

Sistema de Automação e Proteção de Subestação em Redes de Distribuição: Estudo e Análise de arquiteturas de Subestações

PEDRO MIGUEL RESENDE PINTO
Setembro de 2023

POLITÉCNICO DO PORTO
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Sistema de Automação e Proteção de Subestação em Redes de Distribuição: Estudo e Análise de arquiteturas de Subestações

Pedro Miguel Resende Pinto

Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Setembro, 2023

*Esta dissertação satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de
Unidade Curricular de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Área de Especialização em
Sistemas e Planeamento Industrial.*

Candidato: Pedro Miguel Resende Pinto, N.º 1180907, 1180907@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: Efaced Energia – Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A.

Orientador: Alberto Jorge Maia Bernardo, abernardo@efaced.com



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Setembro, 2023

*“Until you make the unconscious conscious, it will direct your life and you will call
it fate.”*

Agradecimentos

Embora a concretização da presente dissertação seja de carácter individual, não seria possível sem a contribuição de um grupo de pessoas e identidades a quem devo e gostava de prestar reconhecimento e o meu sincero agradecimento.

Individualizando, agradeço ao Instituto de Engenharia do Porto, em específico ao departamento de Engenharia Eletrotécnica e a todos os docentes que o constituem, por todos os ensinamentos passados e por se mostrarem sempre prestáveis e prontos a ajudar em qualquer tipo de situação durante esta meia década que passamos juntos.

À Eng.^a Teresa Nogueira, pela sua orientação excecional, disponibilidade, paciência e cooperação que se revelaram fulcrais para a realização desta dissertação, bem como todos os ensinamentos que foram transmitidos ao longo deste percurso conjunto.

Um grande agradecimento à empresa Efavec Energia – Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A, em especial ao Eng.^o Alberto Jorge e à Eng.^o Ana Aleixo pelo acolhimento na empresa, por toda a experiência e conhecimentos transmitidos que permitiram o meu crescimento pessoal e profissional e pela disponibilidade apresentada em me orientarem, fazendo-o de forma exímia.

À minha família, especialmente aos meus pais, quero expressar a minha gratidão eterna por sempre me fornecerem todas as condições necessárias para me focar apenas na minha formação, e por todo o incentivo e motivação prestados em todas as minhas decisões, bem como os ensinamentos passados, de modo a que estas decisões sejam as mais corretas possíveis. Agradecer também aos meus amigos por todo o apoio emocional e compreensão ao longo deste processo, permitindo o equilíbrio necessário à concretização deste mestrado, em especial aos meus colegas de curso André Almeida, Edgar Torres, Gonçalo Teixeira e Tomás Sousa pela sua amizade e auxílio dado ao longo da realização da tese e todo o meu percurso académico.

Cada um de vocês desempenhou um papel preponderante e sem o qual esta jornada não teria sido possível. Muito obrigado por fazerem parte desta caminhada e por tornarem realidade a concretização de mais um objetivo pessoal.

Resumo

O mestrando foi parte ativa em algumas fases do projeto *Scalable Centralized Grid Protection, Automation and Control* (SCALE). Este, foi executado na empresa EFACEC e com participação do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC), ARMIS, Instituto de Telecomunicações de Aveiro e E-REDES. O projeto tem como objetivo o desenvolvimento de uma solução inovadora de controlo, gestão e monitorização de redes Média Tensão (MT) com base numa solução centralizada de proteção, automação e controlo de subestação Alta tensão (AT)/MT, segundo o modelo da subestação digital. Assim, pretende-se com a elaboração desta dissertação comparar em termos de exequibilidade técnico-comercial a implementação de uma subestação digital centralizada no domínio das subestações de distribuição.

É abordada a norma *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61850, a norma primordial de definição do sistema de comunicação e do modelo de dados que permite integrar dispositivos de comando, controlo e proteção numa subestação, e onde é igualmente abordada a evolução de um sistema de automação em termos arquitetónicos e os equipamentos eletrónicos inteligentes que constituem esse sistema. Remete-se para o conceito de subestação digital, que através do recurso a uma tecnologia de barramento de processo, permite uma transmissão de dados de medição e controlo por um meio digital, independente de cobre, convencionalmente utilizado nas ligações elétricas a fio.

Por fim, é comparado mais detalhadamente de uma perspetiva técnica e comercial arquiteturas de uma subestação convencional com as de uma subestação digital centralizada, definindo mercados-alvos e elencando as vantagens e desvantagens referentes à implementação de uma solução digital centralizada em redes de distribuição elétrica.

Palavras-Chave: IEC 61850, Sistema de Automação de Subestações, Proteção, Controlo, Automação, IED, Rede de Distribuição, Subestação Digital, Barramento de Processo, Comunicação.

Abstract

The student actively participated in certain phases of the SCALE project - Scalable Centralized Grid Protection, Automation and Control. This project was developed at EFACEC, with the participation of INESC TEC, ARMIS, Instituto de Telecomunicações de Aveiro, and E-REDES. The project goal is to provide an innovative solution for the control, management, and monitoring of MT networks based on a centralized solution for the protection, automation, and control of *High Voltage* (HV)/*Medium Voltage* (MV) substations, according to the digital substation model. Therefore, this dissertation aims to compare the technical-commercial feasibility of implementing a centralized digital substation in the domain of distribution substations.

Throughout the dissertation, the IEC 61850 standard, the fundamental standard for defining communication in a substation, is addressed, as well as the evolution of an automation system in architectural terms and the intelligent electronic devices that make up that system. The concept of a digital substation is addressed, which, using process bus technology, enables the transmission of measurement and control data through digital means, independent of the conventional copper wiring typically used in electrical connections.

Finally, a more detailed technical and commercial comparison is made between the architectures of a conventional substation and those of a centralized digital substation, defining target markets and listing the benefits and drawbacks related to implementing a centralized digital solution in electrical distribution networks.

Keywords: IEC 61850, Substation Automation System, Protection, Control, Automation, IED, Distribution System Operator, Digital Substation, Process Bus, Communication.

Índice

Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Acrónimos	xv
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização da Dissertação	2
2 Caracterização dos Sistemas de Proteção e Automação de Subestações	5
2.1 Norma IEC 61850	5
2.1.1 Contextualização histórica	6
2.1.2 Estrutura da Norma	7
2.1.3 Hierarquia de dados de um objeto (modelização)	10
2.1.4 <i>Process Bus</i>	13
2.1.5 <i>Generic Object Oriented Substation Event</i> (GOOSE)	14
2.1.6 <i>Manufacturing Message Specification</i> (MMS)	16
2.1.7 Vantagens e Desvantagens	17
2.1.8 Normas Complementares	18
2.1.8.1 <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (IEEE)	
1588	18
2.1.8.2 IEC 60870-5	19
2.1.8.3 IEC 62439-3	20
2.2 Integração de Sistemas	22
2.2.1 Distinção comunicação vertical e horizontal	22
2.2.2 <i>Modbus</i>	24
2.3 Sistema de Proteção, Comando e Controlo	25
2.3.1 Evolução do Sistema de Automação de Subestações	25
2.3.2 Subestações-Tipo de Distribuição	27
2.3.3 Funções de Proteção e de Automatismo	28
2.3.4 Equipamentos e dispositivos utilizados	32

2.3.4.1	Unidade Central (UC)/Posto de Comando Local (PCL)	32
2.3.4.2	<i>Intelligent Electronic Device</i> (IED)	32
2.3.4.3	<i>Merging Units</i> (MU)	34
2.3.5	Equipamentos de medida	35
3	Subestação Convencional AT/MT <i>versus</i> Subestação Digital Centralizada AT/MT - Casos de Estudo	39
3.1	Comparação das Soluções	39
3.1.1	Subestação Convencional	39
3.1.2	Subestação Digital	41
3.1.3	Subestação Digital Centralizada	42
3.2	Casos de Estudo	47
3.2.1	Caso de Estudo 1 - Subestação Tipo <i>Distribution System Operator</i> (DSO) Sul de África	48
3.2.2	Caso de Estudo 2 - Subestação Tipo DSO Norte de África	48
3.2.3	Caso de Estudo 3 - Subestação Tipo DSO Ibérico	49
3.3	Comparação das Arquiteturas	50
3.3.1	Caso de Estudo 1	51
3.3.1.1	Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional	51
3.3.1.2	Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada	57
3.3.2	Caso de Estudo 2	61
3.3.2.1	Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional	61
3.3.2.2	Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada	65
3.3.3	Caso de Estudo 3	68
3.3.3.1	Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional	68
3.3.3.2	Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada	72
3.3.4	Adaptação à Média Tensão	73
4	Integração da Subestação Digital Centralizada	75
4.1	Exequibilidade Comercial	75
4.1.1	Caso de Estudo 1	79
4.1.2	Caso de Estudo 2	81
4.1.3	Caso de Estudo 3	83
4.1.4	Adaptação à Média Tensão	87
4.2	Mercados-Alvo	88
4.3	Vantagens e Desvantagens da implementação	90
5	Conclusões	93
5.1	Análise Conclusiva	93
5.2	Perspetiva de trabalhos futuros	95

Referências	96
Anexo A Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 1	103
Anexo B Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	105
Anexo C Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 2	107
Anexo D Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 2	109
Anexo E Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 3	111
Anexo F Arquitetura global Subestação Digital Distribuida - Caso de Estudo 3	113
Anexo G Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3	115

Lista de Figuras

2.1	Hierarquização dos dados de um objeto [6]	11
2.2	Representação mensagem modelizada	13
2.3	Distinção <i>Broadcast</i> e <i>Multicast</i>	15
2.4	Protocolos comunicação da norma <i>International Electrotechnical Com-</i> <i>mission</i> (IEC) 61850 [13]	17
2.5	Representação funcionamento <i>Parallel Redundancy Protocol</i> (PRP) [27]	21
2.6	Representação funcionamento <i>High-Availability Seamless Redundancy</i> (HSR) [28]	22
2.7	Representação dos diferentes níveis de uma subestação	24
2.8	Esquema de uma subestação-tipo de distribuição [36]	28
2.9	Diagrama de uma Subestação Digital com a presença de <i>Merging</i> <i>Units</i> (MU) [54]	35
2.10	Merging Unit da marca Efacec (MCU 500) [55]	35
2.11	Medidor da marca Schneider (ION 8650) [56]	36
3.1	Arquitetura geral de uma Subestação Convencional [57]	40
3.2	Arquitetura geral de uma Subestação Digital em comparação com a Convencional [57]	42
3.3	Arquitetura do projeto <i>Scalable Centralized Grid Protection, Auto-</i> <i>mation and Control</i> (SCALE) com destaque para a constituição de um <i>Centralized Protection and Control</i> (CPC)	44
3.4	Arquitetura de uma solução Digital Centralizada com CPC simples [58]	46
3.5	Arquitetura geral de uma Subestação Digital Centralizada em com- paração com as restantes soluções [57]	47
3.6	Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países do Sul de África	48
3.7	Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países do Norte de África	49
3.8	Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países Ibéricos .	50
3.9	Arquitetura global de um Sistema de Proteção, Comando e Controlo (SPCC) para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 1 . . .	52
3.10	Composição do armário de comunicações e do armário central da solução convencional - Caso de Estudo 1	54

3.11	Composição do armário de proteção de linha e de transformador da solução Convencional - Caso de Estudo 1	55
3.12	Composição do armário de proteção de barras e de celas Média Tensão (MT) da solução convencional - Caso de Estudo 1	56
3.13	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	58
3.14	Composição do armário de comunicações e armário central para a solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	59
3.15	Composição do armário do CPC numa configuração redundante para a solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	60
3.16	Composição dos armários das MU da solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	61
3.17	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 2	62
3.18	Composição dos armários de controlo e de proteção de linha para a solução Convencional - Caso de Estudo 2	63
3.19	Composição dos armários de controlo e de proteção de transformador para a solução Convencional - Caso de Estudo 2	64
3.20	Composição dos armários de controlo e de proteção de barras e de celas de MT para a solução Convencional - Caso de Estudo 2	65
3.21	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 2	66
3.22	Composição dos armários de controlo e de proteção de barras e de celas de MT para a solução Convencional - Caso de Estudo 2	68
3.23	Arquitetura global do SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 3	69
3.24	Arquitetura global de um SPCC de uma Subestação Digital - Caso de Estudo 3	71
3.25	Arquitetura global do SPCC da Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3	73
4.1	Exemplo de uma Ficha de Resumo de Orçamento (FRO) para a Solução Convencional do Caso Prático 1	77
4.2	Comparação percentual de preços de ambas as soluções, aplicadas a cada caso de estudo	78
4.3	Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 1	80
4.4	Resultados obtidos para o caso de estudo 1	81
4.5	Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 2	82

4.6	Resultados obtidos para o caso de estudo 2	83
4.7	Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 3	84
4.8	Resultados obtidos para o caso de estudo 3	85
4.9	Resultados obtidos para a adaptação à MT	88
4.10	Mercados-alvo a serem explorados	90
A.1	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 1	104
B.1	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 1	106
C.1	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 2	108
D.1	Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 2	110
E.1	Arquitetura global do SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 3	112
F.1	Arquitetura global de um SPCC de uma Subestação Digital - Caso de Estudo 3	114
G.1	Arquitetura global do SPCC da Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3	116

Lista de Tabelas

2.1	Estrutura da Norma IEC 61850 [3]	8
2.2	Identificação Nó Lógico por categoria	12

Lista de Acrónimos

ACSI	<i>Abstract Communication Service Information</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AS	<i>Automation Studio</i>
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
ASE	Automação de Sistemas de Energia
AT	Alta tensão
AVAC	Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CC	Centro de Comando
CDC	<i>Common Data Classes</i>
CIETI	Centro de Inovação em Engenharia e Tecnologia Industrial
CPC	<i>Centralized Protection and Control</i>
DA	<i>Data Attribute</i>
DANP	<i>Doubly Attached Node using PRP</i>
DAS	<i>Data Acquisition System</i>
DEE	Departamento de Engenharia Electrotécnica
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DO	<i>Data Object</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i>
FRO	Ficha de Resumo de Orçamento

FX	portas de comunicação de fibra-óptica
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GSE	<i>Generic Substation Event</i>
HMI	<i>Human-Machine Interface</i>
HSR	<i>High-Availability Seamless Redundancy</i>
HV	<i>High Voltage</i>
I/O	<i>Inputs/Outputs</i>
ID	Investigação e Desenvolvimento
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Eletronical Devices</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INESC TEC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
KVM	<i>Keyboard, Video and Monitor</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT	Média Tensão
MU	<i>Merging Units</i>
MV	<i>Medium Voltage</i>
PAC	Proteção, Automação e Controlo
PCL	Posto de Comando Local
PD	<i>Physical Device</i>

PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>
REF	<i>Restricted Earth-Fault</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SADI	Sistema Automático de Detecção de Incêndios
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SAT	<i>Site Acceptance Test</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCALE	<i>Scalable Centralized Grid Protection, Automation and Control</i>
SCL	<i>Structured Control Language</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mapping</i>
SE	Subestação
SMV	<i>Sampled Measured Values</i>
SPCC	Sistema de Proteção, Comando e Controlo
SV	<i>Sampled Values</i>
SW	<i>Software</i>
TCP/IP	<i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i>
TI	Transformador de intensidade/corrente
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TT	Transformador de tensão
TX	portas de comunicação de cobre
UC	Unidade Central
UCA	<i>Utility Communication Architecture</i>
vIED	<i>Virtual IED</i>
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

A presente tese foi realizada pelo mestrando Pedro Miguel Resende Pinto, frequente do último ano do mestrado de Engenharia Eletrotécnica de Computadores - Sistemas e Planeamento Industrial no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

A dissertação foi orientada no ISEP pela Eng^a Teresa Nogueira, docente no Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE) e investigadora no Centro de Inovação em Engenharia e Tecnologia Industrial (CIETI).

Para a realização deste trabalho, o mestrando participou num projeto a ser desenvolvido na Efacec, mais concretamente no setor de Automação de Sistemas de Energia (ASE) da empresa. Na empresa, houve dois orientadores principais: o Eng^o Alberto Jorge Maia Bernardo, gestor de exploração de produtos na Efacec e docente no ISPGAYA e a Eng^a Ana Cristina Aleixo, responsável de projetos de Investigação e Desenvolvimento (ID) do departamento de tecnologia, na área de Proteção, Automação e Controlo (PAC) da Efacec.

A evolução das subestações, sobretudo desde o início do novo século, tem sido exponencial acompanhando e usufruindo do desenvolvimento tecnológico que se tem vivido nesse mesmo período. Estas alterações e ajustes têm como finalidade tornar

as subestações mais fiáveis e resilientes, com uma melhor relação de qualidade-preço e de promover um maior controlo e proteção sobre os equipamentos primários das mesmas.

Assim, no atual Sistema de Automação de Subestações (SAS) os dispositivos eletrónicos inteligentes ou *Intelligent Eletronical Devices* (IED) representam o elemento principal nesse sistema, dada a sua importância na proteção, monitorização e controlo da subestação elétrica, localmente e remotamente. Estes equipamentos estão interligados entre si através de ligações elétricas convencionais (fio), de forma a comunicarem entre si, compondo assim o SPCC. Por sua vez o SPCC comunica com uma unidade central, através de uma rede de comunicação de dados sob protocolos standard, os quais irão ser explorados ao longo da dissertação. De forma a acompanhar a evolução e a uniformizar a forma de comunicação dentro de uma subestação, surgiu a norma IEC 61850, publicada em 2003, suportada em redes de área local (*Local Area Network* (LAN)) *Ethernet* e que se tem revelado indispensável, muito devido ao facto de permitir a interoperabilidade entre IED distintos, nomeadamente de múltiplos fabricantes.

Os atuais atores da academia e da indústria, bem como os respetivos investigadores, admitem que o próximo passo de desenvolvimento dos SPCC passe pela centralização da proteção e do controlo de uma subestação, prevendo assim a inexistência de dispositivos físicos ao nível de cada painel e a sua substituição por um servidor que virtualize as diferentes proteções de painel da subestação, o que permitirá uma maior versatilidade e escalabilidade arquitetónica.

1.2 Objetivos

O objetivo desta dissertação recai numa análise comparativa da exequibilidade técnico-comercial e de enquadramento de mercado, numa perspetiva relativa às subestações das redes de distribuição dos operadores de redes elétricas (*Distribution System Operator* (DSO)) considerando os aspetos arquitetónicos intrínsecos à automação distribuída de uma subestação convencional versus a de uma subestação digital centralizada.

1.3 Organização da Dissertação

A presente tese está segmentada em cinco capítulos.

No primeiro e presente capítulo, “Introdução”, são apresentadas as entidades relacionadas com a execução da dissertação e com o trabalho desenvolvido. Além

disso, são transmitidos os temas e os objetivos inerentes a este documento.

No segundo capítulo, “Estado da Arte”, é feito um resumo teórico dos temas abordados durante a realização da tese, onde é incluída a principal norma relacionada com a automação de subestações – IEC 61850 –, a integração de sistemas e o sistema de proteção, comando e controle.

No terceiro capítulo, “Subestação Convencional Alta tensão (AT)/MT versus Subestação Digital Centralizada AT/MT”, é realizada inicialmente uma descrição de cada um dos tipos de subestação e, posteriormente, uma comparação arquitetônica entre uma subestação convencional e uma subestação digital, mais concretamente do tipo centralizada. Para tal, serão apresentados três casos de estudo distintos, sob os quais vão ser desenvolvidas e projetadas ambas as soluções.

No quarto capítulo, “Integração da Subestação Digital Centralizada”, pretende-se avaliar em termos de exequibilidade comercial, a implementação de uma subestação digital centralizada, assim como dissertar sobre quais são os mercados favoráveis a essa mesma implementação, no domínio da distribuição.

No quinto e último capítulo, “Conclusão”, é feita uma análise de todo o trabalho realizado e dos resultados obtidos, bem como uma reflexão sobre possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Caracterização dos Sistemas de Proteção e Automação de Subestações

Este capítulo é dedicado à percepção e caracterização dos sistemas de proteção e automação de subestações. Tal como o nome indica, é constituído um sistema, que por natureza é composto por diversos equipamentos e dispositivos, com funções de proteção e automatismos associadas, que terão de ser transmitidas ao longo do sistema. Para tal, serão abordados os pontos fulcrais que permitem o seu funcionamento, mais concretamente os equipamentos e dispositivos que o constituem, as funções que geralmente desempenham, os protocolos que garantem a comunicação necessária e as normas que homogeneizam as soluções.

2.1 Norma IEC 61850

A comunicação sempre teve um papel preponderante em todos os sistemas, sendo que o SAS não é uma exceção. Assim, a norma IEC 61850 é um standard internacional para a comunicação entre dispositivos eletrónicos que constituem um sistema integrado de supervisão, proteção, comando e controlo de uma subestação, através de uma rede LAN, nas vertentes de comunicação horizontal e vertical. Teve a sua

primeira versão publicada em 2003 pelo IEC e esteve na génese de uma nova tecnologia essencial para a automação de subestações, já que permite a integração de todas as funções de automação, proteção, medição e controlo dentro de uma subestação, bem como de novas tecnologias e protocolos de comunicação de elevada velocidade, com garantias de elevado desempenho, resiliência e de segurança, através da rede *Ethernet* que equipa o sistema de SPCC [1].

2.1.1 Contextualização histórica

Numa fase inicial, a comunicação entre o centro de comando e a subestação era realizada via telefone, realizando-se desta forma as comutações de proteções, o controlo e a monitorização. Este sistema evoluiu para um *Data Acquisition System* (DAS), onde a informação recolhida na subestação era comunicada automaticamente para o centro de comando, com a nuance de, inicialmente, apresentar uma reduzida largura de banda, o que influenciava negativamente essa mesma comunicação. No entanto, com a evolução do mundo digital, a largura de banda permitida foi gradualmente aumentando até apresentar valores satisfatórios que não prejudicavam a comunicação. Em simultaneidade com esta evolução, começaram a surgir os IED, que se traduziram num aumento do número de *Inputs/Outputs* (I/O) digitais e analógicos, os quais permitem a leitura da maior variedade de sinais e medidas, melhorando assim o desempenho de um SPCC [2],[3].

Face à crescente evolução e consequente maior utilização dos IED no desempenho de funções no SAS de uma subestação, registou-se na última década do século passado um maior fabrico e comercialização destes mesmos equipamentos. Assim, numa fase inicial verificava-se uma variedade enorme de protocolos de comunicação, sendo que, geralmente, cada protocolo de comunicação estava associado ao fabricante do equipamento. De modo a que dois IED conseguissem comunicar entre si, estes teriam de ser do mesmo fabricante, uma vez que o protocolo de comunicação era proprietário. Em alternativa, caso houvesse necessidade de integrar dois ou mais IED de diferentes fabricantes, então ter-se-ia de recorrer a conversores de protocolos de comunicação e softwares de interface, tornando a solução muito mais dispendiosa e complexa, do ponto de vista operacional e de manutenção. Tal, acarretou elevados custos de implementação e pouca versatilidade no SAS de uma subestação, devido aos problemas de comunicação, de interfaces físicas, de endereçamento de informação e de custos deparados quando se tentava harmonizar a integração de diferentes dispositivos eletrónicos (IED) de distintos fabricantes numa mesma subestação [2],[4].

Estas novidades digitais e algumas das dificuldades sentidas, resultaram na elaboração de algumas premissas à comunicação num SAS, tais como:

- Alta disponibilidade;
- Prazos de entrega garantidos;
- Normalização através de uma norma;
- Permitir a interoperabilidade entre diferentes fabricantes;
- Comunicação a alta velocidade entre IED;
- Autoconfiguração/suporte para configuração;
- Funcionar em rede;
- Suporte à transferência de ficheiros;
- Suporte às amostras de tensão e corrente;
- Suporte à segurança [2].

Assim, com o intuito de combater estas dificuldades e atender às premissas supracitadas, começaram a surgir iniciativas para a criação de uma norma, contribuindo para tal o IEC e o *Electric Power Research Institute* (EPRI). O IEC percebeu que o caminho passava por desenvolver uma norma única, para ser utilizada como base por todos os fabricantes que permitisse a interoperabilidade entre equipamentos e compreendesse as redes de comunicação e o SAS. No entanto a EPRI, que já havia lançado o seu projeto embrionário *Utility Communication Architecture* (UCA) para ser utilizado como base para arquiteturas de comunicação, teve o mesmo entendimento e estava então a otimizar esse projeto inicial para uma segunda versão que também permitisse essa uniformização de comunicação entre equipamentos de proteção, controlo e medida. Com a possibilidade de serem criadas duas normas diferentes, sobre o mesmo assunto, levando ao problema inicial de antagonismo entre fabricantes, os membros do IEC e do EPRI juntaram-se e deram assim origem à norma IEC 61850 que tem como suporte os serviços e modelos de base estabelecidos na segunda versão da UCA [2],[3].

2.1.2 Estrutura da Norma

A norma IEC 61850 está estruturada em dez tópicos capitais conforme apresentado na Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Estrutura da Norma IEC 61850 [3]

Capítulo	Título
1	Introdução e Visão Geral
2	Glossário
3	Requisitos Gerais
4	Gestão de Sistemas e Projeto
5	Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos
6	Linguagem de configuração descritiva para a comunicação entre IED em subestações
7	Estrutura básica de comunicação para equipamentos de Subestações e Paineis
7.1	Princípios e Modelos
7.2	ACSI - <i>Abstract Communication Service Information</i>
7.3	CDC - <i>Common Data Classes</i>
7.4	Classe de dados e de nós lógicos compatíveis
8	SCSM - <i>Specific Communication Service Mapping</i>
8.1	Mapeamento para MMS - <i>Manufacturing Message Specification</i> (ISO9506-1 e ISO956-2) e para a ISO/IEC 8802-3
9	SCSM - <i>Specific Communication Service Mapping</i>
9.1	Valores amostrados por ligação série multiponto unidirecional
9.2	Valores amostrados por ISO/IEC 8802-3
10	Testes de conformidade

Os dois primeiros capítulos (1 e 2), tal como descrito na tabela supracitada, servem como introdução à norma, onde são apresentados os objetivos e é realizada uma breve descrição da mesma com a apresentação de alguns dos princípios, tais como a interoperabilidade. Também é apresentado o glossário com os termos utilizados ao longo do documento [2],[5].

Já nos três seguintes capítulos (3, 4 e 5), são identificadas as premissas gerais e específicas para a comunicação numa subestação (algumas das quais já referidas ao longo do documento) que são posteriormente aplicados em funções assistentes na identificação de serviços e de dados de modelos necessários, de aplicação de protocolos requeridos e no transporte, rede, bem como na ligação de dados adjacentes ao cumprimento dos requisitos. Algumas dessas premissas estabelecidas nestas partes da norma são: [2],[5]

- garantia da integridade dos dados transmitidos;
- a operação do *Human-Machine Interface* (HMI) local deve ser independente do sistema central;
- a manutenção da qualidade dos produtos é da responsabilidade do fabricante;
- requisito mínimo de ciclo de vida do sistema;

- parametrização do sistema (funções nos IED e protocolos de comunicação) e do processo (tipologia das informações entre o ambiente e o processo);
- a operação do sistema não deve ser afetada pela falha de um componente de comunicação [5].

No capítulo 6, é definida a linguagem de configuração para a comunicação, baseada na *Structured Control Language* (SCL). Descreve-se, então, a relação entre o SAS e o parque da subestação, onde se encontram os IED, sendo que podem ser descritas, a topologia, a relação entre os nós lógicos e as configurações dos equipamentos eletrônicos inteligentes. Cada dispositivo deve fornecer um ficheiro SCL que descreva a sua própria configuração [2],[5].

O capítulo 7 é subdividido em quatro partes distintas, com a intenção de caracterizar a estrutura básica de comunicação dos equipamentos e, para tal, são abordados os princípios de comunicação e modelos de informação na parte 7.1 e definidos os serviços abstratos que permitem o mapeamento de dados e serviços de qualquer outro protocolo que possa atender aos requisitos desses serviços na parte 7.2. Por sua vez, na parte 7.3 é estipulado o conceito de CDC. Os pilares de uma base de dados são constituídos por parcelas comuns, sendo que as CDC são desenvolvidas com o intuito de estabelecer essas parcelas comuns, de modo a ser possível obter bases de dados maiores e mais completas. Por último, na parte 7.4 da norma, à semelhança da segunda parte deste capítulo, é fixada a abstração, mas dos objetos de dados, os nós lógicos [2],[5].

Os modelos apresentados na ACSI – na parte 7.2 da norma – definem um conjunto de ações e respostas a serem seguidas de forma equivalente por todos os IED, pelo que para assegurar o global funcionamento da rede de comunicação, estes modelos têm de ser transcritos para um protocolo. A este processo dá-se o nome de mapeamento [2],[5].

Assim, delineada a abstração, quer dos serviços quer dos dados, o próximo passo é o mapeamento de cada abstração para um protocolo. Isso acontece nos capítulos 8 e 9 da norma, mais concretamente na parte 8.1, com o mapeamento dos objetos e serviços de ACSI para MMS e na parte 9.1 com o mapeamento da ligação de valores de amostra medidos a um *frame* de dados *Ethernet* (unidirecional *Point-to-Point* e bidirecional *Multipoint*). Na parte 9.2 é definido o *Process Bus* ou barramento de processo, que irá ser abordado ao longo da dissertação, noutras secções deste documento [2],[5].

Finalmente, na derradeira parte 10 desta norma, são apresentadas as metodologias de teste que assegurem e confirmem a congruência entre os vários protocolos e as restrições associadas a estes, que foram sendo citados ao longo do documento, assim como definidos parâmetros sobre quais os ensaios que devem ser realizados e que devem ser constituídos como recomendação formal segundo a norma [2],[5].

2.1.3 Hierarquia de dados de um objeto (modelização)

Anteriormente ao aparecimento da norma IEC 61850, os protocolos utilizados em automação de subestações não detalhavam a organização de dados que os equipamentos de proteção e controlo teriam de seguir, tendo como consequência que a configuração e o mapeamento desses equipamentos fossem realizados de forma manual, o que não só era dispendioso em termos de tempo, como também era suscetível a erros, além de não assegurar a interoperabilidade entre IED de diferentes fabricantes. A norma IEC 61850 para além da especificação dos protocolos, isto é, de decidir como é realizada a transmissão dos *bytes* e pacotes de dados, declara como os equipamentos de uma subestação devem organizar os seus dados, de forma a homogeneizar esta organização para todos os modelos e/ou fabricantes, em prol da interoperabilidade sistémica e da robustez e afirmação da norma [2],[5].

A norma define, então, uma modelo de organização hierárquica com os seguintes níveis:

- IED;
- Dispositivo lógico (*Logical Device* (LD));
- Nó lógico (*Logical Node* (LN));
- Objeto de dados (*Data Object* (DO));
- Atributo dos dados (*Data Attribute* (DA)) [6].

