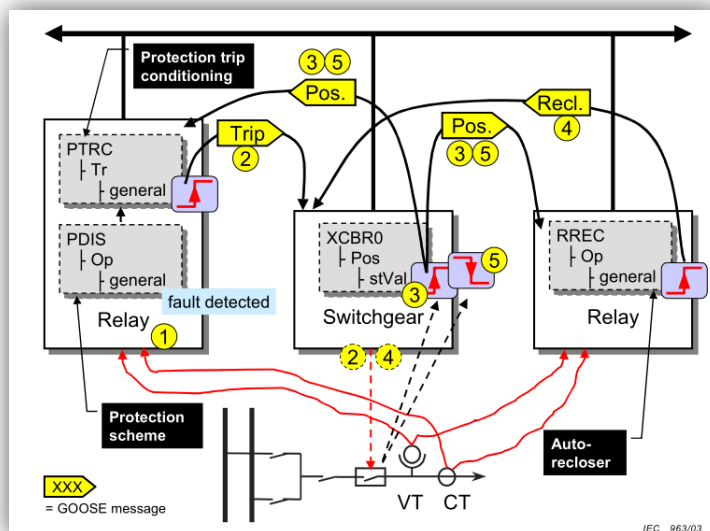


Figura 4.18- Aplicação do modelo GSE [25]

No exemplo da Figura 4.18 estão envolvidos cinco nós lógicos e a sequência de ações e de mensagens GOOSE é a seguinte [25]:

- a) O LN PDIS deteta uma falha, portanto decide enviar uma mensagem GOOSE;
- b) O LN PTRC envia a mensagem GOOSE que é recebida pelo disjuntor XCBR0. Após a análise da mensagem, o disjuntor abre o Interruptor (SW, do Inglês: *Switch*);
- c) A informação do estado do SW do disjuntor (XCBR0.Pos.stVal) muda de ON para OFF. Essa nova informação de estado é enviada imediatamente através de uma mensagem GOOSE com a nova indicação do estado do disjuntor *<new position of switch=open>*;
- d) O LN RREC recebe a mensagem GOOSE enviada pelo XCBR0 com a informação *<open>*. De acordo com a sua configuração, o RREC decide pelo fecho do SW e envia a mensagem GOOSE com a informação *<reclose>* para o XCBR0;
- e) O XCBR0 recebe a mensagem GOOSE vinda do RREC com o valor *<reclose>* e após análise, resulta a decisão de fechar o SW do disjuntor. O XCBR0 atualiza a informação da mudança de estado de SW do disjuntor de OFF para ON e envia uma nova mensagem GOOSE com a posição do disjuntor *<new position of switch=close>*.

Como referido anteriormente as mensagens GOOSE utilizam o modelo Emissor/Subscriber. O Emissor escreve a informação num *buffer* local, do lado do envio e o Subscriber vai ler a informação do *buffer*, do lado da receção. O sistema de comunicação é responsável por atualizar os *buffer's*. Para controlar todo este processo são utilizadas classes de controlo. A classe de controlo utilizada pelas mensagens GOOSE é a *GOOSE-CONTROL-BLOCK (GoCB) Class* e é definida na Tabela 4.6.

Tabela 4.6- Definição da Classe GoCB [32]

GoCB class			
Attribute name	Attribute type	r/w	Value/value range/explanation
GoCBName	ObjectName		Instance name of an instance of GoCB
GoCBRef	ObjectReference		Path-name of an instance of GoCB
GoEna	BOOLEAN	r/w	Enabled (TRUE) disabled (FALSE)
GoID	VISIBLE STRING129	r/w	Attribute that allows a user to assign an identification for the GOOSE message
DatSet	ObjectReference	r/w	
ConfRev	INT32U	r	
NdsCom	BOOLEAN	r	
DstAddress	PHYCOMADDR	r	
Services			
SendGOOSEMessage			
GetGoReference			
GetGOOSEElementNumber			
GetGoCBValues			
SetGoCBValues			

Os principais parâmetros são [32], [31]:

- **GoCBName:** Identifica um GoCB dentro do âmbito de um LLN0.
- **GoCBRef:** Deve ser o único caminho para o GoCB dentro do LLN0.
- **GoEna:** Se for definido como verdadeiro, deve indicar que o GoCB está habilitado para enviar uma mensagem GOOSE. Se for definido como falso, o GoCB deve parar de enviar mensagens GOOSE.
- **GoID:** Identificação da mensagem GOOSE, definida pelo utilizador.
- **DatSet:** Representa a referência do *data set*.
- **ConfRev:** Contém uma contagem com o número de vezes que a configuração do *data set* referenciado pelo *DataSet* foi alterada.
- **NdsCom:** Se o GoCB requer configuração adicional este parâmetro deve ter o valor de verdadeiro.
- **DstAddress:** Este parâmetro é específico de informações de endereçamento do SCSM e contém diversas informações, como por exemplo, o endereço e a prioridade (Tabela 4.7).

Tabela 4.7- Definições para uma GOOSE Addressing (SCL) [31]

P-Type designation	Description	m/o	Restrictions/comments
MAC-Address	Media access address value	m	Shall be 6 groups of 2 visible characters separated by hyphens(-). Characters shall be limited to 0 to 9 and A to F.
APPID	Application identifier	o	Shall be 4 characters. Characters shall be limited to 0 to 9 and A to F.
VLAN-PRIORITY	VLAN user priority	c1	Shall be a single character. Characters shall be limited to 0 to 7.
VLAN-ID	VLAN ID	o	Shall be 3 characters. Characters shall be limited to 0 to 9 and A to F.
c1 Shall only be present if VLAN is also present.			

Na Tabela 4.8 está representado o mapeamento de uma *GOOSE Control* para uma *MMS GOOSE Control Block* e na Tabela 4.9 a estrutura do *DstAddress*.

Tabela 4.8- Estrutura de uma GoCB MMS [31]

Component Name	MMS TypeDescription	r/w	m/o	Condition	Comments
GoEna	Boolean	rw	m		
GoID	Visible-string	r	m		
DatSet	Visible-string	r	m		The value of this component shall be of the format of ObjectReference and shall be limited to VMD or domain scoped NamedVariableLists
ConfRev	Unsigned	r	m		
NdsCom	Boolean	r	m		
DstAddress	PHYCOMADDR	r	m		
MinTime	Unsigned	r	o		As specified in the SCD file for the GoCB
MaxTime	Unsigned	r	o		As specified in the SCD file for the GoCB
FixedOffs	Boolean	r	o		As specified in the SCD file for the GoCB

Tabela 4.9- Estrutura do DstAddress [31]

Component Name	Data Type	m/o	Comments
Addr	OCTET-STRING	m	Length is 6 Octets and contains the value of the destination Media Access Control (MAC) address to which the GOOSE message is to be sent. The address shall be an Ethernet address that has the multicast bit set TRUE.
PRIORITY	Unsigned8	m	Range of values shall be limited from 0 to 7.
VID	Unsigned16	m	Range of values shall be limited from 0 to 4 095.
APPID	Unsigned16	m	As defined in Annex C

4.8.3 SMV

Os valores amostrados (SMV, do Inglês: *Sampled Measured Value*) são amostras de valores de transformadores de tensão e de transformadores de corrente [25]. Este

conceito utiliza o serviço *Peer-to-Peer* (Emissor/Subscriber) representado na Figura 4.19.

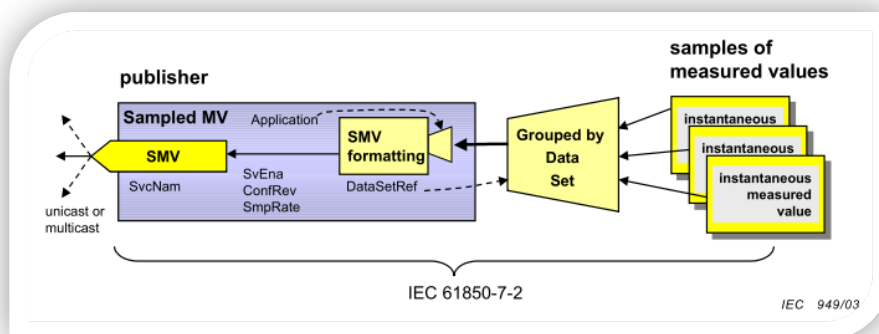


Figura 4.19- Modelo de publicação de dados *Peer-to-Peer* (conceito SMV) [25]

Podemos verificar na Figura 4.20 como a *Merging Unit* e os *Sampled Values* se relacionam. A *Merging Unit* recebe os valores de corrente e tensão diretamente dos transformadores. Esta unidade também pode estar integrada no transformador. As amostras são recolhidas e enviadas na forma de *Sampled Values*, neste caso, através de mensagens *Multicast*.

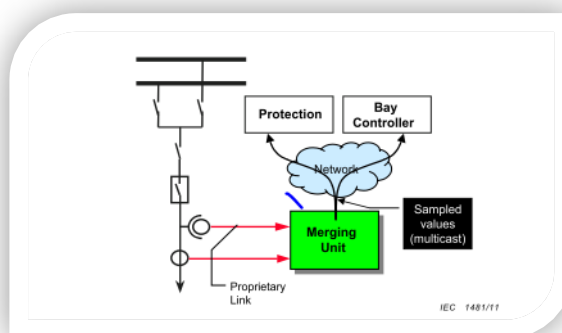


Figura 4.20- *Merging unit* e *Sampled Value* [25]

4.8.4 Settings Data e Setting Group Control Blocks

O *Setting Group Control Blocks* (SGCB) implementa uma funcionalidade utilizada nos relés digitais multifuncionais que consiste na existência de vários cenários de parametrização para uma mesma função de proteção.

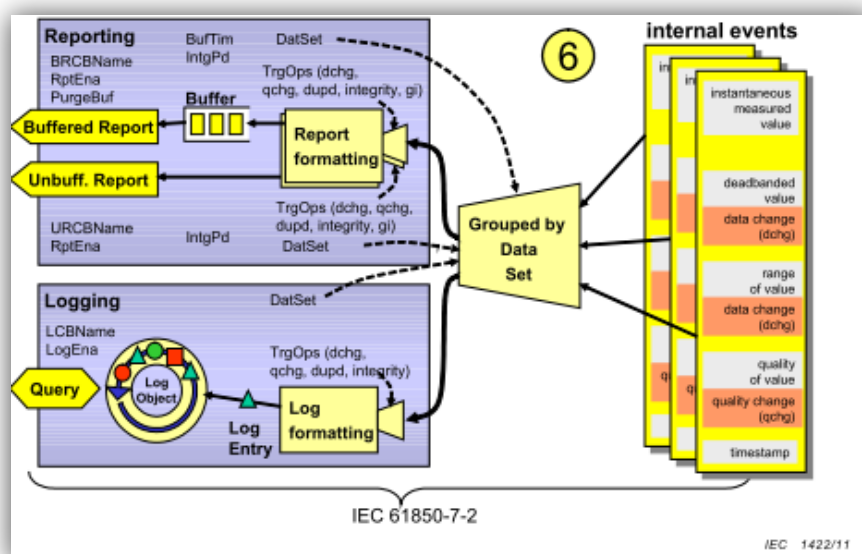


Figura 4.22- Conceito de *Reporting* e *Logging* [25]

Para definir como e quando reportar informação são utilizados os seguintes RCB (do Inglês: *Report Control Block*):

- *Buffered Report Control Block* (BRCB)
- *Unbuffered Report Control Block* (URCB)

O BRCB guarda num *buffer* os dados dos eventos à medida que estes ocorrem, de acordo com as opções de disparo que foram ativadas quando houve perda de comunicação. O processo de comunicação vai continuar assim que a comunicação se encontre disponível novamente. Este bloco de controlo garante sequência de eventos (SoE, do Inglês: *Sequence-of-Events*) [25]. O URCB não suporta SoE em caso de perda de comunicação. Na Figura 4.23 podemos observar o conceito de BRCB.

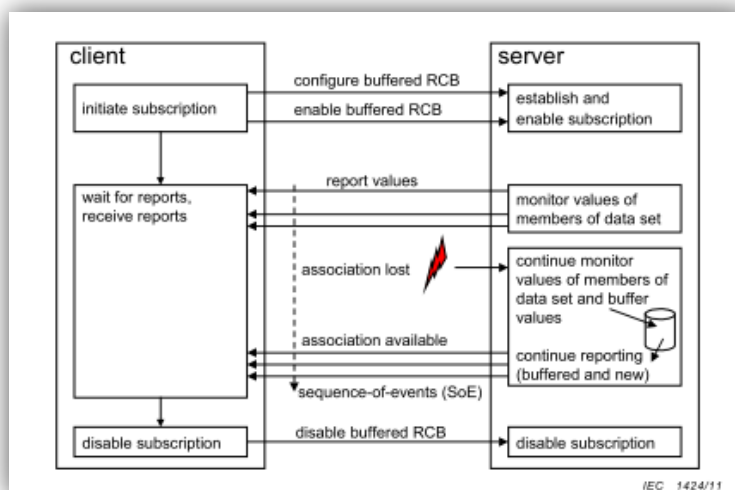


Figura 4.23- Conceito de BRCB [25]

O modelo *Logging* fornece um registo para armazenar valores. Os *Log Control Block* controlam quais os dados que vão ser armazenados no registo. Esses registos vão ser armazenados conforme a sua origem no tempo, o que vai permitir a recuperação de uma lista de SoE [25]. O conceito de *Log Control Block* pode ser analisado na Figura 4.24.

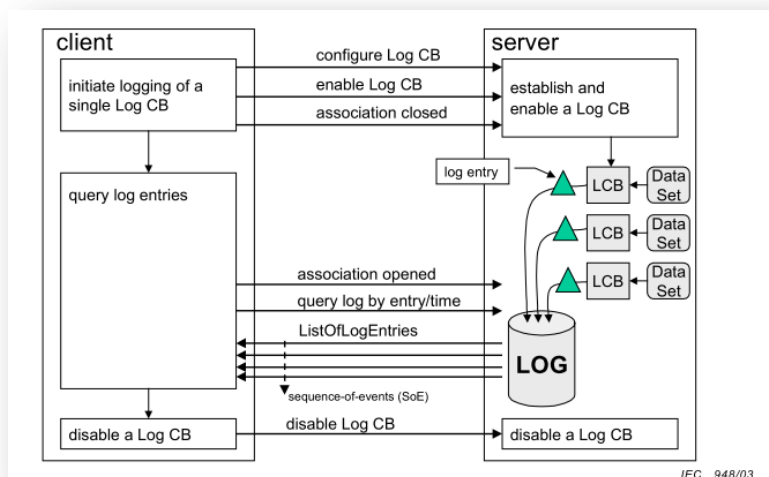


Figura 4.24- Conceito de *Log Control Block* [25]

4.9 Linguagem de Configuração da Subestação (SCL)

A norma IEC 61850-6 define a linguagem de configuração da Subestação (SCL, do Inglês: *Substation Configuration Language*). Esta linguagem é baseada em XML (do Inglês: *eXtensible Markup Language*) e permite descrever a configuração da

Subestação. Nesta parte da norma são descritos os ficheiros de configuração, apresentados de seguida [33]:

i) ICD (do Inglês: *IED Capability Description*)

Descreve o modelo de dados do IED e os serviços de comunicação que suporta. Destina-se a ser um modelo para um tipo de equipamento, o qual pode ser instanciado várias vezes.

ii) SSD (do Inglês: *System Specification Description*)

Descrição XML do esquema unifilar da Subestação e dos nós lógicos necessários.

iii) SCD (do Inglês: *Substation Configuration Description*)

Contém todos os ICDs dos IEDs da Subestação e uma secção com a configuração completa da Subestação, incluindo a rede de comunicação e informação sobre o fluxo de dados.

iv) CID (do Inglês: *Configured IED Description*)

Tem por objetivo incluir todas as informações necessárias para configurar uma instância específica de um IED no sistema final projetado. Este ficheiro tem de incluir tudo o que é necessário para um IED ser configurado (tem de incluir mais que um modelo de dados, por exemplo, tem de incluir os *Data Set* por trás de uma mensagem GOOSE enviada a partir de um IED). Este arquivo só pode ser criado uma vez que a configuração do sistema seja feita e exista um arquivo SCD.

Na Figura 4.25 está representado o método básico de interação entre os diferentes ficheiros SCL e as ferramentas de engenharia utilizadas para a configuração do sistema e dos IEDs.

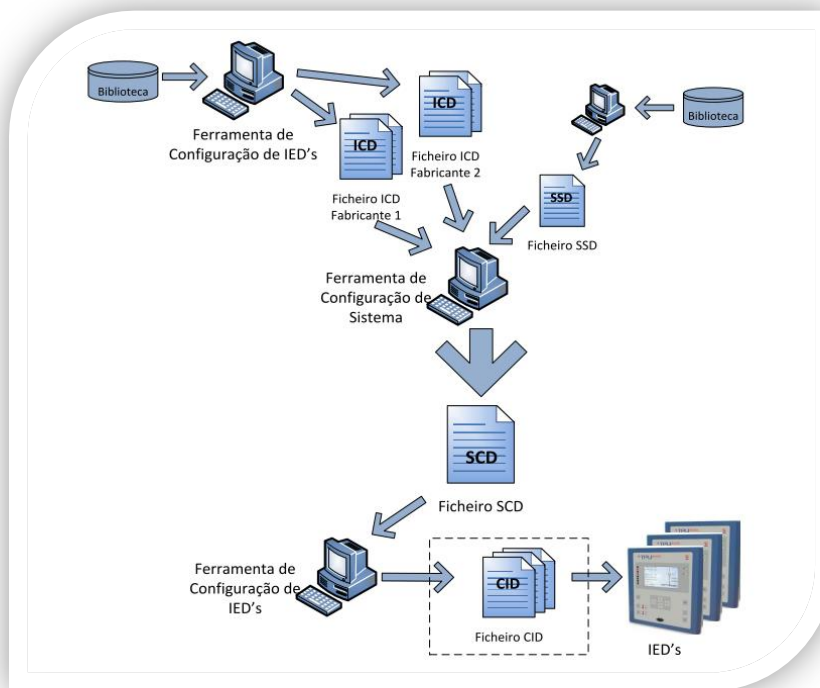


Figura 4.25- Ligações dos ficheiros SCL entre ferramentas de engenharia [23]

4.10 Norma IEC 61850 Edição1 Vs Norma IEC 61850 Edição2

A norma IEC 61850 Edição 1 refere-se às redes de comunicação e sistemas em Subestações, como o próprio título da norma indica e como foi referido anteriormente. A norma IEC 61850 Edição 2 foi criada com o objetivo de corrigir algumas lacunas da Edição 1 e esclarecer muitas outras questões que suscitavam dúvidas e abertura a diversas interpretações, originando problemas de interoperabilidade, identificados durante a realização de testes.

Uma das maiores preocupações da Edição 2 foi clarificar o uso de ficheiros SCL, as responsabilidades do nível de sistema e as ferramentas do nível de IED para certas partes de um arquivo SCL, devido ao facto de muitas vezes estes ficheiros não serem corretamente criados/usados durante o processo de engenharia.

A Edição 2 permite a modelização de mais equipamentos primários e amplia-os à modelização hierárquica de funções arbitrárias (Proteção de Bay, Proteção de Distância, Zona de Proteção e Proteção de Impedância com designações de clientes apropriados). Para além destes aspetos, suporta funções adicionais permitindo a modelização de muitos outros processos primários para além da automação de Subestações. Portanto, a norma IEC 61850 Edição 2, lançada em 2011, deixa de

abranger só as redes de comunicação e sistemas em Subestações, para passar a abranger também as centrais de energia, adquirindo o título: “Redes de Comunicação e Sistemas para Automação de Redes Elétricas” (do Inglês: *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*).

As duas edições da norma apresentam algumas diferenças técnicas apresentadas de seguida [34], [35]:

➤ **Nas Referências** (Figura 4.26)

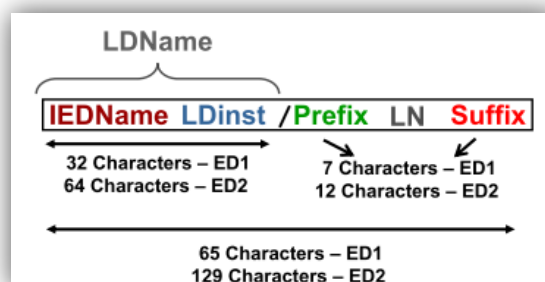


Figura 4.26- Diferenças nas referências IEC 61850 Edição 1 vs Edição 2 [34]

➤ **Nomeação Flexível**

Característica que foi introduzida dentro da Edição 2. Refere-se ao esquema de endereços que está a ser usado. A Edição 1 já introduziu duas formas de lidar com objetos dentro de uma Subestação, através da nomeação do produto (raiz do endereço é sempre o IED) ou através da nomeação funcional (raiz do endereço é fornecida pela topologia das Subestação). Para manter a compatibilidade dentro de um projeto misto é necessário manter a nomenclatura IED para todos os dispositivos que são publicadores de mensagens GOOSE, para garantir que todos os subscritores, independentemente da sua edição, são capazes de processar a informação [34].

➤ **Esquemas e Ficheiros SCL**

Na Edição 1, um dos grandes problemas, era a divisão de trabalho entre a ferramenta de IED e a ferramenta de sistemas não ter sido claramente compreendida, bem como, o uso dos diferentes ficheiros SCL. Na Edição 2 da norma foi lançado um novo esquema que inclui novos serviços e novas funcionalidades para melhorar a descrição

da Subestação. Este esquema não pode ser usado para validar um projeto de uma Subestação da Edição 1. Também na segunda edição, a aplicação dos ficheiros SCL existentes foi clarificada e foram disponibilizados dois novos ficheiros SCL, IID (do Inglês: *Instantiated IED Description*) e SED (do Inglês: *Sytem Exchange Description*) . O ficheiro IID contém uma instância pré-configurada para um único IED para um projeto específico e, pode ter alguns componentes já configurados, como endereços ou conjuntos de dados. O ficheiro SED deve ser trocado entre sistemas de configuração de projetos diferentes, descreve as interfaces de um projeto para serem usadas noutro projeto. Para manter a compatibilidade entre as duas versões as novas ferramentas têm de ser capazes de suportar ambas as versões. A Figura 4.27 ilustra uma visão geral sobre todos os tipos de ficheiros SCL e as ferramentas que devem ser utilizadas, onde os círculos vermelhos indicam os novos ficheiros introduzidos na Edição 2.

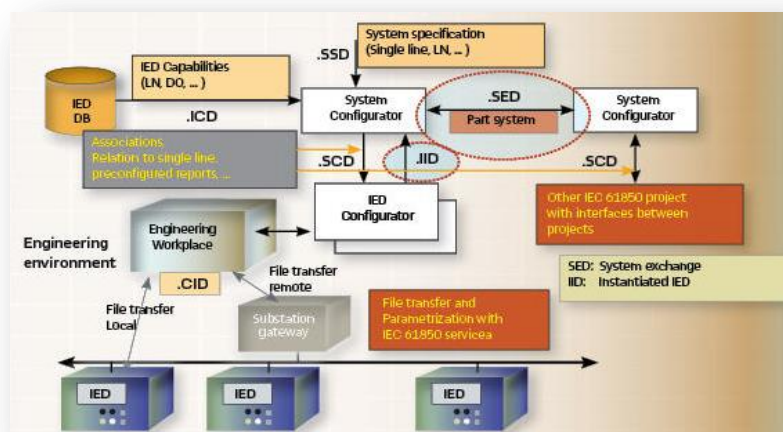


Figura 4.27-Troca de dados entre ferramentas IEC 61850 Edição 2 [35]

➤ Novas classes de nós lógicos

Uma vez que a norma alargou o seu domínio a partir da automação de Subestações para a automação de sistemas de energia foram introduzidos novos nós lógicos.

➤ Novas classes de dados comuns (CDC)

Estas classes foram introduzidas devido à maior abrangência da Edição 2. A maior parte das implementações da Edição 1 não devem ser capazes de implementar estas funcionalidades pois a estrutura e as funcionalidades são desconhecidas.