A Figura 2.1 representa graficamente a hierarquização supracitada:

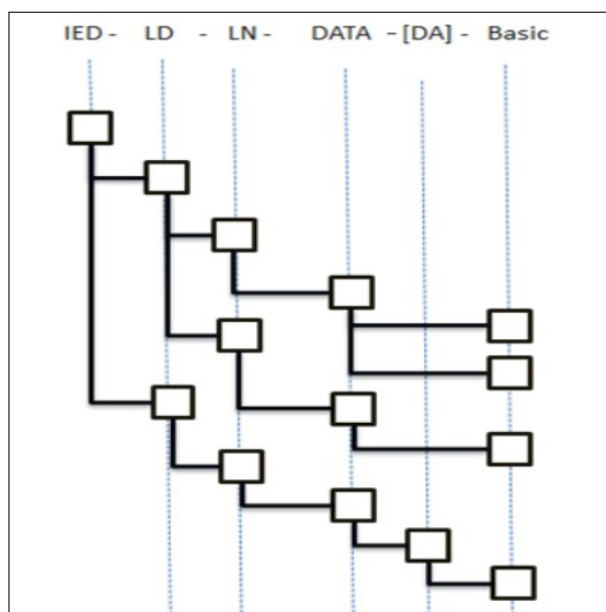


Figura 2.1: Hierarquização dos dados de um objeto [6]

O modelo de organização normalizada tem como base um dispositivo físico conhecido também por *Physical Device* (PD), que é usualmente um IED. Já o LD, representa um equipamento elétrico que se encontre num PD, como pode ser exemplo um relé de proteção, um transformador, um disjuntor ou outros equipamentos primários. Esse dispositivo lógico é formado por nós lógicos que representam o conjunto de dados associado a serviços ou funções dentro de uma subestação. Um IED possui, então, um ou mais nós lógicos, sendo que estes têm a sua própria identificação, onde a primeira letra representa a função e/ou categoria a desempenhar por esse nó, conforme a Tabela 2.2 [7],[8].

Tabela 2.2: Identificação Nó Lógico por categoria

Categoria	Letra associada
Automação	A
Controlo	C
Recursos de Distribuição de Energia	D*
Blocos de Funções	F
Funções Genéricas	G
Energia hidráulica	H**
Interface/Arquivamento	I
Equipamentos primários mecânicos e não elétricos	K
Nós lógicos do sistema	L
Medição e calculo grandezas elétricas	M
Proteção	P
Deteção de eventos de qualidade de energia	Q
Relacionados com Proteção	R
Supervisão e monitorização	S
Energia eólica	W***
Transformadores de instrumentos	T
Equipamentos de manobra	X
Transformador de potência	Y
Outros	Z

*- definido na norma IEC 61850-7-420

**-definido na norma IEC 61850-7-410

***-definido na norma IEC 61850-25-2

Como cada IED pode ser composto por mais que um nó lógico na sua génese, podem ser escolhidos os nós lógicos pretendidos, de modo que o IED desempenhe as funções pretendidas ou seja, um próprio IED pode simultaneamente desempenhar as funções de proteção, controlo e medição, pelo que do ponto de vista arquitetónico pode ser similar a utilização de vários IED de função única face à utilização de um único IED multifuncional [2],[3].

Além do prefixo associado à função a desempenhar, cada LN possui a sua identificação de instância. Exemplificando, o nó lógico responsável pela medição da tensão teria o nome “MV”, onde “MV1” representaria o primeiro dispositivo de medição de tensão num equipamento, enquanto “MV2” o segundo dispositivo de medição no mesmo equipamento [2],[3].

Seguindo a hierarquia, o objeto de dados é uma unidade básica de informação ao serviço de um nó lógico num equipamento ou sistema elétrico, que engloba os atributos associados a esse mesmo nó. Aplicando o exemplo anterior, do nó lógico de medição de tensão, os DO podiam conter atributos como a tensão, corrente, potência ativa e reativa. Cada nó lógico, contém também uma lista de objetos de dados obrigatórios e opcionais, de modo a realizarem as suas tarefas, sendo que essa lista também é definida pela norma IEC 61850 [2],[3],[9].

Por sua vez, o atributo de dados é uma unidade de informação que, em conjunto com mais atributos de dados compõe um DO. Estes apontam para uma característica e propriedade especifica dos DA, ou seja, neste caso poderia ser a tensão [2],[3],[9].

A modelização é apenas um modelo virtual e abstrato, conforme o ACSI definido na parte 7.2 da norma. De seguida, este modelo é mapeado segundo o MMS, *Transmission Control Protocol/Internet Protocol* (TCP/IP) e *Ethernet* (parte 8.1 da norma) que normaliza o modelo de apresentação da informação a ser comunicada, segundo o modelo inicialmente definido. Assim, se o objetivo fosse saber a posição do disjuntor, a mensagem seria enviada conforme a seguinte Figura 2.2, respeitando a hierarquia e as categorias supracitadas (sendo o disjuntor um equipamento de manobra, a primeira letra do nó lógico é um X, sendo as restantes letras “CBR” alusivas a *circuitbreaker*, ou seja, disjuntor) [2],[3],[9].

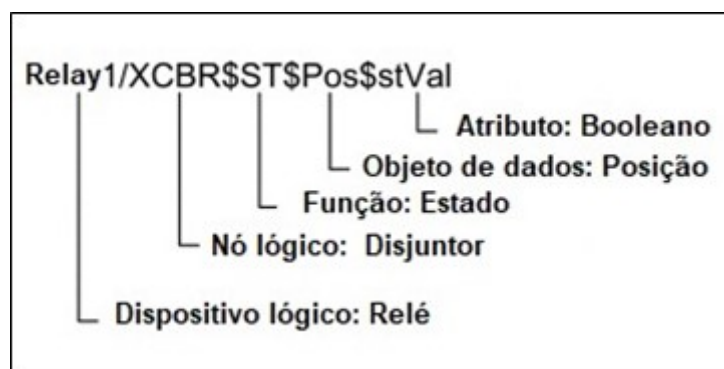


Figura 2.2: Representação mensagem modelizada

2.1.4 *Process Bus*

Process bus ou barramento de processo, é um conceito associado à norma IEC 61850. O *process bus* permite a digitalização dos sinais de tensão, corrente, frequência e outras variáveis de estado. Esta capacidade de digitalizar as grandezas e transmitir esses valores amostrados é definida por dois protocolos relacionados com

o *process bus* na norma, mais especificamente no capítulo 9.1, onde se estabelece a ligação fixa unidirecional ponto-a-ponto, que transporta uma quantidade constante de dados e no capítulo 9.2, com a definição de um conjunto de dados configurável capaz de ser enviado para uma variedade de assinantes (neste caso IED) através de uma estrutura *multicast*. É estipulado nestes capítulos, para além do barramento de processo, um serviço de medição de valores de amostras (*Sampled Measured Values* (SMV) ou *Sampled Values* (SV), que envolve a digitalização de sinais analógicos através de sensores de baixa energia, sendo os SV responsáveis pelo aumento da precisão e da velocidade na recolha de dados e pela sua transmissão em tempo real [2],[3],[10].

A digitalização dos sinais, evita a utilização de fios de cobre para a aquisição dos sinais analógicos ou dos sinais de estado, sendo utilizado para a recolha de dados as MU, unidades capazes de converter sinais analógicos em sinais digitais, que posteriormente transmite em tempo real os valores de amostra através de uma rede de comunicação *Ethernet* ou fibra ótica para os IED, responsáveis, de seguida, pelo processamento e utilização dessas medidas e sinais de estado para as funções de controlo, proteção e monitorização do SPCC de uma subestação. As MU têm a particularidade de recolher e enviar os valores a uma taxa sincronizada e acordada, de forma que qualquer IED possa recolher os dados de várias MU, a uma taxa de amostra proporcionalmente direta à função a desempenhar, em outras palavras, quanto maior for o grau de exigência de dados amostrados de uma função, maior será o número de amostras por ciclo [2],[3],[10].

O *process bus* foi então projetado com a intenção de facilitar a instalação e tornar as subestações mais eficientes, confiáveis e seguras, ao substituir as conexões tradicionais de cabos de cobre e relés de proteção, por redes *Ethernet*, MU e sinais digitais que são processados por relés de proteção sem recurso a cartas de aquisição direta de entrada/saída – I/O. Este conceito contribui igualmente para a manutenção preditiva, análise de dados em tempo real e deteção de falhas [2],[3],[10].

2.1.5 *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE)

O GOOSE é um protocolo de comunicação definido pela norma IEC 61850 e utilizado em SAS que, através de mecanismos protocolares, agrupa qualquer formato de dados (estados, medidas, entre outros) num conjunto de dados com informação configurável e transmite-os em tempo real, de forma rápida e confiável. É usualmente utilizado para a troca de informações entre IED, numa perspetiva horizontal, em conformidade com a norma, onde mensagens GOOSE são trocadas entre IED, com informação relativa a eventos ocorridos num dispositivo, tal como mudanças de

estado e/ou falhas. Na circunstância, é transmitido a alta velocidade um evento GOOSE de subestação pelo IED, para outros dispositivos ligados à rede de dados (usualmente rede *Ethernet*), que recebem essas informações em tempo real [10],[11],[12].

As características que se destacam numa mensagem GOOSE são:

- Mapeamento direto na camada de ligação de dados *Ethernet*, evitando o processo em camadas intermediárias e priorizando esta camada em relação às demais, o que resulta num menor tempo de tratamento e de transferência da mensagem [12];
- As mensagens GOOSE utilizam redes LAN virtuais, mais precisamente *Virtual Local Area Network* (VLAN), de modo a agrupar logicamente IED que se encontrem conectados fisicamente na mesma rede LAN da forma pretendida, aumentando a segurança e a eficiência da mensagem transmitida [12];
- Como parte englobante das mensagens *Generic Substation Event* (GSE), definidas na parte 7.2 da norma, utiliza o método *multicast* dentro de uma rede LAN, num regime de publicador/subscritor, o que permite a transmissão dos dados para mais que um dispositivo físico, e apenas, para os que estão interessados em receber essa mesma mensagem, os subscritores. Se todos os IED da mesma VLAN estiverem configurados para receber a mensagem, esta é do tipo *broadcast*. Na seguinte Figura 2.3, é representada a distinção entre os dois métodos [11],[12].

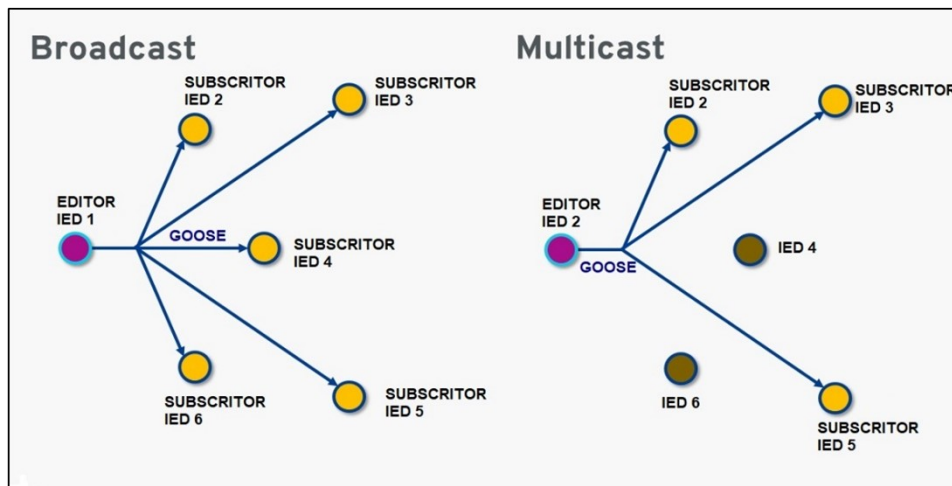


Figura 2.3: Distinção *Broadcast* e *Multicast*

- Transmissão fiável e rápida com a funcionalidade SCSM que permite a retransmissão da mensagem em curtos intervalos de tempo, garantindo a receção da mensagem, assim como contribui para uma maior velocidade de transmissão dessa mesma mensagem [11],[12].

2.1.6 *Manufacturing Message Specification* (MMS)

O mapeamento dos objetos e serviços é efetuado para o protocolo MMS, que é um protocolo de comunicação público e mais geral em comparação com o GOOSE e que utiliza o protocolo de transporte TCP/IP. O MMS assegura a comunicação entre servidores e dispositivos clientes, fornecendo um conjunto de funções que permitem ao cliente obter os modelos de dados, ler, modificar, apagar e transferir valores e/ou entradas. Embora existam outros protocolos capazes de suportar os serviços e modelos da norma IEC 61850, o MMS destaca-se pela ampla gama e flexibilidade de serviços, bem como pela capacidade de suportar nomes de objetos de difícil detecção. Deste modo, os modelos e os pontos de dados provenientes dos variados equipamentos que constituem o SAS podem ser escolhidos especificamente e, para tal, o MMS disponibiliza a comunicação espontânea de valores (*reports*) através da transmissão adaptável de eventos – por exceção, sendo que só perante uma variação significativa de valor ou uma alteração abrupta de estado, é que o evento de exceção despoleta o envio da mensagem – e a comunicação contínua e cíclica dos pontos de dados. A opção entre os dois tipos descritos, é flexível e configurável, face aos requisitos de cada aplicação sistémica [2],[10],[13].

Em forma de síntese, a Figura 2.4 representa a comparação entre alguns protocolos de comunicação associados à norma, tais como o MMS, o GOOSE e os SV:

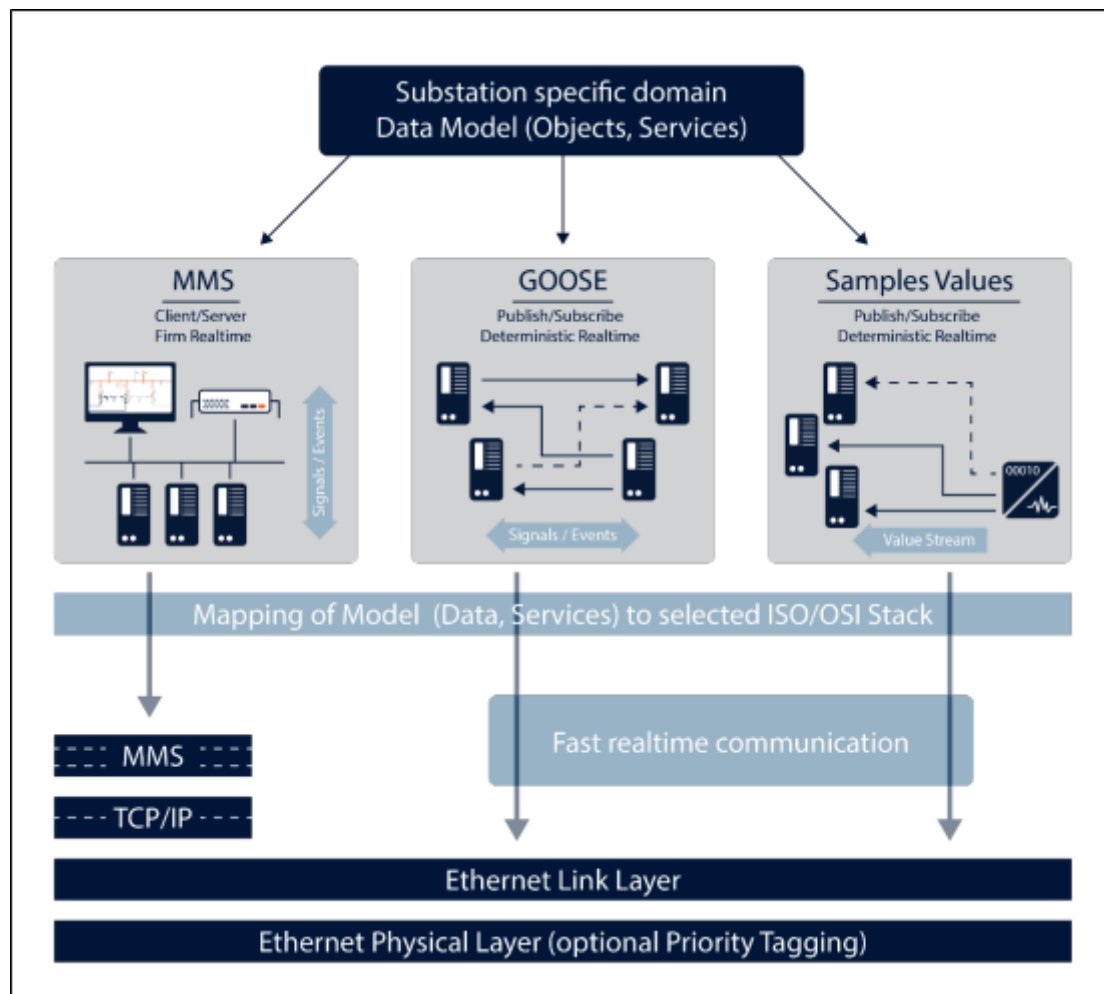


Figura 2.4: Protocolos comunicação da norma IEC 61850 [13]

2.1.7 Vantagens e Desvantagens

Em modo síntese do que foi abordado nos capítulos supracitados, vão ser destacadas as principais vantagens e desvantagens associadas à norma IEC 61850 e à sua implementação.

Sendo assim, as principais vantagens destacáveis da norma são:

- **Interoperabilidade:** O facto desta norma ter permitido a interoperabilidade entre diferentes fabricantes, ou seja, de promover a comunicação entre dispositivos independentemente da marca, modelo ou fabricante desses mesmo dispositivos, veio permitir soluções muito mais versáteis e flexíveis do SAS. Com a não necessidade de dependência de um único fabricante, a expansão destes sistemas é facilitada assim como é menos dispendiosa, além de conferir

ao sistema uma maior resiliência, nomeadamente quando os painéis de subestação de maior criticidade dispõem de relés de proteção redundantes, oriundos de diferentes fabricantes [14],[15];

- **Comunicação baseada em *Ethernet*:** Com a utilização de protocolos baseados em *Ethernet* é explorada a comunicação a alta velocidade, com altas taxas de transferência de dados, vital para sistemas onde a comunicação em tempo real é fator preponderante, tal como é um sistema de proteção de sistemas elétricos. Além de outros benefícios, contribui para a redução de cablagem e consequentemente, com impacto nos respetivos custos [14];
- **Universalização:** Previamente à norma IEC 61850 ser implementada, existiam várias normas que definiam a comunicação, sendo que cada uma era associada a produtos ou marcas. A universalização de uma norma de comunicação e o facto de ser seguida igualmente por todos, é uma das maiores valias da implementação da mesma [16].

Em oposição, existem igualmente desvantagens que devem ser elencadas, entre as quais:

- **Complexidade:** Para sistemas que não estejam prontos para a implementação da norma IEC 61850, existe uma complexidade inicial relativa à investigação, desenvolvimento e própria implementação num sistema completo já existente – de tecnologia e geração anteriores –, para além de exigir uma curva de aprendizagem lenta [15],[16];
- **Custos:** Como todos os sistemas em que pela implementação de algo, a qualidade, eficiência, fiabilidade, produção, segurança, entre outros, sofrem melhorias significativas, tal implica um custo de implementação inicial dispendioso, mas que, embora complexo, tem o potencial de poder vir a economizar tempo e recursos, cujo impacto poder-se-á fazer sentir no longo prazo [15],[16].

2.1.8 Normas Complementares

Para além da principal norma apresentada ao longo deste capítulo, existem algumas normas complementares à mesma que merecem a sua referência, de maneira a que neste subcapítulo serão brevemente descritas algumas dessas normas.

2.1.8.1 *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1588*

Os SAS, ao operarem em tempo real, requerem que haja datação dos eventos que ocorrem no sistema elétrico, nomeadamente ao nível das ocorrências, alarmes, disparos de relés, etc., que ocorram nos diferentes painéis da subestação. Na prática, essa datação é efetuada na origem, ou seja, em cada IED, sendo que cabe à unidade

central responsável pela gestão global da subestação efetuar o registo de tais eventos, numa base de dados local a essa unidade. Para que haja coerência temporal entre todos os eventos que ocorram na subestação, torna-se imperativo garantir os meios necessários para que, do ponto de vista temporal, todos os IED ou quaisquer outros componentes que participem no sistema SAS, sejam sincronizados, com uma resolução compatível com as exigências da aplicação.

Nesse sentido, a norma IEEE 1588 permite efetuar a sincronização dos relógios na medição e controlo de sistemas, e como tal é igualmente conhecida como *Precision Time Protocol* (PTP). Assim, assume-se como o protocolo utilizado para atingir uma sincronização exata numa ordem de tempo inferior ao microsegundo entre vários IED, através da *Ethernet*. O princípio do funcionamento do PTP recai sobre a utilização de dois relógios principais: *Master* e *Slave*, onde o primeiro é o responsável pela imposição da referência temporal, sendo normalmente controlado por um relógio de rádio ou um *Global Positioning System* (GPS), enquanto os segundos fazem a sincronização dos seus relógios a partir do *Master*. Com a necessidade urgente de sincronizar precisamente o timing de todos os dispositivos e demais componentes distribuídos ao longo de um sistema, como é o caso de um sistema de automação de uma subestação, de modo a maximizar de forma coordenada o respetivo desempenho, esta norma assumiu-se como uma das bases constituintes do SAS, com o objetivo de: [17],[18],[19],[20]

- Garantir a sincronização de forma precisa na gama abaixo dos microsegundos;
- Apresentar um baixo esforço administrativo, nomeadamente de configuração sistémica;
- Ter os requisitos mínimos de desempenho ao nível do processador e da largura de banda, os quais permitam a implementação em dispositivos simples, de baixo custo;
- Permitir a sincronização através de *Ethernet*, bem como através de redes com capacidade *multicast* [17],[18],[19],[20].

2.1.8.2 IEC 60870-5

A norma IEC 60870-5 define dois tipos de protocolos, em duas partes distintas da norma que merecem a sua referência, as partes: 101 e 104.

O protocolo IEC 60870-5-101 aplica-se a dispositivos e sistemas de controlo remoto com transmissão de dados para monitorização e controlo de processos distribuídos geograficamente. Assim, foi concebido com vista à transmissão de mensagens de controlo básicas entre uma estação de controlo – numa subestação, por exemplo

– e uma estação externa – num centro de despacho, por exemplo – através de canais de comunicação permanentemente ligados por meios físicos de débito reduzido, tais como linhas telefónicas ou canais de comunicação via rádio. Este protocolo define todas as funcionalidades e os objetos de dados necessários ao controlo remoto de uma área definida, podendo também ser o caso da comunicação entre uma *Remote Terminal Unit* (RTU) e os IED de uma subestação. Este protocolo, abrange em linhas gerais a comunicação com as RTU, mencionando os tipos de serviços e dados necessários aos sistemas de automação de subestações, identificando os variados modos de operação, configuração, entre outros tópicos relevantes à compatibilização dos sistemas [21],[22],[23].

O IEC 60870-5-101 é amplamente utilizado em sistemas *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), ou seja, sistemas de supervisão e aquisição de dados, por ter uma definição completa para a transmissão de dados nestes sistemas, através de protocolos, assim como todos os objetos de dados aplicativos necessários para o controlo remoto [21],[22],[23].

Inicialmente, este protocolo envolvia apenas transmissões para comunicação do tipo série e a uma reduzida taxa de transmissão. Com a evolução da tecnologia e necessidade da transmissão através de outros tipos de meios de comunicação, esta norma deu origem ao protocolo IEC 60870-5-104. Este perfil é definido na mesma norma anteriormente citada, mas numa subsecção específica – a parte quatro –, sendo então uma extensão ao perfil 101 do protocolo [21].

O IEC 60870-5-104 permite efetuar a transmissão de dados através do protocolo de transporte TCP/IP, ou seja, permite que a comunicação se concretize pela *Internet* entre diferentes sistemas ou dispositivos. Este protocolo é amplamente usado em arquiteturas SCADA, potenciando a comunicação de dados com um débito mais elevado entre um sistema principal e os sistemas secundários (RTU e IED), através da *Internet* [21],[24].

2.1.8.3 IEC 62439-3

A norma IEC 62439-3 é a terceira parte da norma IEC 62439 e define os protocolos de comunicação redundante de muito alto débito PRP e HSR. Ambos os protocolos foram elaborados a pensar na recuperação total em casos de falhas de ligação na rede de dados e, como tal, apresentam um princípio de funcionamento análogo com base na transmissão paralela e simultânea de informações duplicadas, aumentando a fiabilidade do processo de comunicação, pelo que são maioritariamente utilizados em redes de comunicação críticas que requerem uma disponibilidade e fiabilidade muito elevada e períodos de troca instantâneos ou seja, sistemas exigentes tais como os de

automação de subestações de transmissão, onde o nível de tensão é mais elevado, entre outros. Com a implementação de protocolos de redundância, são minimizados ao máximo os impactos de uma falha na rede de dados assim como se garante uma maior confiança e continuidade na operação do sistema de automação da subestação, daí a importância associada a esta norma [25],[26].

O PRP garante a redundância ao enviar os dados duplicadamente através de dois caminhos de rede distintos (em paralelo) para o recetor, através de nós duplos interligados que obedecem ao PRP. Estes são conhecidos por *Doubly Attached Node using PRP* (DANP). O recetor, posteriormente faz a comparação e apenas os dados sem erros são encaminhados para os protocolos de nível superior, sendo que o recetor descarta os dados redundantes, evitando assim a duplicação dos mesmos. Assim, mesmo em caso de falha de um dos caminhos, a transmissão é assegurada, sendo uma melhor opção para redes de grandes dimensões. Ao nível do SAS, o PRP assegura a redundância através de dispositivos LAN específicos do tipo *Switch*, sendo necessário o dobro do número destes dispositivos relativamente ao de uma solução sem PRP [25],[26].

Na Figura 2.5 é representado o funcionamento de uma rede PRP, onde é notória a tipologia em estrela, característica deste tipo de rede.

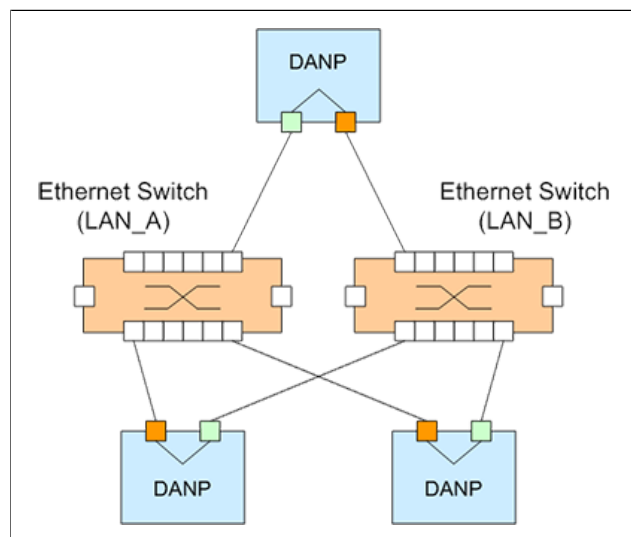


Figura 2.5: Representação funcionamento PRP [27]

Ao contrário da tipologia em estrela dupla descrita anteriormente, o HSR utiliza uma tipologia em anel, de forma a assegurar a redundância. Assim, se uma falha ocorrer na rede, é invertido o sentido da transferência inicial de dados e a comunicação é assegurada pelo outro extremo, permitindo a transmissão dos dados em dois

sentidos distintos. É uma abordagem de menor custo, mas menor fiabilidade que o PRP, pelo que é utilizada em redes de dados de menores dimensões. Para além disso, existe a possibilidade de utilização de um anel duplo conferindo mais uma camada de segurança e resiliência à transmissão. Os equipamentos periféricos, tais como portáteis, impressoras e outros não podem ser interligados diretamente a este tipo de rede de dados pelo que são geralmente utilizadas caixas de redundância, conhecidas como *RedBox*, com essa finalidade. É através dos IED – providos de duplas portas de comunicação – que, num SAS, este protocolo se certifica da existência de redundância, o que em comparação com o PRP, permite evitar os custos acrescidos que a arquitetura PRP acarreta, pelo recurso a dispositivos LAN do tipo *Switch* [25],[26].

A Figura 2.6 representa o funcionamento de uma rede HSR, onde é destacável uma tipologia em anel e a utilização de *RedBox* para interligação aos periféricos.

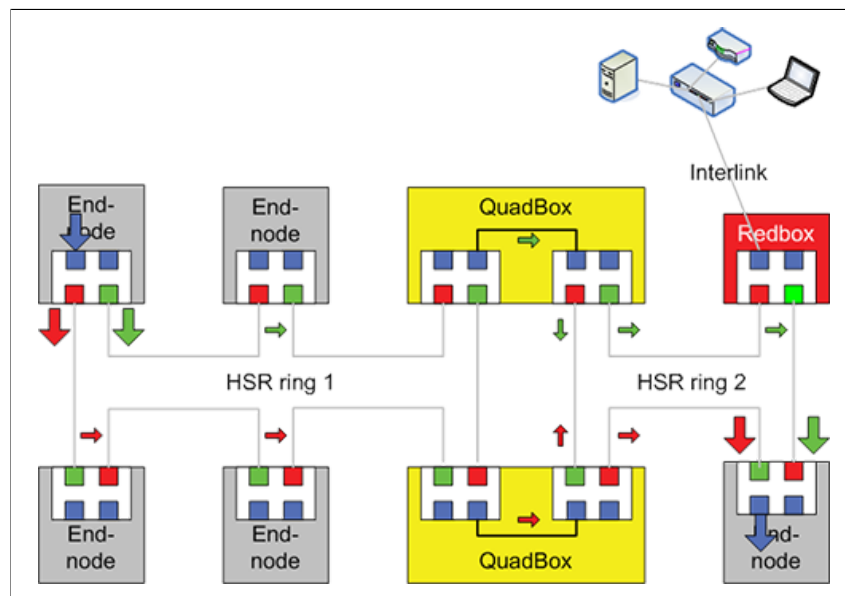


Figura 2.6: Representação funcionamento HSR [28]

2.2 Integração de Sistemas

2.2.1 Distinção comunicação vertical e horizontal

Em linhas simplistas e forma a generalizar a arquitetura de uma subestação, pressupõe-se a existência de três níveis hierárquicos interligados entre si:

- Nível 0: Nível de Processo;
- Nível 1: Nível de Painel;
- Nível 2: Nível de Estação.

No nível 0, também conhecido como nível de processo, encontram-se presentes todos os equipamentos de pátio AT/MT tais como disjuntores, seccionadores, transformadores, entre outros que interagem com o SPCC. É neste nível que se inserem as MU, que irão ser abordadas ao longo desta dissertação [3],[29].

O nível 1, também conhecido como nível de painel, é composto pelas unidades de painel, ou seja, pelos IED que fornecem todas as funções de controlo, proteção e monitorização ao nível do painel, sendo que cada IED de controlo de painel é independente dos outros [3],[29].

Por último, o nível 2, também conhecido como nível de estação, é composto pela unidade central de processamento, estando assim associado à supervisão e controlo total da subestação, através de interfaces humano-máquina (HMI), *gateways* para comunicação com o centro de comando e de uma unidade central que permita efetuar a recolha, gestão e visualização das informações obtidas nos outros níveis da subestação, provida de uma base de dados de tempo real e, quando aplicável, por uma base de dados históricos de medidas, bem como de alarmes ou de eventos [3],[29].

A interligação entre os diferentes níveis é variável conforme o nível. Assim, mais concretamente entre o nível 0 e 1, a interligação é assegurada através de ligações elétricas fio a fio para conexão entre os transdutores de sinal do pátio de linhas (sensores, transformadores de tensão ou de corrente, etc.) e os IED presentes no primeiro nível. Já a interligação dos IED para o nível superior é realizada através de uma rede local de comunicação de dados suportada fisicamente por uma rede local LAN, tipicamente por fibra ótica [3],[10].

Na Figura 2.7 são apresentados os diferentes níveis constituintes de uma subestação, assim como a interligação de comunicação realizada entre cada um dos níveis, conforme uma arquitetura sob a norma IEC 61850.