➤ **Comissionamento e Testes**

A Edição 2 introduz redundância de porta para a comunicação, o que permite uma maior supervisão para facilitar a correcção de erros. A supervisão de ambas as portas é realizada pelo LN LCCH (do Inglês: *Logical Node Physical Communication Channel Supervision*). A Edição 2 concretiza, o uso da mensagem de simulação GOOSE e SMV para o seu conceito de simulação. Assim, o IED pode ser configurado para receber mensagens de simulação em vez de mensagens reais. Posteriormente os LNs LGOS (do Inglês: *Logical Node GOOSE Subscription*) e LSVS (do Inglês: *Logical Node Sampled Value Subscription*) vão mostrar se as mensagens são recebidas e se são usadas ou não. Os LNs, LGOS LSVS permitem a supervisão de mensagens GOOSE e de SMV, respectivamente, conseguem distinguir se a mensagem não foi recebida ou se foi recebida com uma configuração errada. O LN LTRK (do Inglês: *Logical Node Service Tracking*) permite controlar todos os serviços de comunicação com base em MMS, bem como respostas, permitindo deste modo controlar comandos sem sucesso. Se o objecto de dados do IED LPHD.Sim é “Verdadeiro” permite o processamento de mensagens pelo equipamento de configuração. O objecto de dados LGOS/LSVS.Sim.St indica se as mensagens de simulação são recebidas e processadas. Podem também ser bloqueadas as influências sobre o processo, utilizando o bloqueio do comportamento do nó lógico, como ilustrado na Figura 4.28 para XCBR.Mod. A Edição 2 também adicionou atributos adicionais aos objectos de dados, para verificar se uma determinada acção teria sido realizada mesmo que o LN tivesse sido bloqueado. O atributo de dados OpRcvd indica que um *trigger* para uma operação de comando foi recebido. O atributo de dados OpOK indica se o comando foi executado ou teria sido executado no caso do modo não ser bloqueado. O objecto de dados InRef refere-se a sinais de entrada em geral, enquanto BlkRef se refere a sinais conduzindo ao bloqueio da função do LN [35]. A Figura 4.28 exemplifica o que foi referido anteriormente.

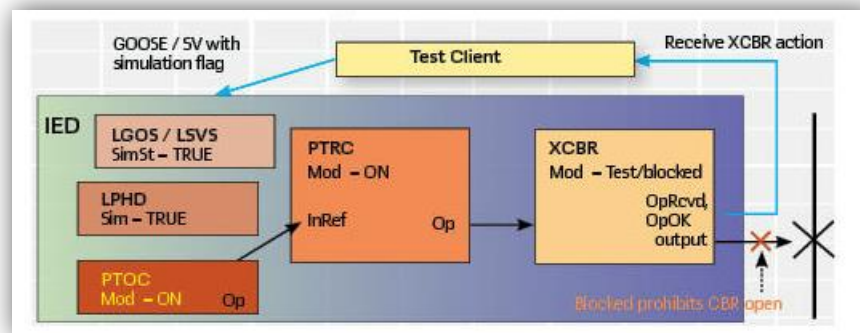


Figura 4.28- Simulação de mensagens [35]

➤ Manutenção e testes

Durante o ajuste de novos valores no processo de manutenção, é necessário o teste de certas funcionalidades. Estes testes têm de ser realizados com o sistema em funcionamento e sem influenciar o processo, o que se torna complexo, uma vez que no IEC 61850 as funções são distribuídas. Para tentar ultrapassar esta limitação, o “conceito de teste” elaborado na Edição 2, permite blocos terminais de desconexão virtual. Neste conceito entra o modo de teste e os sinais de entrada com a qualidade do teste. Como mencionado anteriormente, os atributos OpRcvd e OpOK realizam uma separação virtual nas entradas e nas saídas com indicação se um comando teria sido executado ou não [35]. Os objectos de dados InRef e BlkRef permitem alterar o modo de teste, a partir do sinal de entrada real para um sinal de entrada de teste. Estes aspetos são ilustrados na Figura 4.29. Nessa situação a entrada InREF1 do PTRC, que está em modo de teste, é trocada a partir do sinal operacional PTOC.Op.general para a entrada ensaio TstGGIO.SPCSO1.stVal, colocando InREF1.tstEna com o valor “VERDADEIRO” [35].

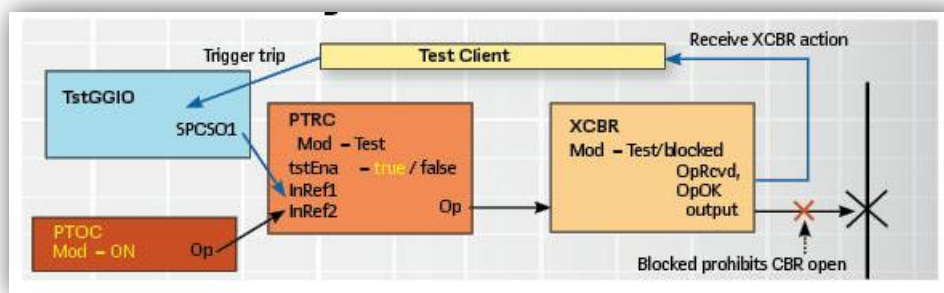


Figura 4.29-Testes funcionais [35]

Para além destas diferenças foi removido o conceito GSSE presente na Edição 1, por se considerar obsoleto. Como explicado, houve melhorias significativas ao nível dos testes, decorrentes dos mecanismos adicionados para lidar com estes, simulação e manutenção do sistema.

As ferramentas de IED e as ferramentas de configuração do sistema devem ter o cuidado de ser capazes de suportar ambas as duas versões, para poder ativar ou desativar funcionalidades, de forma a assegurar a compatibilidade e sobretudo a interoperabilidade.

A promessa IEC 61850 é a estabilidade a longo prazo dos sistemas, mesmo se o *hardware* e *software* da tecnologia evoluírem. Assim, a Edição 2 procura uma uniformização e clarificação de diversos conceitos.

5 Manutenção de IEDs Realizada Atualmente no MNSE-CNTSTCNT

Este capítulo descreve, resumidamente, a terminologia da manutenção e os ensaios e testes de funcionamento na ótica da EDP Distribuição, bem como as ferramentas de teste que apoiam todo este processo. A referência a estes conceitos permite compreender os testes de manutenção realizados atualmente no MNS-CNTSTCNT e assim justificar a necessidade da inclusão de testes e verificação das funcionalidades IEC 61850, mais concretamente de mensagens GOOSE, nos processos de manutenção.

5.1 Tipos de Manutenção

A manutenção tem como objetivo manter ou restituir o bom estado de funcionamento e de segurança dum determinado equipamento, para que este possa desempenhar a função que lhe foi solicitada, minimizando os custos da intervenção. Deve também ter em consideração parâmetros como a segurança, qualidade e disponibilidade.

Um processo de manutenção deve preocupar-se com a obtenção de um melhor rendimento dos equipamentos garantindo a maior operabilidade dos mesmos e minimizando as paragens por avaria, contribuindo desta forma para a correta continuidade do serviço.

Os diferentes tipos de manutenção, ilustrados na Figura 5.1, serão abordados de seguida segunda a norma NP EN 13306:2007 Terminologia da Manutenção, adaptados ao ponto de vista da EDP Distribuição.

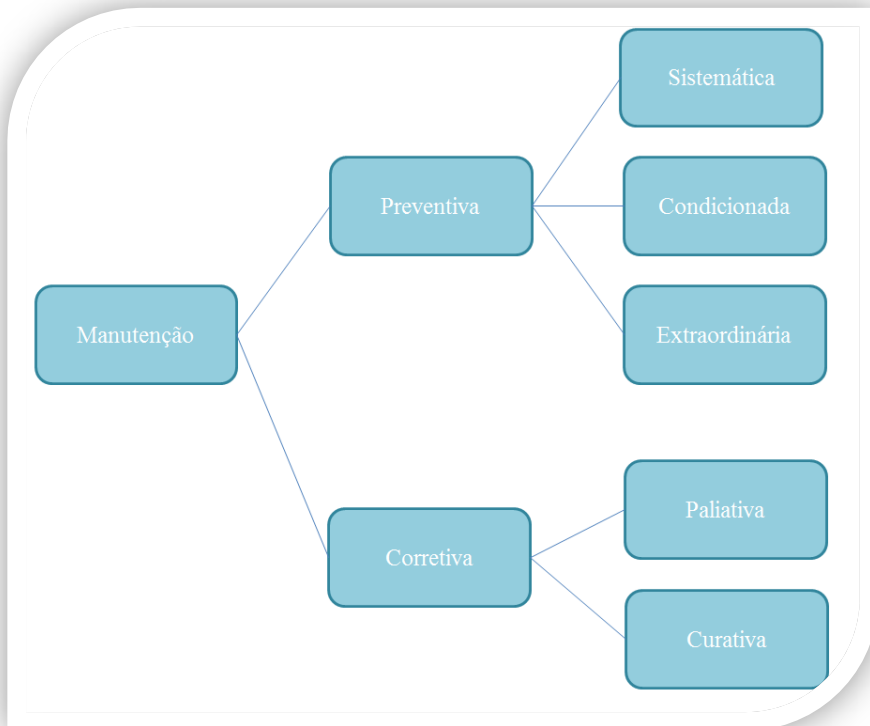


Figura 5.1- Tipos de manutenção

5.1.1 Manutenção Preventiva Sistemática

Este tipo de manutenção consiste num conjunto de inspeções e ensaios realizados consoante um programa preestabelecido, sendo esta do tipo *Time Based Maintenance (TBM)*, ou seja, baseada em períodos de tempo fixos ou no caso de equipamentos mecânicos, num número de manobras alvo atingido.

O desenho da estratégia e dos ciclos de manutenção são fruto da experiência do operador de manutenção, de estudos de fiabilidade executados aos equipamentos, de recomendações dos fabricantes, de normas internacionais, de tipo de tecnologias de equipamentos e no caso de equipamentos mecânicos, do número de manobras. A manutenção preventiva sistemática é essencial para evitar a ocorrência de avarias e preparar antecipadamente os recursos para minimizar o custo das intervenções e consequentemente prolongar a vida útil do equipamento.

5.1.2 Manutenção Preventiva Condicionada

É uma manutenção preventiva realizada em função do estado do equipamento. Portanto, este tipo de manutenção só é realizado quando o equipamento mostra evidências de anomalias (alarmes, medidas incorretas ou funcionamento incorreto), permitindo assim evitar ou controlar a ocorrência da avaria, antes da ocorrência de qualquer deterioração do estado físico dos componentes. A utilidade desta manutenção é tanto maior quanto mais cedo se detetar as anomalias que poderão originar danos ou perda total do ativo.

5.1.3 Manutenção Preventiva Extraordinária

Este tipo de manutenção é realizado especificamente na EDP e consiste numa intervenção de longo prazo que ocorre uma ou duas vezes durante a vida útil do equipamento. Este tipo de manutenção pode ser desencadeado por recomendação do fabricante, baseando-se no tempo de funcionamento ou na utilização do equipamento, ou pelo gestor da equipa de manutenção com base em dados históricos e estatísticos existentes.

5.1.4 Manutenção Corretiva Paliativa

Esta manutenção é realizada após a ocorrência da avaria no equipamento, com o objetivo de repor o mais rapidamente possível o equipamento em funcionamento, deixando a resolução final da avaria para um futuro próximo em que seja possível planear uma melhor intervenção sobre o ativo. Portanto, o equipamento é reparado de forma provisória, podendo ficar limitado em algumas das suas funções. Se a avaria for catastrófica classifica-se a intervenção como sendo de emergência.

5.1.5 Manutenção Corretiva Curativa

Este tipo de manutenção realiza-se após a ocorrência da avaria no equipamento e tem como objetivo repor a condição técnica do equipamento de forma definitiva. Para atingir esse objetivo, analisam-se as causas da avaria e só depois se procede à sua reparação de forma a eliminá-la.

5.2 Tipos de Ensaio e Testes de Funcionamento

A realização de testes e ensaios permite confirmar as características e o comportamento dos equipamentos que constituem o SPCC. Para esse feito, todos os testes e ensaios realizados no SPCC pretendem simular situações reais.

Além dos testes de conformidade executados nos equipamentos constituintes dos SPCCs, que são executados por entidades certificadas, com a consequente obtenção de certificação de equipamentos, existem outros testes e ensaios realizados em SPCCs e nos seus equipamentos, que são realizados na fase de projeto:

- Ensaio FAT (do Inglês: *Factory Acceptance Test*);
- Ensaio SAT (do Inglês: *Site Acceptance Test*).

Para além dos testes já referidos, existem outros realizados durante o ciclo de vida do equipamento do SPCC da responsabilidade da Manutenção. De seguida apresenta-se uma breve descrição dos ensaios referidos anteriormente.

5.2.1 Ensaio em Fábrica

Os ensaios de fábrica, denominados ensaios FAT, são da responsabilidade do fabricante a quem foi adjudicado a conceção do SPCC. Estes ensaios são realizados em fábrica, antes dos equipamentos serem instalados na Subestação. Assim, o fabricante responsável pela Subestação realiza, em laboratório, um conjunto de testes a todos os equipamentos pertencentes ao SPCC, de forma a garantir o correto desempenho de todas as funcionalidades dos mesmos. Para estes testes, normalmente, é utilizada a simulação de diversos elementos, entre eles, os equipamentos AT integrantes do parque exterior de aparelhagem [26].

Destacam-se os seguintes ensaios, realizados segundo um protocolo definido pela Operadora de Rede:

- ✓ Alarmes, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Sinalizações, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Registo, armazenamento e acesso ao sistema de Oscilopertubografia e localização de defeitos;
- ✓ Acesso às proteções e simulação de acesso remoto;

- ✓ Funções de Proteção e Automatismo, incluindo mensagens de automação GOOSE.

5.2.2 Ensaios no Local da Instalação

Os ensaios no local da Instalação, também denominados de SAT, são semelhantes aos FAT com a diferença que estes são realizados no local da instalação do SPCC, ou seja, na Subestação, tendo desta forma também disponível toda a aparelhagem AT/MT para manobrar, bem como outros tipos de dispositivos/condições que nos ensaios FAT têm que ser simulados. Destacam-se os seguintes ensaios:

- ✓ Alarmes, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Sinalizações, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Registo, armazenamento e acesso ao sistema de Oscilopertubografia e localização de defeitos;
- ✓ Acesso às proteções e simulação de acesso remoto;
- ✓ Funções de Proteção e Automatismo, incluindo mensagens de automação GOOSE;
- ✓ Injeção primária de correntes e tensões, permitindo assim, a verificação da continuidade dos circuitos, da relação de transformação e desfasamentos, robustez dos circuitos, rigidez elétrica, entre outros;
- ✓ Ensaio de colocação em serviço, realizados segundo um protocolo definido pela Operadora de Rede. Contemplam as verificações e ações antes da efetiva colocação em tensão do painel e as verificações e ações a tomar após a colocação em carga do painel.

5.2.3 Ensaio de Manutenção Preventiva ou Corretiva

Estes ensaios são executados por parte das equipas de manutenção da EDP e ocorrem durante o ciclo de operação dos equipamentos constituintes de um SPCC.

São ensaios executados de acordo com protocolos, que definem uma série de comportamentos que se pretendem validar, com um carácter preventivo, ou após substituição por anomalia, de um ou vários equipamentos de um sistema.

Destacam-se os seguintes

- ✓ Alarmes, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Sinalizações, incluindo a informação vertical segundo o protocolo IEC 61850;
- ✓ Funções de Proteção e Automatismo, incluindo testes de mensagens de automação GOOSE, quando tal é possível.

5.3 Ferramentas de Apoio à Manutenção

Atualmente, o equipamento de apoio à Manutenção utilizado é a mala de ensaios CMC 256-6 da OMICRON. Esta mala de ensaios é utilizada tanto na Manutenção, pelos Operacionais de Manutenção, como nos ensaios e testes realizados por estas equipas e pelos fornecedores.

A mala CMC 256-6 permite, através das entradas analógicas, a injeção secundária de correntes e tensões sinusoidais, ajustáveis em amplitude, fase e frequência, que se injetam conforme o esquema de funcionamento da rede, permitindo assim, simular os vários defeitos da rede que originam a atuação das funções de proteção [40], [41].

A mala possui ainda um módulo de entradas e outro de saídas binárias, que permitem a aquisição e envio de sinalizações e comandos para os equipamentos pertencentes ao SPCC [36], [37]. Na Figura 5.2 encontra-se ilustrada a mala de ensaios CMC 256-6.



Figura 5.2- Mala de ensaios CMC 256-6, adaptado de [37]

Na Tabela 5.1 apresenta-se, com algum detalhe, os módulos utilizados com maior frequência nos ensaios realizados.

Tabela 5.1- Módulos da mala de ensaios CMC 256-6

Saídas de Tensão



Figura 5.3- Módulos de saídas analógicas de tensão

A mala dispõe de dois módulos de saídas analógicas de tensão. O primeiro permite a injeção de três fases mais neutro e é utilizado quando se pretende simular a tensão em cada uma das fases. O segundo permite simular a tensão homopolar resultante do desequilíbrio de tensões do próprio barramento, para esse efeito disponibiliza uma saída de tensão com o respetivo neutro.

Saídas de Corrente

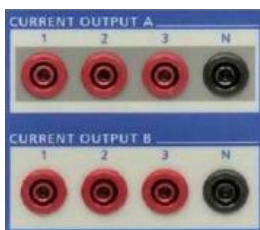


Figura 5.4- Módulos de saídas analógicas de corrente

A mala dispõe de dois módulos de saídas analógicas de corrente, utilizadas para simular as correntes das três fases do sistema ou simulação da corrente homopolar.

Saídas Binárias

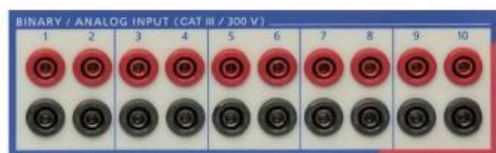


Figura 5.5- Módulo de entradas binárias

A mala de ensaios disponibiliza um módulo com dez entradas binárias configuráveis individualmente por *software*. Este módulo permite a aquisição de sinais provenientes do sistema, que posteriormente são submetidos a critérios de avaliação por parte do *software* permitindo assim transmitir ao operador a operacionalidade do sistema em teste.

Para possibilitar a interface entre o utilizador e a mala de ensaios a OMICRON fornece o *software Test Universe* [36]. O *software* é constituído por um conjunto de módulos de teste, orientados para as diversas funções do SPCC e é através destes módulos que se parametrizam as configurações do hardware desejadas para os testes ou ensaios. A Figura 5.6 ilustra a janela principal do *software Test Universe*, onde se pode visualizar os vários módulos de testes que o *software* dispõe.



Figura 5.6- Janela principal do *software Test Universe*

Na Tabela 5.2 apresentam-se os módulos mais relevantes no âmbito deste trabalho. Em [36], [37] pode-se obter mais informações sobre a mala CMC 256-6 e o *software Test Universe*.

Tabela 5.2- Módulos do *software Test Universe*

QuickCMC	Permite um ensaio rápido ‘plug and play’ através de ajustes dos valores de corrente, tensão, ângulo de fase e da frequência, numericamente ou no diagrama vetorial. Permite também executar cálculos do sistema de potência, permitindo a entrada dos dados em componentes de sequência, valores de potência e impedância. As entradas binárias podem ser utilizadas para monitorizar contactos e fazer as correspondentes medidas de tempo. Este ensaio é manual e devido às suas limitações deve ser sistematicamente adaptado a cada função a ensaiar, portanto deve apenas ser utilizado numa fase inicial para confirmação dos módulos e fases de correntes [36].
State Sequencer	Este módulo caracteriza-se pela correlação entre vários estados, podendo formar uma sequência de testes. A parametrização de cada estado pode ser ajustada de uma forma independente em termos de amplitude, fase ou frequência. A transição de estados ocorre após um determinado tempo, após a ocorrência de uma condição de <i>trigger</i> na entrada binária da mala ou após um <i>trigger</i> GPS [36].
Control Center	A tecnologia Control Center também conhecida como OMICRON CONTROL CENTER (OCC) permite combinar qualquer número de módulos de testes num único documento, permitindo deste modo, organizar um conjunto de testes completo que corresponda aos requisitos das funções a serem ensaiadas. Ao executar o documento OCC criado todas as funções de teste definidas são executadas, verificadas e validadas de acordo com o definido pelo utilizador. Quando forem executados todos os testes o programa termina e apresenta os resultados sob a forma de um relatório de ensaios global. O OCC utilizado para um determinado teste não perde as configurações definidas inicialmente (parâmetros do IED, módulos de teste utilizados), possibilitando assim a sua reutilização em ensaios futuros, permitindo desta forma reduzir a duração dos ensaios de manutenção [36].

A Figura 5.7 exemplifica um teste típico realizado em IEDs onde se pode visualizar, esquematicamente, o que foi explicado anteriormente.

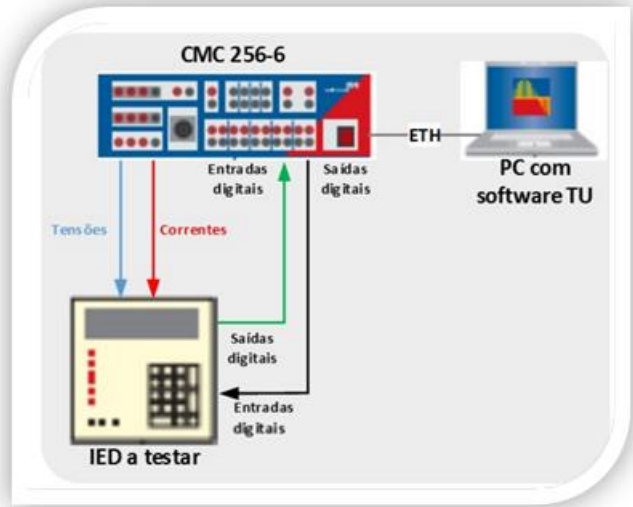


Figura 5.7- Teste típico realizado em IEDs

5.4 Modelo de Testes Adotado em Manutenção de IEDs

Hoje em dia os testes realizados no MNSE-CNTSTCNT, quando existe uma intervenção para manutenção ou quando existe substituição de IEDs em SPCCs, estão focados em verificar o correto comportamento das funções de proteção e automatismo de um determinado IED, bem como as suas conexões físicas com os equipamentos que interagem com ele. O teste de sinais IEC 61850 no sentido da UC/Centro de Controlo é verificado indiretamente, pois o IED em teste encontra-se em plena conexão com o SPCC. No entanto, as mensagens GOOSE trocadas entre IEDs não são testadas. A Figura 5.8 ilustra, esquematicamente, o que foi referido.

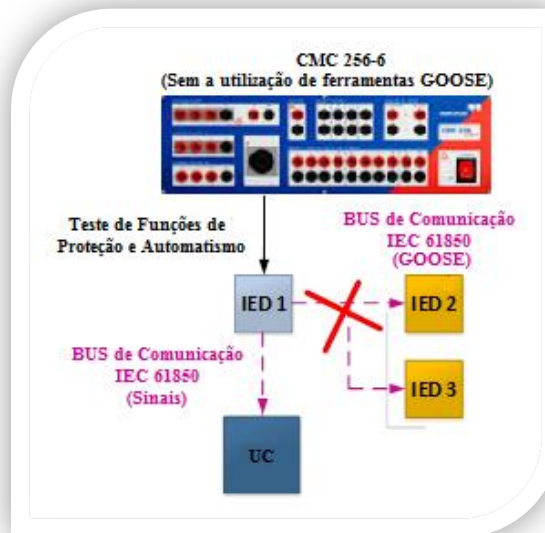


Figura 5.8- Modelo de testes adotado atualmente

Os testes e verificações de funcionalidades GOOSE, durante o ciclo de funcionamento do SPCC, apresentam um grande desafio para o Operador de Manutenção, devido ao facto destas mensagens necessitarem, na maioria das vezes, da disponibilidade de outros IEDs do SPCC. Para superar este problema e realizar os testes, existem duas possibilidades:

- 1) Desligar a Subestação do Sistema – Com esta ação o SPCC e os seus IEDs ficariam disponíveis para todos os testes, como testes FAT e SAT;
- 2) Utilização de ferramentas de diagnóstico e simulação com publicação/subscrição de mensagens GOOSE.