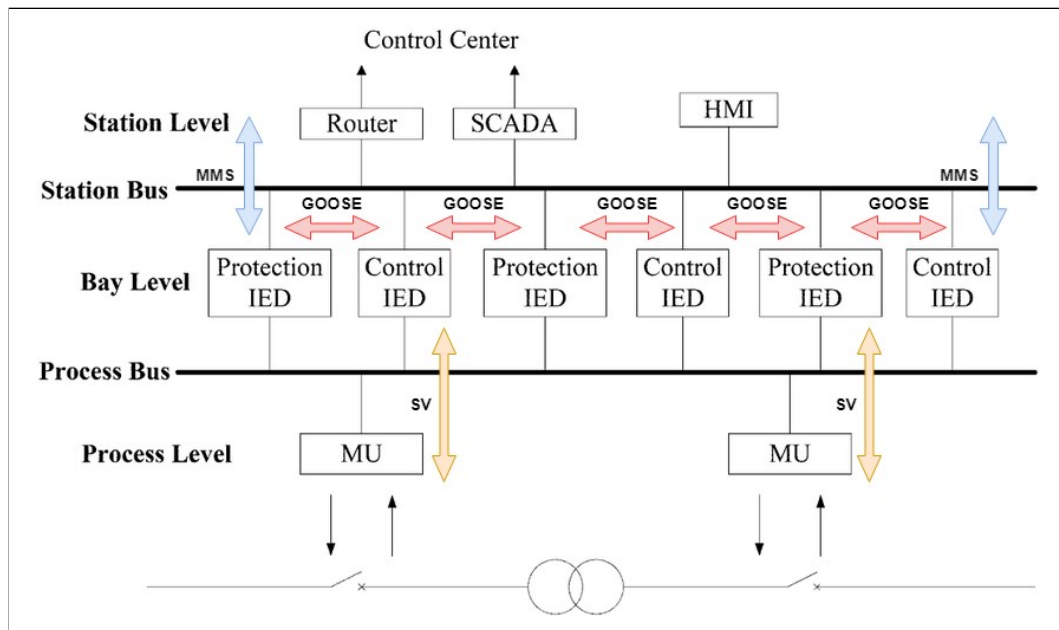


Figura 2.7: Representação dos diferentes níveis de uma subestação

Assim, com as noções básicas dos diferentes níveis hierárquicos que caracterizam uma subestação, surgiram os conceitos de comunicação horizontal e vertical. A comunicação vertical refere-se a todos os tipos de comunicação existente entre os mais variados dispositivos que intervenham em diferentes níveis, enquanto a comunicação horizontal remete para a comunicação entre os dispositivos que se encontram num mesmo nível. Exemplificando, a comunicação entre um IED e uma unidade central é uma forma de comunicação vertical, enquanto a comunicação entre um IED de controlo e um IED de proteção é um exemplo de comunicação horizontal [10].

Os protocolos de comunicação GOOSE e MMS, já mencionados ao longo do documento são protocolos específicos para cada um dos tipos de comunicação. Assim, o MMS como um protocolo interior à norma IEC 61850, é aplicado na comunicação vertical, enquanto o GOOSE, protocolo que surgiu em consequência da norma, é utilizado na comunicação horizontal. Esta distinção, é verificável na Figura 2.7 [10].

2.2.2 Modbus

O *Modbus* é um protocolo de comunicação desenvolvido em 1979 pela empresa *Modicon* inicialmente para ser utilizado nos seus autómatos e controladores lógicos programáveis - *Programmable Logic Controller* (PLC). Aos dias de hoje, é caracterizado por ser um protocolo simples e robusto, o qual se tornou o principal protocolo utilizado para a comunicação entre dispositivos industriais, amplamente recorrente

em sistemas de autómatos e de monitorização e controlo por ser de livre licenciamento, facilmente adaptável e versátil, adequado a variados meios físicos [30],[31].

Utiliza o método Cliente-Servidor (*Master-Slave*) já abordado anteriormente, onde o servidor, geralmente, um PLC, um PC industrial ou até mesmo uma RTU que comunica com um ou mais clientes, comumente equipamentos de campo. A comunicação é apenas estabelecida quando o *Master* solicitar a mesma, atuando por exemplo ao pedir aos clientes dados recolhidos e/ou a enviar sinais para serem escritos na saída de cada um dos dispositivos *Slave*. Este protocolo, permite o envio de dados referentes a entradas e saídas digitais, analógicas, numéricas e de dados discretos [30],[32].

Há 3 tipos de *Modbus* que merecem o seu destaque:

- ***Modbus American Standard Code for Information Interchange (ASCII)***: Comunicação série através do formato de dados ASCII, o qual ao utilizar estes caracteres permite uma melhor resposta a meios de transmissão mais lentos e complexos, tais como rádios, modems lentos, telefones, conexões com ruído, entre outros [31],[33];
- ***Modbus RTU***: Comunicação série através do formato de dados binário, ou seja, em menores dimensões o que permite uma maior troca de dados no mesmo espaço temporal [31],[33];
- ***Modbus TCP/IP***: É a aplicação do protocolo Modbus através da Internet e, tal como o nome indica, baseada no protocolo TCP/IP, pelo que ao invés de serem utilizados endereços físicos, estes são substituídos por IP, permitindo assim a comunicação em tempo real. Surgiu com a crescente utilização de sistemas de comunicação dependentes da Internet, pelo que foi adaptado para cumprir essas necessidades [31],[33].

2.3 Sistema de Proteção, Comando e Controlo

2.3.1 Evolução do Sistema de Automação de Subestações

Desde o início do século XX que podemos constatar uma evolução notória no sistema de proteção, comando e controlo. Desde 1900 e até à década de 1960 a função de proteção era realizada por proteções eletromagnéticas, evoluindo nas duas décadas seguintes para proteções estáticas. A década de 80 revelou-se marcante para a evolução da comunicação em subestações, com a introdução das proteções digitais e/ou numéricas e consequentemente de capacidade de telecomando, que até à data era algo não exequível. Com a introdução do telecomando, todas as informações

e dados que chegavam às subestações, como por exemplo os valores de frequência, tensão, corrente, entre outras, começaram a poder ser controlados localmente na própria subestação e enviados de forma automática para um centro de comando e controlo que permitisse efetuar a monitorização e supervisão integral da subestação, de forma remota [34].

Como referido anteriormente, durante muitos anos, o controlo elétrico das subestações foi baseado em sistemas com equipamentos elétricos e eletromecânicos, onde a maioria das funções era desempenhada à parte por subsistemas específicos. Esta opção, embora de grande fiabilidade, pois uma falha num destes subsistemas não afetava os restantes sistemas de controlo, era uma solução muito mais dispendiosa, devido aos investimentos necessários para equipar a subestação, nomeadamente em cabos e armários, entre outros. O controlo era realizado por um grande painel de controlo de mímicos, situado na principal sala de controlo e os equipamentos primários localizados em salas próprias com relés dedicados, independentes e afastados dos compartimentos de controlo. Esta opção resultava em trabalhos de engenharia mais vastos e onerosos, assim como acarretava um vasto comprimento de cabos de cobre, na ordem dos vários quilómetros [35].

Com a evolução verificada ao nível dos relés de proteção, traduzida na respetiva digitalização, deixou de ser utilizado um conjunto de múltiplos relés de função única, tendo-se passado a utilizar um sistema em que cada relé permitisse desempenhar múltiplas funções distintas e adaptáveis, em tempo real. A partir da década de 70, começou a ser explorado o potencial dos microprocessadores para serem utilizados num sistema elétrico de energia e a forma como estes contribuíam para o aumento do desempenho no controlo, proteção, monitorização (temperatura, pressão, etc. de vários elementos) e supervisão, impactando positivamente sobre todos os serviços de um SAS, resultando numa ligação entre o sistema SCADA e sistemas baseados em microprocessadores e tecnologias análogas. Já nos finais dos anos 70, foram iniciadas investigações que resultaram na comunicação de dados do tipo digital, através de cabos de fibra ótica, reconfigurando a interligação entre os relés de proteção e os dispositivos de controlo. Para além destas alterações, de forma a aumentar a fiabilidade, segurança e qualidade, o SAS começou a ser distribuído, onde todos os dispositivos e funções associadas estão incluídos e constituem um sistema único, onde a proteção e a automação estão interligadas. Desta forma surgiram sistemas SCADA mais evoluídos e eficazes para detetar falhas ou defeitos existentes na rede elétrica. Muitas destas alterações e aumento da qualidade associada a um sistema de automação foram devidas à utilização dos microprocessadores, que não só reduziram a intervenção humana de programação dos mesmos para atuarem sob

circunstâncias pré-definidas, como aumentaram a velocidade de operação e reduziram os danos associados [3],[34].

Toda esta evolução vivida, contribuiu para a automatização dos sistemas associados a uma subestação, sendo que os próprios dispositivos de proteção são dotados da capacidade de repor o serviço de um sistema quando ocorrem falhas.

2.3.2 Subestações-Tipo de Distribuição

As subestações de distribuição são instalações compostas por diversos equipamentos elétricos de alta e média tensão associados entre eles. Tipicamente, estas subestações são AT/MT ou MT/MT, onde os níveis de alta tensão são fixados usualmente nos 60 kV e a média tensão variável entre os 40, 15 e 10 kV, distribuindo nestes níveis de tensão a energia elétrica para os mais variados consumidores a jusante [36].

Em 2014, foi elaborada uma memória descritiva pela, à data, EDP Distribuição (agora denominada E-REDES), em que foi definido um projeto-tipo de subestações de tipo exterior de distribuição e estabelecidas as características técnicas e configurações a ser respeitadas, de forma a garantir a segurança geral humana e material, facilitar a manutenção e padronizar estas conceções nas suas diferentes áreas (Projeto, Construção Civil, Equipamentos e SPCC Numérico). Além destes tópicos, o conjunto de requisitos definidos contribuiu para aumentar a continuidade e qualidade de serviço, bem como para ser uma solução ajustável a diferentes exigências da rede [10],[34],[36].

Na Figura 2.8, é apresentado o esquema de uma subestação-tipo de distribuição e os equipamentos elétricos a ela associados.

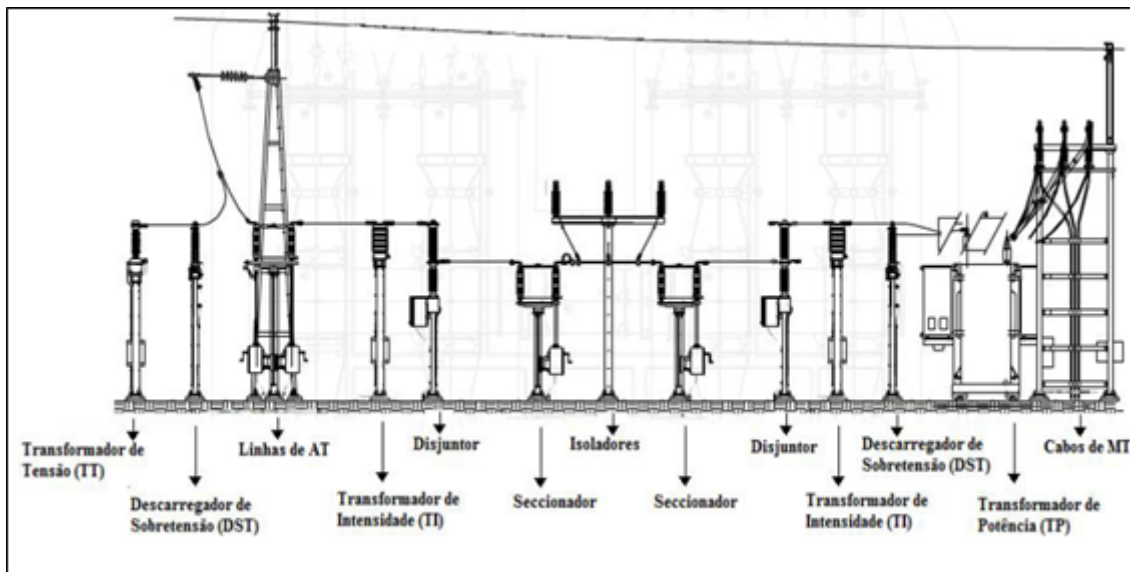


Figura 2.8: Esquema de uma subestação-tipo de distribuição [36]

Os equipamentos elétricos presentes numa subestação de distribuição, têm funcionalidades diversificadas, mais concretamente, os disjuntores e os seccionadores assumem-se como aparelhos de manobra, os transformadores de corrente, tensão e de potência são aparelhos de transformação e transdução, e, por último, os isoladores e descarregadores de sobretensão, são aparelhos de proteção contra as sobretensões ao diminuir, rapidamente, a resistência [36],[37].

As linhas de alta tensão são linhas condutoras que concebem um circuito elétrico, fazendo a conexão entre instalações AT, tais como subestações ou Postos de Seccionamento. Já os cabos de MT, são preponderantes pois fazem a interligação entre o secundário do transformador de potência e o barramento MT que alimentará as celas [37].

2.3.3 Funções de Proteção e de Automatismo

As unidades de painel que constituem o SPCC, são compostas por um conjunto de funções de proteção e de automação, que numa simbiose são vitais para assegurar o bom funcionamento e a proteção dos equipamentos primários. Assim, cada uma das funções de proteção tem um código *American National Standards Institute* (ANSI) associado e desempenha uma função específica. Explorando mais profundamente algumas das principais funções de proteção, destacam-se:

- **Proteção de distância [21]:** A função de proteção de distância é uma das principais funções das linhas de AT, graças ao seu modo de funcionamento tempo-distância. Este método consiste na avaliação constante da corrente e da tensão e, desta forma, obtêm-se o valor da impedância em cada instante o

que no caso de uma redução significativa, ao nível da proteção se traduz na distância do local com defeito. Este funcionamento possibilita uma rápida e seletiva detecção de defeitos entre fases e fase-terra [10],[34],[38].

- **Proteção diferencial [87]:** A função de proteção diferencial assume-se como a principal proteção das linhas aéreas de AT e de cabos subterrâneos. Através da utilização de dois Transformador de intensidade/corrente (TI) situados em cada extremidade da linha, o *modus operandi* deste tipo de proteção – tal como o nome indica – é baseado na diferença entre o somatório das correntes que entram na linha e as que saem. Em funcionamento normal, o somatório de todas as correntes deve ser nulo, ou seja, a corrente que entra deve ser igual à que sai. Quando tal não acontece, conclui-se que existe um defeito na linha pelo que é acionado o disjuntor e desligado o troço dessa linha. A proteção diferencial utilizada numa extremidade da linha deve ser da mesma marca, modelo e fabricante da utilizada na outra extremidade [10],[34],[38].
- **Proteção diferencial de Transformador [87T]:** É a proteção predominante em transformadores de potência AT/MT, na medida em que visa reduzir ao mínimo possível as consequências associadas a avarias e defeitos neste tipo de equipamentos. A forma de atuação é semelhante à anteriormente descrita. Assim, são colocados dois TI, um no lado AT do transformador e outro no lado MT, que fazem a comparação vetorial da corrente nos dois lados. A menos das perdas, a potência que entra num lado tem de ser igual à que sai, no outro. Nesse sentido, a proteção terá de lidar com a razão de transformação do transformador para efetuar os cálculos das correntes. Se houver um desvio significativo, então tal significará que o transformador está com algum defeito grave [10],[34],[38].
- **Proteção diferencial de Barras [87]:** Proteção utilizada nos barramentos AT, em que através dos TI instalados nos painéis AT interligados ao barramento em questão é realizada a análise a qualquer defeito que possa existir, sendo que é capaz de fazer a detecção e eliminar prontamente, num tempo total de operação inferior a 20ms. Para além dos TI existentes em cada acesso ao barramento, existe um TI no outro extremo, para medição da corrente à saída do barramento, efetuando a comparação entre ambas as correntes. Caso as correntes de entrada e de saída estejam equilibradas, não se verifica corrente diferencial pelo que o funcionamento está em condições normais sem anomalias [10],[34],[38].
- **Proteção de Mínimo Tensão [27]:** Esta função deverá ser trifásica e ligada a cada barramento AT (painel barras) e MT (chegada do painel), devendo

despoletar a função de automatismo de “deslastre de carga por falta de tensão/reposição por regresso de tensão”. Existem dois níveis, um dedicado à normalização da tensão e outro ao deslastre [10],[34],[38].

- **Proteção de Máxima Intensidade de Fase [50]:** Esta proteção é trifásica, com dois níveis de deteção ($I >$ e $I \gg$) e funcionamento por tempo independente, com opção de atuação instantânea e temporizada. É aplicada aos barramentos MT protegendo contra os defeitos fase-fase. Além disso, desempenha igualmente a função de reserva às funções dos painéis MT [10],[34],[38].
- **Proteção de Máxima Intensidade Homopolar [50N]:** Tem como princípio de funcionamento a deteção de defeitos fase-terra poucos resistivos, contando para tal com pelo menos dois níveis de deteção ($I_o >$ e $I_o \gg$) com funcionamento por tempo independente ou inverso, sensível ao fluxo de energia num sentido único conforme o ângulo de fase entre a corrente e a tensão [10],[34],[38].
- **Proteção Falha Disjuntor [50BF]:** Esta proteção, tal como o nome indica, é acionada quando existe uma falha no disjuntor. Assim, sempre que é dada a ordem de atuação ao disjuntor por uma função de proteção alternativa ou até mesmo por uma proteção própria e este não atuar, a proteção de falha de disjuntor funciona como um *backup* à falha inicial e após um tempo configurável, entre 100 a 500ms, emite a ordem de atuação ao disjuntor indicando que este é disparado por falha do mesmo [10],[34],[38].

As funções de automatismo têm como propósito a eliminação de certos defeitos e de assegurar excelentes níveis de qualidade de serviço. Algumas das funções de automatismo destacáveis, são:

- **Comutação Automática de Disjuntores BT:** Através desta função é realizada uma escolha automática do Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) que melhor se adequa para assegurar a alimentação do barramento de corrente alternada nas subestações AT/MT. Esta comutação automática do estado dos disjuntores (aberto ou fechado) é feita através de inversores [36],[39].
- **Religação rápida e/ou lenta de disjuntores:** Sobre os painéis de linha AT e/ou MT, esta função de automatismo tem com vista a eliminação automática de defeitos não permanentes (fugitivos e semipermanentes), garantindo a reposição sem intervenção humana. Caso o defeito persista após várias tentativas de religações, o disjuntor dispara definitivamente, sendo, nesse caso, necessária a intervenção humana para recolocação em serviço. A religação é considerada rápida quando o tempo de isolamento não supera os 400ms e lenta quando esse tempo varia entre o intervalo de tempo [5-120]s [36],[34],[40].

- **Pesquisa de Terras Resistentes:** Atua em conjunto com a função anteriormente abordada de religação nos barramentos MT, de modo a identificar defeitos à terra que não foram detetados pelas proteções. Esta falta de detecção ocorre por falta de sensibilidade das proteções, uma vez que estas “terras resistentes” são caracterizadas por uma elevada resistência e consequente corrente de defeito de valor residual pelo que pode não ser detetada pelas proteções das linhas MT. A detecção destes defeitos resistentes é realizada, então, através de proteções de reatância de neutro que, quando fazem essas detecções retiram de serviço os painéis de linha ou barramento MT associados a esse defeito, mantendo os outros em serviço [36],[34],[41].
- **Deslastre por falta de tensão/reposição por regresso de tensão:** Aplicado aos painéis de barramento MT e AT, esta função de automatismo destaca-se por, após um deslastre de cargas, impedir a realimentação repentina da totalidade das linhas de um barramento, garantindo uma alimentação gradual e sequencial em sintonia com a reposição dos valores admissíveis de tensão e corrente, de modo a reduzir a sobreintensidade de ligação e as perturbações relacionadas [36],[34],[42].
- **Deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência:** É uma função preventiva, que pretende impedir qualquer consequência proveniente da diminuição da frequência abaixo de valores normalizados devido à ocorrência de problemas na rede de produção e transporte que resultam na rotura do equilíbrio produção/consumo. Quando a frequência volta aos valores habituais e admissíveis, os painéis são religados por ordem de desencravamento do centro de condução [36],[34],[43].
- **Regulação de tensão:** De forma a estabilizar e manter constantes os valores da tensão num barramento MT quando existem variações dos valores de tensão primária e das quedas de tensão em carga nos transformadores, existe esta função que faz uma comparação constante a estes valores e assegura que estes se mantêm dentro de intervalos pré-definidos [36],[34],[44].
- **Comando Horário de Baterias de Condensadores:** Uma vez que os valores de energia reativa não são constantes ao longo de um dia ou de uma semana, esta função é responsável pela abertura ou fecho dos disjuntores dos painéis da bateria de condensadores MT, de modo a compensar essas oscilações da energia reativa. Neste funcionamento de comando horário, a bateria de condensadores é ligada/desligada consoante as horas do dia (horas de ponta de energia ou hora do pico de energia), o dia da semana (dias úteis ou fim-de-semana/feriados) e o escalão, de modo a funcionarem apenas quando se verificam maiores encargos de energia reativa, reduzindo os mesmos e evitando

perdas e quedas de tensão na rede, melhorando, deste modo, o fator de potência das cargas [36],[34],[45].

2.3.4 Equipamentos e dispositivos utilizados

2.3.4.1 Unidade Central (UC)/Posto de Comando Local (PCL)

A UC, fazendo jus ao nome, é o “coração” de um SPCC que, através de um computador industrial, faz a interligação com todos os IED e com o Centro de Comando (CC) recorrendo aos protocolos já mencionados ao longo deste documento, permitindo a execução das variadas funções fulcrais ao comando e controlo da subestação, seja de forma remota ou local. É nesta unidade que é efetuada a supervisão e comando local, a recolha e tratamento de dados, bem como o registo cronológico de eventos, posteriormente enviado via *Ethernet* para o PCL. São enviados em tempo real arquivos, gráficos da HMI e os eventos de osciloperturbografia do SPCC, obtidos diretamente dos IED, pela lógica *Event Triggered*. Além disso, é responsável pela ligação ao Centro de Comando, tendo de ser sincronizada através de um protocolo de comunicação próprio, ou então, o mais usual, através de um relógio GPS [36],[46].

Já o PCL, é um computador industrial capaz de comandar localmente e verificar os estados de funcionamento dos equipamentos presentes na subestação. Está encarregue do arquivo dos registos do SPCC, das funções de visualização e interface operacional com o utilizador relacionado com o nível de cada painel. Igualmente, é possível parametrizar e configurar os IED e analisar os registos de eventos [36],[46].

2.3.4.2 *Intelligent Electronic Device* (IED)

Os dispositivos eletrónicos inteligentes, também conhecidos como IED, são dispositivos multifuncionais que aliam as funções de proteção anteriormente faladas a funções complementares de registo, controlo, monitorização e aquisição de dados (sinalizações e medidas). Através de *hardware* próprio compostos por cartas eletrónicas de entradas e saídas, é feita a aquisição de dados e informações ao nível do processo, solicitada a atuação das diversas funções inerentes ao IED em questão e realizado o comando dos órgãos de manobra de cada painel, localmente ou através do SCADA, o que permite a interligação com outros IED e/ou o envio de dados para uma unidade central. A base desta troca de informações é a rede de comunicação local, o que atualmente é efetuado segundo a norma IEC 61850.

Nestes dispositivos é feita a visualização, adição e subtração dos parâmetros associadas às funções de proteção e automatismo, assim como a recolha e observação dos registos dos acontecimentos e derivados da osciloperturbografia.

Dependentemente da configuração, das funções de automatismos e de proteção associadas a cada IED, existem variados tipos de dispositivos inteligentes, tanto de controle como de proteção, merecedores de destaque:

- **Diferencial de Linha** - Uma proteção diferencial de linha é utilizada na proteção de linhas de Muito Alta Tensão (MAT), AT, aéreas ou subterrâneas associadas a redes de transmissão e sub-transmissão. Conforme as funções supracitadas e existentes, esta unidade executa o algoritmo de função diferencial, podendo apresentar como reserva e em caso de falha, tanto a proteção de distância como a de máxima intensidade de fase [47].
- **Diferencial de Distância** - Assim como a diferencial de linha, este IED é adequado para ser utilizado em linhas aéreas e subterrâneas de redes de transmissão e sub-transmissão. É baseada no desempenho da função de distância, combinando com proteção direcional de terras, precavendo a existência de falhas de terras com valores reduzidos e imperceptíveis com baixa sensibilidade. Por vezes é combinada a existência da diferencial de linha e de distância, aumentando assim a fiabilidade da proteção da linha [48].
- **Diferencial de Barramento** - Esta unidade atua como protetor de barramentos para todos os níveis de tensão, desde a MAT até à MT. Esta proteção pode ser centralizada num só IED, ou distribuída pelos barramentos existentes numa subestação para os quais estes são projetados [49].
- **Diferencial de Transformador** - Utilizada para proteção de transformadores de dois ou três enrolamentos, autotransformadores, reatores, etc. Para além da função principal, é normalmente acompanhada por funções secundárias de corrente máxima de fase, de terras e de sequência negativa [50].
- **Sobrecorrente** - São relés de proteção multifuncionais que permitem a proteção dos mais variados sistemas AT/MT, tais como linhas, saídas, baterias, transformadores geradores bem como proteção de reserva ou auxiliar aos relés de proteção anteriormente abordados. Opcionalmente, esses relés podem ser complementados com a função de regulação de tensão [51].
- **Controle de Baía** - Ao contrário dos outros IED apresentados, esta é uma unidade de controle e aquisição de dados, responsável pelo controle, medida e supervisão local de forma manual, automática ou remota. É composta por funções de supervisão, controle, automação, alarme e medida, sendo por estas razões ideal para serem integradas em SPCC, no nível de estação e nos painéis cujo controle seja requerido [52].

Todos os IED descritos, assim como outros existentes, permitem a comunicação entre eles, assim como a comunicação horizontal *up* (para um nível superior de subestação) e *down* (para um nível inferior). Estes, são configuráveis e adaptáveis a diferentes requisitos de I/O, fontes de energia, protocolos e interfaces de comunicação, entre outros, pelo que em função das circunstâncias requeridas pelo cliente para implementação do sistema, estas unidades podem diferir ligeiramente no seu modo de atuação, mantendo como base os princípios de funcionamento pré-citados.

2.3.4.3 *Merging Units* (MU)

As MU são dispositivos de aquisição de dados essenciais para a implementação do novo paradigma da Subestação Digital. As MU são dispositivos com a capacidade de fazer a recolha, sincronização e digitalização dos dados e informações provenientes dos equipamentos primários e fazer a conexão lógica entre diferentes IED da subestação e o nível de processo da subestação. Assim, este dispositivo faz a interligação entre a vertente analógica e digital de uma subestação, sendo que faz essa comunicação segundo a norma IEC 61850 de forma a transmitir as informações adquiridas para os diferentes IED através do barramento de processo. A partilha de dados analógicos cuja digitalização resulta em valores amostrados – *sampled values* – é efetuada segundo a norma IEC 61850-9-2 [53],[54].

Estas unidades são responsáveis pela interface com o nível de processo (equipamento primário) fazendo a aquisição analógica de informação dos Transformador de tensão (TT) e dos TI que depois transmitem as medidas através de *Sample Values* em formato digital e em tempo real, conforme é demonstrado na Figura 2.9, que representa o diagrama de uma subestação digital segundo a norma IEC 61850 e onde é perceptível o posicionamento de uma MU nestas subestações. Além disso, fazem também a interface com os dispositivos de manobra, tais como os disjuntores, sendo esta aquisição feita de forma digital, e transmitida igualmente em amostras de valores -SV- para as proteções. Por último, recebem das proteções ordens e comandos (abrir, fechar, entre outros) para atuarem sobre os disjuntores via comunicação GOOSE [53],[54].

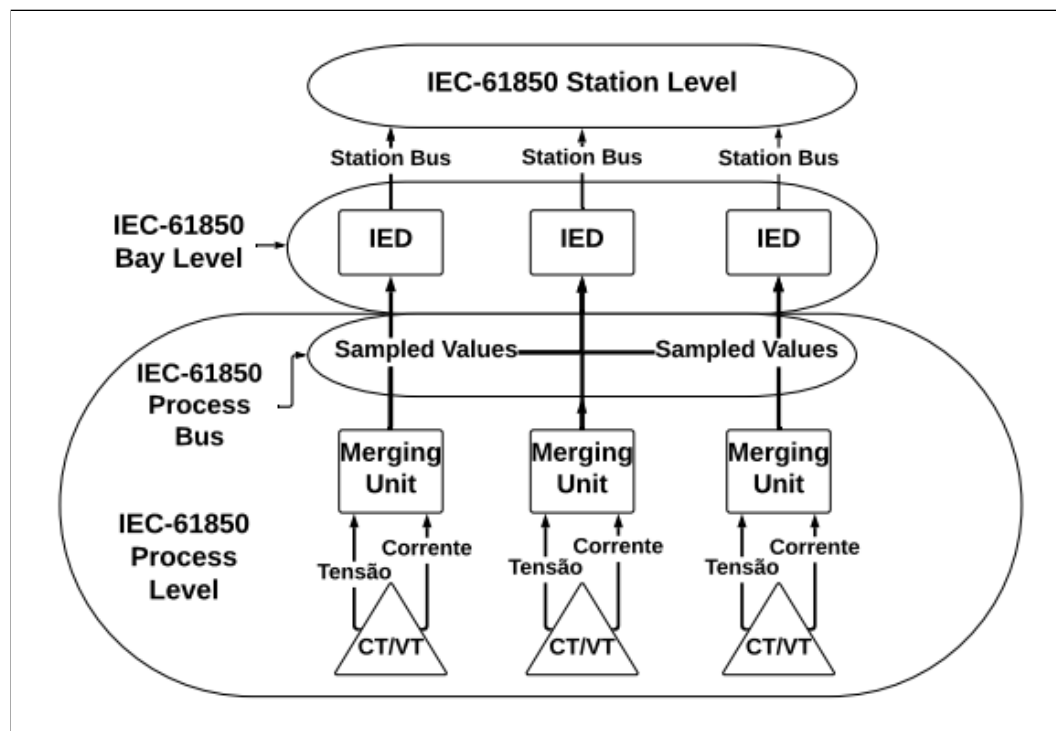


Figura 2.9: Diagrama de uma Subestação Digital com a presença de MU [54]

Através da parte 7.2 da norma IEC 81650, como já explorado ao longo do documento, é definido um conceito vital para o bom funcionamento das MU, os *Sampled Values*. A MU da Efacec, a MCU 500 é apresentada na Figura 2.10.



Figura 2.10: Merging Unit da marca Efacec (MCU 500) [55]

2.3.5 Equipamentos de medida

No contexto de um SPCC, os medidores são fundamentais para a recolha e medição de uma série de dados elétricos associados a estes tipos de sistemas, necessários

para a proteção, monitorização e controlo, resultando numa maior segurança e fiabilidade da subestação.

Os medidores mais comuns são os de:

- Corrente
- Tensão
- Frequência
- Energia
- Potência ativa, aparente e reativa
- Fator de Potência

Atualmente, já existem equipamentos que reúnem a recolha de todas estas informações num dispositivo único, ou seja, apenas num dispositivo medidor é possível efetuar a recolha, medição e registo de todas estas grandezas elétricas, essenciais para o controlo e vigilância do estado de funcionamento da subestação. A Figura 2.11, é um exemplar de um desses medidores, o ION 8650 da *Schneider*.