Como exemplo pode-se observar a Figura 5.9, onde se encontra representada esquematicamente uma Subestação AT/MT, com dois TP e duas Linhas MT. Uma das situações onde é aplicado o envio de mensagens GOOSE é quando ocorre a “Falha de Disjuntor”. Resumidamente, a “Falha de Disjuntor” ocorre quando um IED deteta defeito na linha do Sistema de Energia e tenta desligar o disjuntor para isolar o defeito elétrico, mas não tem sucesso devido a anomalia no disjuntor. Consequentemente, o IED envia uma mensagem GOOSE com a informação “Falha de Disjuntor” para o IED do TP, que perante esta informação faz *backup* à anomalia do disjuntor da LMT, dando ordem de desligar ao seu disjuntor, desligando assim toda a alimentação de energia do barramento MT ficando naturalmente a Subestação fora de serviço.

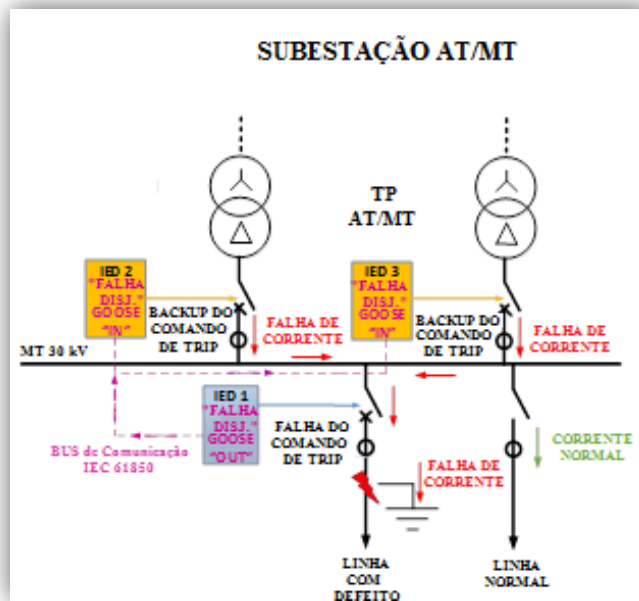


Figura 5.9- GOOSE “Falha de Disjuntor” em SPCCs

Numa abordagem convencional, para testar as mensagens GOOSE em geral e a GOOSE “Falha de Disjuntor” em particular, relativas a um IED do painel, torna-se necessário ter disponíveis todos os IEDs da Subestação. Isto porque de outra forma colocaríamos em risco a operacionalidade e exploração da instalação, devido a funcionamentos não desejados, como consequência da ativação da publicação (GOOSE “OUT”) e a Subscrição (GOOSE “IN”) de mensagens GOOSE na Subestação.

Alternativamente, neste relatório, propõe-se outra forma de abordar estes testes utilizando ferramentas de diagnóstico e simulação adequadas. Utilizando este método proposto é possível interagir isoladamente com um IED, possibilitando a publicação/subscrição de mensagens GOOSE. Para assegurar a consistência da simulação utiliza-se o ficheiro SCD da Subestação também para a simulação, garantindo assim, a disponibilidade de todas as informações da Subestação (configurações, modelos de dados, rede de comunicações, etc), sendo apenas necessário para a simulação uma posterior configuração adicional da ferramenta de simulação. A Figura 5.10 apresenta um diagrama esquemático desta nova abordagem de testes.

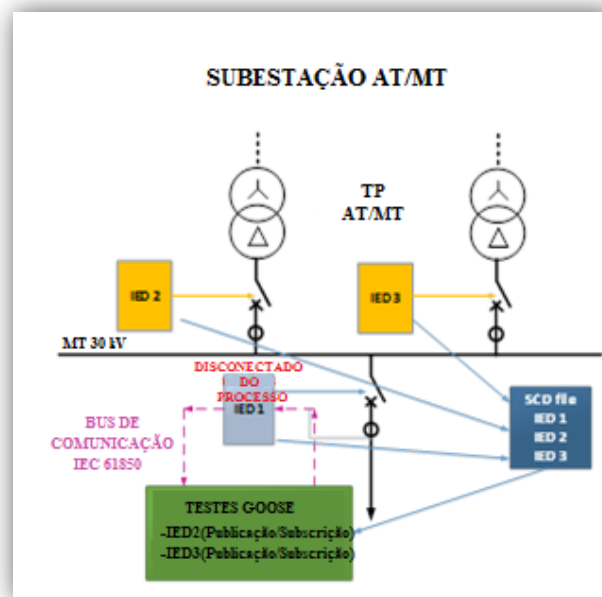


Figura 5.10-Nova abordagem de testes de mensagens GOOSE

6. Modelos de Testes e Verificações de Funcionalidades IEC 61850 (GOOSE)

Neste capítulo serão apresentados os modelos de testes e verificações de funcionalidades IEC 61850, mais concretamente de mensagens GOOSE, que permitem complementar as rotinas de manutenção de IEDs atualmente existentes no MNSE-CNTSTCNT.

Serão descritas com detalhe as ferramentas e testes efetuados em laboratório, que foram utilizados para verificações de mensagens GOOSE geradas por IEDs. Complementarmente apresenta-se a descrição do procedimento de configuração de mensagens GOOSE efetuada pelos fabricantes dos IEDs a serem testados, de forma a elucidar algumas questões relacionadas com os testes realizados.

6.1 Modelo Proposto Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição

Este modelo tem por base ferramentas que permitem verificar o envio e a receção de mensagens GOOSE, por parte do IED em teste. Desta forma, as ferramentas permitem, por um lado, configurar a receção de mensagens GOOSE (subscrição), possibilitando assim verificar se o IED em teste envia uma determinada mensagem GOOSE. Por outro lado, permitem também a publicação de uma mensagem GOOSE (simular a mensagem GOOSE), permitindo assim, verificar se o IED em teste recebe a mensagem. Naturalmente, neste caso, o IED em teste tem de ter na sua configuração a subscrição da mensagem GOOSE, sendo imprescindível simular uma mensagem GOOSE pertencente às configurações do IED em teste, ou seja, subscrita pelo IED.

Na Figura 6.1 encontra-se um diagrama esquemático deste modelo de testes.

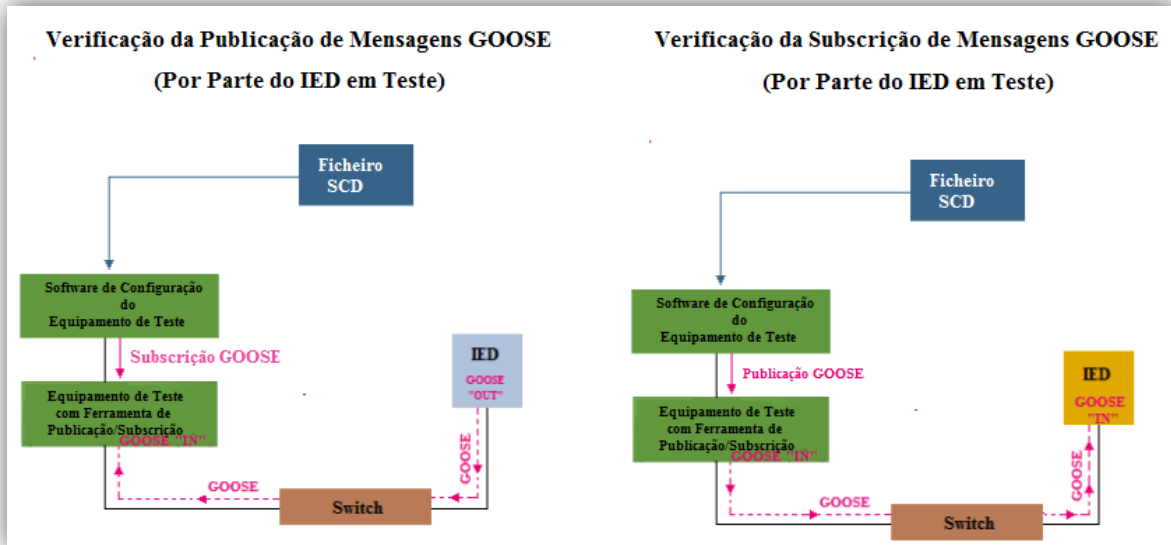


Figura 6.1- Modelo de testes utilizando ferramentas de publicação/subscrição

Os testes realizados segundo este modelo requerem a configuração do equipamento de teste, através do *software* de configuração disponibilizado pelo mesmo. Para manter o teste o mais consistente possível e garantir uma correta publicação/subscrição é utilizado o ficheiro SCD da Subestação a que o IED em teste pertence. Perante isto, para além da seleção das mensagens GOOSE a serem publicadas/subscritas pelo IED é necessária a verificação das configurações das mensagens GOOSE (*GOOSE Control Reference*, *GOOSE ID*, *Application ID*, *MAC Address*) importadas do ficheiro SCD.

6.1.1 Ferramenta de Testes Proposta

Para a aplicação deste modelo propõe-se a utilização da mala de ensaios CMC 256 da OMICRON com o módulo de configuração GOOSE, integrado.

O módulo de configuração GOOSE permite configurar o mapeamento e ajustes do equipamento de teste CMC para a comunicação na rede da Subestação, através de mensagens GOOSE. Este módulo pode ser inserido em vários planos de teste. Os parâmetros usados para a configuração podem ser importados dos ficheiros de configuração no formato SCL, permitindo a consistência dos testes evitando erros na digitalização de parâmetros, juntamente com uma maior facilidade de utilização [36].

Os equipamentos de teste CMC operam com *status* de dados em mensagens GOOSE como se fossem feitas “ligações” para as entradas e saídas binárias do equipamento CMC. Os atributos de dados recebidos (subscritos) de mensagens GOOSE atuam as

entradas binárias do equipamento de teste (por exemplo, sinais de *trip* ou partida). As saídas binárias ativam atributos de dados em mensagens GOOSE simuladas (publicadas). Todos módulos de teste do *OMICRON Test Universe* podem ser usados com o módulo de configuração GOOSE [36].

A Figura 6.2 ilustra a janela de visualização que permite a configuração do módulo GOOSE.

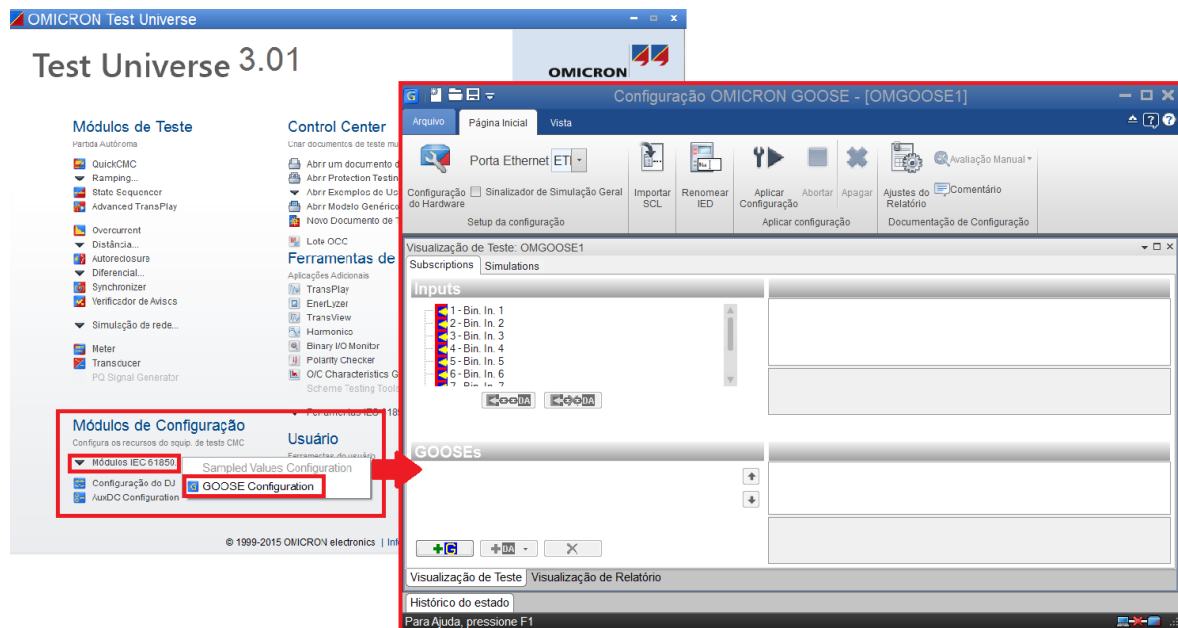


Figura 6.2- Módulo de Configuração GOOSE

6.2 Modelo Proposto Utilizando Ferramentas de Simulação

Este modelo tem por base ferramentas de *software* que permitem simular o modelo de informação IEC 61850 de um IED, possibilitando a publicação das suas mensagens GOOSE.

Este modelo permite, em situações de teste, verificar a interação do IED em teste com um outro IED que não se encontra disponível para teste. O *software* de simulação, neste caso, pode ser utilizado para simular o outro IED, não disponível para teste, permitindo a publicação das suas mensagens GOOSE na rede de comunicação.

O objetivo principal deste modelo é a realização de testes reais num IED que subscreve uma determinada mensagem GOOSE, permitindo assim, confirmar a sua correta subscrição. Para isso, recorrendo ao *software* de simulação, simulamos o IED

que publica a mensagem GOOSE subscrita pelo IED em teste, forçando desta forma a sua publicação. Esta simulação permite assim verificar se o IED em teste subscreve a mensagem publicada.

Na Figura 6.3 encontra-se um esquema deste modelo de testes.

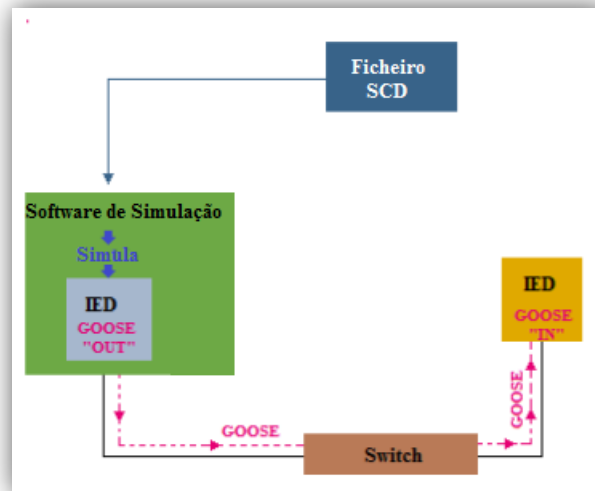


Figura 6.3- Modelo de testes utilizando ferramentas de simulação

6.2.2 Ferramenta de Testes Proposta

Para a aplicação deste modelo propõe-se a utilização do *software IEDScout*.

O *IEDScout* é uma ferramenta de *software* que permite realizar ensaios a equipamentos baseados na norma IEC 61850. Este *software* permite inúmeras aplicações com dispositivos IEC 61850, como [36], [38]:

- Testes e localização/resolução de problemas. Permite avaliar o estado de um IED, manipular dados e obter informações para a configuração de testes;
- Comissionamento. Valida a disponibilidade e o bom funcionamento dos IEDs instalados. As sequências de controlo podem ser enviadas para o IED e as suas respostas, como por exemplo, relatórios não solicitados, podem ser recebidas e verificadas;
- Desenvolvimento de IEDs. Verifica a estrutura e a funcionalidade dos dispositivos em desenvolvimento. O IEDScout é uma ferramenta valiosa para gerar ficheiros de configuração do IED. Fornece ainda dados de configuração

para a integração de dispositivos em sistemas sem a necessidade de ferramentas SCL personalizadas.

O *software IEDScout* dispõe ainda de diversos benefícios para os utilizadores [36], [38]:

- Suporta a norma IEC 61850 Edição 1, IEC 61850 Edição 2 e IEC 61400-25;
- Permite o funcionamento com IEDs de qualquer fabricante, compatíveis com a norma IEC 61850;
- Pode ser utilizado mesmo que a informação da configuração esteja incompleta ou em falta;
- Permite a análise em simultâneo de múltiplos IEDs e também a investigação do tráfego de dados;
- Suporta situações de teste não planeadas ou improvisadas, especialmente durante o comissionamento e localização de defeitos;
- Analisa e permite a criação de ficheiros SCL para dispositivos, sem a necessidade de ferramentas de engenharia adicionais;
- Fornece a funcionalidade de ‘cliente’ para programadores de IEDs segundo a norma IEC 61850 (servidores).

A Figura 6.4 ilustra o ambiente gráfico do *software IEDScout*.

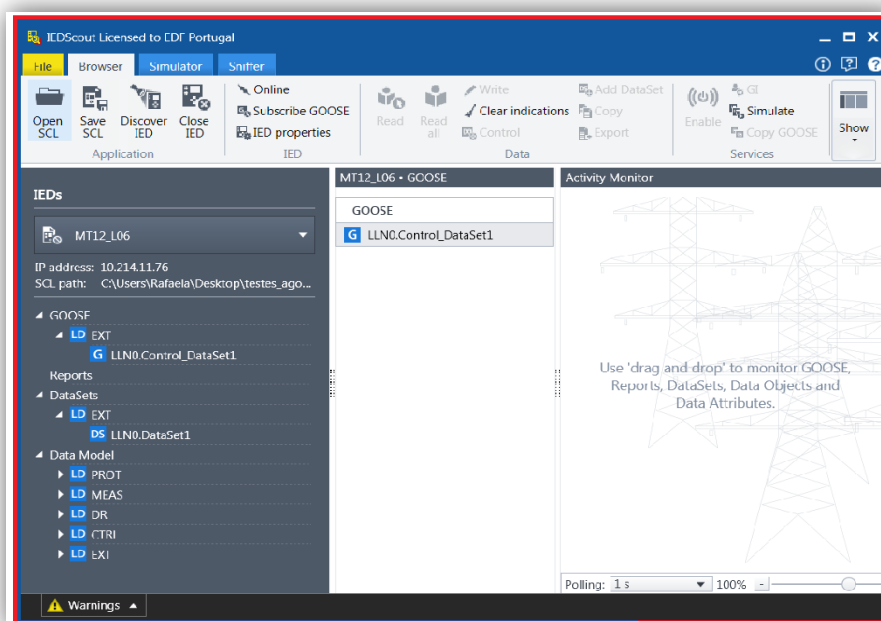


Figura 6.4- Ambiente gráfico do *software IEDScout*

6.3 Otimização dos Testes Recorrendo a Ferramentas de Sniffing

Uma das formas de complementar os modelos de dados expostos anteriormente baseia-se no uso de ferramentas de *sniffing*. Estas ferramentas permitem interceptar e registrar o tráfego de dados na rede de comunicação. Desta forma, o *sniffer* captura cada pacote de dados que circula na rede e eventualmente descodifica e analisa o seu conteúdo de acordo com o protocolo definido. Neste caso, estas ferramentas permitem verificar e analisar as mensagens GOOSE que circulam na rede de dados, tornando-se numa ajuda precisa no diagnóstico de problemas.

6.3.1 Ferramentas de Testes Propostas

Para verificar e analisar as mensagens GOOSE que circulam na rede propõe-se a utilização do *software IEDScout* e do *software Wireshark*.

O *IEDScout*, para além das funcionalidades já referidas anteriormente, permite o *sniffing* de mensagens GOOSE. Desta forma é possível verificar as mensagens GOOSE que circulam na rede de comunicação, incluindo todos os seus detalhes. A Figura 6.5 ilustra um *sniffing* do tráfego de GOOSE, na rede de comunicação, utilizando o *software IEDScout*.

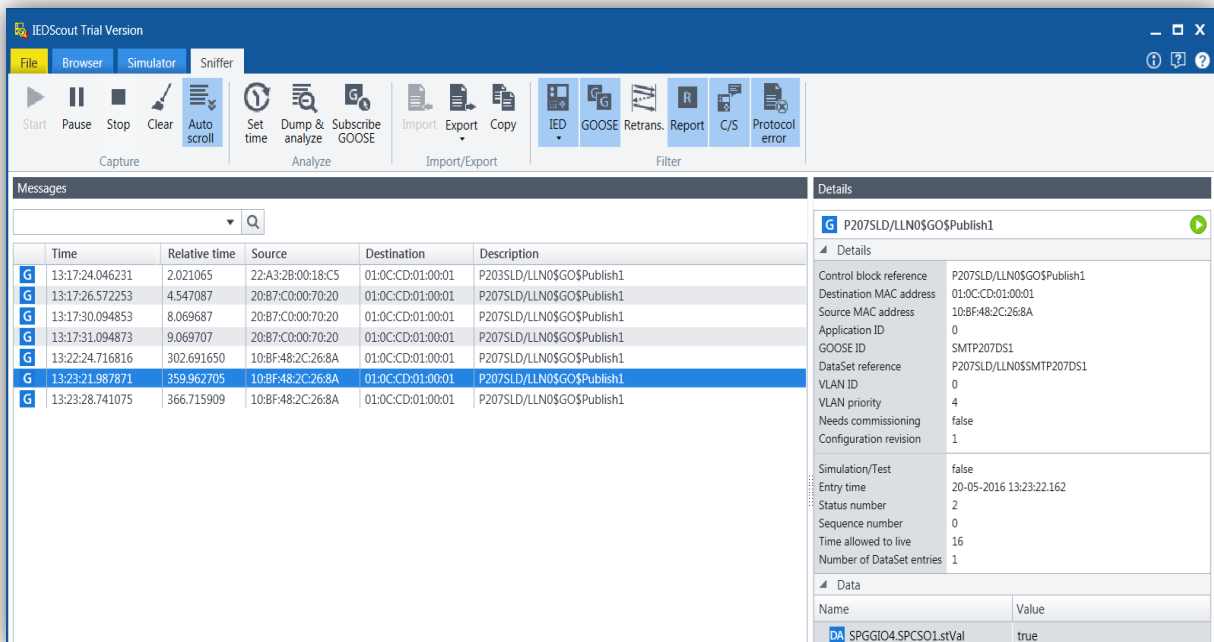


Figura 6.5- Sniffing de mensagens GOOSE utilizando o *IEDScout*

O *Wireshark* é um *software*, gratuito, que analisa o tráfego de rede e o organiza por protocolos. Este *software* fornece um detalhe elevado dos dados que circulam na rede de comunicação, possibilitando assim analisar as mensagens GOOSE detalhadamente, incluindo a sua codificação hexadecimal. A Figura 6.6 ilustra um *sniffing* do tráfego da rede de comunicação, utilizando o *Wireshark*.

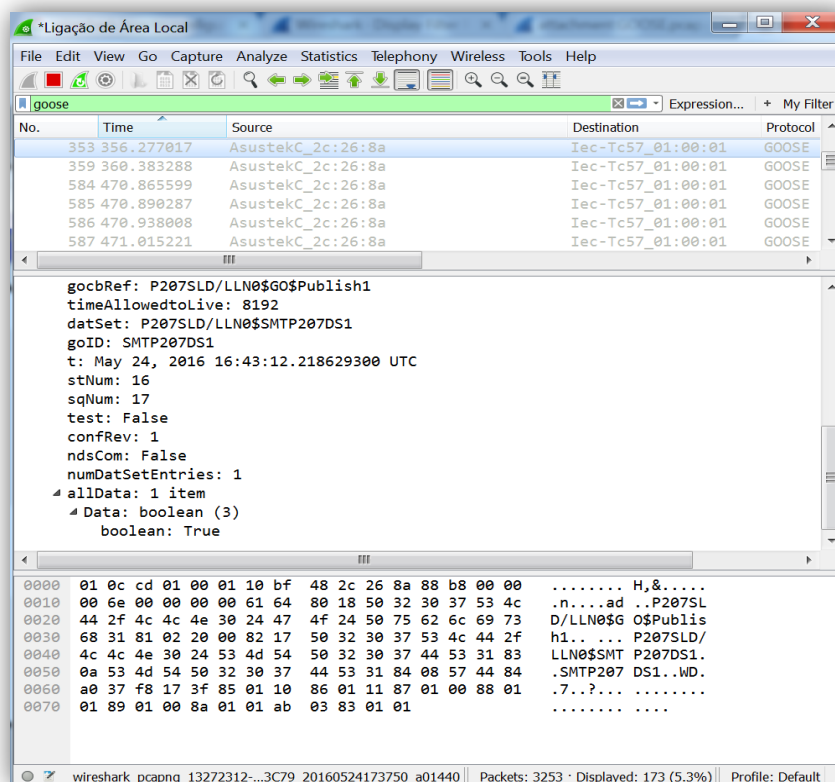


Figura 6.6- *Sniffing* da rede utilizando o *Wireshark*

6.4 Aplicação dos Modelos Propostos

Com o objetivo de verificar a aplicação dos modelos propostos, foram efetuados testes em laboratório, para verificações de mensagens GOOSE geradas por IEDs da EFACEC e da SIEMENS.

6.4.1 Testes e Verificações Realizadas em IEDs EFACEC

Nas subsecções seguintes serão explicados em detalhe os testes laboratoriais efetuados em IEDs da EFACEC. Complementarmente, de forma a elucidar algumas questões relacionadas com os testes realizados, será descrito o procedimento de configuração de uma mensagem GOOSE em IEDs EFACEC.

As mensagens GOOSE escolhidas para a realização dos testes, mensagens a serem publicadas e subscritas pelos IEDs, foram escolhidas com base numa análise realizada antecipadamente às configurações da Subestação, mais especificamente, as mensagens publicadas e subscritas pelos IEDs sujeitos a teste.

6.4.1.1 Configuração de Mensagens GOOSE em IEDs EFACEC

A troca de informação entre IEDs é um dos aspetos mais importantes na norma IEC 61850. Desta forma, a correta configuração de mensagens GOOSE assume um papel importante, definindo as mensagens que serão enviadas/recebidas pelos IEDs da Subestação.

A configuração de mensagens GOOSE na Subestação baseia-se nos seguintes passos:

- Modelização dos dados de forma hierarquizada, com conseqüente definição de referências;
- Configuração de conteúdos das mensagens e de parâmetros necessários para o envio da mensagem, no IED, como por exemplo, GOOSE ID (GoID), *MAC Address*, APPID, VLAN PRIORITY (deve ser pelo menos 4), VLAN ID, *Data Set*, *Time Allowed To Live*;
- Configuração de entradas e saídas GOOSE dos IEDs;
- Configuração da publicação das mensagens GOOSE;
- Configuração da subscrição das mensagens GOOSE.

De seguida, será demonstrado um exemplo de configuração de uma mensagem GOOSE utilizando o *Winsetting 4*. O *Winsetting 4* é um módulo pertencente ao *software WinProt4* da EFACEC.

Este exemplo demonstra a publicação da GOOSE “Falha de Disjuntor” efetuada por um IED do painel de linha e a respetiva subscrição realizada pelo IED do TP.

No *Winsetting 4*, na secção IEC 61850 da TPU (do Inglês: *Terminal and Protection Unit*) que publica a mensagem GOOSE configura-se a GOOSE de saída (a ser publicada). Para isso, configura-se os parâmetros (Nome do *DataSet*, GoId, Prioridade, VID, APPID) e seleciona-se a opção “GoOut1>Config DataSet” para seleccionar o dado a ser enviado, como ilustrado na Figura 6.7.

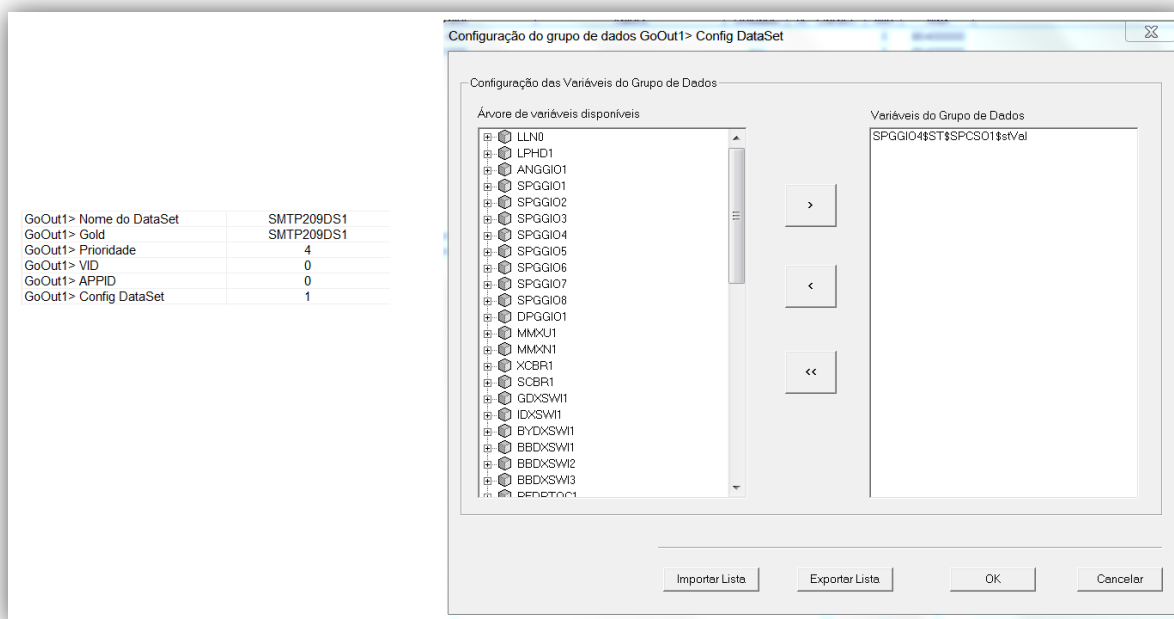


Figura 6.7- Configuração dos parâmetros da GOOSE de saída

Na Figura 6.8 está ilustrada a configuração do parâmetro SPGGIO 4 SPC 1.

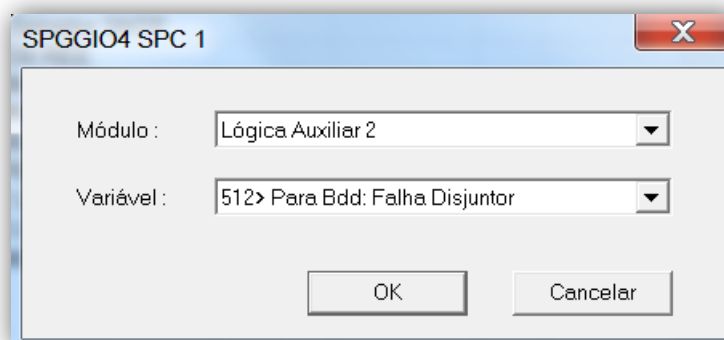


Figura 6.8- Parâmetro SPGGIO4 SPC 1

Na secção IEC 61850 da TPU que subscreve a mensagem GOOSE, configura-se a GOOSE de entrada (a ser subscreta) através da configuração do parâmetro GoId e da seleção da opção “GoIn13>Configuração do DataSet”, onde se seleciona o painel que enviou a GOOSE e a GOOSE que se pretende subscrever, como ilustra a Figura 6.9.

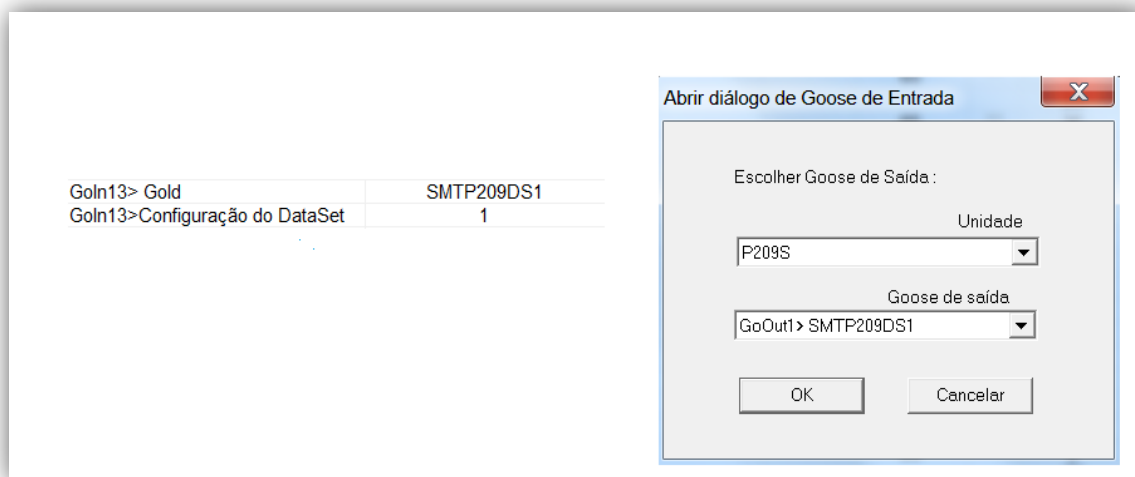


Figura 6.9- Configuração dos parâmetros da GOOSE de entrada

Após o preenchimento dos parâmetros da janela “Abrir diálogo de Goose de Entrada”, abre-se automaticamente uma janela que permite a configuração do *DataSet*, ilustrada na Figura 6.10.

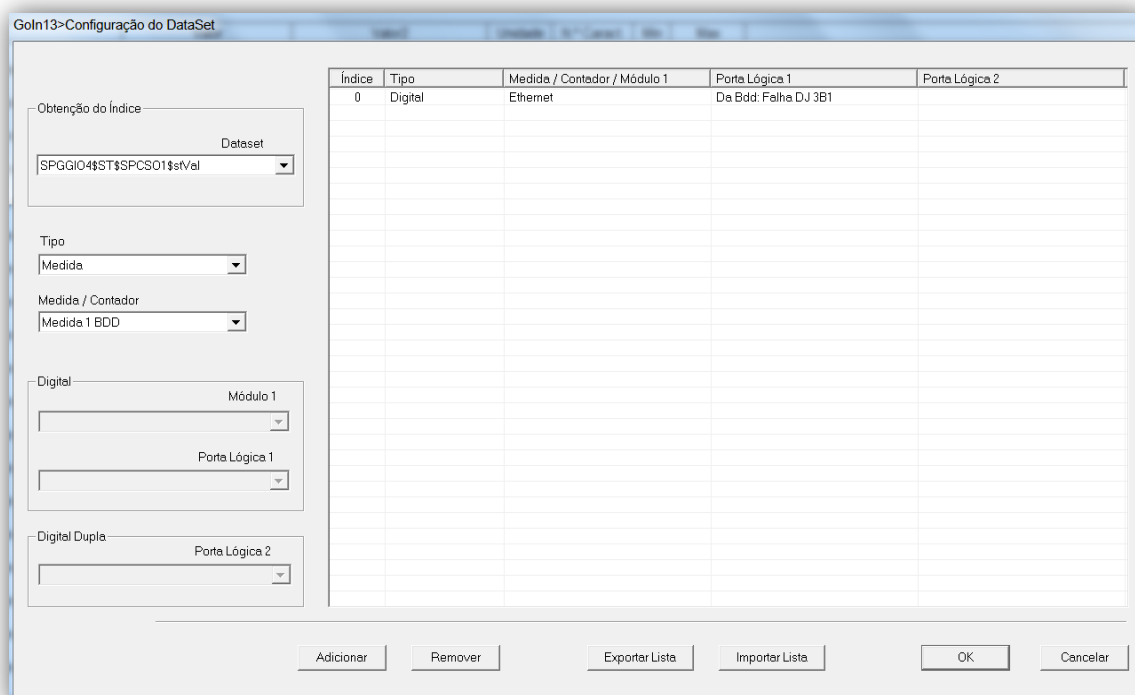


Figura 6.10- Janela com configuração do *DataSet* da GOOSE de entrada

O exemplo demonstrado refere-se à Subestação de Loriga. O ficheiro SCD utilizado nos testes realizados em IEDs EFACEC também pertence a esta Subestação.

6.4.1.2 Testes Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição

Estes testes são realizados em laboratório com a finalidade de verificar a publicação ou a subscrição de uma mensagem GOOSE por parte do IED em teste. A bancada de testes (Figura 6.11) utilizada para testar o modelo proposto é composta por um IED EFACEC (TPUS420 Edição 1), um *switch Ethernet* para as ligações em rede, a mala de ensaios CMC 256 da OMICRON com o módulo de configuração GOOSE, uma fonte de alimentação de corrente contínua, um PC com o *software Test Universe* e outro PC com o módulo *WinTest 4* (pertencente ao *WinProt 4*). Para efetuar detecção de problemas, verificações e *sniffing*, os PC têm ainda o *software IEDScout* e o *software Wireshark*.



Figura 6.11- Bancada de testes utilizada nos testes e verificações realizadas em IEDs EFACEC

i) Verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste

Neste caso, o IED utilizado para os testes tem configurado uma linha MT da Subestação de Loriga, representando um painel de linha MT e todas as funções a ele associadas. Para verificar que o IED publica corretamente uma mensagem GOOSE, foi subscrita, no *software* de configuração do módulo GOOSE, a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada pelo IED. Para evitar erros de configuração do módulo GOOSE e manter o teste o mais consistente possível foi importado, no *software* de configuração do módulo GOOSE, o ficheiro SCD da Subestação de Loriga. O ficheiro SCD é analisado pelo *software* de configuração do módulo GOOSE e todas as definições GOOSE contidas no ficheiro ficam disponíveis.

Na Figura 6.12 pode-se observar o mapeamento da mensagem GOOSE referida para a entrada binária 1. Este mapeamento é o que vai permitir a subscrição da mensagem GOOSE por parte do equipamento de testes. Posteriormente, é transferida a Configuração da mensagem GOOSE para o equipamento CMC através da seleção “Aplicar Configuração”

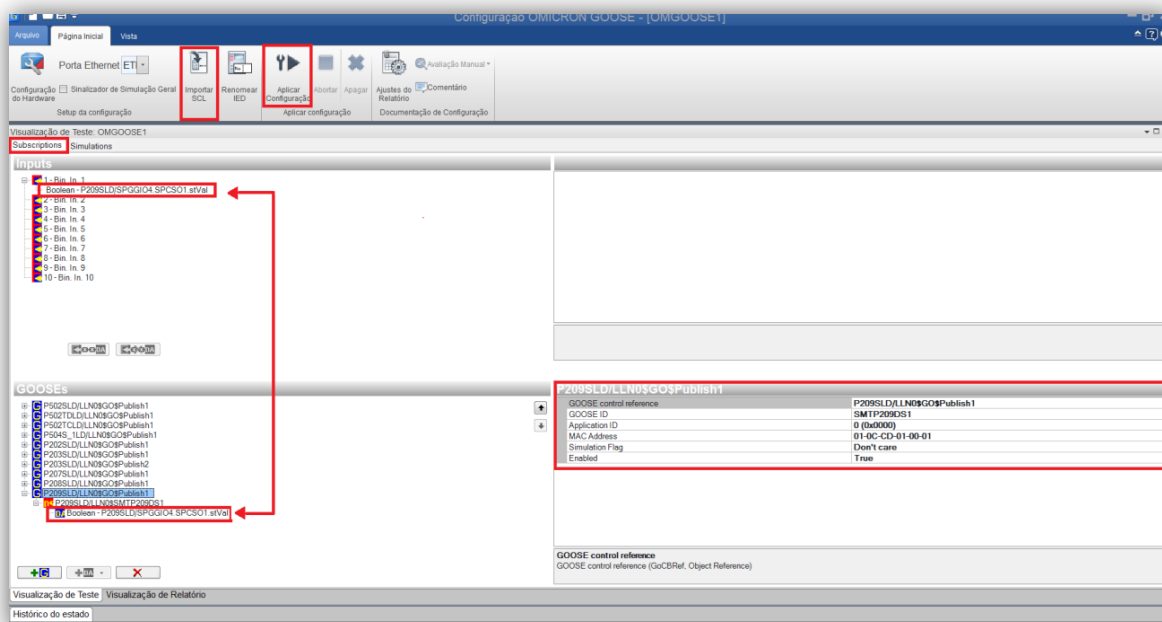


Figura 6.12 - Configuração do módulo GOOSE para verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)

Para provocar a “Falha de Disjuntor” no painel e forçar o IED a publicar a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” foi utilizado o *WinTest 4* juntamente com alguma eletrificação. Recorrendo ao módulo *QuickCMC* do *software Test Universe* é possível verificar se existe a presença de algum sinal na entrada binária 1, se existir, significa que o IED enviou (publicou) a mensagem GOOSE e está foi corretamente subscrita pelo módulo GOOSE. A Figura 6.13 representa o ambiente gráfico do módulo *QuickCMC* com a presença de um sinal na entrada binária 1, ou seja, com a mensagem GOOSE na entrada binária 1.

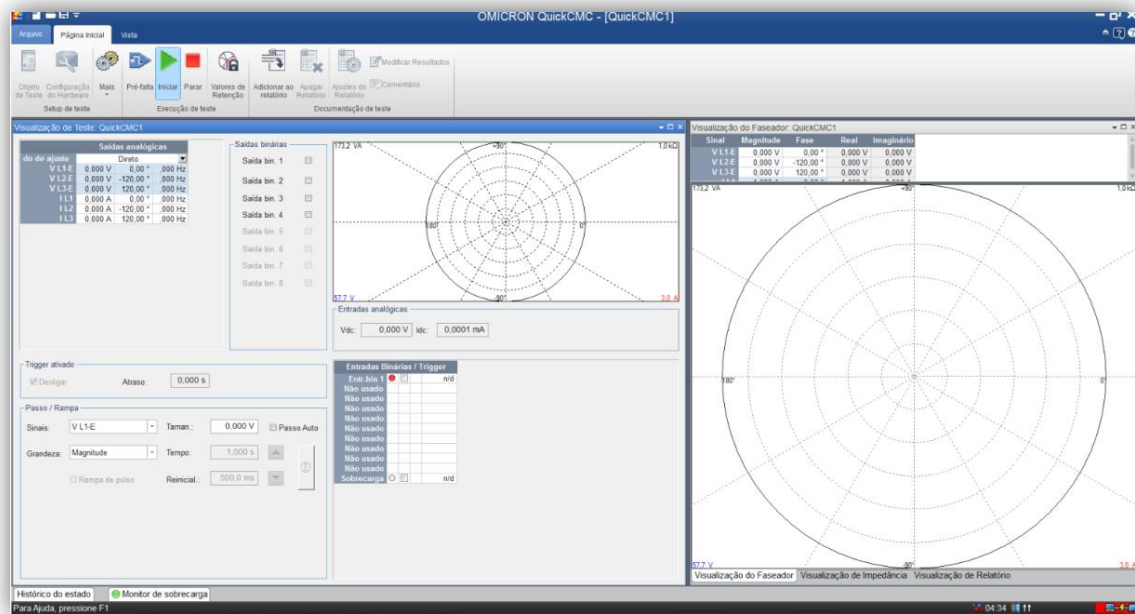


Figura 6.13- Verificação do envio (publicação) da mensagem GOOSE recorrendo a *QuickCMC* para analisar a presença de sinal na entrada binária 1, (IED EFACEC)

Durante a realização dos testes foram realizadas algumas verificações recorrendo a ferramentas de *sniffing*. Estas verificações permitem verificar a presença da mensagem GOOSE na rede de comunicação e assim rastrear alguns problemas nos testes efetuados, se existirem. Com esta verificação, pode-se confirmar a presença da mensagem GOOSE na rede de comunicação, como espectável. A Figura 6.14 ilustra o *sniffing* efetuado a rede de comunicação utilizando o *software IEDScout*.

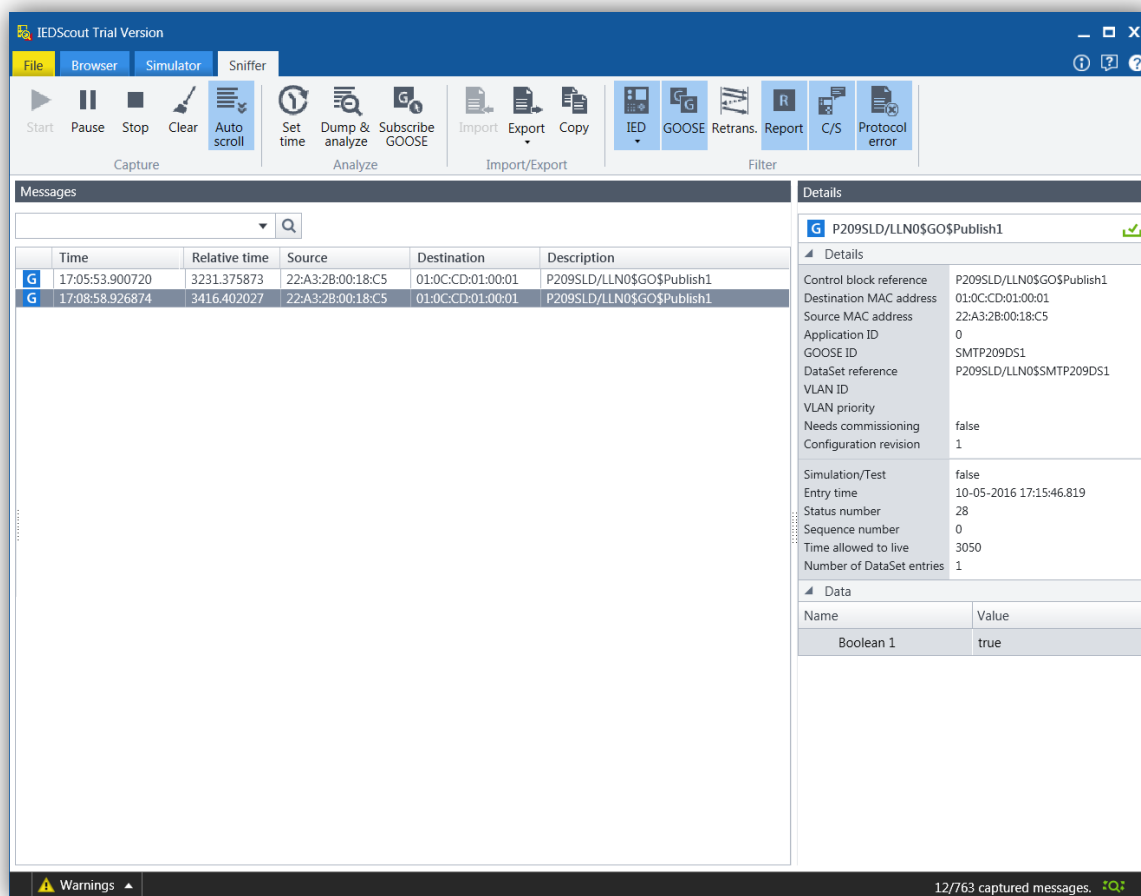


Figura 6.14- Sniffing efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o *software IEDScout*

Para o sucesso dos testes é necessário verificar se os parâmetros de configuração presentes no *software* de configuração do módulo, como por exemplo, GOOSE ID e *MAC Address*, foram corretamente importados dos ficheiros SCD. Na fase inicial dos testes foi detetado que por vezes as ferramentas de configuração do IED/Sistema não efetuam uma correta exportação do ficheiro SCD, exportando ficheiros que contêm erros. Para identificar o problema foi necessário analisar o ficheiro SCD exportado recorrendo ao *software XML Notepad*, possibilitando desta forma verificar, na secção das comunicações, os parâmetros (*MAC Address*) presentes no GoCB da mensagem GOOSE. Posteriormente foi também necessário realizar uma atualização da ferramenta de configuração do IED/Sistema para eliminar este erro e assim possibilitar a correta exportação do ficheiro SCD. A Figura 6.15 ilustra o ambiente gráfico do *software XML Notepad* com o ficheiro SCD da Subestação de Loriga.