Figura 2.11: Medidor da marca Schneider (ION 8650) [56]

Para além destes medidores resultantes da recente evolução tecnológica, os transformadores de medida são equipamentos com a finalidade de medir grandezas elétricas, a fim de ser possível monitorizar cargas e de controlar os níveis de tensão e

de corrente de um sistema. Existem dois transformadores de medida: os transformadores de tensão (TT) e os transformadores de intensidade (TI).

Os TT e os TI têm um princípio de funcionamento similar, sendo cada um deles projetado para reduzir os valores primários de tensão e corrente, respetivamente, para valores que ofereçam segurança e que permitam efetuar a medição e proteção do sistema. Por esta razão, estes equipamentos são fulcrais para a correta medição, estando associados a outros aparelhos de medição ou aos IED, que por sua vez, recebem e transmitem dados indispensáveis ao bom funcionamento de um SPCC [10],[36].

Capítulo 3

Subestação Convencional AT/MT *versus* Subestação Digital Centralizada AT/MT - Casos de Estudo

3.1 Comparação das Soluções

3.1.1 Subestação Convencional

O SPCC de uma subestação convencional é realizado através de IED colocados em armários próprios para a realização da proteção e controlo dos mais variados constituintes da subestação (linhas, transformadores, barramentos, entre outros). Esta proteção pode ser redundante, ou seja, haver dois IED a executarem as mesmas funções de proteção e automatismos no mesmo local, aumento assim a fiabilidade do sistema pois caso ocorra uma avaria num dos dispositivos, a proteção é garantida pelo segundo dispositivo. Os armários ficam situados no nível de painel, e é diretamente nestes dispositivos que são recolhidas as medições efetuadas nos TT e TI situados junto aos equipamentos de pátio. A distância entre o pátio e o nível de painel é considerável e essa recolha é assegurada por cabos de cobre (a fio).

Os IED atuam sobre os equipamentos de manobra quando necessário e são responsáveis por comunicar com o nível de estação, sendo essa comunicação majoritariamente realizada por fibra ótica. Neste nível encontram-se os dispositivos que permitem efetuar o controle e supervisão do estado de toda a subestação. Considera-se ainda o centro de despacho nacional, que garante uma gestão permanente sobre o equilíbrio de produção e consumo elétrico. Para tal, as unidades centrais dos SPCC de todas as subestações comunicam com o centro de despacho.

Aos dias de hoje este, este é um dos tipos de sistemas mais utilizados a nível global. Embora se viva uma transição para uma era ainda mais digital, existe alguma desconfiança generalizada dos operadores de rede que pretendem ainda manter-se fiéis a arquiteturas de SPCC convencionais e a um sistema já amplamente conhecidas, do que optar por um sistema homólogo puramente digital.

A representação da arquitetura para uma subestação convencional consta na Figura 3.1, onde são observáveis os cabos de cobre provenientes dos equipamentos de pátio até ao nível de painel e todas as comunicações, equipamentos e níveis associados a este tipo de sistema.

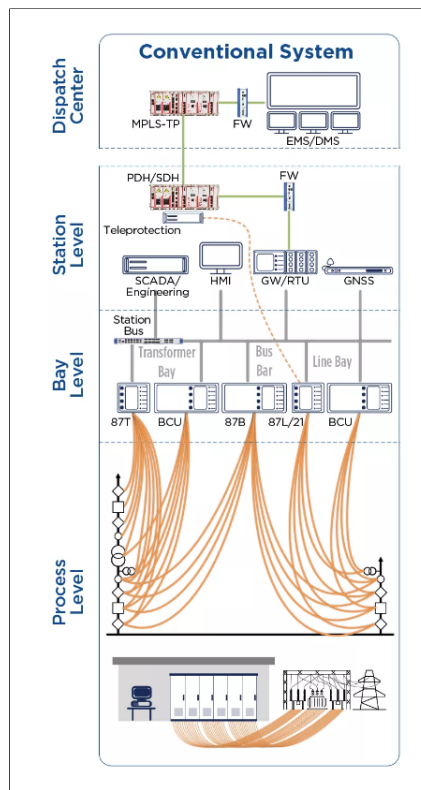


Figura 3.1: Arquitetura geral de uma Subestação Convencional [57]

3.1.2 Subestação Digital

O conceito de subestação digital surgiu então como uma inversão da ortodoxia na medida em que foi pensado e posteriormente desenvolvido um sistema caracterizado pela digitalização em tempo real dos dados obtidos diretamente a partir do estado dos equipamentos e das medidas de TI e TT, através da inclusão de MU colocadas no pátio da subestação, reduzindo assim a necessidade de cobre, as quais processam digitalmente esses dados e os enviam por fibra ótica para os IED, cujo envio inclui *sampled values*. Assim, este conceito é possível através da tecnologia das MU, do *Process bus* e da norma IEC 61850-9-2, abordados no estado da arte deste documento.

Em comparação com uma subestação convencional, uma subestação digital tem as MU no pátio a recolher diretamente informação dos respectivos TT e TI e é só destes equipamentos até as TI que a recolha é feita por cobre. Toda a comunicação vertical e horizontal, a partir daí, é realizada por fibra-ótica através da norma IEC 61850 e, em particular, através da norma IEC 61850-9-2 para a comunicação de valores amostrados, designados em inglês por *sampled values* (SV). Não sendo totalmente independente de cobre, numa subestação digital, este é reduzido em cerca de 80%. Para este tipo de subestação ser exequível, os IED devem suportar a subscrição de SV e ser capazes de comunicar segundo a rede de comunicação de *process bus*.

Essa mesma diferença na utilização de cobre é constatada na Figura 3.2, em que é perceptível que com a utilização das MU perto dos equipamentos primários, a maioria das comunicações passam a ser realizadas por fibra-ótica em comparação com o sistema anterior.

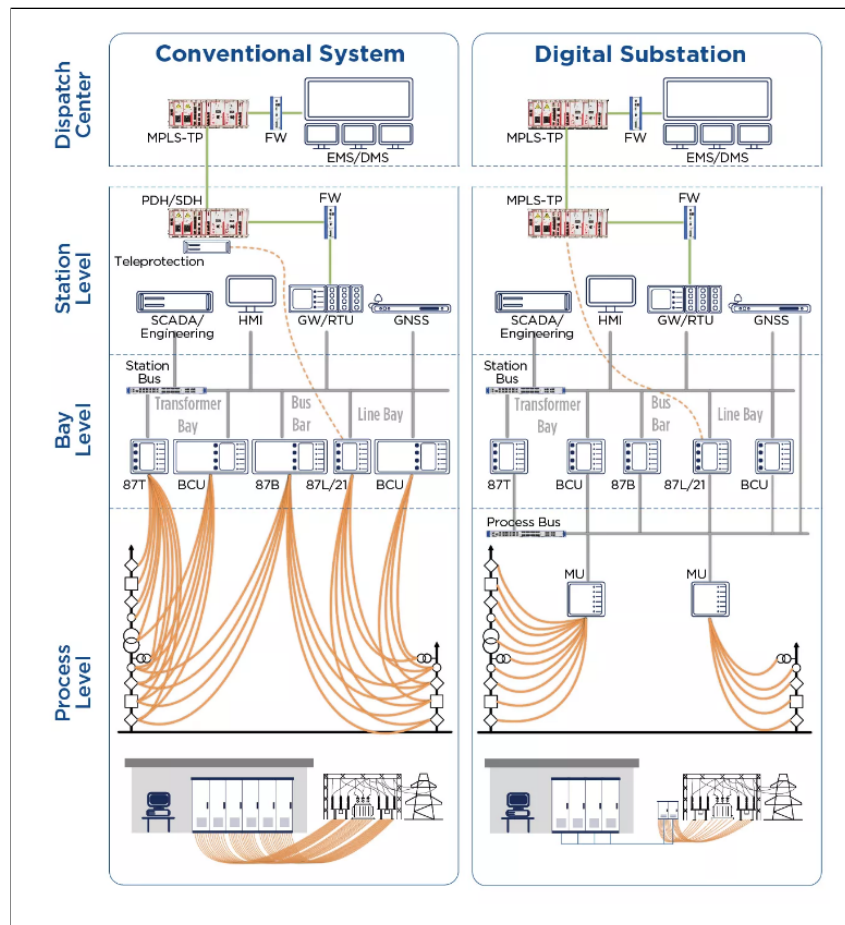


Figura 3.2: Arquitetura geral de uma Subestação Digital em comparação com a Convencional [57]

3.1.3 Subestação Digital Centralizada

A crescente necessidade de atingir a neutralidade carbónica a uma escala global em vários setores, resulta na motivação de uma transição energética mais acelerada e que leve à integração de recursos *Distributed Energy Resources* (DER), o que se traduz em critérios de maior racionalização relativamente a investimentos em recursos energéticos renováveis ou com menor pegada carbónica. Estas alterações aliadas aos avanços computacionais, tecnológicos e de comunicação promoveram o desenvolvimento e a modernização da forma como é realizada a proteção, o comando e o controlo de subestações, surgindo, desta forma, um conceito revolucionário em comparação com um SPCC convencional, traduzido numa subestação cujo sistema é realizado de forma centralizada e baseado em *Software* (SW), ou seja, de forma digital [58].

Esta arquitetura teve como base o trabalho desenvolvido ao abrigo do projeto SCALE, que tem como principal objetivo o desenvolvimento, teste e aplicação de

uma inovadora solução centralizada completamente digital de proteção, automação e controlo, suportada num *hardware* genérico e em soluções virtualizadas [58].

A nova proposta arquitetónica surge, então, como uma alternativa disruptiva no paradigma da proteção e controlo com a utilização de uma solução do tipo *Centralised Protection and Control* (CPC) e um *software* que integra funções de proteção e controlo para a automação da subestação. O sistema CPC, em combinação com as MU, constitui a base desta solução, em conformidade com a norma IEC 61850. A centralização permite o acesso a uma grande quantidade de dados e medições e o facto da proteção e o controlo serem baseados em SW centralizado, prevêm uma redução da complexidade das infraestruturas e da engenharia associada, reduzindo assim os custos operacionais de implementação de subestações, aliada a uma maior flexibilidade em responder às mais variadas redes de distribuição, cada vez mais complexas [58].

Esta solução é equivalente à solução digital distribuída, na medida em que são necessárias as MU para adquirirem as informações provenientes do nível do processo - ao nível do pátio -, e a fim de posteriormente serem enviadas para o servidor principal da subestação onde é feita a virtualização dos IED e das respetivas funções de proteção e de automatismo. O servidor CPC representa, então, a unidade principal de proteção e de automatismo, onde estarão englobadas todas as funções dos IED físicos tipicamente presentes nas soluções distribuídas, com a particularidade de, no caso da arquitetura centralizada, estes IED serem virtuais [58].

Com a introdução de uma solução digital centralizada surge um novo conceito, o dos *Virtual IED* (vIED), uma aplicação de *software* capaz de realizar todas as funcionalidades dos IED físicos, atualmente utilizados, executada por *hardware* e *software* parcial ou totalmente virtualizado. Em comparação com os IED físicos, os tempos de disparo dos vIED são comparáveis ou até mesmo melhores nos mesmo segmentos e estão em conformidade com os modelos e serviços descritos na norma IEC 61850 (SV Sub, GOOSE pub/sub, MMS *server*, entre outros). De forma geral, os vIED tem acesso tanto à rede de *Process bus* como à de *Station bus* [58].

De forma que as informações SV e GOOSE sejam transmitidas das MU para a unidade principal CPC e que as decisões tomadas nesta unidade sejam enviadas de volta para a MU, foi definido um módulo de comunicação que suporta redes redundantes de *Ethernet* (PRP e HSR definidos na norma IEC 62439-3) [58].

Um CPC é capaz de executar uma grande quantidade de vIED ao mesmo tempo, sendo que esta quantidade depende de alguns fatores tais como o tipo de servidor a

ser utilizado, a otimização do SW e o tipo de aplicação final em que tais vIED vão ser utilizados. A operação de cada um destes é independente no seu funcionamento e na sua configuração, não afetando o restante sistema (CPC e outros vIED), ou seja, embora os vIED estejam todos aglomerados no mesmo *hardware*, estes atuam de forma autónoma, pelo que, exemplificando, se um for reiniciado, os outros mantêm o seu estado inalterado e em funcionamento. É garantida uma configuração equivalente para os IED físicos e virtuais através da adaptação de ferramentas de engenharia. Desta forma um utilizador que vá configurar um vIED consegue fazê-lo da mesma forma que faria a configurar um IED físico [58],[53].

De uma forma simplificada, é apresentada a arquitetura de uma solução digital centralizada, com enfoque no servidor CPC e nos seus módulos constituintes, tal como o módulo de comunicação e o de vIED, na Figura 3.3.

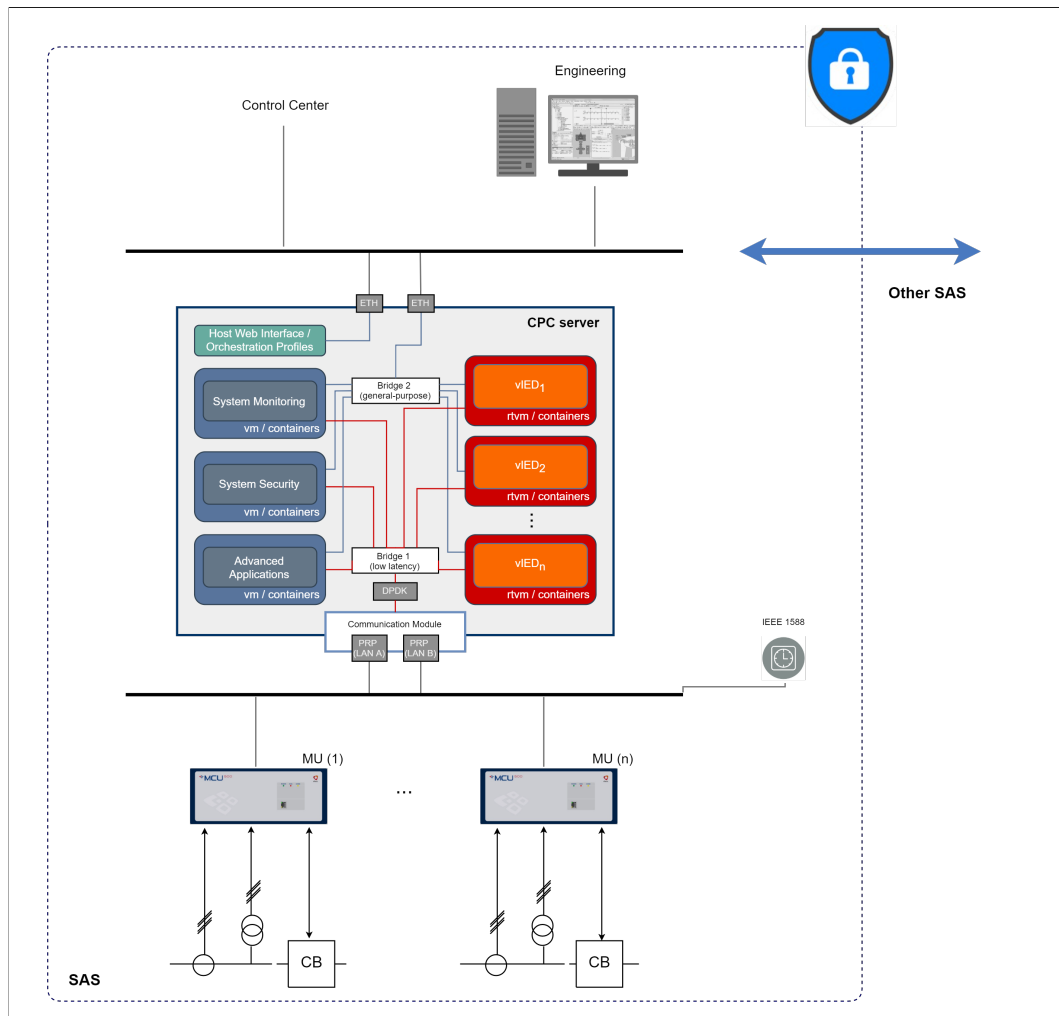


Figura 3.3: Arquitetura do projeto SCALE com destaque para a constituição de um CPC

A arquitetura do CPC considera a comunicação com os equipamentos de MT (aparelhagem, sensores, medidores, etc..) e ao CPC através da norma IEC 61850, garantido desta forma também a respetiva interoperabilidade. Para o CPC ser uma solução viável é imperativo que os requisitos técnicos de um IED físico, tais como a alta disponibilidade, o determinismo e a resposta em tempo-real, devem ser também garantidos pelo CPC. Além disso, a solução deve poder ser escalável pois a sua viabilidade económica, como irá ser analisado no Capítulo 4, depende do número de vIED que podem ser englobados num único CPC [58].

São considerados três tipos distintos de arquiteturas para esta solução: simples, redundante e híbrida. Todas consideram a existência do nível de estação composto pelo posto de engenharia, servidores de estação e outros dispositivos de comunicação, em semelhança aos da subestação convencional e, bem como as MU do nível de processo - colocadas no pátio dos equipamentos primários -, à semelhança de uma subestação digital distribuída. A diferença ocorre no nível 1 - nível de painel - da subestação, onde se considera apenas a existência do CPC, que engloba todas as funções de proteção, automatismo e comunicação vertical e horizontal necessária para o bom funcionamento do SPCC [58].

Tendo isto em conta, a solução simples considera apenas um CPC a receber os dados provenientes das MU, enquanto a solução redundante prevê a existência de duas unidades CPC a funcionar em paralelo e em regime *hot-standby*, o que aumenta a disponibilidade do sistema e previne contra eventuais falhas que possam ocorrer. Tem como desvantagem o facto de ser uma solução mais dispendiosa, pela duplicação do número de CPC a utilizar [58].

Por último, a solução híbrida tem como objetivo aumentar essa mesma disponibilidade, evitando a existência de mais CPC do que os necessários. Isto poderá ocorrer de duas formas distintas. Primeiramente, com o paralelismo do CPC com IED físicos convencionais, que garantam desta forma a redundância, ou seja, uma mescla entre a solução convencional e a digital centralizada [58].

A segunda opção recai numa aplicação mais promissora que permitiria manter a solução completamente digital através da redundância das funções de proteção mais críticas para o SPCC. Estas funções de proteção seriam desempenhadas não só pelo CPC, mas também por MU que executem as funções requeridas (como por exemplo, diferencial de linha e/ou transformador) e que permita a operação do SPCC mesmo que o sistema de comunicação falhe. Esta segunda opção, iria aumentar o custo das MU. Na Figura 3.4, é apresentada a arquitetura para uma solução digital centralizada simples [58].

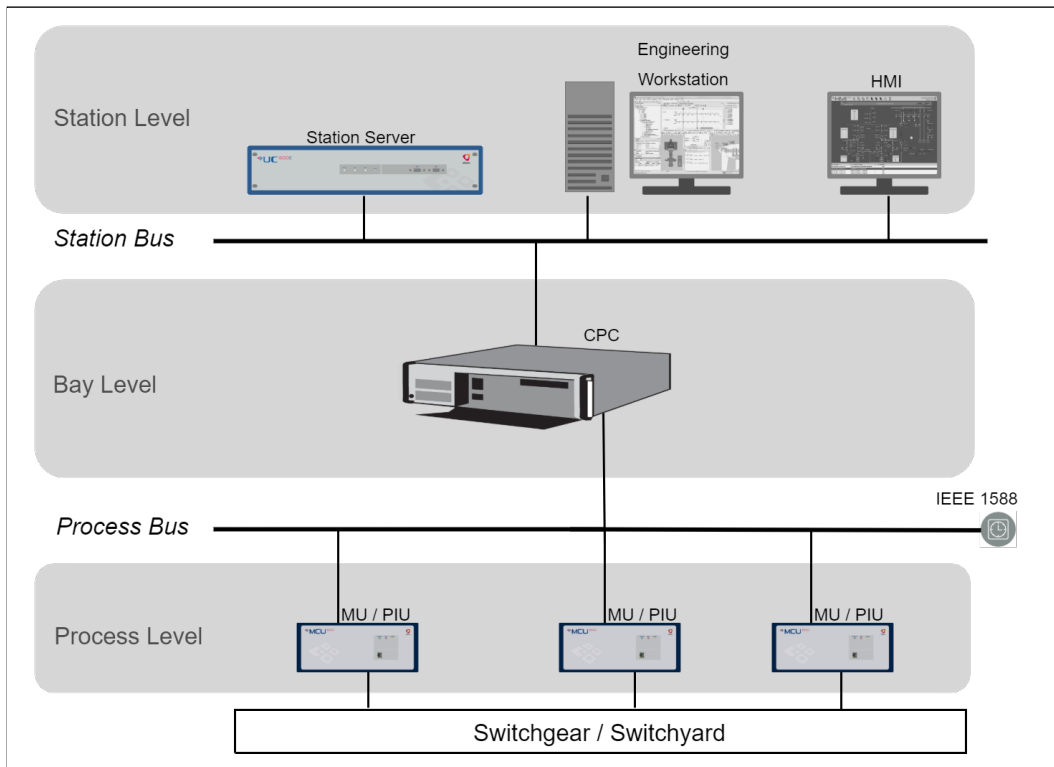


Figura 3.4: Arquitetura de uma solução Digital Centralizada com CPC simples [58]

Esta, assume-se então como uma solução para o SAS completamente digital, reduzindo substancialmente a necessidade de cabos de cobre para a respectiva finalidade. O ambiente virtualizado é capaz de executar os vIED em tempo real, sendo realizados neste sistema a monitorização e diagnóstico requeridos. Por sua vez, as MU fornecem os dados sobre o nível de processo.

Na Figura 3.5, é efetuada uma comparação das três soluções descritas (subestação convencional, digital distribuída e digital centralizada) a todos os níveis constituintes da subestação, sendo que a principal diferença entre as abordagens convencional e digital é o recurso massivo a fibra através, da norma IEC 61850, para reportar dados de campo (medidas diretas através dos respectivos valores amostrados, bem como sinalizações) e não por cobre. Da solução digital distribuída para a centralizada, tal como a nomenclatura indica, as funções de proteção e controlo são realizadas de forma distinta. Enquanto na solução digital distribuída, são instalados vários IED físicos de proteção e controlo, distribuídos por armários próprios para essa finalidade, na solução digital centralizada, todas as funções de proteção e controlo são feitas de forma virtual num único servidor, o CPC representando este o cerne de todo o SPCC de uma subestação deste tipo.

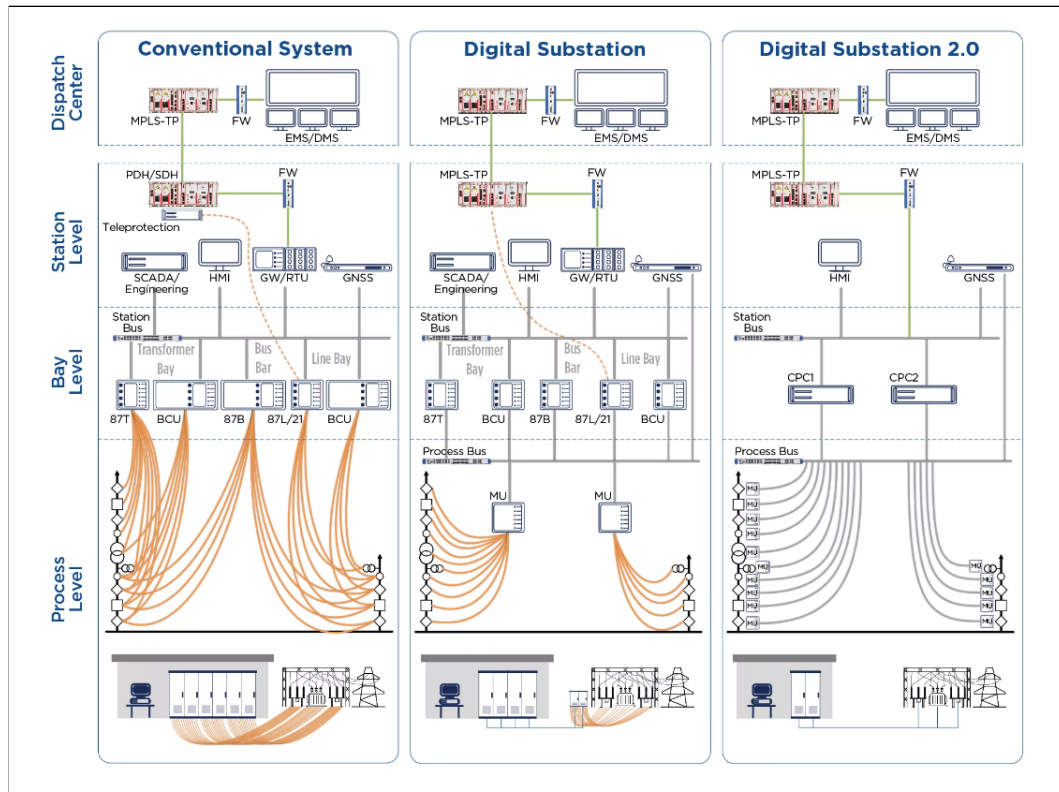


Figura 3.5: Arquitetura geral de uma Subestação Digital Centralizada em comparação com as restantes soluções [57]

3.2 Casos de Estudo

Usualmente uma subestação AT/MT é constituída por dois ou três níveis de tensão, aglomerando por algumas linhas de entrada de AT, um ou dois transformadores AT/MT e as respetivas saídas do transformador, as linhas MT. Adicionalmente podem existir equipamentos, como *buscoupler*, *busbar*, reatores, baterias de condensadores, entre outros. O objetivo deste capítulo, é através de casos distintos de subestações AT/MT, fazer a sua comparação arquitetónica dependendo da solução adotada: convencional ou digital centralizada.

De forma a ser possível realizar essa comparação da subestação convencional com a subestação digital do tipo centralizada, é necessária a definição de diferentes casos de estudo que permitam uma análise e através das suas diferenças e semelhanças, tirar ilações e conclusões acerca das diferentes implementações a nível económico e técnico. Como tal, foram definidos três casos de estudo diferentes, que irão ser descritos nos seguintes subtópicos.

3.2.1 Caso de Estudo 1 - Subestação Tipo DSO Sul de África

O primeiro cenário a ser analisado será uma subestação tipicamente utilizada nas subestação de distribuição elétrica em países do Sul de África. Assim descrevendo uma subestação típica para no domínio das DSO em países sul africanos, esta é composta por duas linhas de alta tensão, dois transformadores AT/MT e uma barra.

Na Figura 3.6 está representado o unifilar associado a uma dessas subestações tipo descritas acima, mais propriamente uma subestação 60/30 kV. Podem ser observadas duas linhas de 60kV, dois transformadores 60/30 kV, um inter-barras do mesmo nível de tensão do transformador e 10x celas de MT de 30kV.

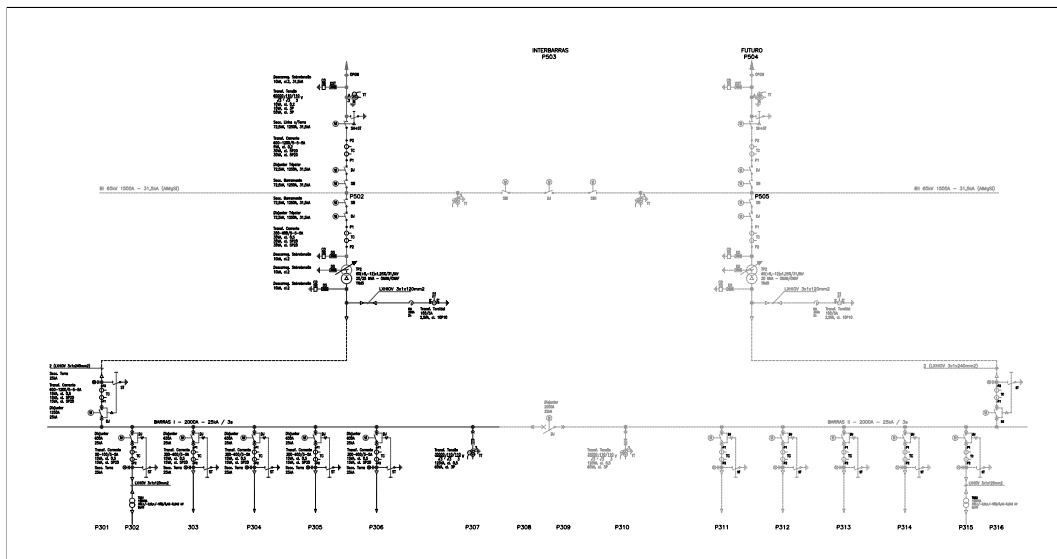


Figura 3.6: Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países do Sul de África

3.2.2 Caso de Estudo 2 - Subestação Tipo DSO Norte de África

Em semelhança com o caso de estudo anterior, irá ser utilizada como base para este estudo uma solução muito usual nas subestações de distribuição mas no Norte de África, igualmente composta por duas linhas de 60 kV e dois transformadores 60/15 kV. Esta solução difere da anterior pelo facto de nestes países em específico, ser requerida uma quantidade de proteções superiores por painel ainda que o número de painéis seja exatamente o mesmo. Esta nuance permitirá analisar o impacto que o número de proteções considerado numa solução tem para ambos os casos. O diagrama unifilar da subestação tipo na distribuição de países norte africanos, é apresentado na Figura 3.7.

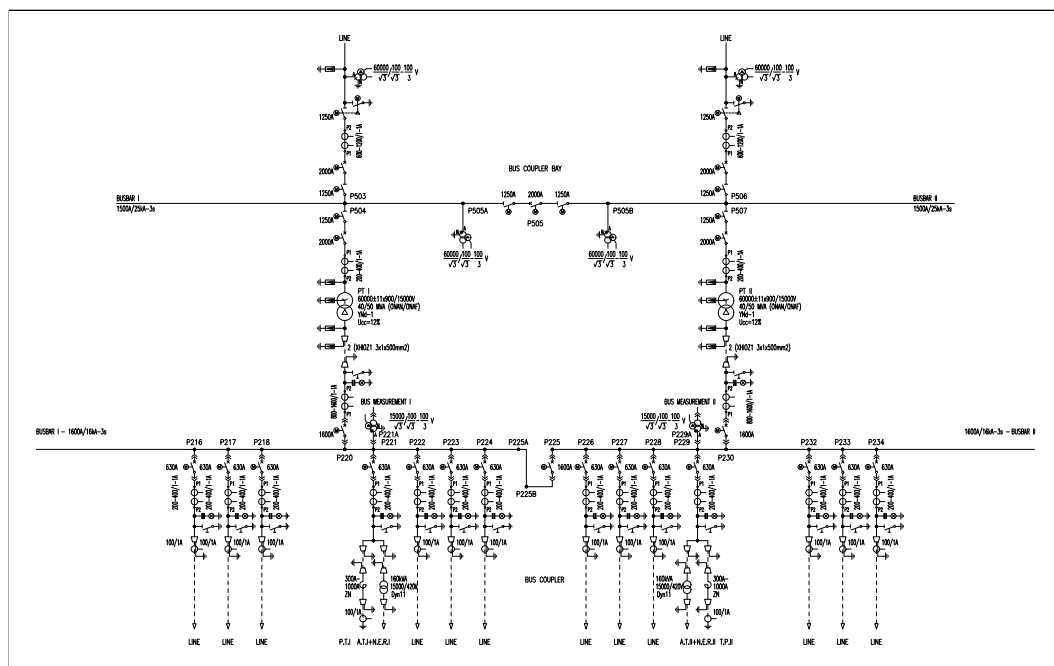


Figura 3.7: Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países do Norte de África

3.2.3 Caso de Estudo 3 - Subestação Tipo DSO Ibérico

Para o terceiro caso de estudo, foi escolhida a subestação enquadrada na distribuição elétrica da península ibérica, sendo uma subestação em funcionamento de forma convencional e sob a qual foi desenvolvida e projetada uma solução digital distribuída a ser implementada em paralelo com o sistema convencional. Assim, o objetivo desta análise recai na migração da solução atualmente implementada e em funcionamento, para uma solução digital centralizada, a fim de ser possível fazer a comparação a nível de desempenho e de investimento.

O diagrama unifilar da subestação 60/15 kV tipificada para a distribuição elétrica em países ibéricos, é apresentado na Figura 3.8, onde é perceptível a existência de duas linhas de 60 kV, dois transformadores 60/15 kV, duas barras e as respectivas 12 celas de saídas de 15 kV.

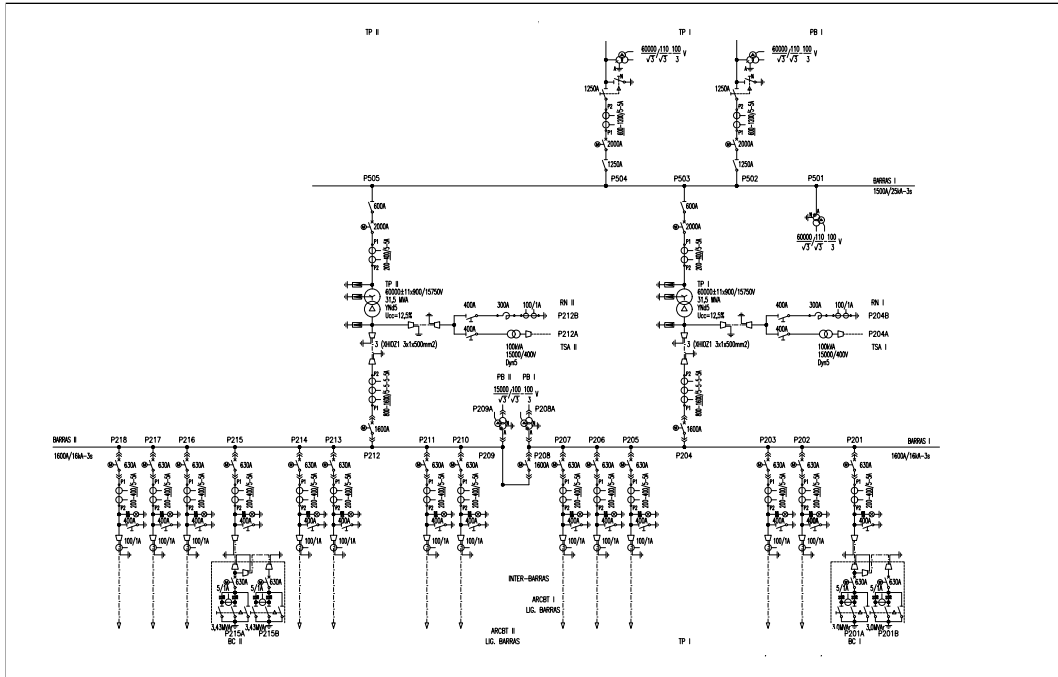


Figura 3.8: Diagrama Unifilar de uma Subestação tipificada em países Ibéricos

3.3 Comparação das Arquiteturas

Para os casos de estudo já apresentados no capítulo anterior, será agora descrita a arquitetura de duas soluções distintas (solução convencional e solução digital centralizada) para realizar o sistema de proteção, comando e controle da subestação em questão.

Para todos os casos a serem apresentados, a solução aplicada será redundante através de PRP, ou seja, uma tipologia em estrela como já abordado no estado da arte desta dissertação. O sincronismo horário projetado para todos os casos de estudo foi o PTP de alta precisão, garantindo que todos os dispositivos constituintes da subestação operam exatamente com a mesma base de tempo.

Com o objetivo de se dispor de uma melhor percepção dos diferentes níveis presentes em cada solução foram definidas cores de fundo que representam cada um dos níveis. Mais concretamente, os elementos integrantes do nível de estação estarão associados a uma cor de fundo cinzenta, o nível de painel a uma cor de fundo azul e, por último, para o nível de processo a cor identificativa de fundo será a vermelha.

3.3.1 Caso de Estudo 1

3.3.1.1 Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional

Esta subestação, tal como apresentado na Figura 3.6, é composta por:

- 2x painéis de linha 60 kV
- 2x transformadores 60/30 kV
- 1x barra AT 60 kV
- 1x barras MT 30 kV
- 10x celas MT

Assim, seguindo a filosofia normalmente adotada para uma subestação convencional, a mesma será composta por um armário de controlo, um armário de comunicações, dois armários de proteção de linha, dois armários de proteção de transformador, um armário de proteção de barras 60 kV e por dez proteções de cela de MT. Dependendo do número de *switches* LAN utilizados, a existência do armário de comunicações pode ser substituída pela utilização desses equipamentos de comunicação no armário de controlo, ou mesmo nos armários de proteção. A existência de um armário tem de ser avaliada financeiramente, pois embora permita a redução de *switches* numa instalação, tem o custo extra do armário, pelo que para um número reduzido destes dispositivos, seria preferível estes estarem instalados no armário central de controlo. Abaixo, na Figura 3.9, está representada a arquitetura completa para o SPCC deste caso prático, sendo que para maior detalhe sobre a mesma deverá ser consultado o Anexo A.

Ventilação e Ar Condicionado (AVAC), entre outros.

O diálogo entre a Unidade Central (UC 500E) e os restantes equipamentos da subestação será suportado por uma rede local de comunicações em fibra ótica usando o protocolo IEC 61850. A comunicação com o centro remoto será feita através do protocolo IEC 60870-5-104. Os *switches* fornecido com o armário para suportar esta rede de comunicações poderão ser de diferentes fabricantes (*Moxa*, *Ruggedcom* ou fabricantes equivalentes). Para tal, é previsto então um armário dedicado à comunicação, sendo que o número de portas de comunicação de fibra-óptica (FX) e portas de comunicação de cobre (TX) varia conforme os dispositivos que fazem parte do SPCC da subestação. Os IED são conectados através de portas FX, sendo que os periféricos e outros dispositivos constituintes do armário de controlo são conectados através de portas TX.

Exemplificando, para este exemplo e pela visualização da Figura 3.9 para os IED podemos contabilizar:

- 2x IED de Unidade Central a funcionar como *gateways*
- 1x IED de Controlo de Serviços Auxiliares
- 2x IED Diferencias de Linha em cada armário, existindo dois armários de linha, contabilizando um total de 4x IED Diferenciais de Linha
- 2x IED Diferencias de Transformador em cada armário, existindo dois armários de linha, contabilizando um total de 4x IED Diferenciais de Transformador
- 1x IED de proteção de inter-barras 60 kV
- 10x IED de proteção das celas de MT

Somando todos estes dispositivos eletrónicos inteligentes considerados nesta solução obtemos 22 unidades no total. No entanto como se trata de uma solução com redundância PRP, tal como já explicado no Estado da Arte, o número considerado tem de ser o dobro (44), assim como são necessárias duas portas dedicadas à entrada de cada uma das redes redundantes (A e B) pelo que serão necessárias 46 portas do tipo FX para esta solução.

Para as portas de cobre RJ-45 são contabilizados os outros dispositivos constituintes do armário central de controlo. Descrevendo os mesmos:

- 1x monitor para o HMI
- 1x Teclado + Rato

- 1x KVM *Switch*
- 1x GPS + Antena

Assim, acrescentando às 46 portas FX necessárias, são igualmente requeridas, no mínimo, 4 portas TX. Considerando algumas reservas para expansões futuras possíveis, uma boa solução para este caso seria a utilização de dois *Switches*, com 24 portas FX e 4 portas TX, cada um.

Na Figura 3.10 é apresentado, mais detalhadamente, o armário de comunicações (à esquerda) e o armário central (à direita).

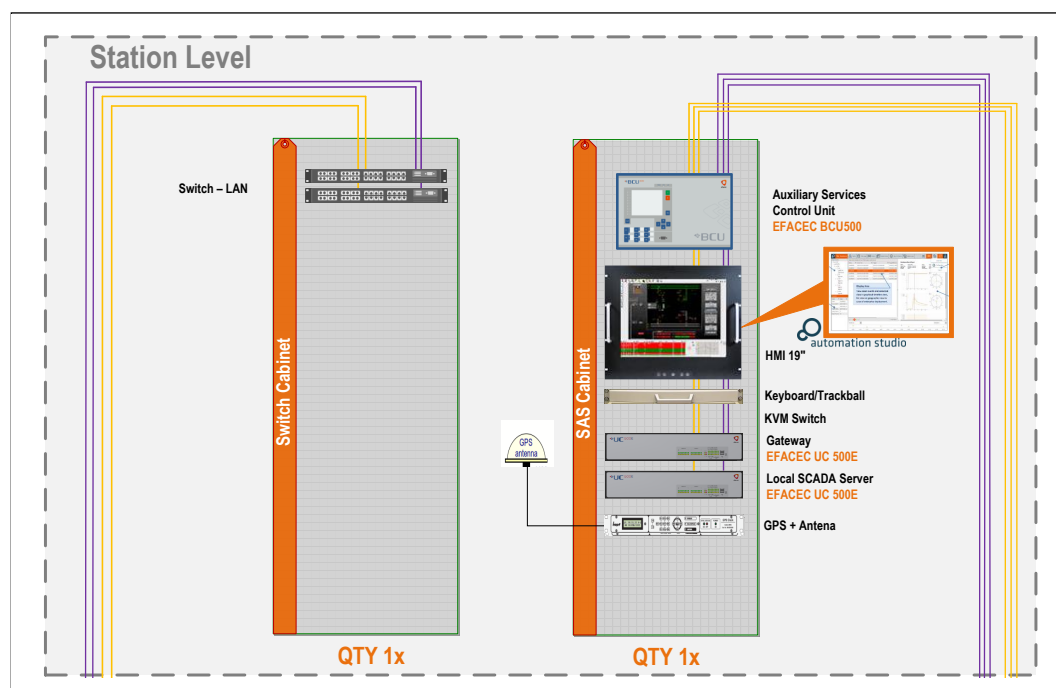


Figura 3.10: Composição do armário de comunicações e do armário central da solução convencional - Caso de Estudo 1

Quanto às funções de proteção, existirão dois armários de linha distintos, sendo cada um deles projetado para a proteção de cada uma das linhas existentes. Estes armários são compostos por duas unidades de proteção diferencial de linha, uma principal e outra de *backup*, uma vez que o sistema a ser considerado é do tipo redundante. Além destas unidades, a pedido de certos clientes podem também ser consideradas proteções de distância de linha em conjunto com as diferenciais, o que garante uma maior fiabilidade ao sistema, no entanto neste exemplo as mesmas não foram consideradas. As unidades diferenciais de linha têm a capacidade de realizar a função de distância, aglomerando num único equipamento as duas principais funções

de proteção associadas às linhas.

A proteção de transformador, será realizada de forma semelhante, mas com dois IED de proteção diferencial de transformador por cada um dos dois armários, numa configuração redundante - ou de *backup* - para recuperação de eventuais falhas.

No seguimento dos dois parágrafos anteriores, os armários de proteção e controlo de linha (à esquerda) e de transformador (à direita), são representados na Figura 3.11.

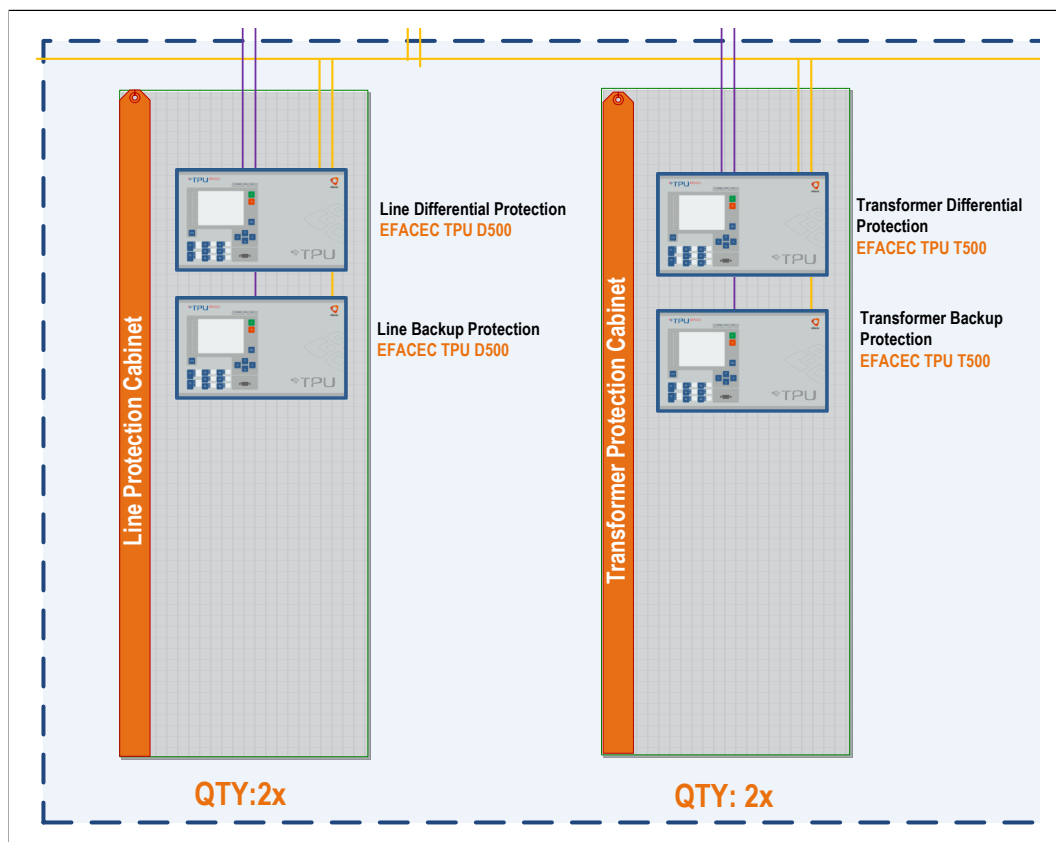


Figura 3.11: Composição do armário de proteção de linha e de transformador da solução Convencional - Caso de Estudo 1

Para a barra de 60 kV está previsto um painel inter-barras com a utilização de uma proteção multifunções que permita a leitura da tensão no barramento. Este dispositivo não é obrigatório, sendo muitas vezes não utilizado. No entanto, é um requisito destes países sul africanos ter uma unidade independente para recolher a informação da tensão do barramento em tempo real. Usualmente, para o barramento são utilizadas proteções de *busbar* e/ou de *buscoupler*, sendo que estas podem ser do tipo centralizado, onde a globalidade dos fios de cobre dos TI, disjuntores e circuitos de disparo estão conectados a um painel central onde o dispositivo de

proteção de barramento está instalado, ou distribuído com uma proteção de painel em cada painel, sendo que cada uma das unidades de painel faz a interligação com a unidade central, completando assim a proteção descentralizada de barramento. A barra de 30 kV, por ser de um nível de tensão inferior (média tensão) não requer a utilização desta proteção, pelo que não foi considerado nenhum dispositivo em específico para esta.

Por último, para a proteção das celas MT, é considerada um dispositivo que faça essa mesma proteção por cada uma das celas existentes, perfazendo neste caso um total de 10 dispositivos de proteção instalados nas celas MT. Estes dispositivos são utilizados para a deteção e isolamento rápido de falhas de curto-circuito e sobrecorrente, de forma a minimizar interrupções de fornecimento de energia e danos nos equipamentos primários.

Estes armários, quer o de proteção de barras, quer o de proteção das celas de MT, são demonstrados na Figura 3.12.

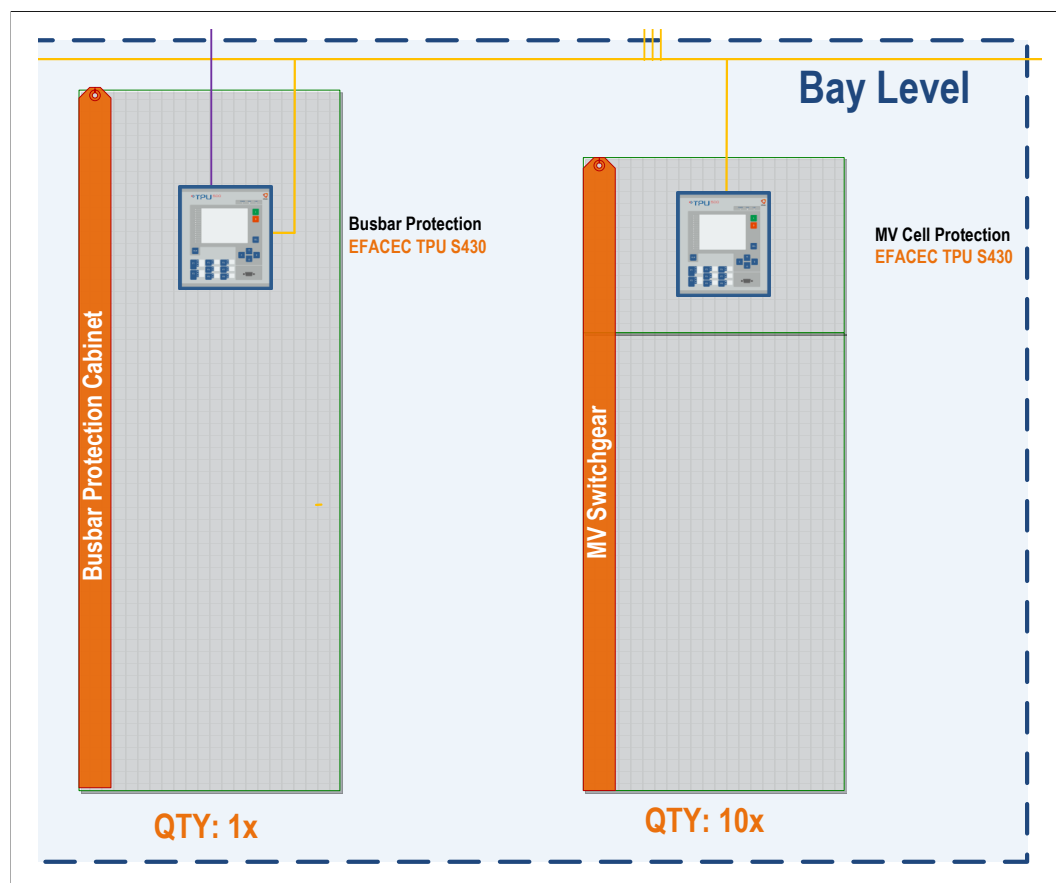


Figura 3.12: Composição do armário de proteção de barras e de celas MT da solução convencional - Caso de Estudo 1

3.3.1.2 Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada

Aplicando o caso prático em questão para uma subestação digital centralizada, a arquitetura para esta solução, à semelhança das arquiteturas apresentadas até agora, conta com um nível de estação composto pelo posto de engenharia, onde é efetuado o controlo do estado de toda a subestação, assim como é feita a aquisição dos sinais proveniente dos serviços auxiliares e pelos armários de comunicação que garantem a comunicação para o resto da subestação. Por outro lado, todos os armários considerados na solução convencional para proteção e controlo de linha, transformador, barras, entre outros, são substituídos por um servidor centralizado, vulgo CPC, no qual são executadas as funções dos IED virtuais. Além disso, é considerado o nível de processo onde estarão colocadas as MU no pátio para fazer a recolha de informação e enviá-la para o CPC.

A Figura 3.13 representa graficamente a solução projetada para o SPCC de uma subestação tipo na distribuição no SUL de África, composta pelo CPC, unidade fulcral para a centralização das funções de proteção. Para maior detalhe sobre a arquitetura, consultar o Anexo B.

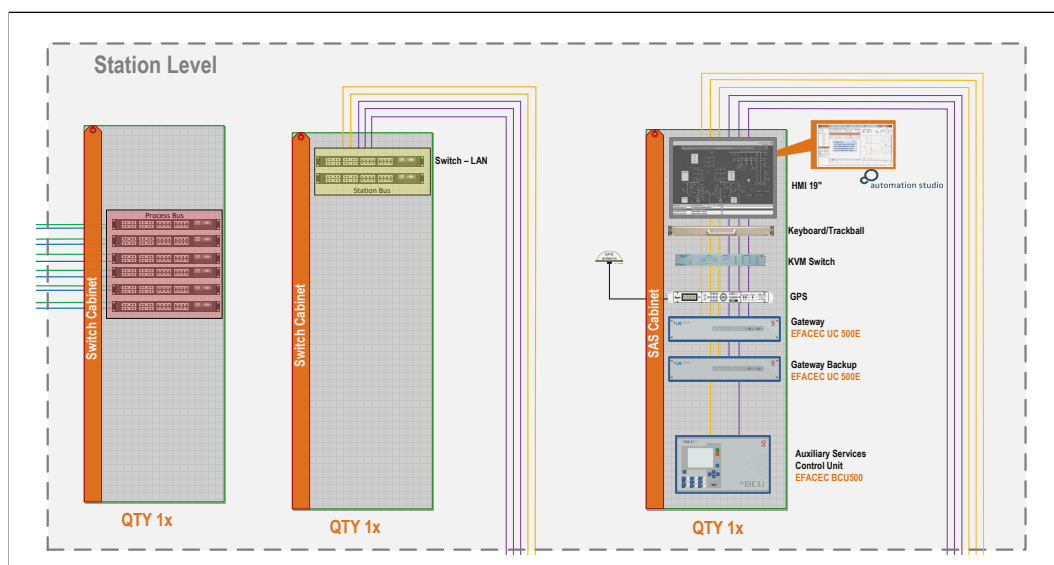


Figura 3.14: Composição do armário de comunicações e armário central para a solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1

A proteção e o controle de toda a subestação é garantido pelo CPC. Este CPC contém todos os IED considerados na solução convencional, mas de forma virtual e para isso então são consideradas diferentes módulos de vIED que constituem a solução. Como já foi abordado ao longo deste documento um CPC pode conter vários vIED a serem executados simultaneamente. No entanto, para este efeito será considerado um valor máximo de 28x vIED por cada unidade, em linha com a especificação atual do servidor CPC.

Além disso, das três opções apresentadas no capítulo 3.1.3 para a arquitetura de um CPC (simples, redundante e híbrida), para o efeito deste caso de estudo foi eleita a opção de redundância, por ser a solução mais equilibrada técnica e comercialmente. Por um lado, a arquitetura simples está demasiado exposta a uma potencial avaria que comprometa todo o funcionamento do SPCC. Por outro lado, a solução híbrida que combina a solução digital com a solução convencional, apenas faria sentido em casos onde esse sistema convencional já tivesse instalado e se quisesse em paralelo fazer um teste à solução centralizada, pois em contrário iria contra todo o conceito de ausência de cobre e todos os fundamentos inerentes à conceção de um sistema com uma solução digital. Por último, a solução híbrida com as funções de proteção mais fulcrais a serem desempenhadas também nas MU iria aumentar o custo destas, sendo o grande objetivo com estas unidades a redução do seu custo para maior competitividade destas soluções digitais.

Desta forma, com uma solução redundante são considerados dois CPC e contabilizando as funções de proteção que devem ser efetuadas por cada um dos sistemas

temos:

- 4x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Linha
- 4x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Transformador
- 1x instâncias virtuais de Proteção de Barramento
- 10x instâncias virtuais de Proteção de Celas MT

Cada CPC, de maneira a igualar as proteções consideradas para a solução convencional neste caso prático deve ser composto por 19x vIED. A arquitetura de um armário da solução centralizada é apresentada na Figura 3.15.

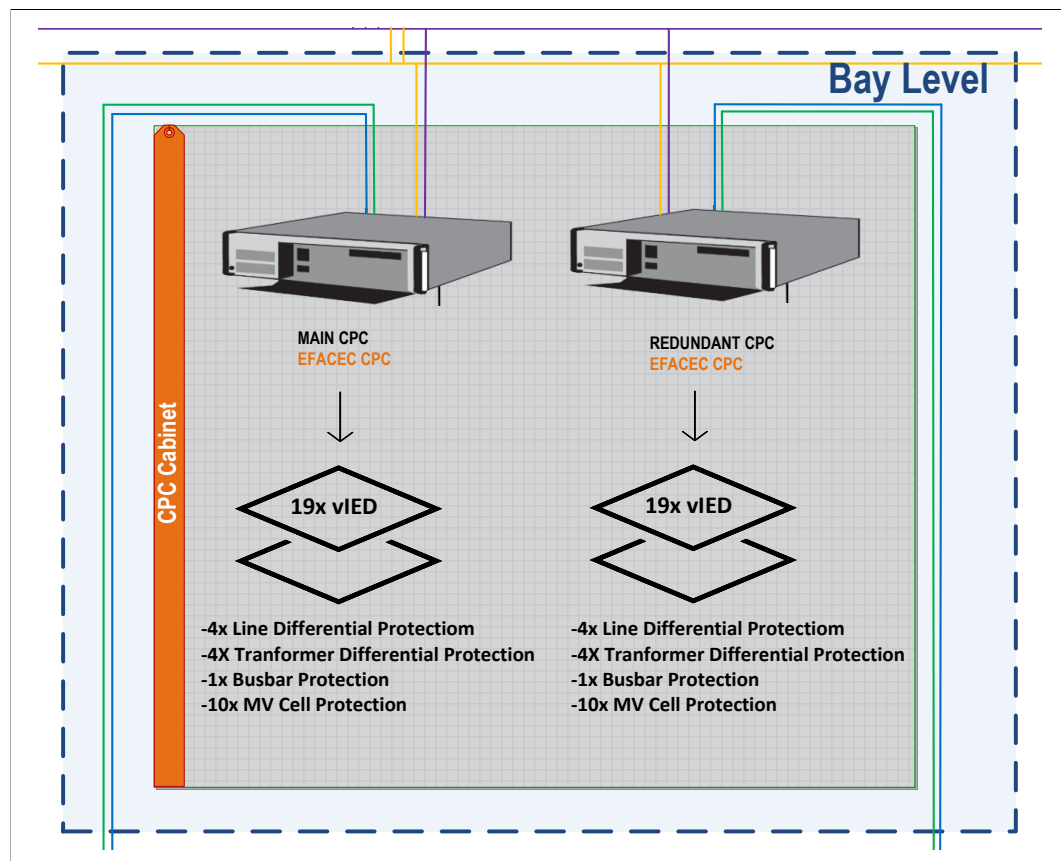


Figura 3.15: Composição do armário do CPC numa configuração redundante para a solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1

Finalmente, no nível de processo estão instaladas as MU. Por se tratar de uma subestação de distribuição não foi considerada a redundância a este nível, existindo um armário composto apenas por uma MU por cada painel existente na subestação. Assim, é projetada a existência de 2x armários para a aquisição dos sinais e medidas relacionados com a linha, 2x para os transformadores e 1x para a barra. Para as

celas de MT, como já previamente havia sido abordado, esta proteção como está a ser efetuada de forma virtualizada no CPC é necessário considerar a existência de uma MU por cada cela de MT existente. Abaixo, a arquitetura afeta ao nível de processo de uma subestação digital centralizada para o caso prático 1, pode ser observável na Figura 3.16.

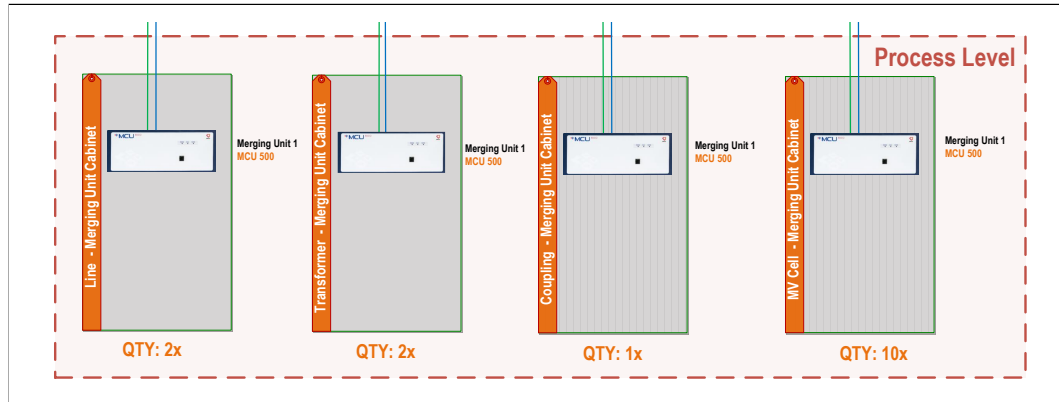


Figura 3.16: Composição dos armários das MU da solução Digital Centralizada - Caso de Estudo 1

3.3.2 Caso de Estudo 2

3.3.2.1 Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional

Este segundo caso de estudo, é uma solução tipificada para uma subestação de distribuição em países do Norte de África. À semelhança do caso anterior, é composta por:

- 2x painéis de linha 60 kV
- 2x transformadores 60/15 kV
- 1x barra AT 60 kV
- 1x barras MT 15 kV
- 10x celas MT

Embora, a composição seja igual à do caso anterior, por se tratar de um país muito mais exigente a nível de proteções e redundância das mesmas, a solução vai se diferenciar pelo número de proteções em cada painel como será apresentado nos seguintes parágrafos e como perceptível na Figura 3.17, a qual apresenta a arquitetura aplicável a este caso de estudo. Para maior detalhe sobre a arquitetura, consultar o Anexo C.

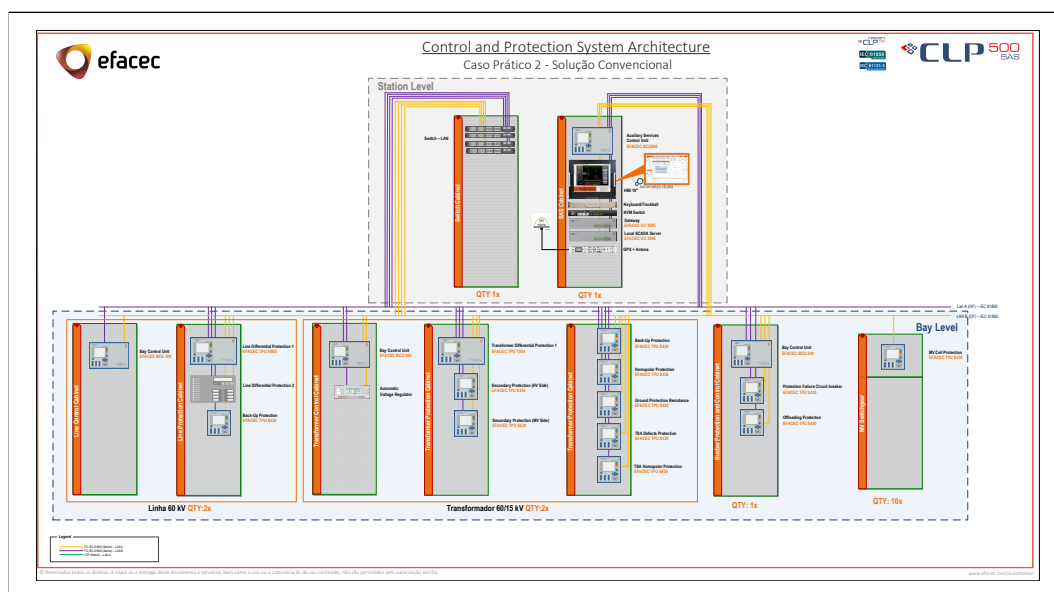


Figura 3.17: Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 2

Tal como no caso anterior, para o nível central, a arquitetura proposta apresenta um armário de controlo composto por unidade de aquisição e controlo de serviços auxiliares, uma HMI, um teclado e um rato instalados numa gaveta, dois servidores CPC a operar numa configuração redundante, um GPS e antena e um KVM, assim como um armário de comunicação composto por 4 *switches* equivalentes aos usados no caso de estudo anterior (24 portas FX + 4 portas TX). Neste caso, a quantidade de dispositivos de comunicação é o dobro, uma vez que a quantidade de IED aos quais estes serão conectados, também é aproximadamente o dobro. No total da solução temos 41 IED, pelo que o total de 48 portas FX será o aconselhável, daí os outros *switches* considerados. Para este nível da subestação, a diferença reside na existência do dobro de *switches* do que na solução anterior, sendo o restante equivalente.