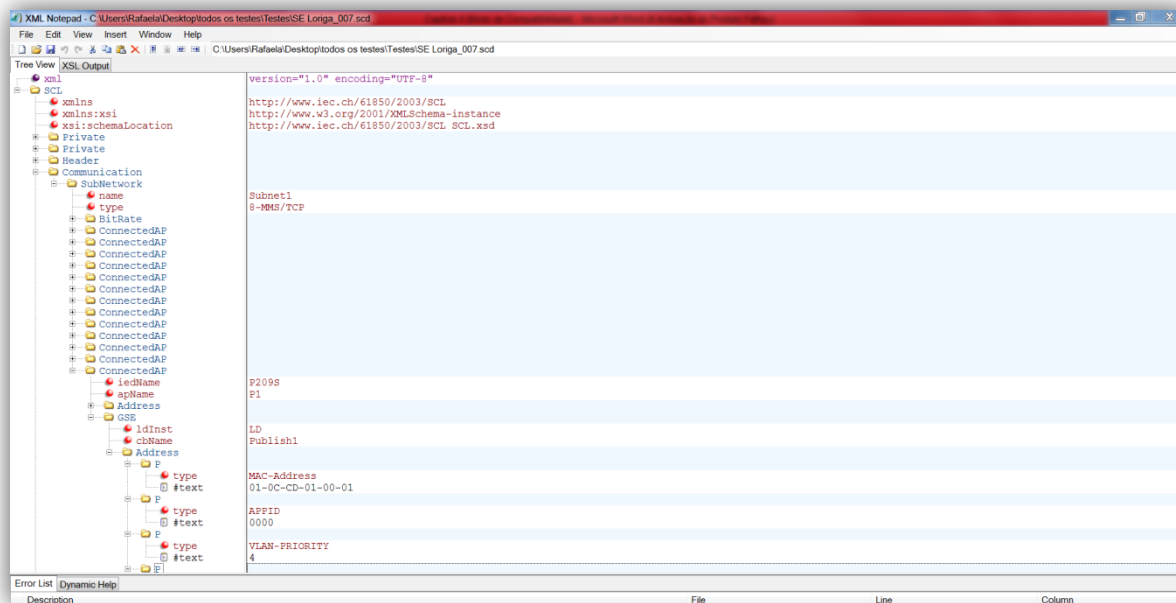


Figura 6.15- *Software XML Notepad* com o ficheiro SCL da Subestação de Loriga

ii) Verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste

Para a verificação da subscrição de mensagens GOOSE, o IED utilizado para os testes tem configurado uma chegada MT da Subestação de Loriga, representando um painel de chegada MT e todas as funções a ele associadas. Para verificar que o IED subscreve corretamente uma GOOSE, foi simulada, no *software* de configuração do módulo GOOSE, a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada por um IED de linha. Neste caso, pelas mesmas razões referidas anteriormente, também é utilizado o ficheiro SCD da Subestação.

Na Figura 6.16 pode-se observar o mapeamento de uma mensagem GOOSE para a saída binária 1. Este mapeamento é que vai permitir a publicação da mensagem GOOSE selecionada, por parte do equipamento de testes. Posteriormente é transferida a Configuração da mensagem GOOSE para o equipamento CMC através da seleção “Aplicar Configuração”.

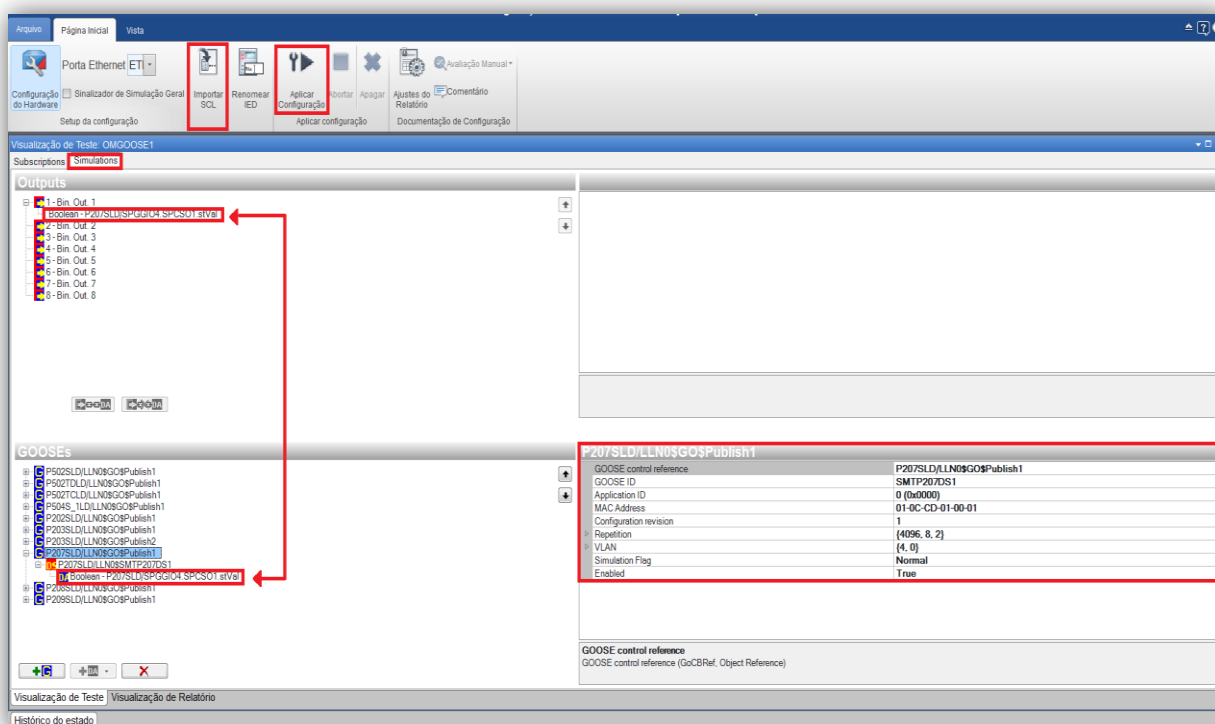


Figura 6.16- Configuração do módulo GOOSE para verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)

A mensagem GOOSE “P207SLD/SPGGIO4.SPCSO1.stVal”, selecionada para a publicação, simula a mensagem enviada por um IED de um painel de linha e corresponde à mensagem “Falha de Disjuntor”. Para concluir a simulação desta mensagem recorreu-se ao módulo *State Sequencer*. A Figura 6.17 representa o ambiente gráfico do módulo *State Sequencer* com as configurações utilizadas para o teste.

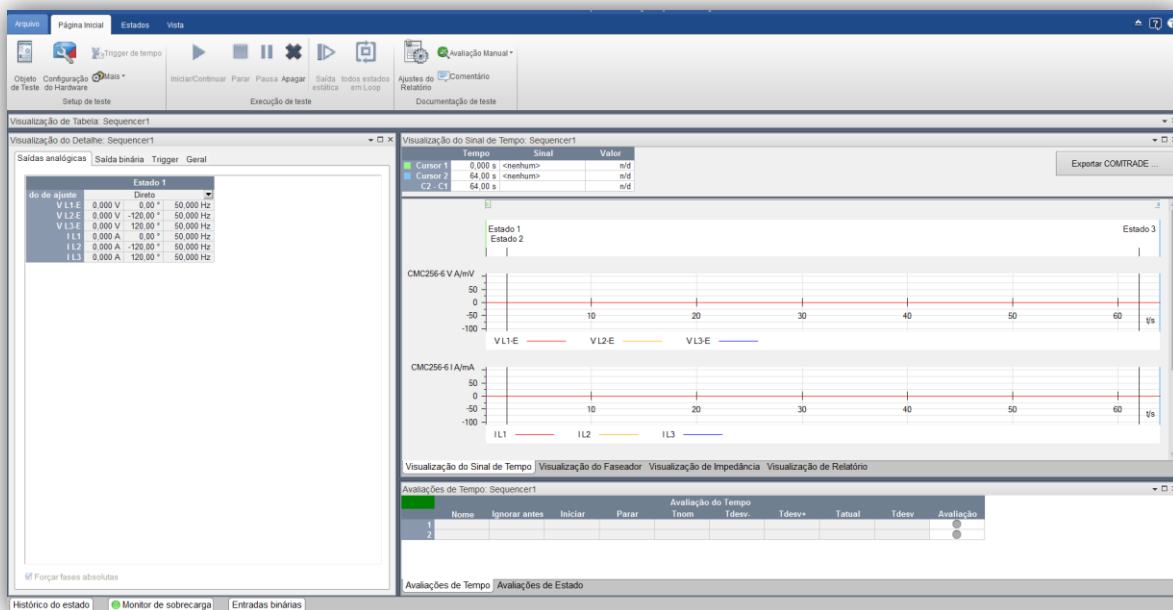


Figura 6.17- *State Sequencer* com as configurações utilizadas para o teste de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC)

As Figuras 6.18 e 6.19 mostram a configuração dos estados no *State Sequencer* utilizada para a realização do teste, ou seja, para a publicação da mensagem GOOSE.

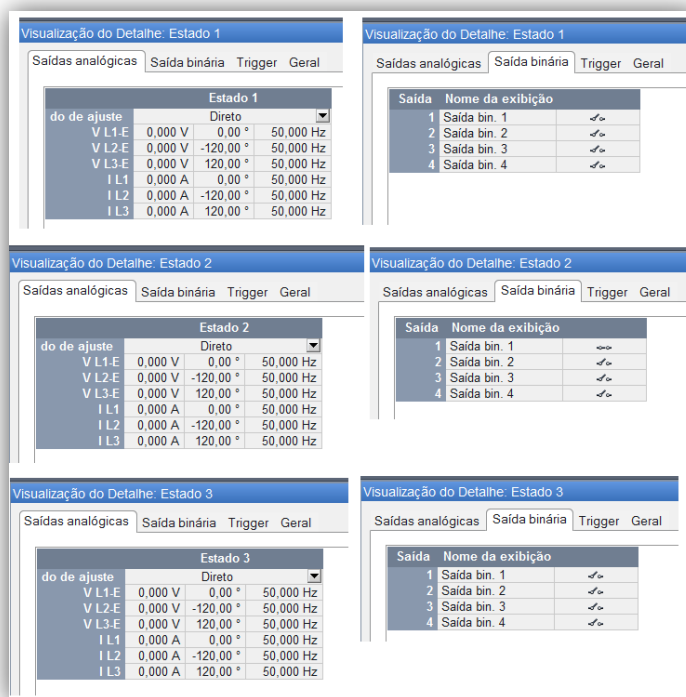


Figura 6.18- Configuração dos estados no *State Sequencer* (saídas analógicas e saída binária)

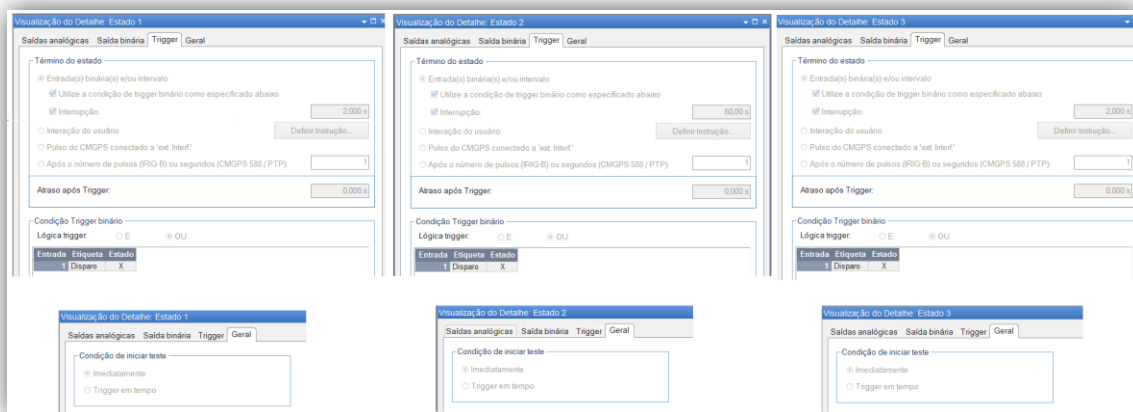


Figura 6.19- Configuração dos estados no *State Sequencer* (trigger e geral)

Com a realização do teste era esperado que o IED em teste recebesse a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor”, no entanto, o IED em teste não fornece indícios de ter recebido a mensagem publicada pelo módulo de Configuração GOOSE.

Recorrendo ao *software IEDScout* analisámos as mensagens GOOSE presentes na rede, para verificar se a mensagem está a ser corretamente publicada. Na Figura 6.20 pode-se observar a presença na rede da mensagem GOOSE “P207SLD/SPGGIO4.SPCS01.stVal”.

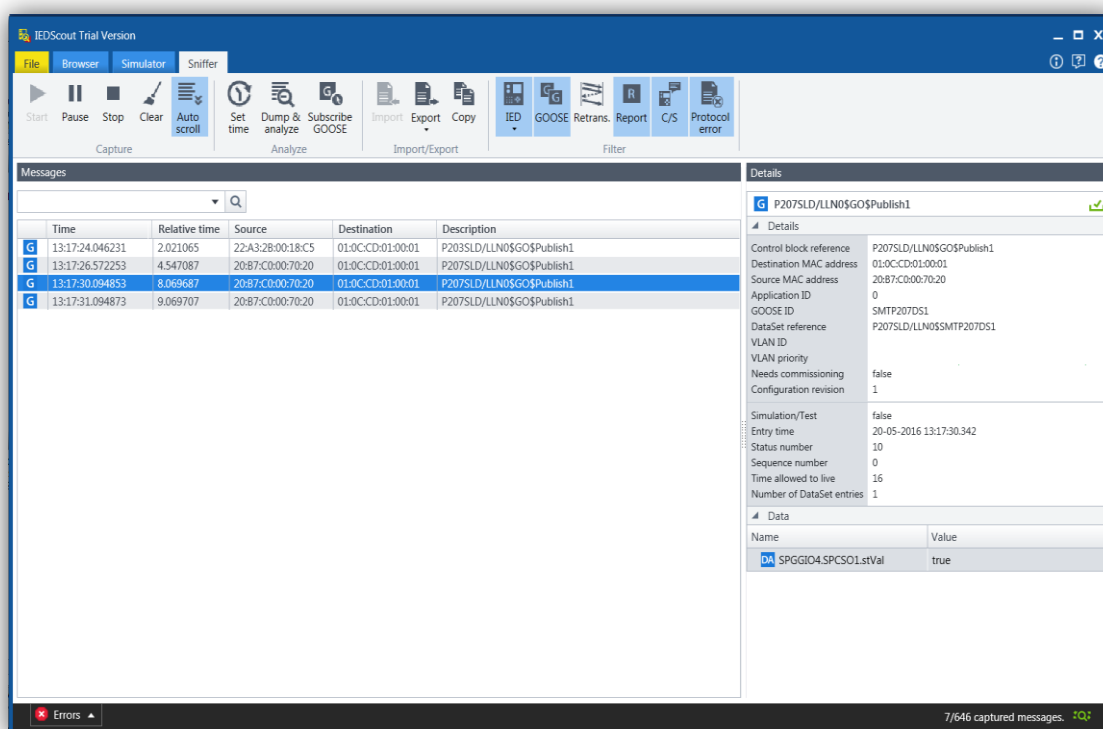


Figura 6.20- Sniffing efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o *software IEDScout*

Perante estes resultados, podemos concluir que a mensagem está a ser corretamente publicada pelo módulo de configuração GOOSE. Sabendo que o IED em teste tem configurada a subscrição da mensagem GOOSE, este deveria receber a mensagem, no entanto não é o que se verifica. Para se poder detetar a origem do problema, voltaram-se a realizar os testes nas mesmas condições, recorrendo também à análise das mensagens GOOSE presentes na rede de comunicações, utilizando o *software Wireshark*. Na Figura 6.21 pode-se observar a mensagem GOOSE publicada pelo módulo de configuração GOOSE.

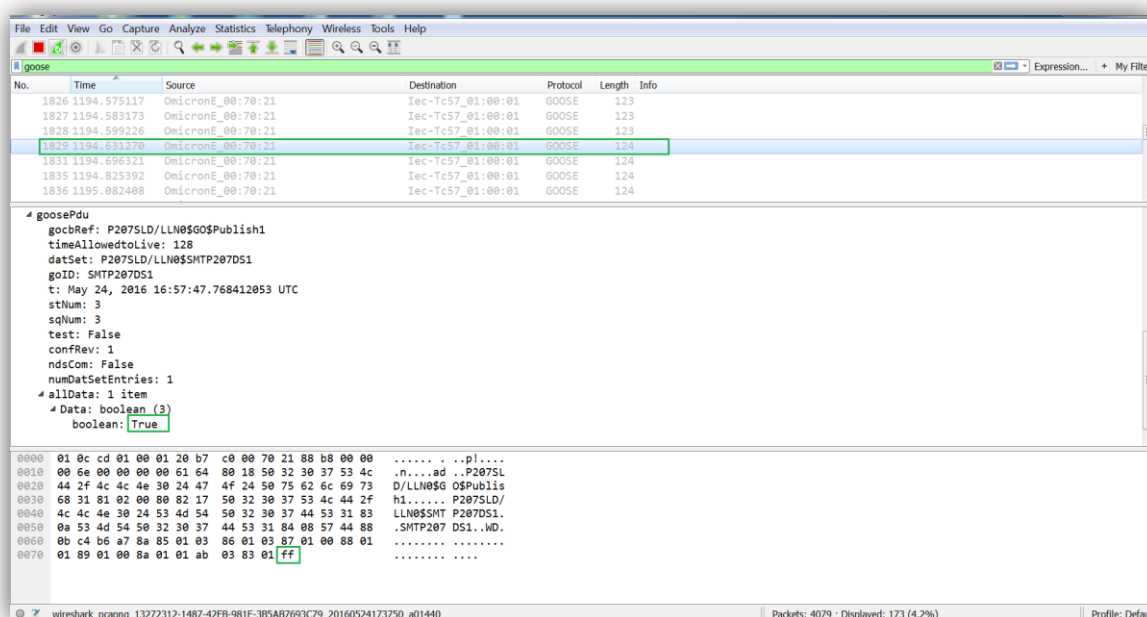


Figura 6.21- *Sniffing* efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (EFACEC) utilizando o *software Wireshark*

A análise desta mensagem permite verificar que o *Bit* que identifica o objeto de dados “*P207SLD/SPGGIO4.SPCSO1.stVal*” a “*True*” está codificado para um valor booleano como sendo “*FF*”. Segundo [39], para ASN.1 (do Inglês: *Abstract Syntax Notation One*), a codificação de um booleano é a que se encontra representada na Tabela 6.1, onde *T* identifica os octetos, *L* o comprimento e *V* o valor/conteúdo.

Tabela 6.1- Codificação de um valor Booleano, adaptado de [39]

Booleano (valores)	T	L	V
TRUE	01	01	FF
FALSE	01	01	00

Também segundo [39], para o valor “TRUE” é mostrada a codificação “FF” hexadecimal. Sendo esta a única codificação permissível em DER (do Inglês: *Distinguished Encoding Rules*) e CER (do Inglês: *Canonical Encoding Rules*), mas em BER (do Inglês: *Basic Encoding Rules*) é permitido qualquer valor diferente de zero para a parte V [39].

Como ASN.1 BER é utilizado pela norma IEC 61850 o valor “FF” está a ser corretamente aplicado, porque, para o valor “FALSE” o valor admitido é zero mas para “TRUE” é qualquer valor diferente de zero [39], [40].

Se se analisar em detalhe uma GOOSE enviada pelo IED EFACEC verifica-se que o IED codifica o valor “TRUE” com o valor “01” (Figura 6.22).

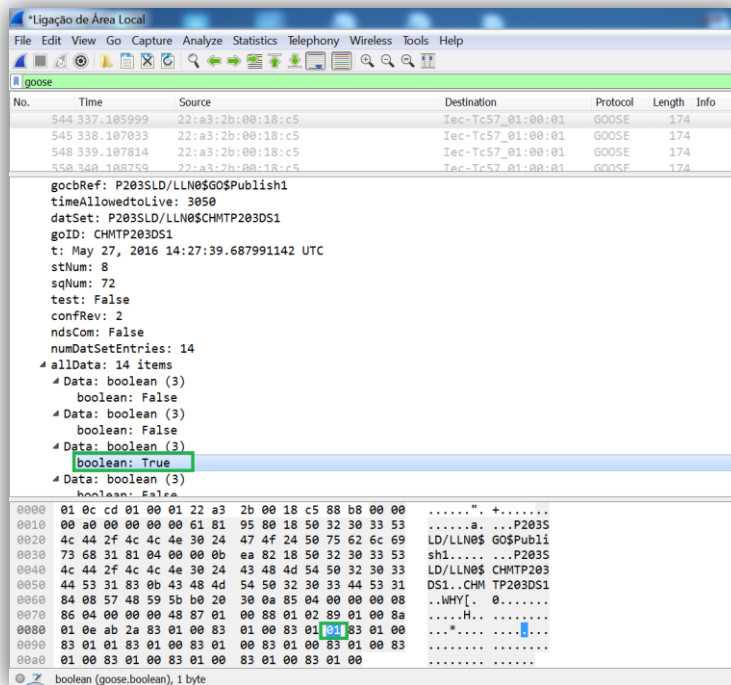


Figura 6.22- Mensagem GOOSE enviada pelo IED - Sniffing efetuado com *software Wireshark*

Através desta análise, conclui-se que os testes foram realizados corretamente. No entanto, o IED utiliza uma codificação diferente do valor “FF” para representar o valor “TRUE”, não sendo por isso possível verificar a subscrição da mensagem publicada pelo módulo de configuração GOOSE.

6.4.1.3 Testes Utilizando Ferramentas de Simulação

Estes testes são realizados com a finalidade de verificar a interação do IED em teste com um outro IED que não se encontra disponível para teste. A bancada de testes utilizada para testar o modelo proposto é composta por um IED EFACEC (TPUS420 Edição 1), um *switch Ethernet* para as ligações em rede, uma fonte de alimentação de corrente contínua, um PC com o *software IEDScout* e um PC com o *software Wireshark* (para efetuar detecção de problemas, verificações e *sniffing*).

Recorrendo ao *software IEDScout* simulou-se um IED de um painel de linha (Figura 6.23) da Subestação de Loriga, para a simulação ser possível importou-se o ficheiro SCD da Subestação. O IED utilizado para os testes tem configurado uma chegada MT da Subestação de Loriga, representando um painel de chegada MT e todas as funções a ele associadas.

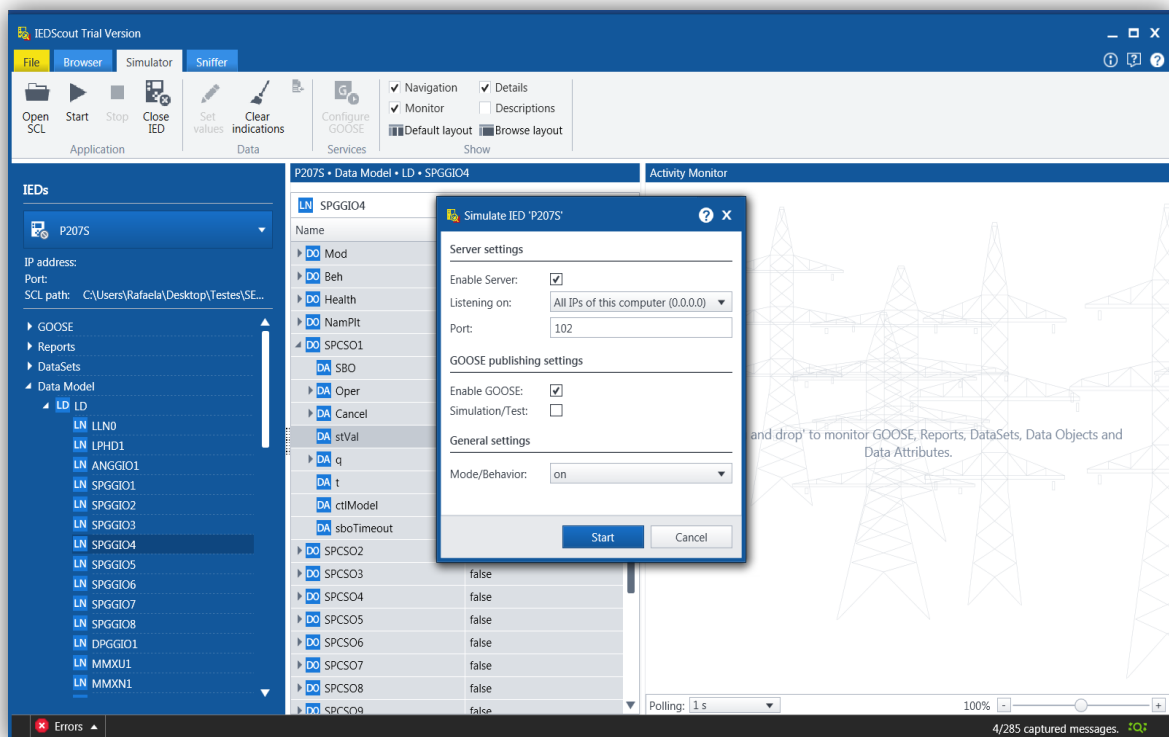


Figura 6.23- Simulação de um IED de um painel de linha da Subestação de Loriga através do *software IEDScout*

Recorrendo à opção “Set Values” do *software IEDScout* alterou-se o valor do *data attribute* “stVal”, do objeto de dados “P207SLD/SPGGIO4.SPCSO1.stVal”, colocando-o a “TRUE” (Figura 6.24). Esta alteração faz com que o IED simulado envie a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor”.