Para o armário de linha de 60 kV, a proteção e o controlo são independentes, existindo um armário dedicado para cada um deles. No armário de controlo, assim como o nome indica, existirá unicamente um dispositivo de controlo de painel. Para o armário de proteção, é prevista um dispositivo de proteção diferencial de linha, um dispositivo secundário igualmente diferencial de linha, mas de um fabricante diferente da primeira e um dispositivo de proteção de *backup*. Esta curiosidade de existir a redundância obrigatória de diferenciais de linha de fabricantes díspares, surge do facto de potenciais falhas e erros que pudessem ser intrínsecas e resultantes de um dispositivo de um certo fabricante, serem colmatadas pelo outro dispositivo e vice-versa, garantindo assim uma maior segurança e fiabilidade em comparação

com a redundância usual de colocar dois dispositivos análogos em paralelo. Adicionalmente, é usual que esta segunda proteção diferencial seja de um modelo distinto dependente se a linha é “curta” ou “longa”. Por outras palavras, conforme a distância em km da linha, existem modelos diferentes que devem ser adotados para a proteção diferencial de linha. Na

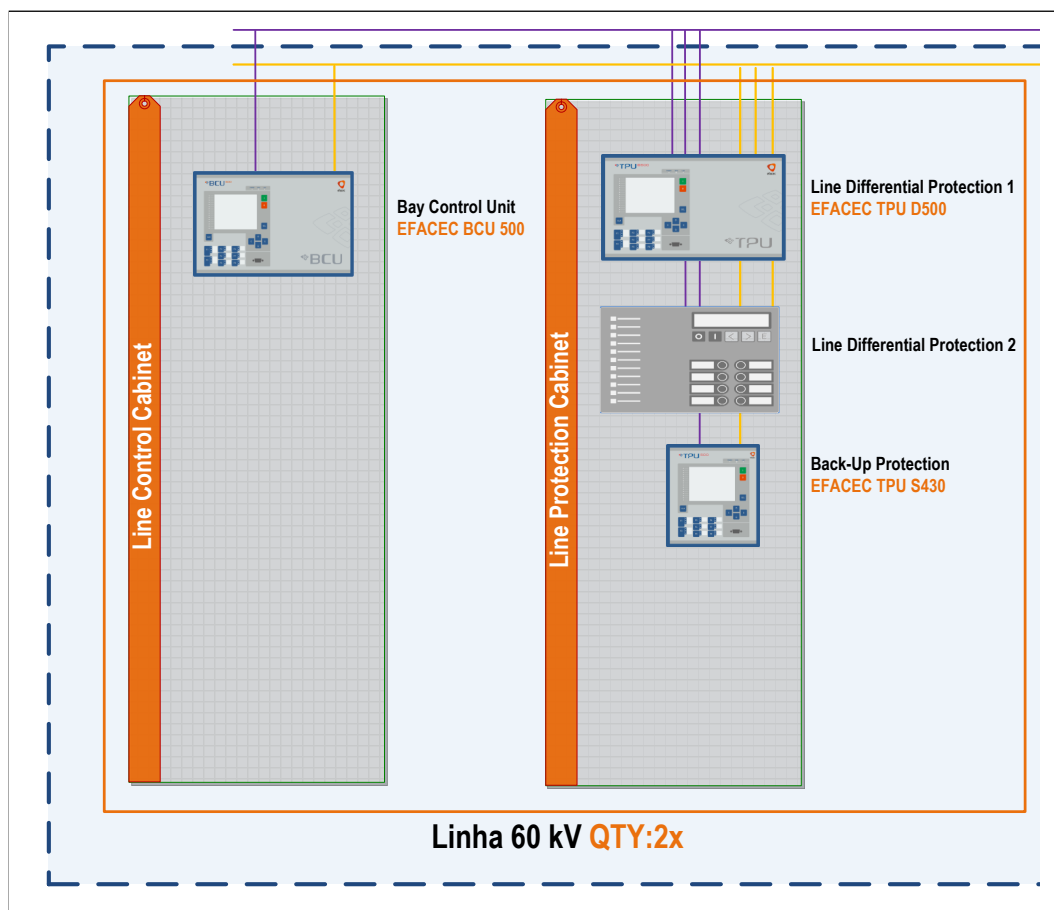


Figura 3.18: Composição dos armários de controlo e de proteção de linha para a solução Convencional - Caso de Estudo 2

À primeira vista, esta solução pode ser interpretada como uma utilização pouco proveitosa, já que se a proteção e controlo podem ser realizados no mesmo armário, não será viável separar e aumentar os custos em armários para ter um deles (o armário de linha) composto por apenas uma unidade. A verdade é que, embora, realmente seja uma solução mais dispendiosa, é igualmente mais fiável e segura, pelo que alguns clientes podem optar por este tipo de abordagem, conforme o grau de exigência e importância da subestação. Normalmente, nas subestações de transmissão, por representarem o transporte de energia para vastas áreas, em que qualquer falha se traduz num impacto desmesurado em variados consumidores, é preferível optar por soluções mais robustas e fiáveis, mesmo que isso seja traduzido no incremento dos custos. Esta é a filosofia aplicada na maioria das subestações concebidas nos

países norte africanos e, não só para as de transmissão, dado que até no domínio das DSO este rigor e especificidade no que diz respeito aos SPCC de uma subestação é pretendido. O primeiro pensamento, nestes países, aquando do desenvolvimento das soluções recai na máxima fiabilidade, disponibilidade, confiabilidade e redundância, e não necessariamente o custo das mesmas.

De forma similar, quanto aos dois transformadores 60/15 kV constituintes do diagrama unifilar da subestação a ser estudada, a proteção e o controlo serão realizados autonomamente e em armários separados. O armário de controlo terá na sua composição um dispositivo de controlo de painel e um dispositivo próprio para a realização da função de automatismo de regulação de tensão (*Automatic Voltage Regulator* (AVR)). Por sua vez, o armário de proteção é composto por um dispositivo diferencial primário de transformador e por duas proteções secundárias de transformador, uma para a alta e outra para a média tensão. Adicionalmente, são também considerados dispositivos de proteção multifunção para a proteção de *backup*, homopolar, de resistência de terra, de defeitos de TSA e homopolares de TSA. Dado o facto de haver bastantes dispositivos requeridos para a proteção de transformador, estes não cabem todos num único armário com as dimensões definidas anteriormente de 2200x800x800mm, pelo que são considerados dois armários dedicados à proteção, tal como representado na Figura 3.19.

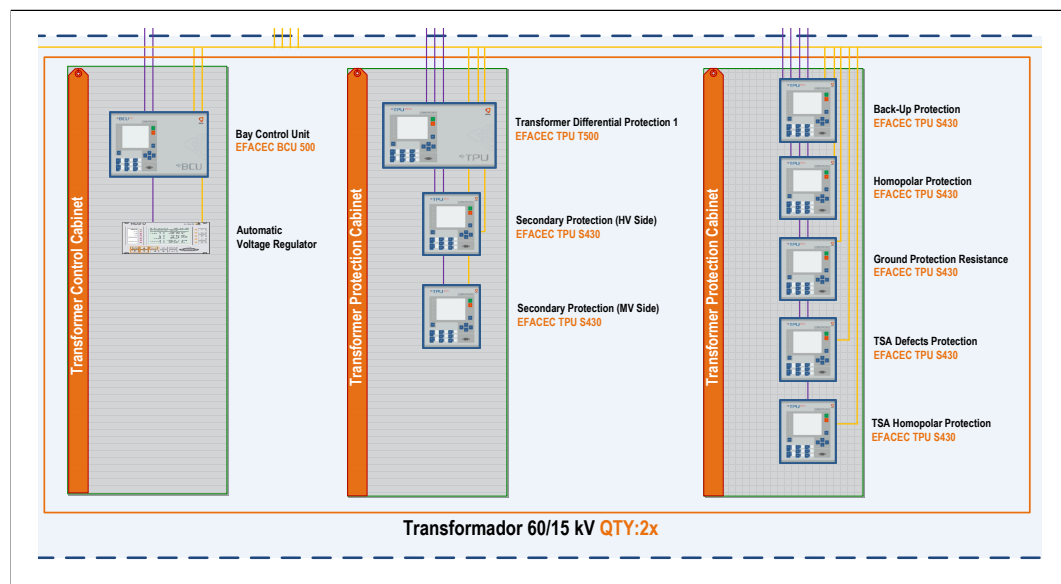


Figura 3.19: Composição dos armários de controlo e de proteção de transformador para a solução Convencional - Caso de Estudo 2

Quanto à proteção de barra de 60 kV, é requerido o controlo e proteção deste barramento, realizado num armário dedicado e o que é composto por um dispositivo

de controlo e por dois dispositivos de proteção: um de falha de disjuntor e outro para deslastre de frequência.

Finalmente a proteção das celas de MT, tal e qual como no caso anterior é executada por um dispositivo de proteção de multifunções, próprio para cada uma das celas existentes na solução. São apresentados na Figura 3.20, os armários e a sua constituição para a proteção de barras e de celas MT.

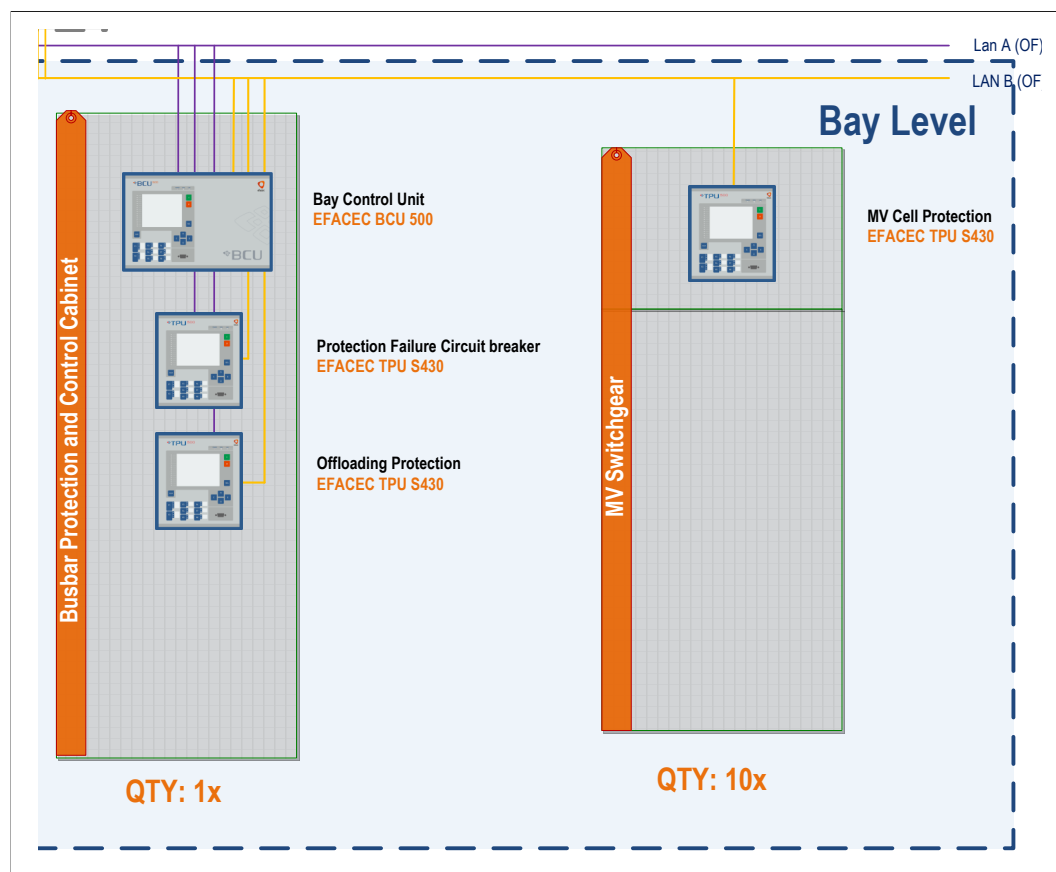


Figura 3.20: Composição dos armários de controlo e de proteção de barras e de celas de MT para a solução Convencional - Caso de Estudo

2

3.3.2.2 Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada

Para uma solução tipificada de DSO no norte de África, em estudo neste caso, como já foi perceptível pela solução convencional, vai ter um número bastante superior de proteções associadas, pelo que a arquitetura obviamente será díspar da apresentada no primeiro caso de estudo, principalmente na constituição do CPC. Por outro lado, no nível de estação não existem alterações significativas podendo a diferença ocorrer no número de *switches* considerados quer para a rede de dados de estação como para a rede de dados de processo. A visão geral da arquitetura para

o SPCC de uma subestação AT/MT digital centralizada, está expressa na Figura 3.21 e com mais pormenor no Anexo D.

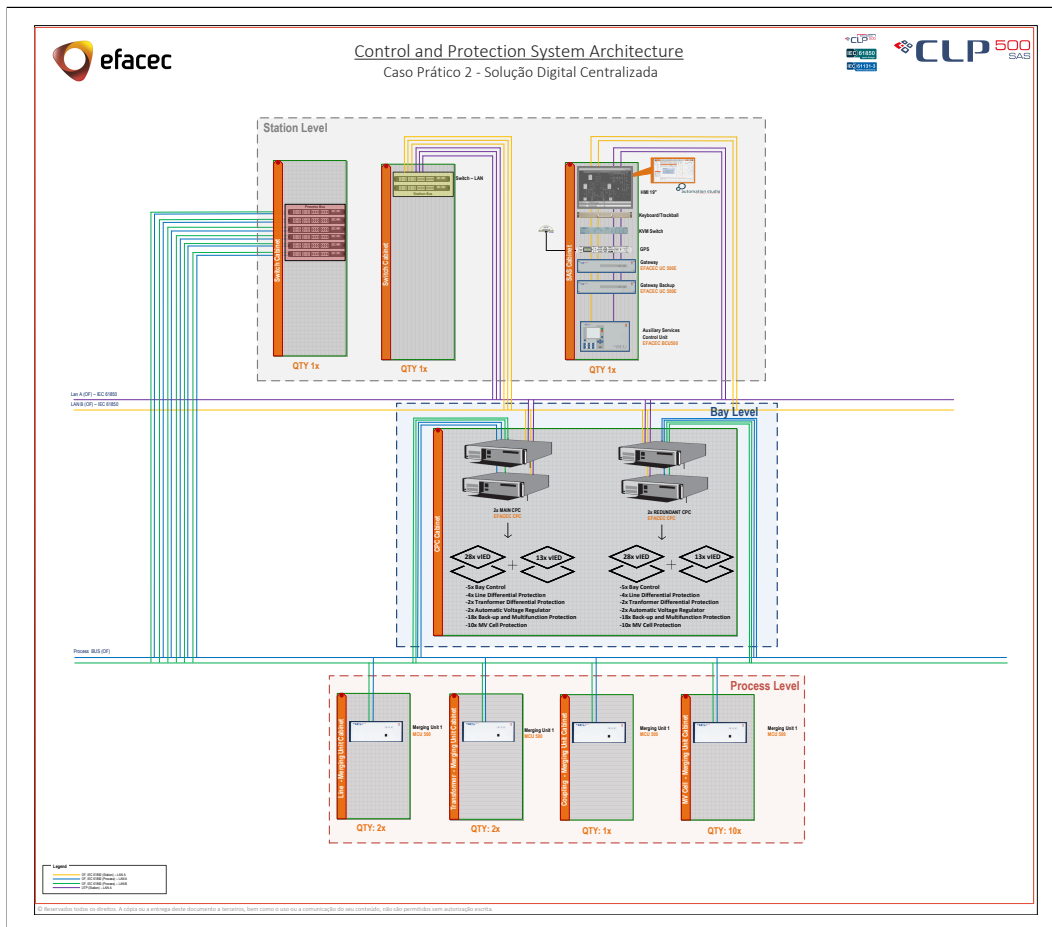


Figura 3.21: Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 2

Tendo em conta o grande número de proteções requerido para o CPC de uma subestação tipo norte africana, o CPC terá de suportar e executar todas essas funções de proteção e de automatismos pretendidos. Assim, será necessário um número de vIED tão grande quanto a quantidade de IED existente na solução convencional. Enumerando-os, obtemos:

- Linha 60 kV:
 - 2x instâncias virtuais de Controlo de Painel
 - 2x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Linha – Fabricante 1
 - 2x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Linha – Fabricante 2
 - 2x instâncias virtuais de Proteção de *backup*
- Transformador 60/15 kV:

- 2x instâncias virtuais de Controlo de Painel
 - 2x instâncias virtuais de Regulador Automático de Tensão
 - 2x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Transformador
 - 2x instâncias virtuais de Proteção de *backup* (lado AT)
 - 2x instâncias virtuais de Proteção de *backup* (lado MT)
 - 10x instâncias virtuais de Proteção Multifunção
- Barramento:
 - 1x instâncias virtuais de Controlo de Painel
 - 2x instâncias virtuais de Proteção Multifunção
 - Celas MT:
 - 10x instâncias virtuais de Proteção de celas de MT

Somando todas estas funções de proteções e automatismos que devem fazer parte do sistema, chegamos à conclusão de que deverá existir um total de 41x vIED. Sendo este número superior aos 28 definidos como máximo para cada unidade CPC, têm de ser consideradas duas unidades principais mais duas para garantir a redundância das principais.

As MU, tal como no exemplo anterior, estarão instaladas em armários por cada painel, no entanto como há mais proteções a cobrir, as MU deverão ter mais I/O que permita a recolha de dados, para envio de todos os sinais e medidas necessários para os respetivos vIED.

Com mais detalhe, as unidades CPC, a quantidade e as funções associadas aos diversos vIED, assim como as MU, são apresentados na Figura 3.22.

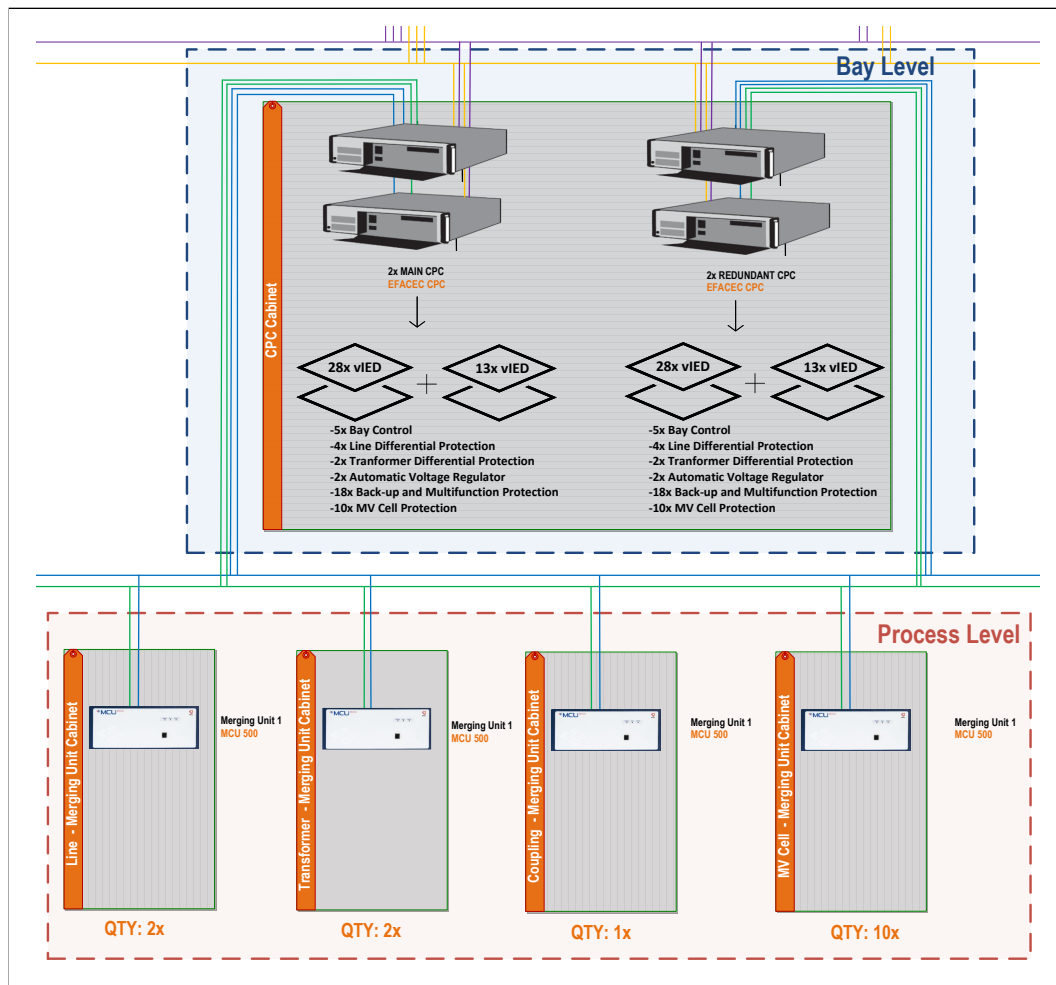


Figura 3.22: Composição dos armários de controlo e de protecção de barras e de células de MT para a solução Convencional - Caso de Estudo

2

3.3.3 Caso de Estudo 3

3.3.3.1 Arquitetura da Subestação AT/MT Convencional

O terceiro caso de estudo remete para uma subestação de distribuição existente na Península Ibérica. Esta é uma subestação que se encontra em funcionamento e sob o qual o SPCC já foi preconizado, tendo a nuance de em paralelo à solução convencional existente nesta subestação ter sido projetado um sistema de protecção e controlo do tipo digital distribuído para o andar de AT.

A subestação, em conformidade com o unifilar apresentado na Figura 3.8, é formada por:

- 2x painéis de linha 60 kV
- 2x transformadores 60/15 kV

- 1x barra AT 60 kV
- 1x barras MT 15 kV
- 2x celas MT

Quanto à parte convencional, a arquitetura a ser considerada para este caso, é a mesma existente na subestação aos dias de hoje, a qual pode ser analisada na Figura 3.23 e, com mais detalhe no Anexo E.

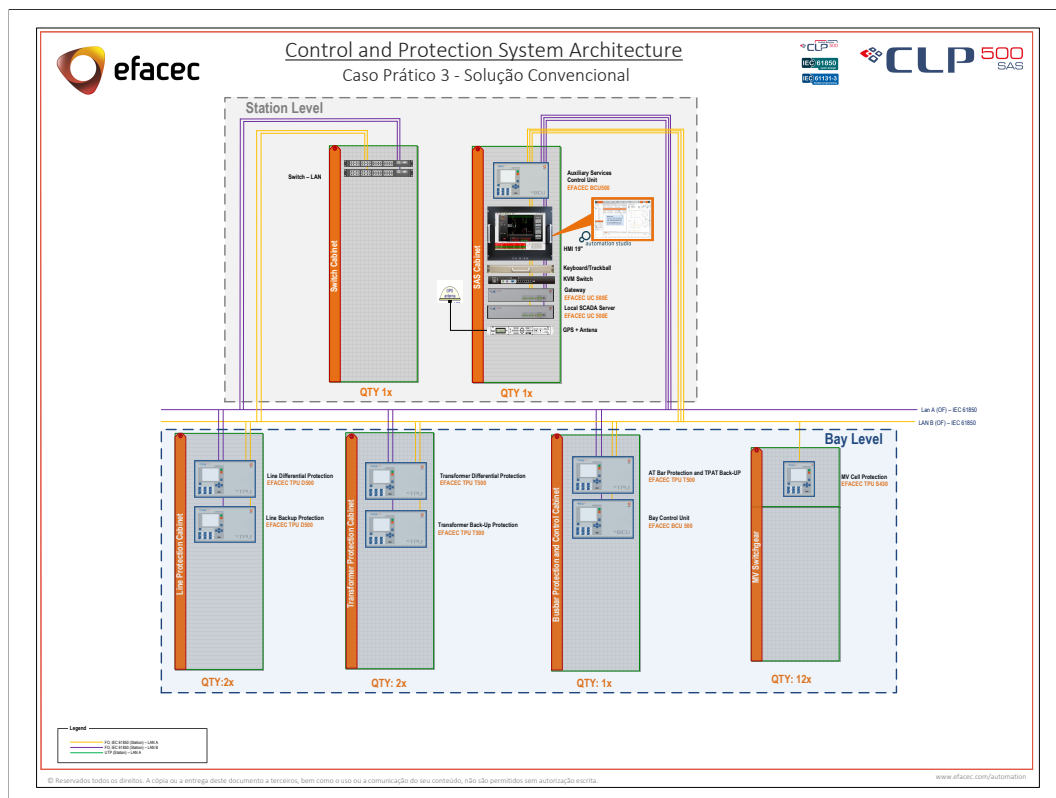


Figura 3.23: Arquitetura global do SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 3

À semelhança dos casos anteriores, nesta subestação é considerado um nível central, englobando um armário dedicado ao controlo central da subestação, com a mesma composição dos armários deste tipo mencionados previamente ao longo deste capítulo e um armário de comunicações, composto por *Ethernet switches*. Contabilizando os IED instalados na subestação, entre o armário central e os armários de proteção e controlo de linha, transformador, barras e celas podemos afirmar que deverão ser previstas ligações a um total de 21 IED, ou seja, o dobro deste número para garantir a redundância PRP. Assim, 42 deverá ser o mínimo de portas fibra a serem previstas. Utilizando os mesmos *switches* considerados para os outros casos, duas unidades satisfaziam esse número na íntegra, não existindo, no entanto, portas

de reserva para alguma necessidade futura que poderá existir.

Para a proteção das linhas, é considerado um dispositivo de proteção diferencial de linha principal e outra redundante por cada armário, um armário por cada uma das linhas. A proteção de transformador tem uma filosofia semelhante à da proteção de linha, com a distinção da proteção diferencial ser de transformador.

Por sua vez, a proteção de barras, conta com um dispositivo de proteção responsável pela proteção de barras AT e ao mesmo tempo de *backup* do transformador de potência de AT. A proteção das celas de MT será realizada por um dispositivo próprio instalado num armário de cela para cada uma das 12 celas de saídas de 15 kV.

Sendo esta a arquitetura base considerada para o SPCC desta subestação, em paralelo foi previsto um sistema baseado numa subestação digital distribuída. Sendo o âmbito desta dissertação a comparação entre o SPCC de uma subestação convencional com o de subestação digital centralizada, é do maior sentido abordar, ainda que superficialmente, a solução digital distribuída, por esta representar o ponto de partida de subestações digitais e através da qual se pode conceber uma solução de uma aplicação semelhante, mas centralizada.

Numa arquitetura digital distribuída, o SPCC tem na sua composição um par de redes de comunicação: o *Station Bus* e o *Process Bus*. O primeiro interliga o SCADA, o *gateway*, o HMI e os IED previstos na subestação e o segundo faz a transmissão dos valores amostrados de correntes e tensões através das *merging units*, e emite as ordens de disparo de órgão de corte, substituindo as ligações de cobre da arquitetura convencional. Não existem valores eficazes no barramento, pois não existe andar de entrada que converta o sinal elétrico em digital, como no barramento de estação. Acontece, sim, a descaracterização do sinal recebendo os valores de amostra em intervalos de um milissegundo. Nestas soluções o número de IED aumenta, pois para além dos habituais considerados na arquitetura demonstrada na Figura 3.23, adicionalmente haverá MU ao nível do processo.

Tendo isto em contabilização, na Figura 3.24 é apresentada a arquitetura do SPCC digital distribuído implementado na subestação em estudo. Para maior pormenor sobre a arquitetura, consultar o Anexo F.

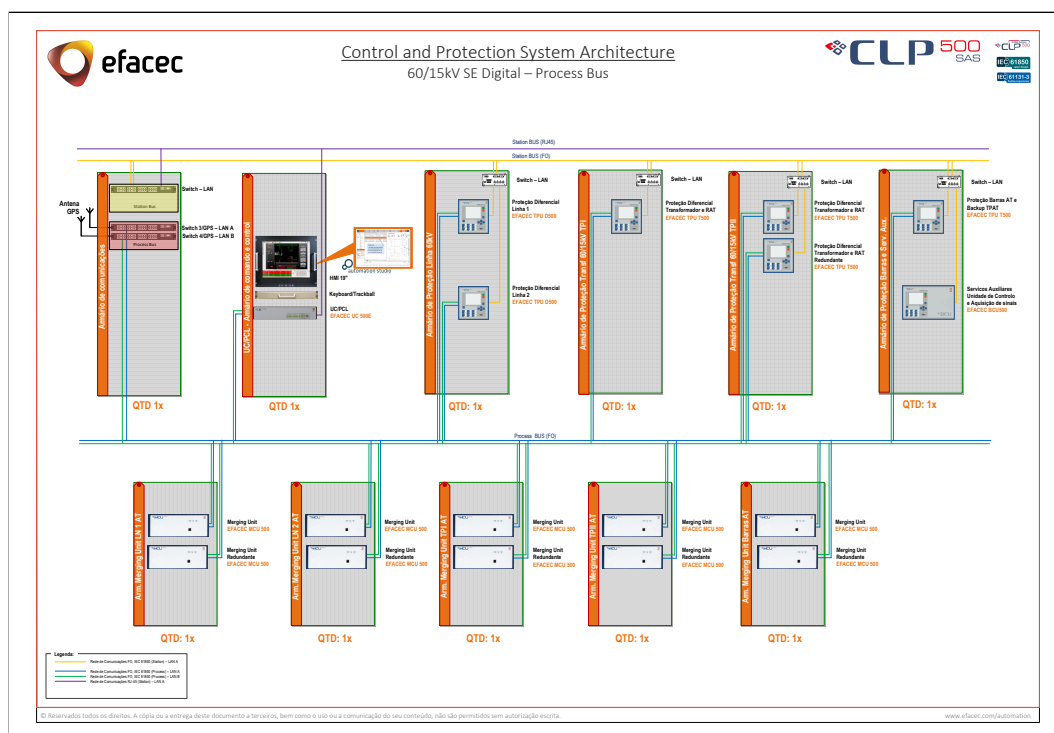


Figura 3.24: Arquitetura global de um SPCC de uma Subestação Digital - Caso de Estudo 3

Como se pode verificar na parte inferior da Figura 3.24, estão apresentados os armários compostos pelas MU que comunicam por fibra-ótica para as proteções, opondo-se ao recurso do cobre, típico nas soluções convencionais. Esta redução de cobre viabiliza a diminuição do tempo de instalação e comissionamento, aliado a uma maior segurança, flexibilidade e eficiência tanto energética como do próprio sistema, permitindo manter uma resposta em tempo real. O tempo de resposta é o principal desafio da introdução de MU, pois anteriormente a recolha de informações pelos IED era feita diretamente no pátio, enquanto nesta solução, tal recolha passará unicamente pelas MU, as quais comunicarão os valores amostrados (*sampled values*) com as proteções e demais IED, por fibra ótica. Mesmo assim, é garantida a reposta em tempo real do SPCC.

De salientar que para esta solução, em comparação com a convencional apenas existe um armário de linha composto por duas proteções, uma para cada uma das linhas existente no diagrama da subestação. Embora esta não seja a metodologia genérica utilizada para a proteção, por não ser tão fiável como a implementada através de armários separados, permite uma redução de custos pelo facto de só ser utilizado um armário que engloba ambas as linhas. Ademais, embora a proteção de transformadores seja realizada em armários independentes tal como na outra solução, apenas o transformador II, apresenta proteção redundante. Quanto à restante arquitetura

é bastante similar à apresentada anteriormente, com um armário de comunicações, um armário central e um armário de proteção de barras.

3.3.3.2 Arquitetura da Subestação AT/MT Digital Centralizada

Sendo esta uma subestação sob a qual estão em funcionamento dois tipos de SPCC distintos, era interessante comparar essas arquiteturas com a arquitetura aqui em estudo, uma solução completamente digital baseada na centralização das funções de proteção e controle.

Nesta medida e tendo em conta os constituintes das arquiteturas convencionais e digital distribuída, previstas funcionar em paralelo na subestação em questão, no âmbito desta dissertação foi elaborada uma arquitetura em conformidade, mas seguindo as diretrizes de uma solução digital do tipo centralizado. O nível de estação terá na sua gênese a existência de um armário de comunicação para a rede de processo e outro para a rede de estação, bem como um armário central com a mesma constituição considerada na solução convencional.

Para a definição da proteção e controle necessários para a subestação, foi considerado o mesmo princípio apresentado na solução convencional, dado este ser o sistema principal e o sistema redundante ser o digital distribuído. Por este motivo, no CPC terá de ser assegurada a execução das seguintes funções:

- 4x instâncias virtuais de Proteção Diferencial de Linha
- 4x instâncias virtuais de transformadores 60/15 kV
- 1x instâncias virtuais de Proteção de Acoplamento de Barras
- 12x instâncias virtuais de Proteção de celas MT

Para tal, estas devem estar distribuídas em 21 IED virtuais (vIED) para cada um dos CPC, o principal e o secundário, que asseguram a redundância necessária. Os armários onde estão presentes as MU serão distribuídos da seguinte forma: um armário para cada uma das duas linhas, um por cada um dos dois transformadores existentes, um para o acoplamento de barras e, finalmente, doze armários para as saídas MT existentes na subestação que devem ter a sua proteção assegurada.

Com base no contexto conhecido e tal como foi explicado nos parágrafos supracitados, foi possível projetar a arquitetura equivalente para um sistema digital centralizado, a qual está representada na Figura 3.25, com maior detalhe no Anexo G.

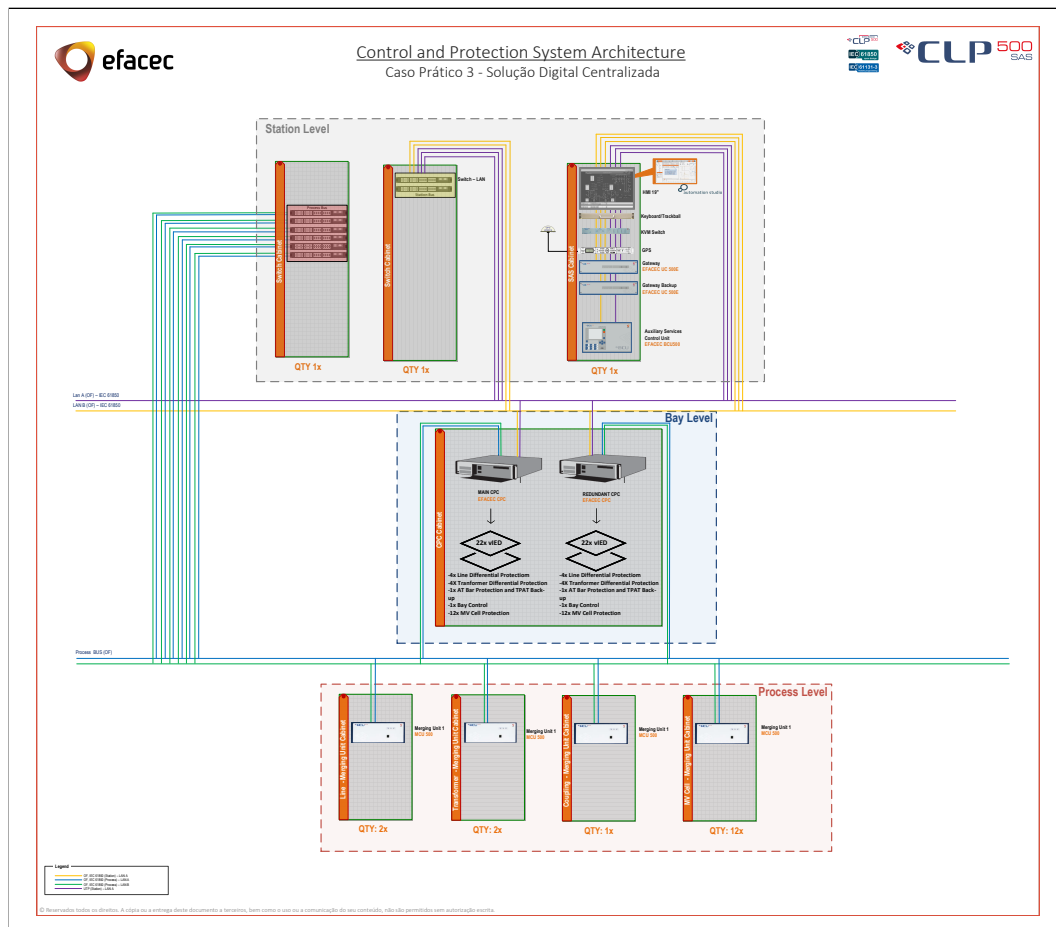


Figura 3.25: Arquitetura global do SPCC da Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3

3.3.4 Adaptação à Média Tensão

Analisando mais detalhadamente a aplicação para a MT, percebemos que existem diferenças nas soluções adotadas no caso de uma solução convencional e no caso de uma solução digital centralizada.

Na solução convencional, a proteção é realizada na própria cela, onde é previsto constar um IED que faça as funções de proteção requeridas, ou seja, a proteção já está embutida em cada cela. Por esta mesma razão, não era rentável a digitalização na MT, visto que a proteção já está presente nas celas e a sua digitalização iria implicar a colocação de uma MU nessa mesma cela. Assim, iriam estar presentes dois dispositivos na cela – IED e MU - não alterando em nada o funcionamento da proteção e da recolha de dados, pois apenas com o IED já eram realizadas individualmente essas tarefas em cada cela. Tendo em conta estes factos, a proteção de MT é realizada de igual forma, quer na perspetiva da subestação convencional, quer da subestação digital distribuída, pois a sua digitalização só iria tornar a solução mais

dispendiosa mas com resultados práticos semelhantes.

No entanto, com a introdução do conceito da centralização digital surge uma rotura neste paradigma onde, com a possibilidade de as funções de proteção serem realizados por vIED que serão executados no CPC, é possível escolher a forma como será realizada a proteção das celas. Por um lado, pode ser feita exatamente da mesma forma que nas subestações convencionais e digitais distribuídas, ou seja, através de um IED de proteção instalado na cela ou, por outro lado, a proteção pode ser realizada virtualmente através de vIED e a recolha dos dados ser feita por uma MU instalada na cela. Ambas as soluções são exequíveis tecnicamente, pelo que a decisão recairá pela que for mais rentável economicamente, seja a utilização de um IED de proteção na cela ou de uma MU. Esta análise de cariz comercial será realizada no próximo capítulo desta dissertação.

Para entender o impacto das soluções na média tensão de uma subestação será efetuada uma comparação para o caso de estudo 2 onde, relativamente à aplicação descrita anteriormente, será variado o número de celas MT presentes. Assim, ao duplicar o valor utilizado no caso de estudo em questão, ao invés das 10 celas consideradas inicialmente, num caso fictício em que na mesma subestação em que a parte de alta tensão e os painéis constituintes se mantêm inalterados, passam a existir 20 celas MT.

Capítulo 4

Integração da Subestação Digital Centralizada

4.1 Exequibilidade Comercial

No capítulo anterior, foi perceptível que ambas as soluções, embora distintas, são ambas tecnicamente exequíveis. Para analisar de forma mais detalhada qual das soluções detalhada será preferencial em função do enquadramento definido, irá ser realizada uma comparação comercial quanto ao SPCC das soluções definidas no capítulo anterior e tendo em conta os diferentes casos de estudo definidos no capítulo 3.2.

Com este objetivo, foi então realizado um ficheiro *Excel* denominado por FRO composto por todos os equipamentos que fazem parte do SPCC de ambas as soluções, desde os armários, eletrificação, montagem, produtos auxiliares que compõe esses mesmo armários, os dispositivos de automação, as proteções, blocos de testes, entre outros. A cada um destes itens que constituem a solução como um todo está associada a quantidade, o custo e valor de venda unitário, assim como os seus valores totais e a margem bruta associada a cada um desses produtos.

Por questões de sigilo e segredo industrial, esses valores não podem ser partilhados neste documento, pelo que a análise comparativa a ser efetuada será sob a forma de grandezas percentuais.

Todos os itens constituintes, foram considerados tendo em conta artigos e *order codes* -códigos de encomenda, segundo uma taxonomia da Efacec - com especificações técnicas normalmente utilizadas neste tipo de aplicações, sendo estas simulações aproximadas de necessidades reais de forma a tornar esta comparação o mais fidedigna possível. Com base nas arquiteturas para ambas as soluções nos diferentes casos práticos, foram enumerados os constituintes dessas mesmas arquiteturas.

Na Figura 4.1, são apresentados os artigos e quantidades dos mesmos, os quais foram considerados para a solução centralizada do caso prático 1, onde se destaca os blocos principais (linhas a cinzento na figura) que descrevem os distintos tipos de armários preconizados na solução em questão, mais concretamente, o armário de comunicação, o armário central, bem como os de proteção de linha, de proteção de transformador e de proteção de barras, além das celas de média tensão. A cada um destes blocos principais está associada uma quantidade em coerência com o número de diferentes armários de cada tipo projetado para a solução, ou seja, só existirá um armário central enquanto existirão dois de proteção de linha, tal como previsto aquando da definição da arquitetura para a solução convencional no caso prático 1, como perceptível na Figura 3.9. Dentro desses blocos principais estão descritos todos os itens e suas quantidades que compõem cada um dos armários, mais concretamente e exemplificando para o item "20" – que representa o armário central –, podemos verificar que no mesmo é considerado, para além do armário e toda a mecânica e eletrificação associada, um monitor de 19", um teclado, uma gaveta, um GPS com antena, um *Switch* KVM, uma unidade de controlo de serviços auxiliares (Efacec BCU 500), duas unidades centrais (Efacec UC 500E) e a respetiva licença de *Automation Studio* (AS), em concordância com o descrito na formulação da solução.

Item	Descrição	Qtd
10	Armário Comunicações	1
10.1	ARMÁRIO 2200x800x800 mm	1
10.2	ELETRIFICAÇÃO + MONTAGEM + ACESSÓRIOS + EQUIPAMENTO AUXILIAR	1
10.3	SWITCH RSG2488 2HI GPS+20xLC+4xTX	2
20	UGC - Arm. de Unidade de Gestão Central	1
20.1	ARMÁRIO 2200x800x800 mm	1
20.2	ELETRIFICAÇÃO + MONTAGEM + ACESSÓRIOS + EQUIPAMENTO AUXILIAR	1
20.3	MONITOR 19 RACK 12VDC GLASS	1
20.4	TECLADO CHERRY G84-5400 PT C/ TRACKBALL USB	1
20.5	GAVETA P/TEC 7030 1U 4PL063035	1
20.6	AS-3-ENG-10	1
20.7	GPS HOPF6844 1U 110-220VDC	1
20.8	ANTENA + CABO + ARRESTOR HOPF	1
20.9	KVM Switch	1
20.10	BCU 500-3-1-D-2-C-B-E-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-XXXX-6-1-CXXX-A1B1	1
20.11	UC 500E-3-HV-16-A-X-N-C-X-X-cXXXXXXXX-N-N-4-Y-B	2
30	Armário de Proteção de Linha	2
30.1	ARMÁRIO 2200x800x800 mm	1
30.2	ELETRIFICAÇÃO + MONTAGEM + ACESSÓRIOS + EQUIPAMENTO AUXILIAR	1
30.3	TPU D500-2-1-D-2-C-B-E-X-O-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-XXXX-6-2-CXXX-A1B1C2D1E3F2	2
40	Armário de Proteção de Transformador	2
40.1	ARMÁRIO 2200x800x800 mm	1
40.2	ELETRIFICAÇÃO + MONTAGEM + ACESSÓRIOS + EQUIPAMENTO AUXILIAR	1
40.3	TPU T500-2-1-D-2-C-B-E-X-O-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-X-XXXX-6-2-CXXX-A1B1C2D2E1F2	2
50	Armário de Proteção de Barras	1
50.1	ARMÁRIO 2200x800x800 mm	1
50.2	ELETRIFICAÇÃO + MONTAGEM + ACESSÓRIOS + EQUIPAMENTO AUXILIAR	1
50.3	TPU S430-1-1-B-2-C-G-B-E-X-P-1-X-XX-8-CXX-A2B2C1D1E1	1
60	Celas MT	1
60.1	TPU S430-1-1-B-2-C-G-B-E-X-O-1-X-XX-8-CXX-A2B2C1D1E1	10

Figura 4.1: Exemplo de uma FRO para a Solução Convencional do Caso Prático 1

Esta análise foi repetida para ambas as soluções aplicáveis a cada um dos três casos práticos, assim como para a adaptação às celas MT, sendo que cada solução tem as suas particularidades, pelo que os elementos constituintes da FRO são naturalmente distintos de caso para caso e de solução para solução. Exemplificando, numa solução digital centralizada, a FRO não terá os armários de proteção, mas apenas um armário com o sistema CPC e as respetivas licenças de software necessárias, assim como os armários com *Merging Units*(MU).

Para efeitos práticos e para manter coerente a comparação comercial a ser realizada, foi definida a margem comercial a ser aplicada, mantendo-se esta constante ao longo de todos os casos de estudo e em todas as soluções. Foi aplicado o segredo de negócio, motivo pelo qual a informação final apresentada sê-lo de forma sucinta, ainda que o processo de cálculo inerente ao formalismo comercial seja tipicamente

descrito com o detalhe necessário. Como acima foi justificado, as conclusões serão apresentadas de forma percentual, a fim de ser possível efetuar uma comparação relativa.

Com base nestas premissas, foi realizada a comparação comercial entre as duas soluções para os três casos de estudo. Para a globalidade dos casos e tendo em pormenor todos os itens constituintes de um SPCC, foi obtido um preço associado a cada solução (convencional e digital centralizada) e, desta forma, foi efetuada uma comparação da preponderância que o preço de cada solução tem no preço total da subestação. Essa comparação é representada na Figura 4.2 através de um gráfico de barras.

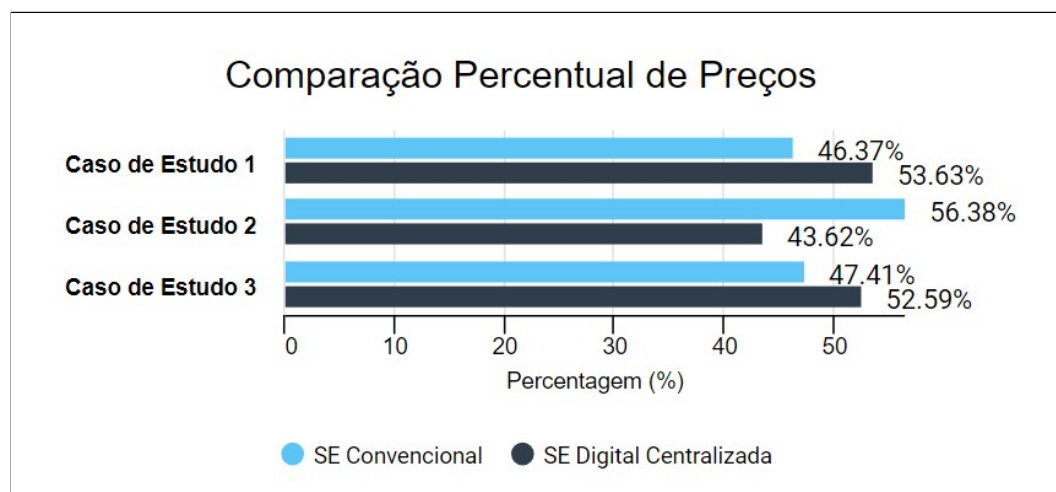


Figura 4.2: Comparação percentual de preços de ambas as soluções, aplicadas a cada caso de estudo

Analisando mais detalhadamente o gráfico supracitado, é possível afirmar que tanto para o primeiro como para o terceiro caso de estudo, a solução de um SPCC baseado na digitalização tem um maior peso no preço total da subestação, ou seja, é mais dispendioso em termos orçamentais que uma solução convencional. No caso de estudo 1, a solução digital centralizada tem uma preponderância de 53,63% no custo total, ou seja 7,26 pontos percentuais acima dos da solução convencional. De forma semelhante, mas já em menor dimensão percentual, no terceiro caso a solução digital centralizada apresenta um peso de 52,59%, isto é 5,18% acima do peso apresentado pela solução convencional no preço total.

Por outro lado, os resultados obtidos para o segundo caso de estudo revelaram que a solução convencional tinha um peso superior no preço em 12,77% do que a solução digital centralizada, sendo esta a maior diferença percentual entre as soluções

usadas nos três casos.

Apenas com estas comparações percentuais dos preços, é notório e pode-se afirmar que a solução convencional é mais económica para os casos de estudo 1 e 3, enquanto a solução digital centralizada é uma melhor opção no caso de estudo 2. Com o intuito de melhorar a perceção e explicação da diferença dos resultados obtidos, foi realizada uma análise mais específica, para cada caso.

4.1.1 Caso de Estudo 1

Todas as soluções e em concordância com as arquiteturas apresentadas no capítulo anterior, são compostas por diferentes componentes e itens e, como tal, foram definidos diferentes grupos de componentes e itens que caracterizam cada uma das soluções, com a finalidade de mais facilmente se perceber o peso percentual que cada um destes grupos tem no valor final da subestação, quer nos custos, quer no valor de venda das soluções.

Consequentemente os principais grupos definidos foram os seguintes:

- **Armários** – Compreende, tal como o nome indica, o armário em si bem como a mecânica, montagem, eletrificação e acessórios do mesmo;
- **IED** – Englobam todos os IED de proteção e controlo projetados para a solução cujo fabricante é a Efacec, como projetista da solução;
- **IED Terceiros** - Abrange todos os IED de proteção e controlo projetados para a solução cujo fabricante é diferente da Efacec;
- **Outros Equipamentos** – Incluem os periféricos tais como monitor, teclado, gaveta, GPS, *Switch* KVM, entre outros;
- **Switches** – Reúne todos os equipamentos dedicados à comunicação na subestação;
- **CPC** – Incorpora o servidor/servidores centralizado/os fulcral/ais para a solução digital centralizada;
- **Licenças** – Envolve todo o licenciamento e virtualização dos vIED - ou das funções de proteção e automatismo originais - necessários para serem executados no CPC.

Posto isto, foi comparada a distribuição percentual destes grandes blocos no preço de cada solução, tal como apresentado na Figura 4.3 através da utilização de gráficos circulares.

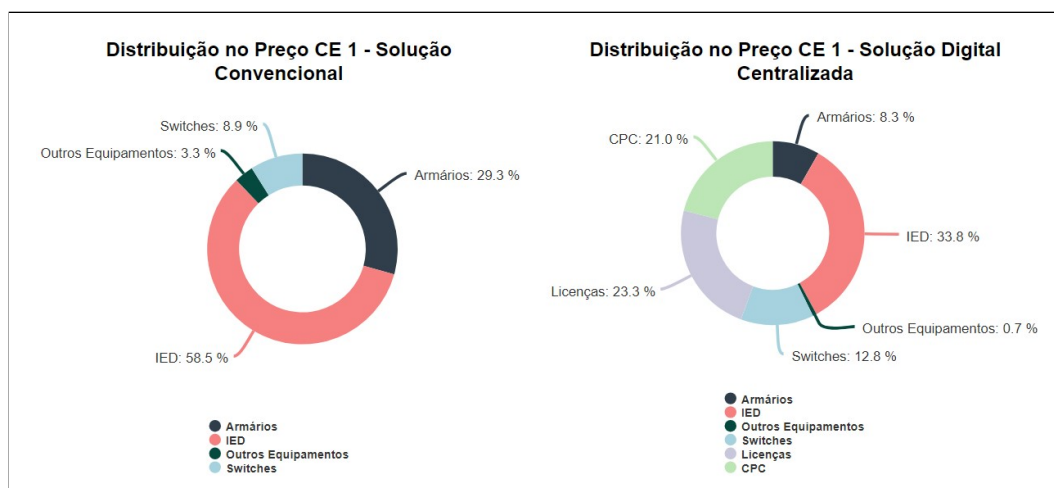


Figura 4.3: Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 1

Ao observar o par de gráficos apresentado, é legítimo afirmar que os armários têm um peso maior numa solução convencional em comparação com os da solução digital centralizada, o que já era expectável devido à redução acentuada da utilização de armários ao nível de cada painel, existindo apenas um armário composto pelas unidades CPC. Ainda que existam armários ao nível do processo nas MU para a solução centralizada, estes, em comparação com os armários utilizados na solução convencional, são de dimensões e preços bastantes inferiores. Os “Outros Equipamentos” têm um peso substancialmente inferior na subestação digital, uma vez que embora sejam exatamente os mesmos considerados em ambas as subestações, como se pode constatar na Figura 4.2, a solução digital centralizada terá um preço total superior. Desta forma a percentagem associada aos “Outros Equipamentos” da solução digital será inferior à obtida na solução convencional, pois o valor total sob o qual está a ser comparada será maior.

Os IED, na solução convencional representam mais de metade do preço do SPCC (58,5%), até por constituírem em hierarquia de importância, os equipamentos primordiais destes sistemas, ao serem os responsáveis por toda a proteção, controlo e medição da subestação. Em sentido contrário, na digitalização do tipo centralizada, com a substituição destes dispositivos quase na íntegra pelo CPC é previsto uma redução deste valor, tal como se confirma pelo valor associado aos IED nesta solução (33,8%). Esta redução não é até em maior dimensão, pelo acréscimo das MU e manutenção dos IED presentes no armário central, nomeadamente o de controlo de serviços auxiliares e as *gateways*. Por outro lado, os *switches* têm uma maior preponderância na solução digital centralizada, facilmente explicado pela existência de comunicação para duas redes distintas: a de processo e a de estação, ao contrário do que é aplicável na arquitetura da solução convencional, a qual considera apenas

a comunicação com a rede de estação.

Na distribuição dos preços para a solução digital centralizada, estão presentes duas “fatias” no gráfico circular não existentes na solução convencional, mais concretamente o CPC e as licenças de software associadas à virtualização das funções de automatismo e de proteção. Em conjunto, estes representam a base concebida para o SPCC de uma solução deste tipo ser exequível. Para as licenças dos diferentes IED virtualizados, foi considerado que o preço destas é 35% do preço considerado para um IED de funções equivalentes à licença em questão, enquanto o CPC tem um preço associado em coerência com o valor comercial dos servidores, segundo as especificações necessárias para um dispositivo como este.

Desta forma, para este primeiro caso de estudo e comparando os preços finais de cada solução, um sistema com base na digitalização centralizada apresentou um preço superior em 15,67% do que um sistema convencional, ou seja, o número de armários e as proteções presentes em cada armário convencional não justificaram monetariamente a sua alteração por um servidor que desempenhe as mesmas funções de proteções e automação de forma virtual e que recolha informações diretamente no campo através de MU. Na Figura 4.4 está traduzida essa diferença, graficamente.



Figura 4.4: Resultados obtidos para o caso de estudo 1

4.1.2 Caso de Estudo 2

De forma semelhante ao caso anterior, foi elaborado um par de gráficos comparativos que demonstrem o peso percentual que cada bloco principal representa em cada uma das soluções projetados para este caso em concreto. Esses gráficos estão dispostos na Figura 4.5.

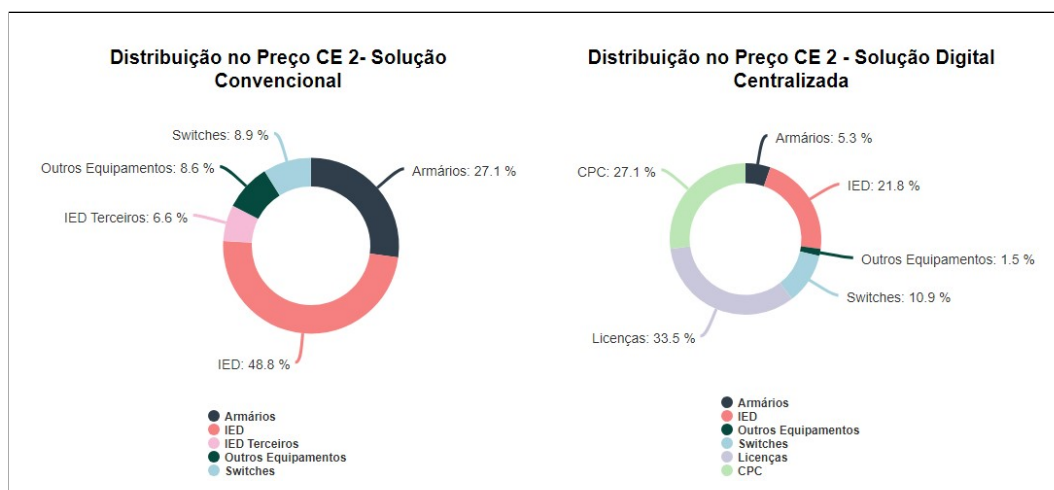


Figura 4.5: Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 2

Comparando os resultados obtidos para ambas as soluções, surge um bloco não considerado no caso de estudo anterior, que são os IED de Terceiros. Este, em conjunto com os IED, contribuem maioritariamente para o preço global, o que era já expectável pelo número abundante de proteções previsto em cada armário desta solução. Além disso, e, em coerência com o elevado número de dispositivos eletrónicos inteligentes previstos para a proteção e controlo da subestação, o número de armários onde estes são instalados tem também uma quantidade significativa, espelhada no seu peso relativo no preço total.

Por outro lado, e, embora estes três tópicos sejam os mais influentes na solução convencional, estes sofrem uma redução abrupta na sua preponderância numa solução digital centralizada, reflexo da mudança de paradigma inerente à sua implementação. Nesta solução, mais de metade da distribuição dos preços recai sobre o CPC e as licenças associadas aos vIED executados nesse mesmo CPC. O número de CPC considerado neste caso é o dobro do considerado no caso anterior dado o número de IED virtuais requisitados para desempenhar as funções de proteção e de automatismo necessárias ser bastante superior. Isto é, quantos mais IED virtuais forem necessários, mais licenças de software haverá e, tendo sido imposto um limite máximo de 28 vIED por cada CPC, por motivos de gestão de desempenho destes servidores, o número destes também poderá ser maior caso esse limite seja ultrapassado. Sendo este um exemplo no qual o aumento do número de CPC e de licenças se verifica, era expectável que o peso de cada um destes itens sobre o preço total da solução fosse superior (mais quantidade, mais influência) ao obtido no primeiro caso de estudo, tal como se veio a verificar.

Os IED virtuais representam 21,8% do preço de um SPCC com base numa solução digital centralizada o que, embora seja menos de metade do valor apresentado para os IED de uma solução convencional (48,8%), não deixam de refletir uma parte considerável do preço de uma solução digital, muito devido à presença de MU ao nível de processo.

Contrariamente ao resultado obtido no caso anterior, a digitalização centralizada apresentou um preço de venda inferior em 22,65% face ao preço obtido com a solução convencional para a mesma subestação. Isto pode ser traduzido da seguinte forma: para um SPCC mais complexo e exigente em termos de tipo e número de proteções, uma solução digital centralizada aparece como uma solução economicamente mais viável, apresentando um preço de, aproximadamente, 75 a 80% do preço da solução convencional equivalente. A Figura 4.6, representa a redução percentual obtida nesta análise e que foi de 22,65%, o que se enquadra na gama percentual supracitada.



Figura 4.6: Resultados obtidos para o caso de estudo 2

4.1.3 Caso de Estudo 3

O caso de estudo 3 é arquitetonicamente bastante semelhante ao primeiro caso de estudo, diferenciando-se ao nível do armário de proteção de barras onde, no primeiro caso, é utilizada uma proteção multifunção, enquanto no terceiro caso, com base no que existe na subestação de Vila do Conde, foi projetada uma unidade de diferencial de transformador que realizasse simultaneamente a proteção de barras AT e a proteção do transformador de potência AT/MT, bem como uma unidade de controlo de painel. Ademais, esta arquitetura conta com duas celas adicionais de proteção de MT que necessitarão de proteção, em analogia com as 10 unidades consideradas no caso de estudo 1.

Devido a estas semelhanças, seria interessante comparar as diferenças na distribuição percentual de peso de ambas as soluções, tendo em conta as características de cada caso de estudo. Para facilitar esta comparação e mantendo a filosofia adotada anteriormente, na Figura 4.7 são apresentados os gráficos circulares com o peso de cada bloco principal nas soluções.

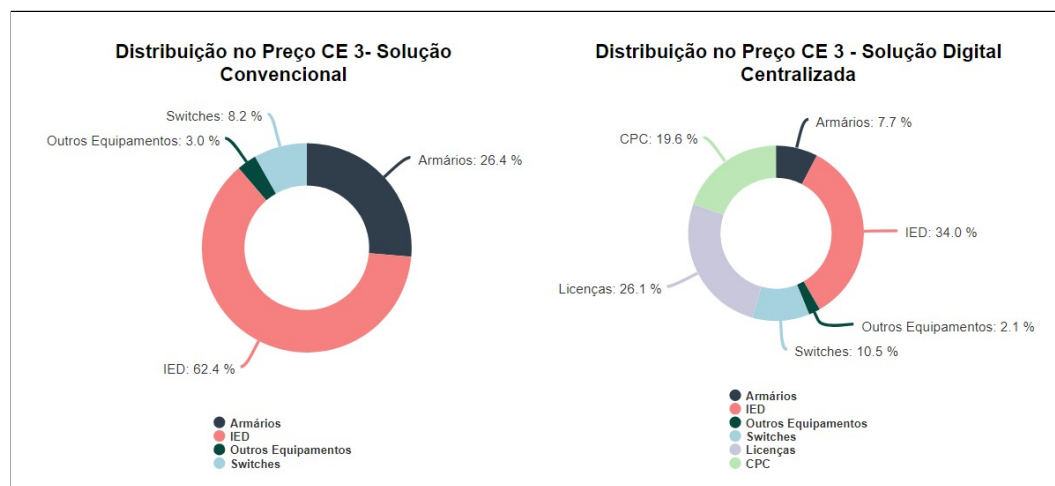


Figura 4.7: Comparação da distribuição dos preços em ambas as soluções para o caso de estudo 3

Tal como nos casos analisados previamente onde os IED são a parte principal do SPCC de uma subestação convencional, o terceiro caso corrobora, mais uma vez, essa afirmação. Em comparação com o primeiro caso, a percentagem atribuída ao peso dos IED no preço final é superior no caso de estudo 3, explicável pelo facto de, na sua génese, a solução convencional albergar mais três IED que no caso de estudo 1.