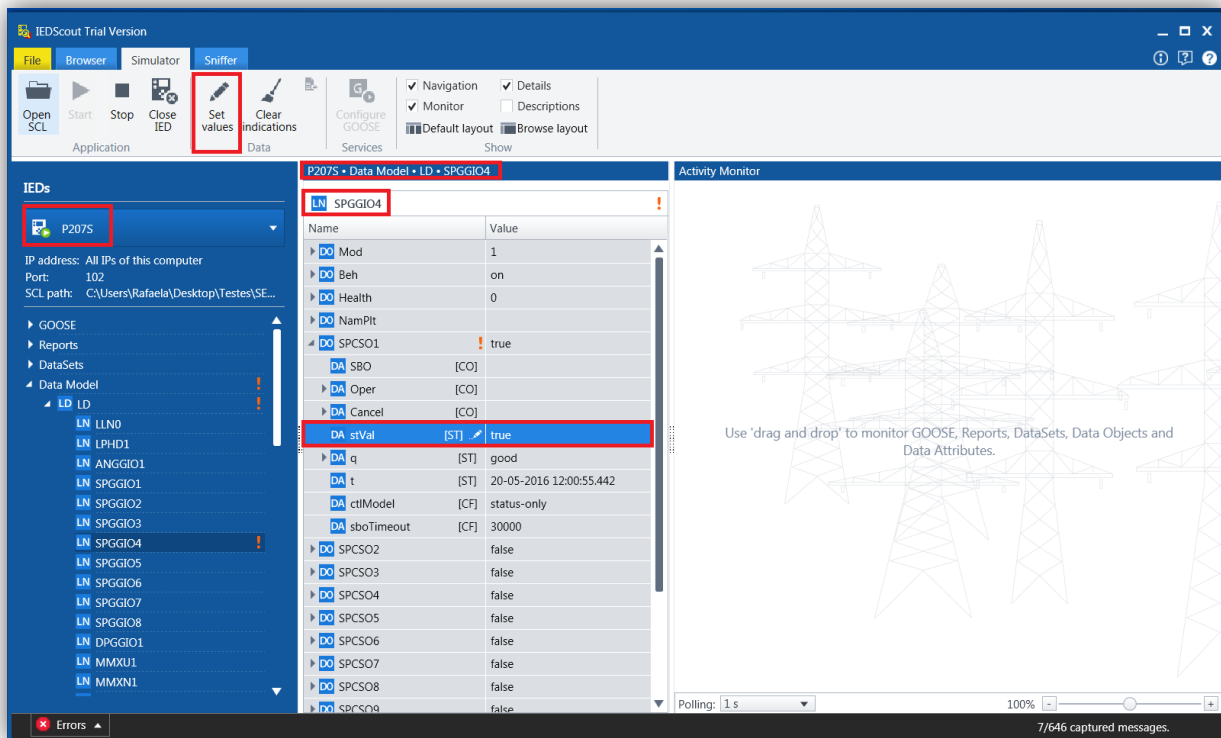


Figura 6.24- Alteração do valor do *data attribute* “*stVal*”, do objeto de dados “*P207SLD/SPGGIO4.SPCSO1.stVal*”, no *software IEDScout*

Como era esperado o IED em teste recebeu a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada pelo IED simulado, ou seja, o IED em teste subscreve corretamente a mensagem GOOSE.

Na Figura 6.25, pode-se observar o *sniffing* efetuado também com o *software IEDScout*.

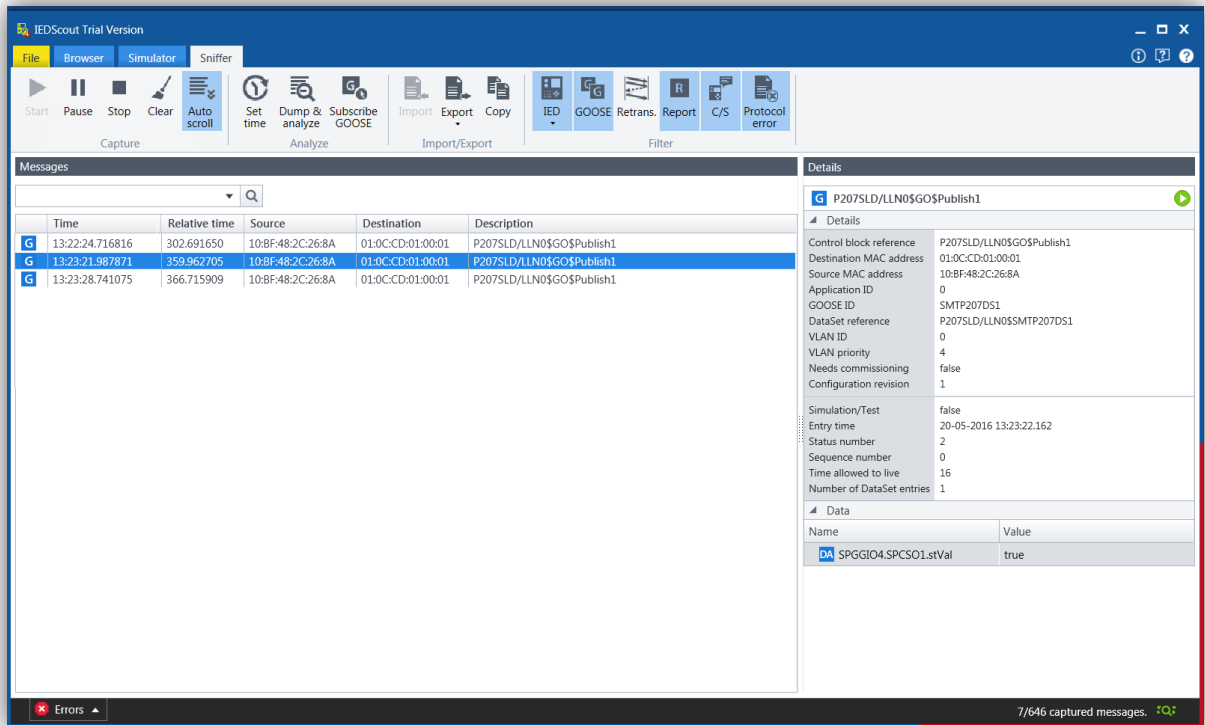


Figura 6.25- *Sniffing* efetuado com o *software IEDScout* nos testes realizados, com o IED EFACEC, utilizando ferramentas de simulação

Efetuando o *Sniffing* recorrendo ao *software Wireshark*, pode-se analisar a mensagem GOOSE com mais detalhe, como ilustra a Figura 6.26.

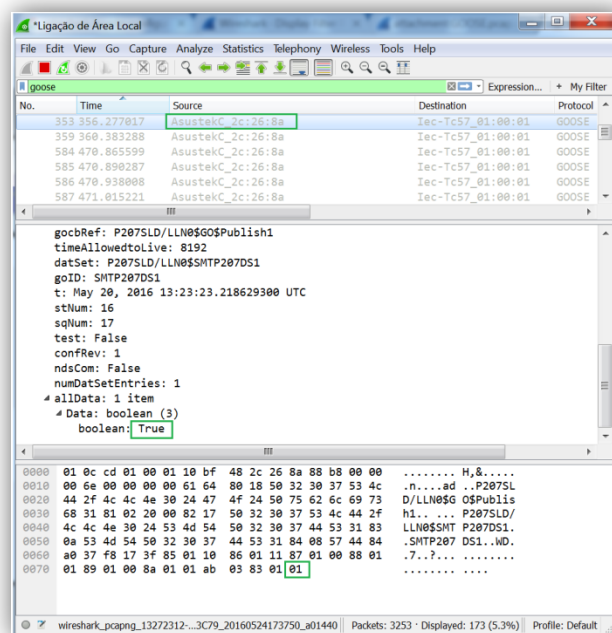


Figura 6.26- *Sniffing* efetuado com o *software Wireshark*, nos testes realizados com o IED EFACEC, utilizando ferramentas de simulação

Pode-se verificar através da análise que o *software IEDScout* codifica o valor “*TRUE*” com o valor “01”, como tal, o IED EFACEC reconhece a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” e recebe-a corretamente.

6.4.2 Testes e Verificações Realizadas em IEDs SIEMENS

Nas subsecções seguintes serão explicados em detalhe os testes laboratoriais efetuados em IEDs da SIEMENS. Complementarmente, de forma a elucidar algumas questões relacionadas com os testes realizados, será descrito o procedimento de configuração de uma mensagem GOOSE em IEDs SIEMENS.

As mensagens GOOSE escolhidas para a realização dos testes, mensagens a serem publicadas e subscritas pelos IEDs, foram escolhidas com base numa análise realizada antecipadamente às configurações da Subestação, mais especificamente, as mensagens publicadas e subscritas pelos IEDs sujeitos a teste.

6.4.2.1 Configuração de Mensagens GOOSE em IEDs SIEMENS

Para configurar uma mensagem GOOSE num IED SIEMENS utiliza-se o *IEC61850 System Configuration – IEC Station*. O *IEC61850 System Configuration – IEC Station* é um módulo pertencente ao *software DIGSI* da SIEMENS. Da Figura 6.27 à Figura 6.31 está representado um exemplo de configuração da GOOSE “Falha de Disjuntor”.

A Figura 6.27 representa o ambiente gráfico do *software* na secção GOOSE, secção onde é realizada a configuração das mensagens GOOSE.

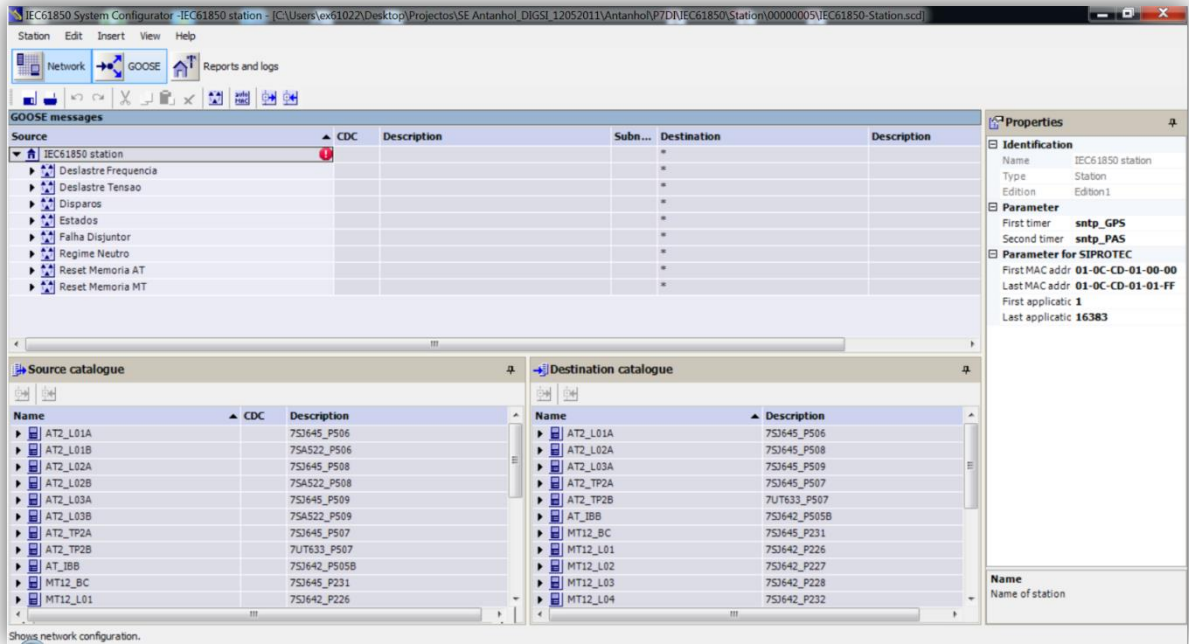


Figura 6.27- IEC61850 System Configuration

Na Figura 6.28 podem-se observar todas as mensagens GOOSE com a mensagem “Falha de Disjuntor” configurada, bem como os painéis que enviam a respectiva mensagem.

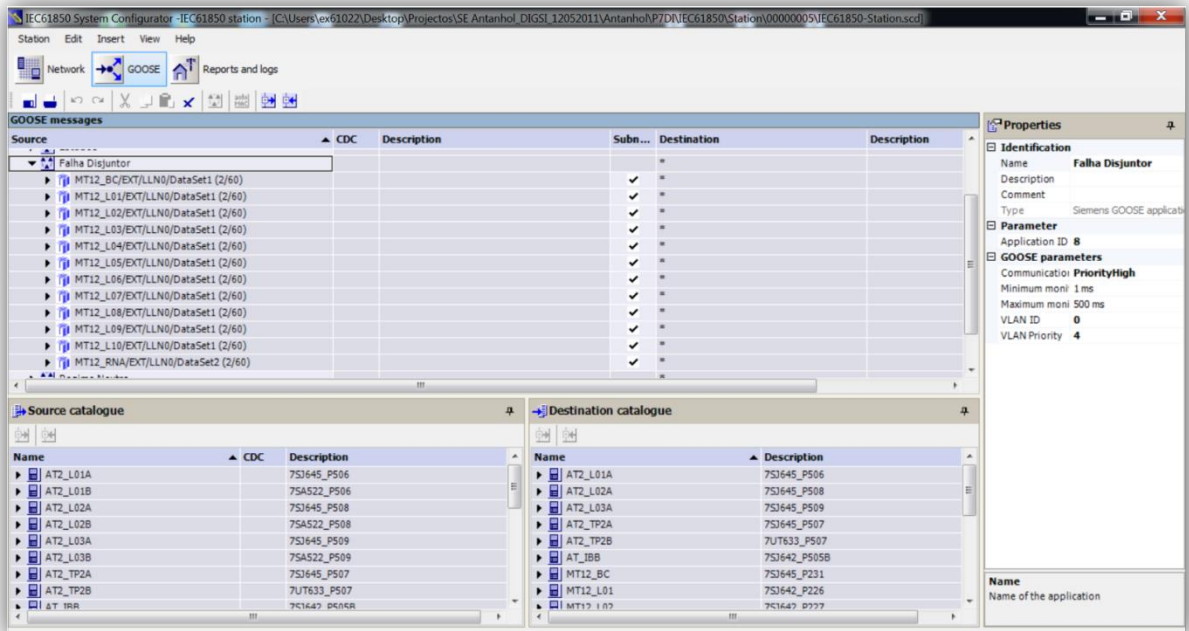


Figura 6.28- Mensagens GOOSE “Falha de Disjuntor” Configuradas

Pode-se observar na Figura 6.29 os painéis que subscrevem a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada pelo painel de linha 06. Na mesma figura, pode-se

também observar a origem e os destinos dos dados com as respectivas descrições dos sinais.

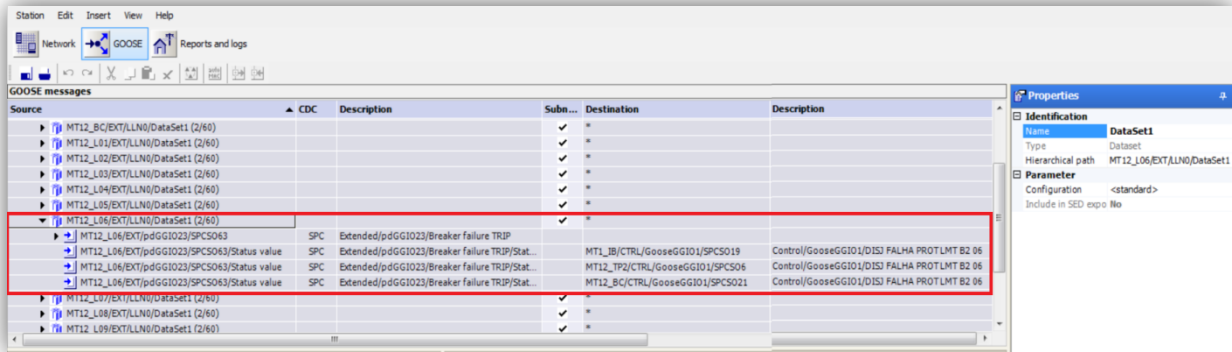


Figura 6.29- GOOSEs “Falha de Disjuntor” enviadas pelo painel da linha 06

Na Figura 6.30 está representado a escolha da origem da mensagem GOOSE.

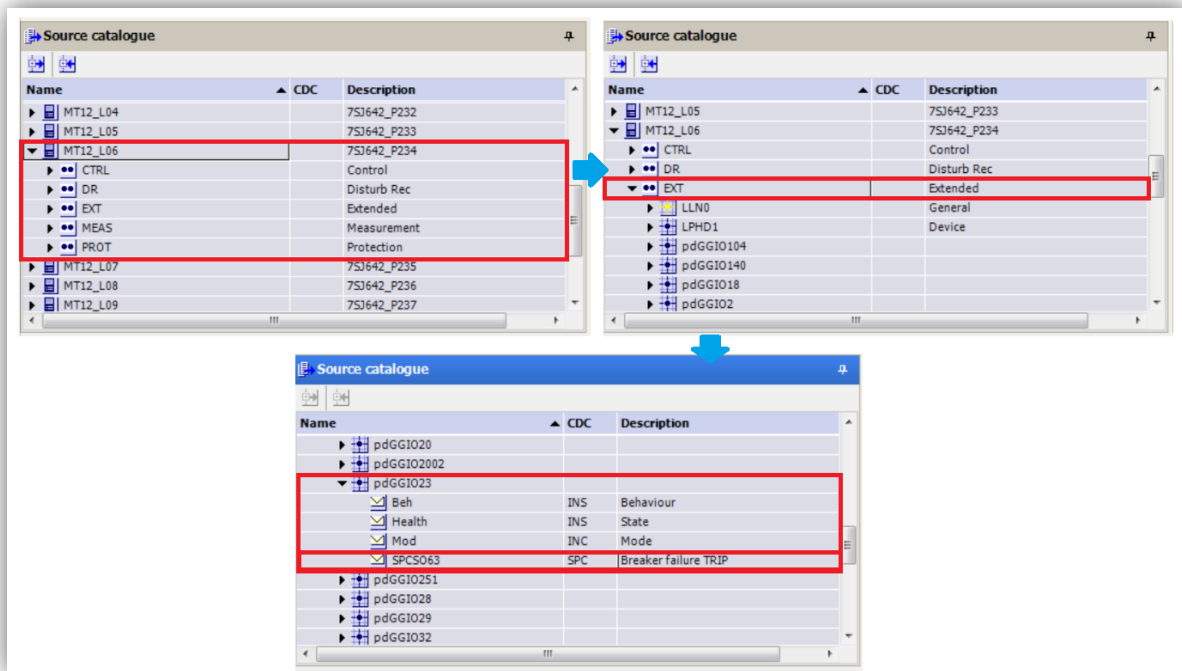


Figura 6.30- Exemplo de escolha da origem de uma GOOSE

Na Figura 6.31 está representado a escolha do destino da mensagem GOOSE.

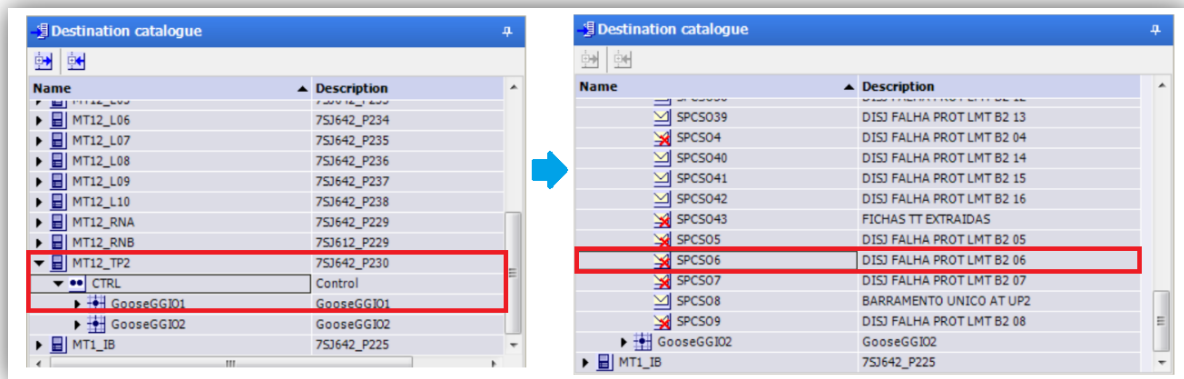


Figura 6.31- Exemplo de escolha do destino de uma GOOSE

O exemplo demonstrado refere-se à Subestação de Antanol. O ficheiro SCD utilizado nos testes realizados em IEDs SIEMENS também pertence a esta Subestação.

6.4.2.2 Testes Utilizando Ferramentas de Publicação/Subscrição

Estes testes são realizados em laboratório com a finalidade de verificar a publicação ou a subscrição de uma mensagem GOOSE por parte do IED em teste. A bancada de testes (Figura 6.32) utilizada para testar o modelo proposto é composta por um IED SIEMENS (7SJ64), um *switch Ethernet* para as ligações em rede, a mala de ensaios CMC 256 da OMICRON com o módulo de configuração GOOSE, uma fonte de alimentação de corrente contínua e um PC com o *software Test Universe* e o *software DIGSI* (para realizar verificações). Para efetuar deteção de problemas, verificações e *sniffing*, o PC têm ainda o *software IEDScout* e o *software Wireshark*.

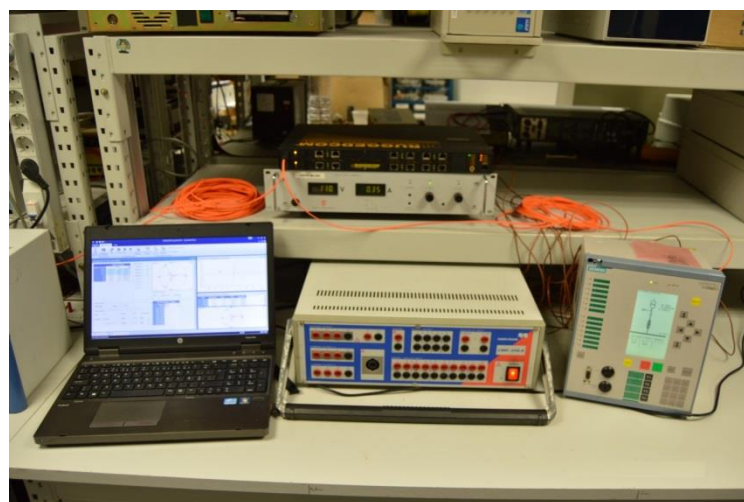


Figura 6.32- Bancada de testes utilizada nos testes e verificações realizadas em IEDs SIEMENS

i) Verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste

Neste caso, o IED utilizado para os testes tem configurado uma linha MT da Subestação de Antanol, representando um painel de linha MT e todas as funções a ele associadas. Para verificar que o IED publica corretamente uma GOOSE, foi subscrita, no *software* de configuração do módulo GOOSE, a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada pelo IED. O ficheiro SCD da Subestação de Antanol é importado no *software* de configuração do módulo GOOSE, após ser analisado, todas as definições GOOSE contidas no ficheiro ficam disponíveis.

Na Figura 6.33 pode-se observar o mapeamento da mensagem GOOSE referida para a entrada binária 1. Este mapeamento é que vai permitir a subscrição da mensagem GOOSE por parte do equipamento de testes. Posteriormente é transferida a Configuração da mensagem GOOSE para o equipamento CMC através da seleção “Aplicar Configuração”.

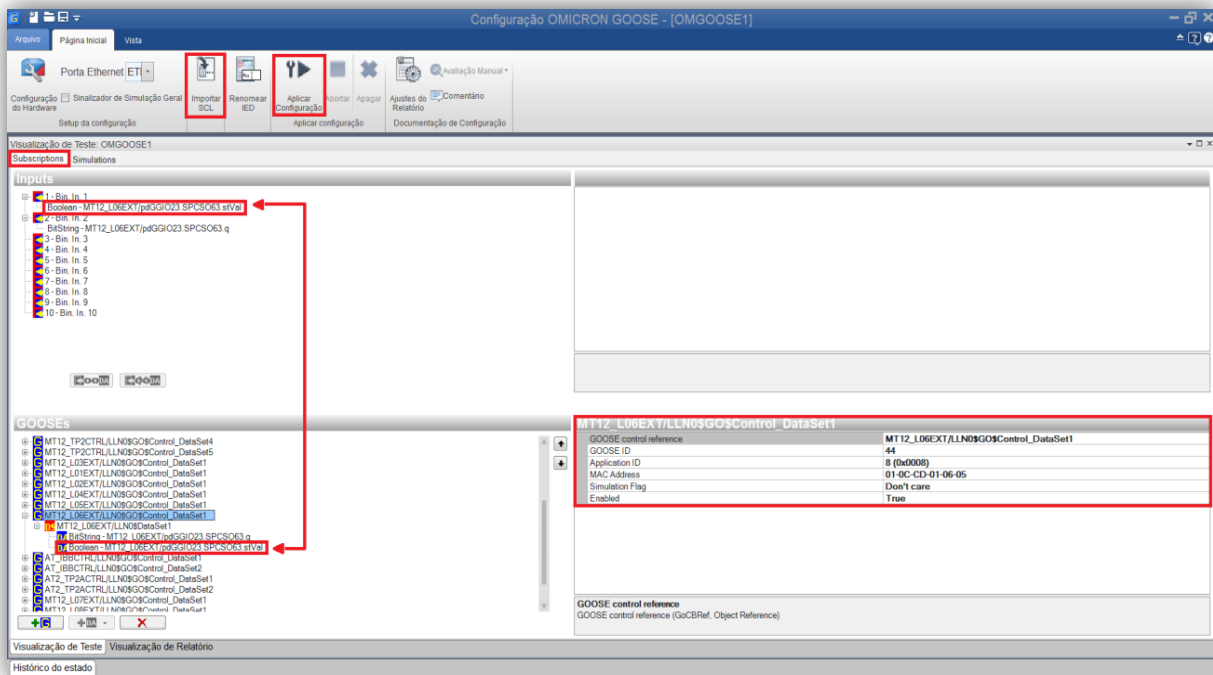


Figura 6.33- Configuração do módulo GOOSE para verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS)

Para provocar a “Falha de Disjuntor” no painel e forçar o IED a publicar a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” foi necessário, para além de alguma eletrificação, recorrer ao módulo *QuickCMC* do *software Test Universe*. No módulo *QuickCMC*, configurou-se a injeção de 1 A na linha 1 (IL1), para provocar o disparo de uma

função de proteção e desta forma ocorrer “ Falha de Disjuntor” que origina o envio, por parte do IED, da mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor”. Também se verifica através da utilização deste módulo se existe a presença de algum sinal na entrada binária 1, se existir, significa que o IED enviou (publicou) a mensagem GOOSE e está foi corretamente subscrita pelo módulo GOOSE. A Figura 6.34 representa o ambiente gráfico do módulo *QuickCMC* com a presença de um sinal na entrada binária 1, ou seja, com a mensagem GOOSE na entrada binária 1.

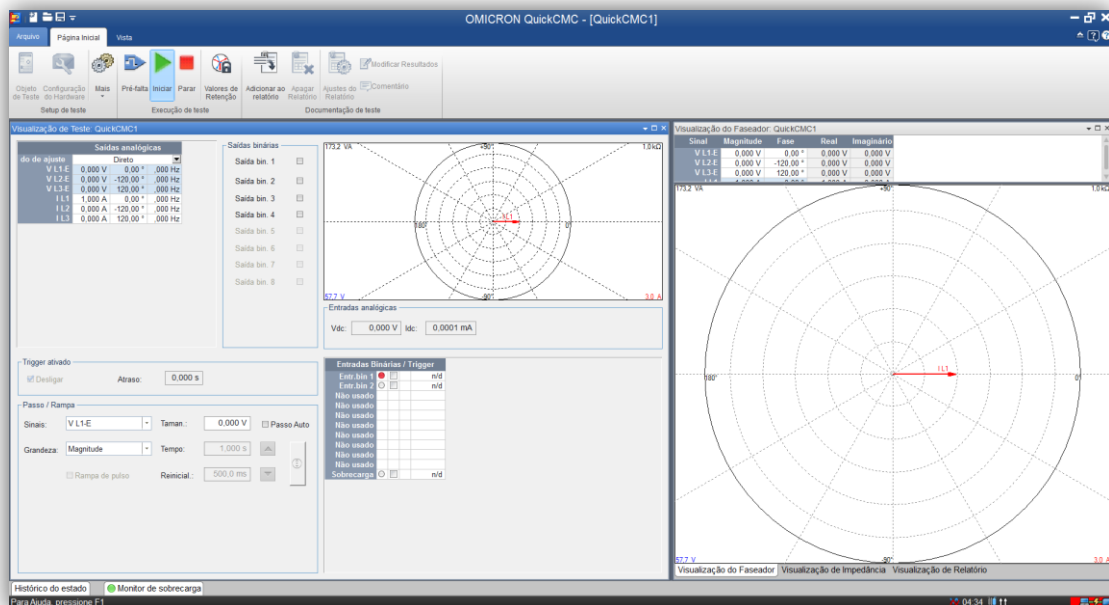


Figura 6.34- Verificação do envio (publicação) da mensagem GOOSE recorrendo ao *QuickCMC* para analisar a presença de sinal na entrada binária 1, (IED SIMENS)

Durante a realização dos testes foram realizadas algumas verificações recorrendo a ferramentas de *sniffing*. Com esta verificação, pode-se confirmar a presença da mensagem GOOSE na rede de comunicação, como espectável. A Figura 6.35 ilustra o *sniffing* efetuado a rede de comunicação utilizando o *software IEDScout*.

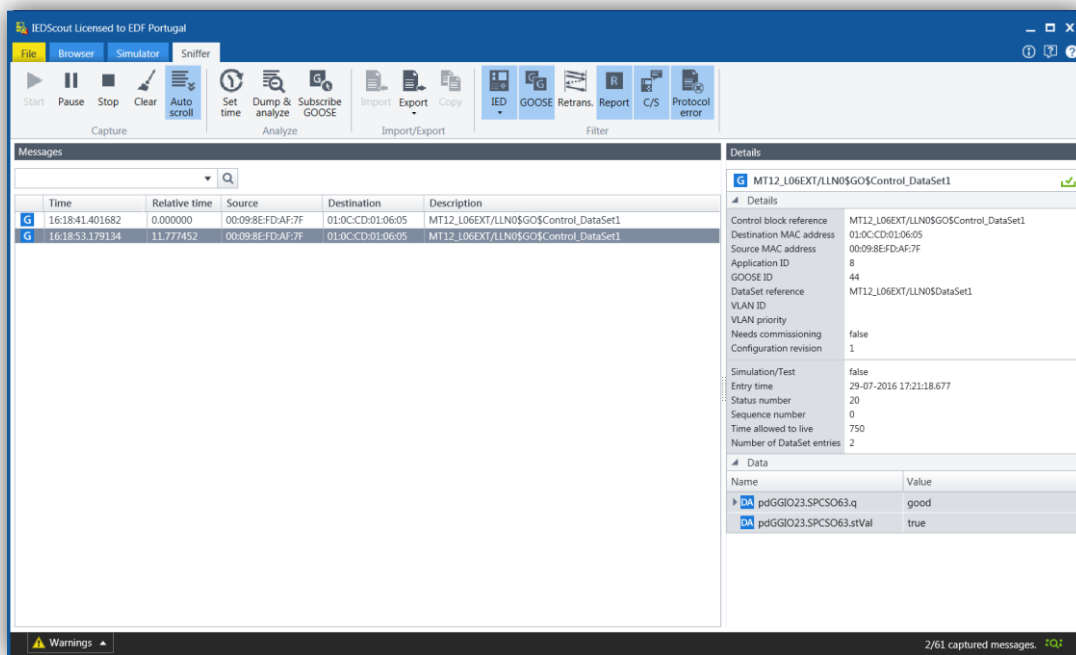


Figura 6.35- Sniffing efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o *software IEDScout*

A Figura 6.36 ilustra o sniffing efetuado a rede de comunicação utilizando o *software Wireshark*.

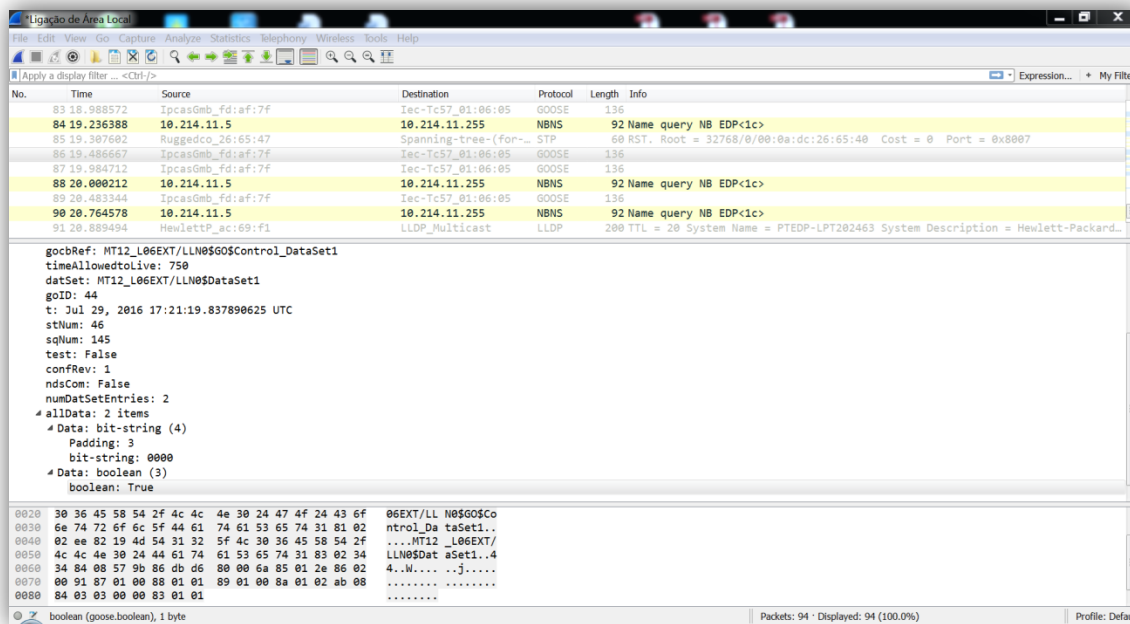


Figura 6.36- Sniffing efetuado nos testes de verificação da publicação de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o *software Wireshark*

ii) Verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste

Para a verificação da subscrição de mensagens GOOSE, o IED utilizado para os testes tem configurado uma chegada MT da Subestação de Loriga, representando um painel de chegada MT e todas as funções a ele associadas. Para verificar que o IED subscreve corretamente uma GOOSE, foi simulada, no *software* de configuração do módulo GOOSE, a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada por um IED de linha. Neste caso também é utilizado o ficheiro SCD da Subestação.

Na Figura 6.37 pode-se observar o mapeamento de uma mensagem GOOSE para a saída binária 1. Este mapeamento é que vai permitir a publicação da mensagem GOOSE selecionada, por parte do equipamento de testes. Posteriormente é transferida a Configuração da mensagem GOOSE para o equipamento CMC através da seleção “Aplicar Configuração”.

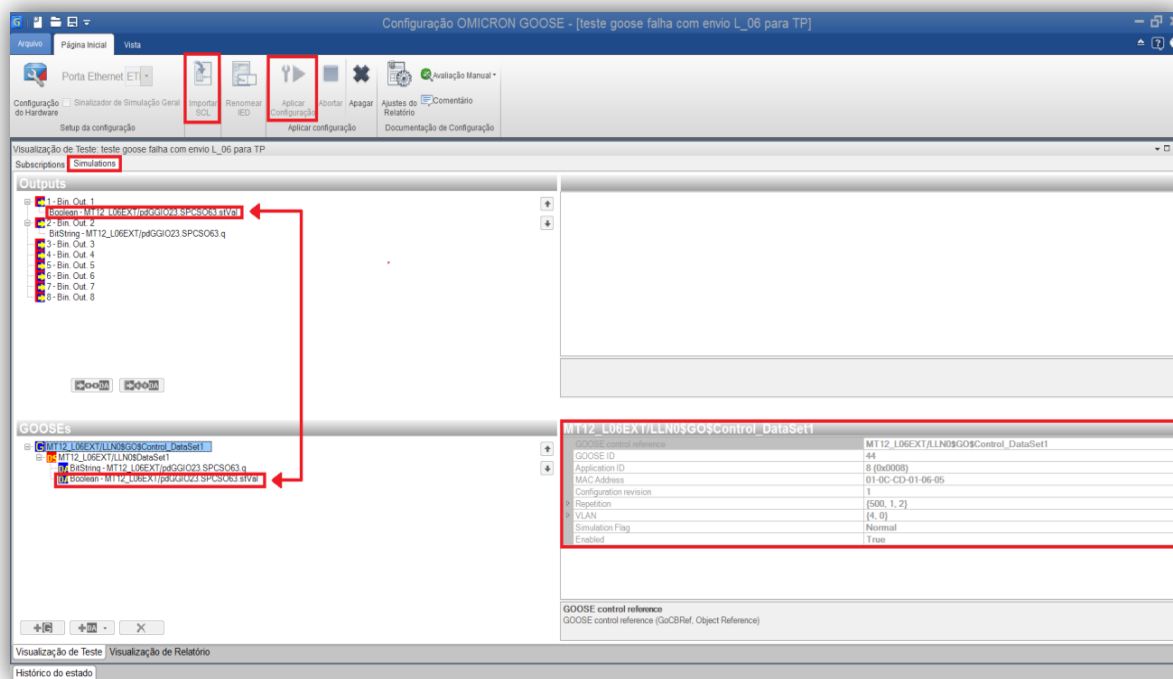


Figura 6.37- Configuração do módulo GOOSE para Verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS)

A mensagem GOOSE “*MT12_L06EXT/pdGGIO23.SPCSO63.stVal*”, selecionada para a publicação, simula a mensagem enviada por um IED de um painel de linha e corresponde à mensagem “Falha de Disjuntor”. Para concluir a simulação desta

mensagem recorreu-se ao módulo *State Sequencer*. As configurações do módulo *State Sequencer* são iguais às configurações utilizadas no teste de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste, realizado em IEDs EFACEC.

Na Figura 6.38 pode-se ver que o IED em teste recebeu a mensagem GOOSE como era desejado.

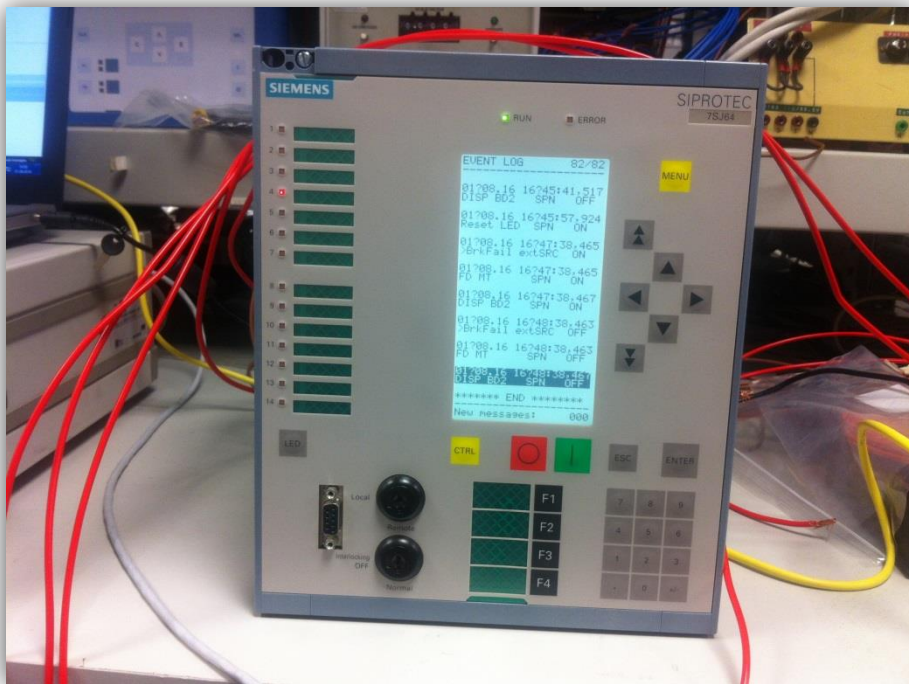


Figura 6.38- IED SIEMENS com informação de “Falha de Disjuntor” na lista de eventos e no LED n.º4

A Figura 6.39 ilustra a presença na rede de comunicação da mensagem GOOSE “*MT12_L06EXT/pdGGIO23.SPCSO63.stVal*”.

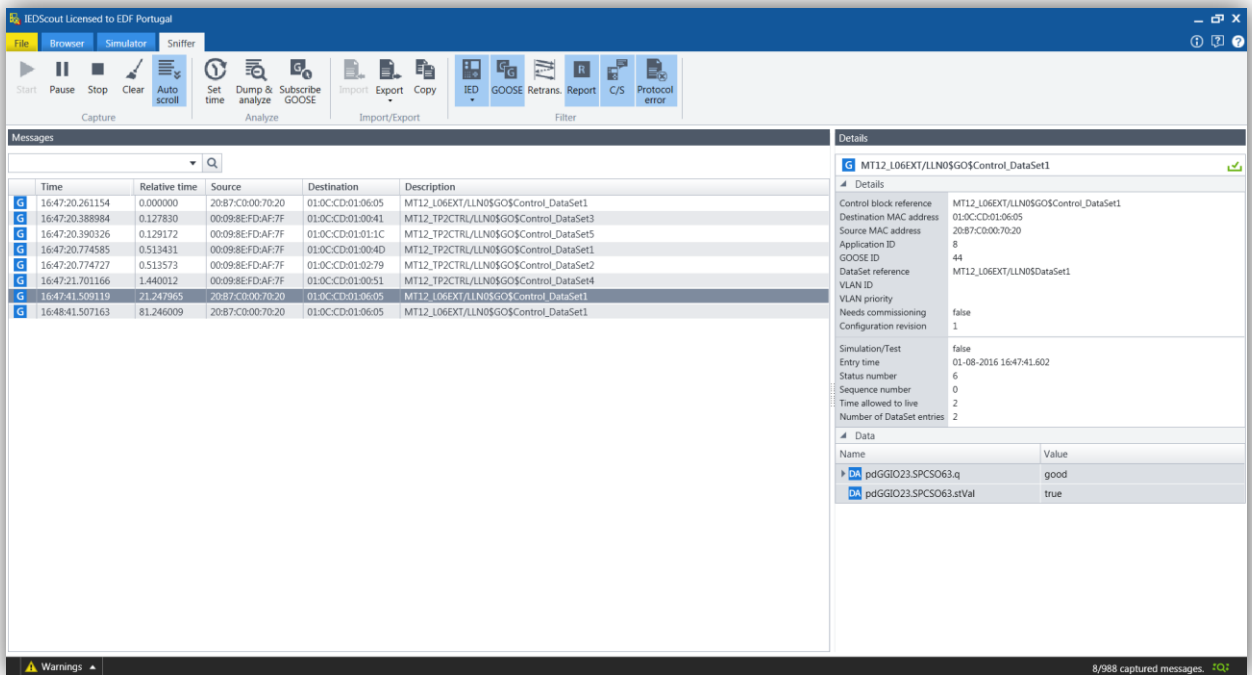


Figura 6.39- *Sniffing* efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o *software IEDScout*

Também é possível realizar a mesma verificação recorrendo ao *software Wireshark* (Figura 6.40).

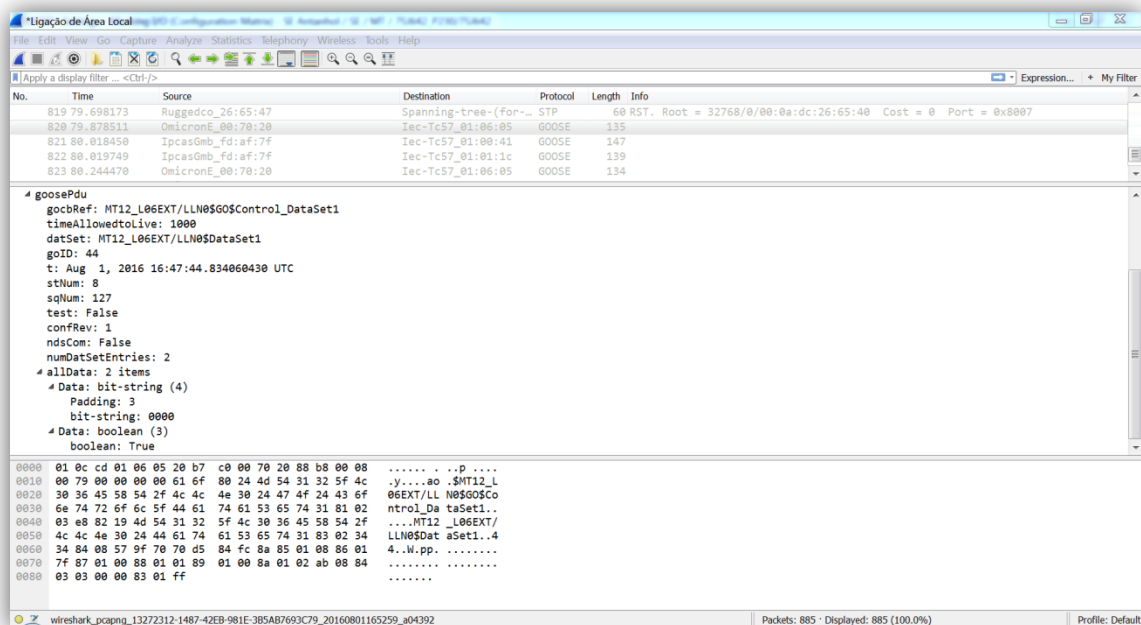


Figura 6.40- *Sniffing* efetuado nos testes de verificação da subscrição de mensagens GOOSE por parte do IED em teste (SIEMENS) utilizando o *software Wireshark*

6.4.2.3 Testes Utilizando Ferramentas de Simulação

Estes testes são realizados com a finalidade de verificar a interação do IED em teste com um outro IED que não se encontra disponível para teste. A bancada de testes utilizada para testar o modelo proposto é composta por um IED SIEMENS (7SJ64), um *switch Ethernet* para as ligações em rede, uma fonte de alimentação de corrente contínua, um PC com o *software IEDScout* e um PC com o *software Wireshark* (para efetuar deteção de problemas, verificações e *sniffing*).

À semelhança do teste realizado com o IED EFACEC, recorrendo ao *software IEDScout* simulou-se um IED de um painel de linha (Figura 6.41) da Subestação de Antanhol. Para a simulação ser possível importou-se o ficheiro SCD da Subestação. O IED utilizado para os testes tem configurado uma chegada MT da Subestação de Antanhol, representando um painel de chegada MT e todas as funções a ele associadas.

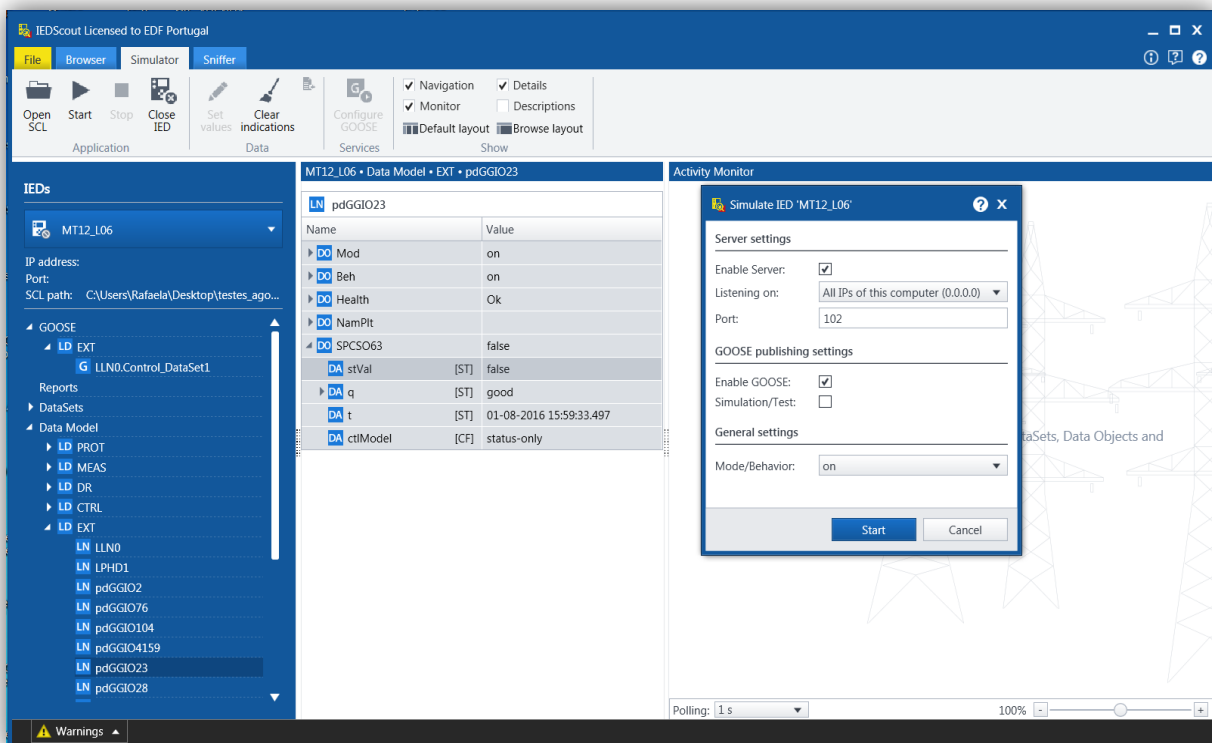


Figura 6.41- Simulação de um IED de um painel de linha da Subestação de Antanhol através do *software IEDScout*

Recorrendo à opção “Set Values” do *software IEDScout* alterou-se o valor do *data attribute* “stVal”, do objeto de dados “MT12_L06EXT/pdGGIO23.SPCSO63.stVal”, colocando-o a “TRUE” (Figura 6.42). Esta alteração faz com que o IED simulado envie a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor”.

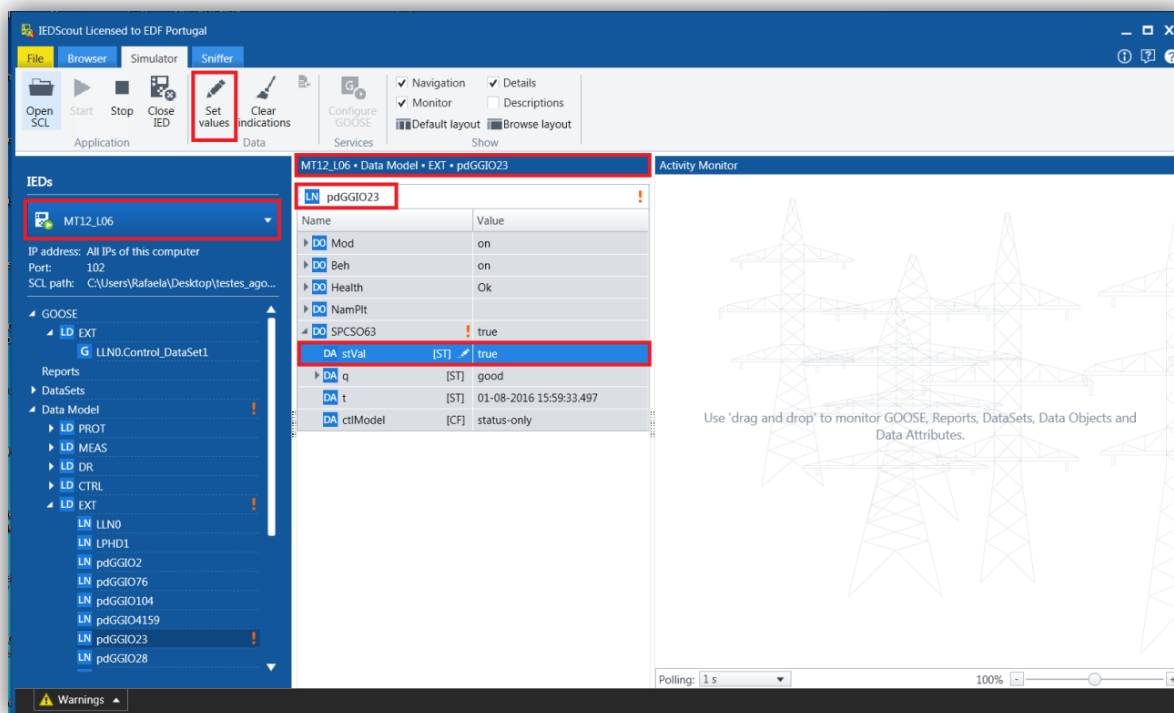


Figura 6.42- Alteração do valor do *data attribute* “stVal”, do objeto de dados “MT12_L06EXT/pdGGIO23.SPCSO63.stVal”, no *software IEDScout*

Como era esperado o IED em teste recebeu a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” enviada pelo IED simulado (Figura 6.43), ou seja, o IED em teste subscreve corretamente a mensagem GOOSE.

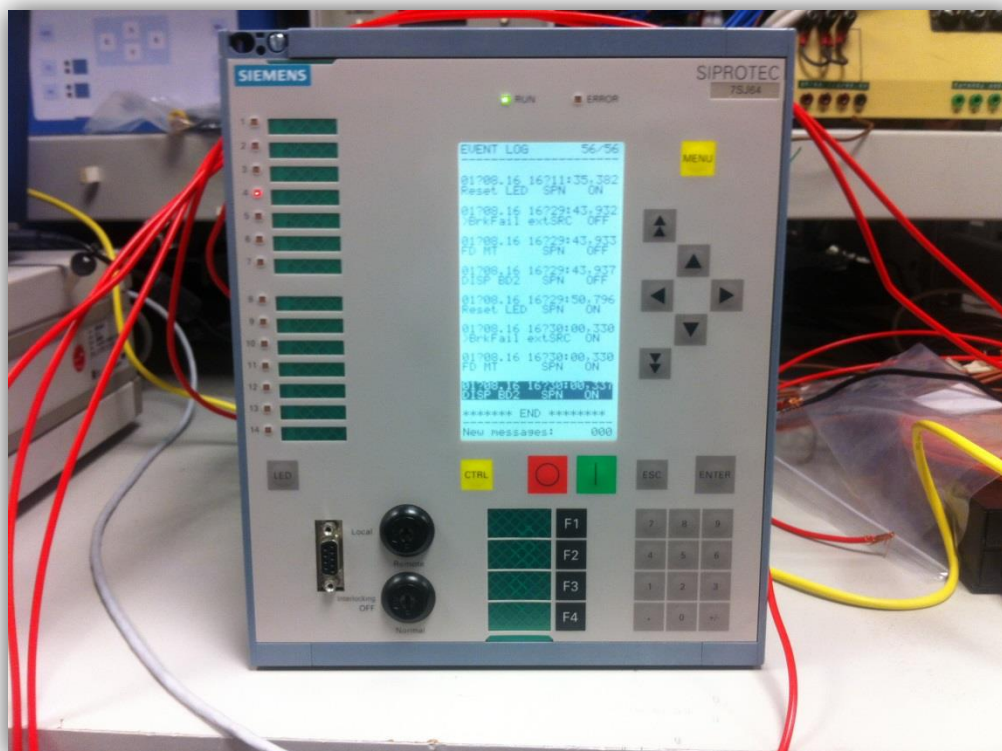


Figura 6.43- IED SIEMENS com informação de “Falha de Disjuntor” na lista de eventos e no LED n.º4, após simulação com *software IEDScout*

Efetuando o *sniffing* recorrendo ao *software Wireshark*, pode-se analisar a mensagem GOOSE em detalhe, como ilustra a Figura 6.44.

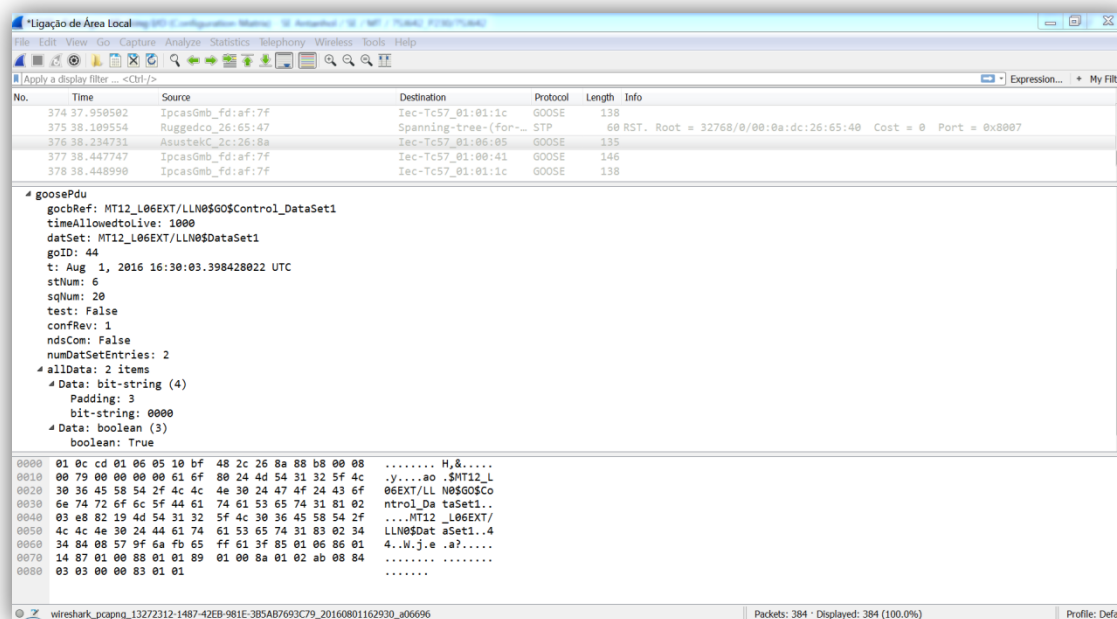


Figura 6.44- *Sniffing* efetuado com o *software Wireshark* nos testes realizados, com o IED SIEMENS, utilizando ferramentas de simulação

7. Conclusões e Propostas para Desenvolvimentos Futuros

Neste último capítulo serão apresentadas as conclusões gerais, apontando também alguns caminhos, desenvolvimentos e estudos que poderão ser adotados no futuro.

7.1 Conclusões

Na fase inicial do estágio realizado na empresa EDP Distribuição e do qual resultou este relatório final, foi efetuado um estudo dos SPCCs, da norma IEC 61850 e dos processos de manutenção atualmente existentes. As temáticas abordadas permitiram adquirir conhecimentos de forma a elaborar os modelos propostos com o objetivo de os incluir nos ciclos de manutenção atualmente existentes.

O número crescente de SPCCs com arquitetura e protocolos segundo a norma IEC 61850 nas Subestações das redes de distribuição de energia elétrica, e a grande importância das mensagens GOOSE trocadas entre IEDs da Subestação, criou novos desafios ao Operador do Sistema, na medida em que esta estratégia de implementação e disseminação deste tipo de sistemas gerou a necessidade crescente de alterar processos e formas de executar manutenção, bem como processos de pesquisa e resolução de anomalias por parte das equipas operacionais de manutenção. Estas novas abordagens de testes permitem uma avaliação mais completa dos IEDs sujeitos a manutenção.

Embora os testes realizados no momento do desenvolvimento e comissionamento de um novo SPCC sejam exaustivos, não garantem que não haverá falhas durante o ciclo de vida do SPCC. Portanto, é necessário e relevante o estudo de novas abordagens de testes que possibilitam integrar nos processos de manutenção, preventiva e corretiva, os testes e verificações de funcionalidades IEC 61850, mais concretamente de mensagens GOOSE.

Os modelos propostos foram criados com o objetivo de serem incluídos nas rotinas de manutenção de IEDs atualmente existentes no MNSE-CNTSTCNT, mantendo sempre presente o objetivo de provocar as menores perturbações possíveis para outros equipamentos da Subestação, garantindo assim a continuidade e qualidade do serviço para o cliente final. Além disso, visam tirar partido de algumas funções já disponibilizadas por *software* e *hardware* existente no Departamento de Manutenção,

mas que até agora não tinham sido exploradas, bem como estudar a viabilidade da aquisição de outras ferramentas.

Os testes realizados permitiram testar e verificar a viabilidade dos modelos. Para a realização dos mesmos, para além dos estudos realizados na fase inicial do estágio, foi necessário estudar e analisar como os fabricantes de IEDs configuravam as mensagens GOOSE nos mesmos. Para os testes foi escolhida a mensagem GOOSE “Falha de Disjuntor” por ser uma das principais mensagens trocadas na Subestação, criando a necessidade de investigar quais os painéis que trocam essa informação e como ela está configurada nos mesmos, de forma a permitir a escolha do tipo de IEDs sujeitos a teste, as características e as condições em que os mesmos seriam realizados.

Todas as análises efetuadas para a realização dos testes permitiram concluir que os fabricantes não configuram da mesma forma as mensagens GOOSE. Permitiram também verificar que o número de LDs (Dispositivos Lógicos ou *Logical Devices*) presentes em cada dispositivo físico varia de fabricante para fabricante, sendo que uns apresentam somente um LD e outros mais que um. Apesar de ambas as configurações serem aceites pela norma IEC 61850 uma maior especificação das configurações por parte da operadora de rede permitiria facilitar a integração destas mensagens nas rotinas de manutenção e facilitar a pesquisa e resolução de anomalias por parte das equipas operacionais de manutenção.

Apesar das dificuldades que foram surgindo, nomeadamente na importação de ficheiros a partir das ferramentas de configuração do sistema/IEDs, a necessidade da atualização de *software* e a procura de novas ferramentas que permitissem detetar e ultrapassar os erros que foram surgindo, foi possível testar os modelos propostos e verificar a publicação e a subscrição de mensagens GOOSE. Para a elaboração dos referidos testes laboratoriais foi necessária a cooperação dos colaboradores da empresa, pelo diverso conhecimento que possuem. Foi também necessário o estabelecimento de contactos com fabricantes e fornecedores de forma a obter esclarecimentos (a nível de *hardware*, *software*, configurações, etc.) permitindo assim ultrapassar as dificuldades que foram surgindo.

Os modelos propostos possibilitam, assim, integrar os testes de mensagens GOOSE nos procedimentos de manutenção periódica e corretiva existentes, permitindo uma melhoria significativa em testes de manutenção realizados pelo operador do sistema e pelas equipas de manutenção. Isto irá resultar em testes mais abrangentes e menos

invasivos, beneficiando os testes funcionais realizados periodicamente, bem como das medidas corretivas e de substituição de IEDs. Com este objetivo, e baseado nos modelos propostos, foi elaborado um manual de apoio aos testes que se encontra em fase experimental de aplicação e de aperfeiçoamento.

Com base no trabalho desenvolvido neste estágio foi elaborado um artigo científico que foi apresentado e publicado nas atas de uma conferência internacional na área: “*The 51st International Universities’ Power Engineering Conference, 6-9 September 2016, Coimbra, Portugal*”.

7.2 Propostas para Desenvolvimentos Futuros

Hoje em dia, os SPCCs e principalmente os seus equipamentos vão sendo constantemente atualizados. As equipas de desenvolvimento da norma IEC 61850 vão realizando estudos e melhorias na norma de forma a colmatar algumas lacunas existentes na mesma e a torná-la cada vez mais abrangente, com isto vão sendo lançadas novas edições da norma, como é o caso da norma IEC 61850 Edição 2.

Estas melhorias acarretam a necessidade da constante atualização e criação de novos processos de manutenção a incluir nos ciclos de manutenção atualmente existentes, tornando-os mais completos.

Por forma a desenvolver e melhorar o âmbito do trabalho realizado, bem como as comunicações nas Subestações, sugere-se que futuramente sejam desenvolvidos os seguintes aspetos:

- Aplicação da norma IEC 61850 Edição 2 nas Subestações;
- A Operadora de Rede de Distribuição deve especificar aos fabricantes dos SPCC o número de LDs definidos em cada dispositivo físico. Desta forma, os SPCC serão todos desenvolvidos segundo as mesmas especificações, não dependendo do fabricante e permitindo assim criar mais facilmente rotinas de manutenção;
- Pela mesma razão a Operadora de Rede de Distribuição também deve especificar aos fabricantes dos SPCC os nomes para os LNs (Nós Lógicos ou *Logical Nodes*) (prefixos e sufixos);
- Pesquisa de novas ferramentas de diagnóstico e simulação. Apesar de existirem outras soluções no mercado procurou-se utilizar ferramentas de

fabricantes reconhecidos e aceites tanto por fabricantes de IEDs como pelas operadoras de rede. Algumas das ferramentas utilizadas para os testes já tinham sido adquiridas pelo departamento onde se realizou o estágio ou são ferramentas de utilização gratuita ou com licenças temporárias. Também foram estudados outras ferramentas, no entanto, não dispunham de licenças temporárias para realizar estudos e para ponderar a viabilidade da aquisição das mesmas;

- Estender os testes laboratoriais de publicação/subscrição, para todas as mensagens GOOSE dos SPCCs EDP, além das testadas no âmbito deste trabalho;
- Estudar a aplicação do *Process Bus* nas Subestações da EDP Distribuição.

Referências Bibliográficas

- [1] EDP Distribuição de Energia S.A., “Missão EDP Distribuição”, Disponível em: https://www.edpdistribuicao.pt/pt/edpDistribuicao/Misso%20EDP%20D/Miss%C3%A3o%20EDP%20Distribui%C3%A7%C3%A3o_online.pdf, Última consulta em: 5/06/2016.
- [2] EDP Distribuição de Energia S.A., “Manual do Sistema de Gestão Ambiental”, Lisboa, 2012.
- [3] EDP Distribuição de Energia S.A., “História da Marca”, Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sobreaedp/marcaEDP/Pages/HistoriaMarca.aspx>, Última consulta em: 5/06/2016.
- [4] EDP Distribuição de Energia S.A., “EDP no Mundo”, Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/edpNoMundo/Pages/EDPMundo.aspx>, Última consulta em: 5/06/2016.
- [5] EDP Distribuição de Energia S.A., “Relatório da Qualidade de Serviço 2014”, Lisboa, 2015.
- [6] Sérgio Pereira, “Instalações de Relés de Proteção em Linhas de Saída de Média Tensão”, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC), Coimbra, 2013.
- [7] EDP Distribuição de Energia S.A., “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público – 5ª edição”, 2015.
- [8] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de distribuição. Projeto-Tipo-Memória descritiva”, (DIT-C13-500/N), Coimbra, 2007.
- [9] EDP Distribuição de Energia S.A., “Subestação Virtual”, Disponível em: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/SE%20Tipo/SE_Tipo.html, Última consulta em: 7/06/2016.
- [10] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC)”, (DMA-C13-501/N), Coimbra, 2007.
- [11] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Generalidades: Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Interface Humano-Máquina”, (DEF-C13-503/N), Coimbra, 2007.
- [12] Tiago Reis, “Otimização de processos e ferramentas de Controlo e Gestão em Sistemas de Proteção, Comando e Controlo”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2014.
- [13] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de Proteção”, (DEF-C13-570/N), Lisboa, 2013.
- [14] Helder Tavares, “Aplicação de Metodologias RCM nos Planos de Manutenção de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2012.
- [15] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “comutação automática de disjuntores BT””, (DEF-C13-550/N), Coimbra, 2007.

- [16] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “religação rápida e/ou lenta de disjuntores””, (DEF-C13-551/N), Coimbra, 2007.
- [17] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “pesquisa de terras resistentes””, (DEF-C13-552/N), Lisboa, 2011.
- [18] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “deslastre por falta de tensão/reposição por regresso de tensão””, (DEF-C13-553/N), Lisboa, 2011.
- [19] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência””, (DEF-C13-554/N), Coimbra, 2007.
- [20] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “regulação de tensão””, (DEF-C13-555/N), Coimbra, 2007.
- [21] EDP Distribuição de Energia S.A., “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição. Função de automatismo: “comando horário de baterias de condensadores””, (DEF-C13-556/N), Coimbra, 2007.
- [22] International Standard, “IEC 61850-1, Communication networks and systems in substations – Part 1: Introduction and Overview”, IEC Std, First Edition, Apr. 2003.
- [23] Pedro Cardoso, “Avaliação do Impacto em Comissionamento e Testes de Funcionamento numa subestação com Protocolo CEI 61850”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2013.
- [24] International Standard, “IEC 61850-5, Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for function and device models”, IEC Std, First edition, Jul. 2003.
- [25] International Standard, “IEC 61850-7-1, Communication networks and systems in substations – Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models”, IEC Std, First Edition, Jul. 2003.
- [26] D. Martins, "Normalização de Metodologias e Ensaio de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo", Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2014.
- [27] D. Martins, “Implementação do Projeto-Tipo EDP para Automação de Subestações Segundo a Norma IEC 61850: Configuração de IED de Dois Fabricantes para Painéis de Saída MT”, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico (Universidade Técnica de Lisboa), Lisboa, 2010.
- [28] International Standard, “IEC 61850-7-4, Communication networks and systems in substations – Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment-Compatible logical node classes and data classes”, IEC Std, First Edition, May 2003.
- [29] International Standard, “IEC 61850-7-1, Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models”, IEC Std, Second Edition, Jun. 2011.
- [30] International Standard, “IEC 61850-3, Communication networks and systems in substations – Part 3: General requirements”, IEC Std, First edition, Jan. 2002.

- [31] International Standard, "IEC 61850-8-1, Communication networks and systems in substations – Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM)- Mapping to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3", IEC Std, First Edition, may 2004.
- [32] International Standard, "IEC 61850-7-2, Communication networks and systems in substations – Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment-Abstract communication service interface (ACSI)", IEC Std, First Edition, May 2003.
- [33] International Standard, "IEC 61850-6, Communication networks and systems in substations– Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs", IEC Std, First Edition, Oct. 2002.
- [34] Henry Dawidczark, Thierry Dufaure, Heiko Englert, "Compatibility of IEC 61850 Edition 1 and Edition 2 Implementations", 21 International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011.
- [35] Wolfgang Wimmer, "IEC 61850 Edition 2 and Engineering", 2014, Disponível em: www.pacw.org/issue/december_2014_issue/iec_61850_edition_2_and_engineering/maintenance_testing_program_choices_tbm_cbm_and_pbm/complete_article/1.html, Última consulta em: 20/08/2016.
- [36] OMICRON, "Testing Solution for Protection and Measurement Systems", Product Catalog, 2013.
- [37] OMICRON, "CMC 256plus – Equipo de prueba de relés de alta precisión y calibrador universal", Product Catalog, 2014.
- [38] OMICRON, "IEDScout - Versatile software tool for working with IEC 61850 devices", Product Catalog, 2015.
- [39] Prof. John Larmouth, "ASN.1 Complete", 1999, Disponível em: <http://www.oss.com/asn1/resources/books-whitepapers-pubs/larmouth-asn1book.pdf>, Última consulta em: 28/08/2016.
- [40] INTERNATIONAL TELECOMMUNICATION UNION, "Information technology – ASN.1 encoding rules: Specification of Basic Encoding Rules (BER), Canonical Encoding Rules (CER) and Distinguished Encoding Rules (DER)", 07/2002, Disponível em: <https://www.itu.int/ITU-T/studygroups/com17/languages/X.690-0207.pdf>, Última consulta em: 28/08/2016.