No âmbito da solução digital centralizada, a diferença dos três IED adicionais deveria ser perceptível ao nível das licenças e também dos IED, uma vez que dessas três unidades adicionais, duas delas são de celas, ou seja, para além de serem virtualizadas e executadas no CPC terão de ter associados as MU de recolha de informação em cada uma das celas. Este raciocínio é confirmado na prática, com um aumento de 2,8% no peso da licença apresentada no preço total deste caso de estudo (26,1%) comparativamente com esse mesmo peso no primeiro caso (23,3% - Figura 4.3) e um aumento de 0,2% nos IED (de 33,8% no caso prático 1 para os 34% apresentados para este caso de estudo).

Percebendo o impacto que estas alterações têm na distribuição dos preços pelos blocos principais, falta perceber qual é o impacto na diferença de preço entre as soluções. Após serem efetuados os cálculos, foi obtido o resultado que para este caso prático a solução convencional apresenta um preço mais baixo 10,73% que uma

solução digital centralizada, tal como apresentado na Figura 4.8. Ainda que, em paridade com o primeiro caso, a solução convencional seja mais viável do ponto de vista económico, verificou-se uma redução da diferença entre as duas soluções de 15,67% (Figura 4.4) para 10,73%, ou seja, 4,93% menos rentável que o caso de estudo 1. Tendo em razoabilidade que esta diferença surge do acréscimo de apenas três IED, tal leva a crer que quantos mais dispositivos de proteção e/ou controlo forem necessários, mais a solução digital centralizada será benéfica em termos orçamentais.

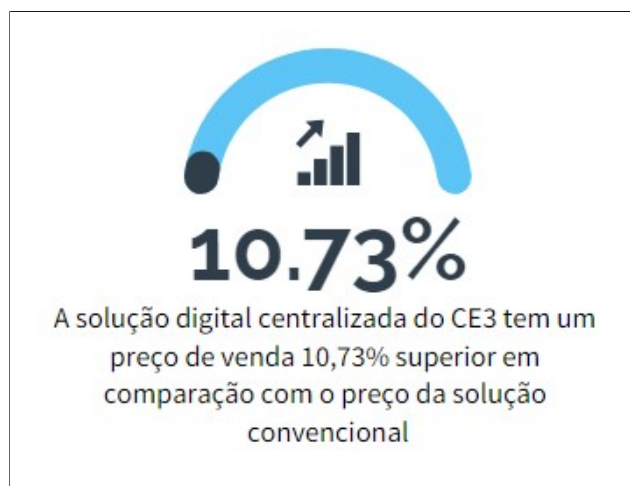


Figura 4.8: Resultados obtidos para o caso de estudo 3

A análise supracitada refere-se exclusivamente ao SPCC, existindo outros tópicos importantes sob os quais a conceção do sistema recai e que terão o seu impacto comercial, tais como:

- **Engenharia** – A engenharia tem uma redução significativa no SPCC de uma solução digital centralizada em comparação com o de uma solução convencional, muito devido à menor quantidade de armários e de *hardware* necessário, bem como de serviços de configuração de quadros e proteções, de automação e de logística. O esforço de engenharia requerido para os ensaios de *Factory Acceptance Test* (FAT) será superior numa solução digital, no entanto mais testes em fábrica resultam em menos testes no local, ou seja, o esforço de engenharia requerido para os ensaios de *Site Acceptance Test* (SAT) será mais reduzido, pelo que ao nível de engenharia e custos gerais associados a esta vertente, a solução digital centralizada é uma opção mais viável.
- **Cabos de cobre** – Como já abordado ao longo do documento, uma das características inerente a uma solução digital, principalmente do tipo centralizada, é a redução significativa da utilização de cabos do cobre. Esta redução é obtida

através da substituição dos cabos de cobre por cabos de fibra ótica na comunicação entre os equipamentos de painel e os relés, a própria comunicação horizontal entre esses IED e na comunicação com o nível central.

- **Transporte** – O serviço de transporte em subestações digitais, principalmente do tipo centralizado, é inferior ao do transporte numa subestação convencional. O transporte é seccionado por armários e, até podem existir mais armários numa subestação digital centralizada do que numa convencional, isto porque nestas soluções são considerados armário ao nível de estação, de painel e de processo. Ao nível de estação, para uma solução digital centralizada, os armários considerados podem ser em igual quantidade aos considerados na solução convencional, ou, até mesmo, em quantidade superior, caso sejam necessários dois armários de comunicação – um por cada rede de dados. No nível de painel existe, geralmente, apenas um armário onde se encontra o CPC. Os armários das MU, ao nível do processo, serão em igual número aos considerados no nível de painel de uma subestação convencional. Ou seja, os armários ao nível do painel numa solução convencional anulam-se em quantidade com os armários considerados ao nível de processo da solução digital, tendo esta última solução a mais o armário do CPC e um possível segundo armário de comunicação. No entanto esta superioridade do número de armários na solução digital não se traduz num maior transporte nestas soluções, bem pelo contrário. Tal facto deve-se a que, embora sejam previstos mais armários, a maioria desses armários (os das MU) são em menores dimensões e peso, o que acaba por representar um transporte menor em carga para uma solução digital centralizada. Além disso, o peso de um cabo de fibra ótica é 90% inferior ao peso de um cabo de cobre com a mesma dimensão, o que resulta numa redução enorme, em toneladas, no que toca ao transporte de uma solução digital centralizada, em comparação com a solução convencional. Esta redução de transporte também contribui para a descarbonização, um dos objetivos desta implementação, já que menos transporte implica menores emissões de dióxido de carbono e de menor necessidade de equipamentos pesados para elevação.
- **Manutenção e Custos Operacionais** – Em relação à manutenção e para os três tipos: corretiva, preventiva e preditiva existe uma otimização dos serviços associados a cada um deles num SPCC digital, devido a uma permanente supervisão de toda a informação trocada na subestação, o que reduz a necessidade de manutenção periódica e permite atuações mais rápidas e efetivas em caso de falhas. Complementarmente, o menor número de proteções e a centralização destas, permite um menor raio de ação em caso de manutenção após a ocorrência de falhas, contribuindo desta forma para a redução dos serviços de manutenção. Esta redução de supervisão em conjunto com a norma IEC 61850

que propicia o isolamento rápido e teste das funções de proteção, traduz-se em custos de operação mais baixos.

- **Área de Instalação** – A infraestrutura do SPCC irá ter uma área bastante mais reduzida numa solução digital centralizada, tendo em vista que irão existir menos armários e proteções físicas, pelo que o espaço ocupado será menor e a área necessária também irá ser reduzida. Isto permite uma otimização do *footprint* do SPCC.
- **Tempo de instalação** – O tempo de instalação, à semelhança dos outros pontos, também sofre uma redução nas soluções digitais, uma vez que existem menos painéis com instalação necessária e menos cabos para serem puxados, conectados e testados. Esta redução é de cerca de 40%, segundo dados da ABB [59].

4.1.4 Adaptação à Média Tensão

A partir da solução projetada para o caso de estudo 2, quer para uma subestação convencional quer para uma subestação digital centralizada, foi duplicado o número de celas de MT em comparação com o considerado inicialmente, de forma a entender o impacto económico de cada uma das diferentes abordagens para implementar a proteção das celas (convencional ou digital) abordadas no capítulo 3.3.4.

De modo a efetuar este estudo, para a solução convencional foi mudado o valor inicial de dez relés de proteção, um por cada cela, para vinte, enquanto na solução digital centralizada, foram consideradas as vinte licenças de software necessárias para a virtualização das funções de proteção de cada uma das celas em cada um dos CPC (principal e redundante, perfazendo um total de 40 licenças de software para esta finalidade) e consideradas as 20 MU a serem instaladas nas celas.

Ao fazer esta alteração, foi constatado que o preço da solução convencional aumentou 7,61% em relação ao preço obtido no caso de estudo 2, enquanto na solução digital centralizada esse aumento foi de 12,71%. Assim, é possível afirmar que, unicamente do ponto de vista das celas de MT, a solução convencional de colocar uma proteção multifunções na cela é mais económica que a solução digital de virtualizar a proteção e colocar uma MU na cela. Isto acontece, pois, o preço de uma acmu no mercado, é atualmente superior ao de uma proteção multifunção..

No entanto, quando o tema é a implementação de uma solução digital, seria do maior interesse que o SPCC fosse completamente digital e não recorresse à utilização de relés convencionais que desvirtuassem o conceito, mesmo que só na MT. Para que tal venha a ser exequível, é necessário que o preço de uma MU seja competitivo

relativamente ao preço de um relé convencional, incentivando a sua utilização.

Para esta competitividade ser possível, uma MU deverá, então, decrescer o seu preço atual no mínimo em, aproximadamente, 15%, como descrito na Figura 4.9.

O objetivo deveria assentar no desenvolvimento de uma MU mais compacta e simples que as atualmente existentes, permitindo a redução do seu preço comercial na ordem de grandeza pretendida. Adicionalmente, tal MU mais competitiva deveria poder passar a dispor também de algumas funções básicas de proteção a fim de poder aligeirar o esforço de virtualização das mesmas nos servidores CPC, além da função de aquisição de dados e controlo, ou da respetiva integração num barramento de dados *process bus*.



Figura 4.9: Resultados obtidos para a adaptação à MT

4.2 Mercados-Alvo

A definição de mercados-alvo é fundamental no posicionamento e na definição da estratégia de *marketing*. Assim, será necessário identificar possíveis consumidores cujas necessidades vão ao encontro daquilo que o produto a ser comercializado tem para oferecer. As empresas devem desenvolver os seus produtos com um conjunto de atributos que os clientes alvo considerem úteis e relevantes, de acordo com a perceção que têm das suas necessidades.

Com base nos resultados obtidos, foi perceptível que o número de proteções existentes num SPCC, bem como o número de armários, são os fatores determinantes na definição da vantagem económica que uma solução pode apresentar sobre a outra. Desta maneira, uma solução digital centralizada é mais viável quanto maior

for a complexidade e exigência de proteção de uma subestação. Por este motivo, é entendido que o mercado-alvo para a comercialização de uma solução digital centralizada para o SPCC deverá recair sobre clientes/países, cujas soluções adotadas, em geral, se caracterizem por essa mesma exigência, ou seja, pela existência de um valor considerável de armários diferentes, pelos requisitos de redundância exigidos ao nível das proteções e pela necessidade de se ter de dispor de um elevado número de proteções a executarem funções distintas.

Como já foi abordado ao longo do documento, no caso dos países do Norte de África, as subestações de distribuição são caracterizadas por terem um número abundante de proteções por painel, principalmente nos painéis de linha e de transformador, mesmo que o número de painéis existentes por subestação não seja muito elevado. Esta exigência, embora possa estar associada ao tipo de cliente, muitas vezes também deriva de regulamentos mais rígidos no que diz respeito à segurança elétrica nacional exigida por cada país. Alguns exemplos de países com regulamentações rigorosas ao nível da distribuição são:

- **Ásia** - Japão, Indonésia, Bahrain, Arábia Saudita, Qatar e Emirados Árabes Unidos;
- **África** - Argélia, África do Sul, Egito;
- **América do Norte** - Canadá, Estados Unidos da América;
- **América do Sul** - Perú, Chile, Brasil, Argentina e Uruguai;
- **Europa** - Rússia.

A Figura 4.10 apresenta o mapa mundo com destaque para os países supracitados, de modo a se perceber a distribuição geográfica dos mercados-alvo a serem explorados e a globalização pretendida com a implementação da solução digital centralizada.

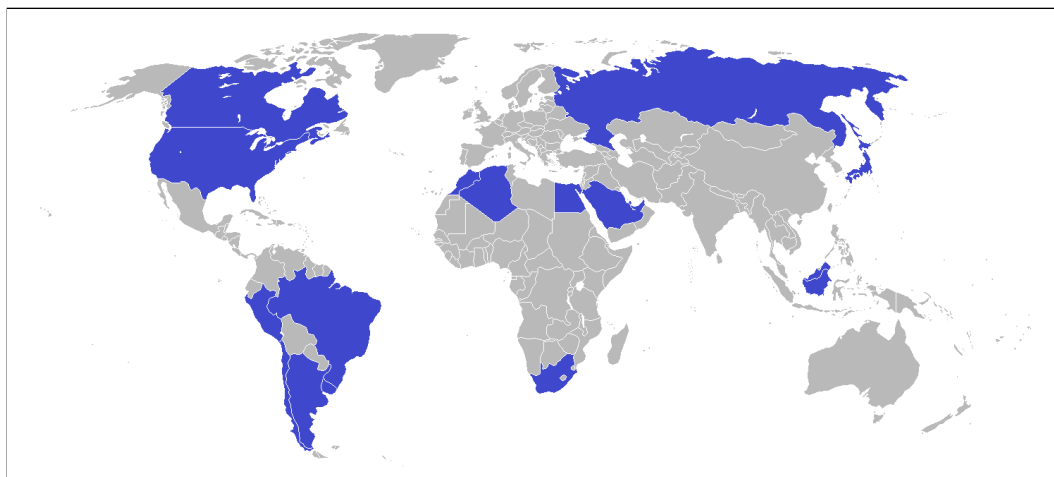


Figura 4.10: Mercados-alvo a serem explorados

Os países supracitados seriam bons mercados a explorar e sob os quais a solução digital centralizada traria mais vantagens a nível económico. Não obstante, não só sobre regulações de países pode este estudo recair, pois esta exigência de proteções pode não surgir desses regulamentos, mas de pedido específicos de clientes, onde é exemplo a E-REDES e a *ENEDIS*, clientes responsáveis pela distribuição de energia por todo o território Português e Francês, respetivamente, e cujo interesse na digitalização de subestações, principalmente neste modelo centralizado, é bastante substancial. A par destes clientes, muitos mais poderão existir, pelo que seria fulcral a realização de *Workshops* que permitissem a divulgação deste conceito. A participação em conferências e em eventos industriais – feiras – tem servido o propósito de disseminar o conceito e de promover soluções.

4.3 Vantagens e Desvantagens da implementação

De forma a sintetizar a implementação solução digital centralizada no SPCC, nesta secção serão abordadas as vantagens e desvantagens inerentes a essa mesma implementação.

Vantagens:

- Arquitetura mais simples;
- Maior flexibilidade e adaptabilidade às diferentes redes de distribuição;
- Escalabilidade para novas tecnologias;
- Menos equipamentos de reserva necessários;
- Manutenção mais simplificada e rápida;

- Trabalhos de comissionamento de menor dimensão ou complexidade;
- Maior eficiência operacional;
- Menor pegada de carbono;
- Redução significativa de cabos de cobre;
- Funções de proteção e automação adaptativas a cada contexto de exploração;
- Redução do risco de choque elétrico com a utilização de fibra ótica;
- Facilidade de configuração através de software;
- Redução do espaço ocupado - menor pegada física;
- Menores custos logísticos - armazenamento e transporte;
- Maior controlo da rede elétrica.

Desvantagens:

- Desconfiança generalizada do mercado;
- Alta especialização necessária para o desenvolvimento da solução;
- Como solução centralizada, tem uma menor disponibilidade apesar da proposta de servidores CPC redundantes;
- Alto nível de cibersegurança necessário.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Análise Conclusiva

Ao longo desta dissertação, foi realizada uma análise comparativa da exequibilidade técnica e comercial de uma solução convencional versus uma solução digital centralizada no domínio das redes de distribuição. Esta análise recaiu sobre o sistema de automação de subestações, com maior destaque para o sistema de proteção, comando e controle.

Inicialmente, foram comparadas as soluções pela sua viabilidade técnica e, para tal, descritas as arquiteturas projetadas para cada solução e para cada caso, já que em função de certas necessidades específicas, as arquiteturas vão apresentando algumas nuances, como se procurou ilustrar ao longo da dissertação. O conceito por trás de cada uma das soluções é bastante dissemelhante, apresentando cada uma as suas vantagens e desvantagens. No entanto, foi concluído que ambas são exequíveis tecnicamente, cuja aplicação é possível num SPCC.

De seguida, foi feita a comparação comercial, de modo a entender qual das soluções seria mais viável a fim de ser adotada. Com esta comparação, chegou-se à conclusão que essa mesma viabilidade depende da dimensão da subestação e do nível de proteção requerido para a mesma, sendo a viabilidade comercial de uma solução digital centralizada diretamente proporcional ao tamanho e à exigência de múltiplas funções de proteção da subestação. Assim, quanto maior a subestação, mais painéis

sob os quais a proteção deve ser considerada e quanto maior a redundância e o número de IED exigidos por cada painel, maior vai ser a vantagem a nível económico da implementação de uma solução digital centralizada. Em sentido contrário, numa subestação pequena, com poucos painéis, a implementação de uma solução centralizada em detrimento da convencional não é razoável economicamente, por apresentar preços muito mais dispendiosos.

Posto isto e em função das dimensões de subestações apresentadas nas redes de transmissão dos operadores de redes elétricas (*Transmission System Operator* (TSO)), é esperado que no futuro este seja o mercado com mais potencial a explorar. Uma vez que as subestações no domínio dos TSO são responsáveis pelo transporte da energia elétrica, muitas vezes, ao longo de um país, com níveis de tensão elevadíssimos (MAT e AT) qualquer falha que possa ocorrer terá impactos enormes tal como a falta de eletricidade a nível nacional. Assim, estas subestações são de dimensões substancialmente maiores que as de distribuição e têm mais painéis e proteções a proteger esses mesmos painéis, com elevados requisitos de redundância, pelo que segundo os resultados obtidos é esperado que o desenvolvimento do conceito de uma subestação digital centralizada para ser aplicado em subestações de transporte seja benéfico.

Por último, foi concluído que, para aumentar a competitividade de uma solução digital, o preço associado às MU, dispositivos essenciais para a digitalização de uma subestação, deve decrescer. Tendo isto em vista, os esforços tecnológicos devem recair na conceção de uma unidade que perfaça as mesmas funções atualmente realizadas pelas MU, com menos *hardware* necessário e mais simples e compactas, alterações essas que justificassem essa redução de preço. Em alternativa à redução do preço da unidade, a solução poderia recair pela redução do número de unidades utilizadas, pois atualmente o que é efetuado é ter uma MU por cada painel, mas ao utilizar a mesma unidade para mais do que um painel, tal poderia contribuir para a redução de MU e, desta forma, para reduzir o preço global.

Outra temática importante de referir com a introdução da digitalização centralizada e da virtualização dos IED, é a possibilidade de incluir funções de automatismos, tais como o AVR e o *Restricted Earth-Fault* (REF) sem custos evidentes. Muitas vezes, os clientes abdicam destas funções de automatismos no SPCC das subestações, principalmente ao nível dos DSO, por aumentarem substancialmente os preços das soluções, algo que não ocorreria com a solução digital centralizada, a qual permite introduzir estas funções extra aumentando a confiabilidade do sistema, sem alteração significativa do preço final da solução.

Em suma a digitalização centralizada com recurso a tecnologias de virtualização, permite o desenvolvimento de um SPCC baseado em *software* com as funções de proteção e controlo de toda a subestação sendo centralizadas numa única unidade computacional - o CPC -, o que irá diminuir e facilitar os trabalhos de comissionamento, de transporte, de manutenção e expansão, bem como aumentar a flexibilidade e versatilidade, de forma sustentável, atributos estes cada vez mais importantes para dar resposta a redes elétricas cada vez mais complexas. Além do desempenho das funções de proteção, automação e controlo por parte do CPC, este permite implementar aplicações inovadoras baseadas na recolha de informações da subestação e dos sensores, enquanto utiliza uma norma que facilita a interoperabilidade entre diferentes fabricantes.

5.2 Perspetiva de trabalhos futuros

Uma das soluções na qual as subestações digitais, especialmente as de cariz centralizada, pode vir a ser aplicada com uma grande frequência é nas centrais eólicas *off-shore*. Com o enorme potencial costeiro existente em Portugal, seria do maior interesse potenciar a implementação de um conceito digital centralizado no domínio das subestações *off-shore* associadas aos ativos eólicos *off-shore*. Tratando-se de uma solução virtualizada, remota e associada a uma forte vertente tecnológica, ajudaria a solucionar a maior desvantagem apontada aos sistemas de proteção destas centrais, que é a distância. Com uma solução digital, onde os serviços de engenharia e de manutenção podem ser tratados remotamente, esta distância seria “encurtada”.

Além disso, estando estas centrais muitas vezes expostas a ambientes salinos, a corrosão dos materiais e das infraestruturas é um problema associado às subestações nestes locais. Desta forma, recorrendo a uma solução virtualizada, com menor recurso a *hardware* e a fibra ótica, tal contribuiria para evitar esse desgaste mais acelerado dos sistemas de proteção e controlo, aumentando a vida útil dos mesmos.

Tendo em conta estas premissas, como trabalhos futuros propõe-se estudar a adequação do modelo apresentado nesta tese noutros contextos de aplicação, tais como no domínio *off-shore*, nunca descurando qualquer avanço a nível de segurança cibernética que terá de ser estudado, adaptado e/ou testado nestas ou noutras quaisquer soluções com uma forte vertente digital.

Referências

- [1] Schneider Electric, “IEC 61850 Standard.” Available at <https://www.se.com/pt/pt/product-range/60793-iec-61850-standard/#overview>, 2023. (Last accessed in 02/03/2023). [Citado na página 6]
- [2] M. Adamiak *et al.*, “Iec 61850 communication networks and systems in substations: An overview for users,” pp. 61–68, 2023. [Citado nas páginas 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14 e 16]
- [3] A. L. da Cruz Costa Correia de Moraes, “Arquitetura de comunicações de sistemas proteção, comando e controlo da edp distribuição,” Master’s thesis, FEUP, 2009. [Citado nas páginas xiii, 6, 7, 8, 12, 13, 14, 23 e 27]
- [4] I. A. T. S. U. Mohd. Asim Aftab, S.M. Suhail Hussain, *IEC 61850 based substation automation system: A survey*. International Journal of Electrical Power Energy Systems, 2020. [Citado na página 6]
- [5] A. M. D. SANTOS, “Automação de subestações,” Master’s thesis, UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO - ESCOLA DE MINAS, 2018. [Citado nas páginas 8, 9 e 10]
- [6] Enso Test, “INTRODUCTION TO THE IEC 61850 STANDARD.” Available at <https://www.ensotest.com/iec-61850/introduction-to-iec-61850-protocol/>, 2023. (Last accessed in 03/03/2023). [Citado nas páginas ix, 10 e 11]
- [7] S. L. M. Lacerda and G. H. R. Carneiro, “Dispositivos eletrônicos inteligentes (ied’s) e a norma iec 61850: União que está dando certo,” pp. 1–8, 2008. [Citado na página 11]
- [8] D. Dolezilek, “Iec 61850: What you need to know about functionality and practical implementation,” *SEL Journal of Reliable Power*, vol. 1, no. 2, pp. 1–18, 2010. [Citado na página 11]
- [9] ABB, “Introduction to IEC 61850 substation communication standard.” Available at https://web.fe.up.pt/~asousa/sind/acetat/AI_EPFL/AI_421_IEC61850.pdf, 2023. (Last accessed in 17/03/2023). [Citado na página 13]

- [10] M. R. de Seixas, “Sistemas de proteção em redes elétricas e automatização de subestações,” Master’s thesis, ISEP, Porto, 2020. [Citado nas páginas 14, 15, 16, 23, 24, 27, 29, 30 e 37]
- [11] G. P. da Silva and O. R. Pinheiro, “Estudo de mensagens goose na norma iec 61850 - sistemas e redes de comunicação em subestações,” pp. 1–12, 2023. [Citado na página 15]
- [12] P. E. P. Cardoso, “Avaliação do impacto em comissionamento e testes de funcionamento numa subestação com protocolo cei 61850,” Master’s thesis, FEUP, Porto, 2013. [Citado na página 15]
- [13] Zenon, “Successful digitalization in energy projects with iec 61850,” p. 9, 2023. [Citado nas páginas ix, 16 e 17]
- [14] Bruce Milschiltz, “IEC 61850 What Are You Waiting For?.” Available at <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/1164/article/IEC-61850-What-Are-You-Waiting-For-.htm>, 2018. (Last accessed in 14/03/2023). [Citado na página 18]
- [15] L. Sathyadevan *et al.*, “Digitized copper – advantages, disadvantages and outlook of a power and process integrated control system using iec 61850,” pp. 1–4, 2023. [Citado na página 18]
- [16] B. Milschiltz, “Iec 61850 what are you waiting for?,” pp. 1–7, 2023. [Citado na página 18]
- [17] E. Technologies, “Precision Time Protocol (PTP/IEEE-1588),” tech. rep., EndRun Technologies, 2023. [Citado na página 19]
- [18] J. Tsang and K. Beznosov, “A security analysis of the precise time protocol,” pp. 1–q0, 2023. [Citado na página 19]
- [19] D. M. A. Dreher, “Precision clock synchronization,” pp. 1–20, 2023. [Citado na página 19]
- [20] S. T. Watt *et al.*, “Understanding and applying precision time protocol,” pp. 1–7, 2015. [Citado na página 19]
- [21] G. Clarke and D. Reynders, “Mordern scada protocols,” pp. 1–10, 2004. [Citado na página 20]
- [22] IEC, “Iec 60870-5-101,” pp. 1–9, 2003. [Citado na página 20]
- [23] R. R. R. Ribeiro, “Estudo da norma iec 61850,” Master’s thesis, Universidade Federal de Campina Grande, 2010. [Citado na página 20]

-
- [24] M. Kerkers, “Assessing the security of iec 60870-5-104 implementations using automata learning,” Master’s thesis, University of Twente, 2017. [Citado na página 20]
- [25] IEC, “Iec 62439-3,” pp. 1–12, 2016. [Citado nas páginas 21 e 22]
- [26] Cenelec, “Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).” Available at <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/83c16e47-7823-45d9-a7fa-455d98b54c1c/en-iec-62439-3-2022>, Feb. 2022. (Last accessed in 25/03/2023). [Citado nas páginas 21 e 22]
- [27] Flexibilis, “Parallel redundancy protocol (prp).” Available at <https://www.flexibilis.com/technology/parallel-redundancy-protocol-prp/>, 2023. (Last accessed in 16/03/2023). [Citado nas páginas ix e 21]
- [28] Flexibilis, “High-availability seamless redundancy (hsr).” Available at <https://www.flexibilis.com/technology/high-availability-seamless-redundancy-hsr/>, 2023. (Last accessed in 16/03/2023). [Citado nas páginas ix e 22]
- [29] S. Lathesh L, “Substation automation system,” pp. 1–5, 2016. [Citado na página 23]
- [30] S. C. Reis, “Upgrade do simulador da linha de produção flexível do laboratório de automação,” Master’s thesis, FEUP, 2020. [Citado na página 25]
- [31] G. Thomas, “Introduction to the modbus protocol,” pp. 1–4, 2008. [Citado na página 25]
- [32] A. F. C. FERREIRA, “Gestão técnica centralizada - implementação num edifício do tipo hospitalar,” Master’s thesis, FEUP, 2017. [Citado na página 25]
- [33] Amplicon, “Process control and automation using modbus protocol,” pp. 1–8, 2023. [Citado na página 25]
- [34] L. M. P. C. S. Moreira, “Ciclo de vida dos sistemas de proteção comando e controlo: Estratégias de manutenção versus investimento,” Master’s thesis, FEUP, Porto, 2009. [Citado nas páginas 26, 27, 29, 30, 31 e 32]
- [35] E. Padilla, “Substation automation systems design and implementation,” Master’s thesis, Eleunion CA, 2020. [Citado na página 26]
- [36] R. V. Correia, “Sistemas de proteção, comando e controlo e o paradigma do iec 61850 : Os novos desafios da manutenção : Estágio na edp distribuição,” Master’s thesis, IPC, Coimbra, 2016. [Citado nas páginas ix, 27, 28, 30, 31, 32 e 37]

- [37] E-Redes, “Instalações at e mt,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 28]
- [38] E-Redes, “Funções de proteção,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado nas páginas 29 e 30]
- [39] E-Redes, “Função de automatismo: “comutação automática de disjuntores bt,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 30]
- [40] E-Redes, “Função de automatismo: “religação rápida e/ou lenta de disjuntores,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 30]
- [41] E-Redes, “Função de automatismo: “pesquisa de terras resistentes,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 31]
- [42] E-Redes, “Função de automatismo: Deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 31]
- [43] E-Redes, “Função de automatismo: Deslastre por falta de tensão/reposição por regresso de tensão,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 31]
- [44] E-Redes, “Função de automatismo: Regulação de tensão,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 31]
- [45] E-Redes, “Função de automatismo: Comando horário de baterias de condensadores,” tech. rep., E-Redes, 2023. [Citado na página 32]
- [46] E. Distribuição, “Instalações at e mt - sistemas de proteção, comando e controlo numérico (spcc): Hardware,” tech. rep., EDP Distribuição, 2020. [Citado na página 32]
- [47] EFACEC, “TPU D500,” tech. rep., EFACEC, 2016. [Citado na página 33]
- [48] EFACEC, “TPU L500,” tech. rep., EFACEC, 2016. [Citado na página 33]
- [49] ABB, “Busbar Protection REB 670,” tech. rep., ABB, 2023. [Citado na página 33]
- [50] EFACEC, “TPU T500,” tech. rep., EFACEC, 2016. [Citado na página 33]
- [51] EFACEC, “TPU S430,” tech. rep., EFACEC, 2016. [Citado na página 33]
- [52] EFACEC, “BCU 500,” tech. rep., EFACEC, 2016. [Citado na página 33]
- [53] N. Rodrigues and Others, “Relatório do estado da arte internacional de tecnologias, standards e requisitos de indústria,” pp. 1–12, 2021. [Citado nas páginas 34 e 44]

-
- [54] G. P. Fernandes, “Metodologia para calibração de placas de aquisição analógica de merging units usando sampled values,” Master’s thesis, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, 2021. [Citado nas páginas ix, 34 e 35]
- [55] EFACEC, “MCU 500,” tech. rep., EFACEC, 2021. [Citado nas páginas ix e 35]
- [56] Schneider, “Ion 8650,” tech. rep., Schneider, 2023. [Citado nas páginas ix e 36]
- [57] Belden, “Substation Automation Systems.” Available at <https://www.belden.com/Markets/Energy/Substation-Automation-Systems>, 2023. (Last accessed on 28/08/2023). [Citado nas páginas ix, 40, 42 e 47]
- [58] R. D. J. Ana Cristina Alwixo and Others, “Challenges and considerations for the design and implementation of a centralized protection and control solution for mv networks,” pp. 1–5, 2023. [Citado nas páginas ix, 42, 43, 44, 45 e 46]
- [59] ABB, “Digital substation, bridging the gap between analogue and digital technologies,” tech. rep., ABB, 2023. [Citado na página 87]

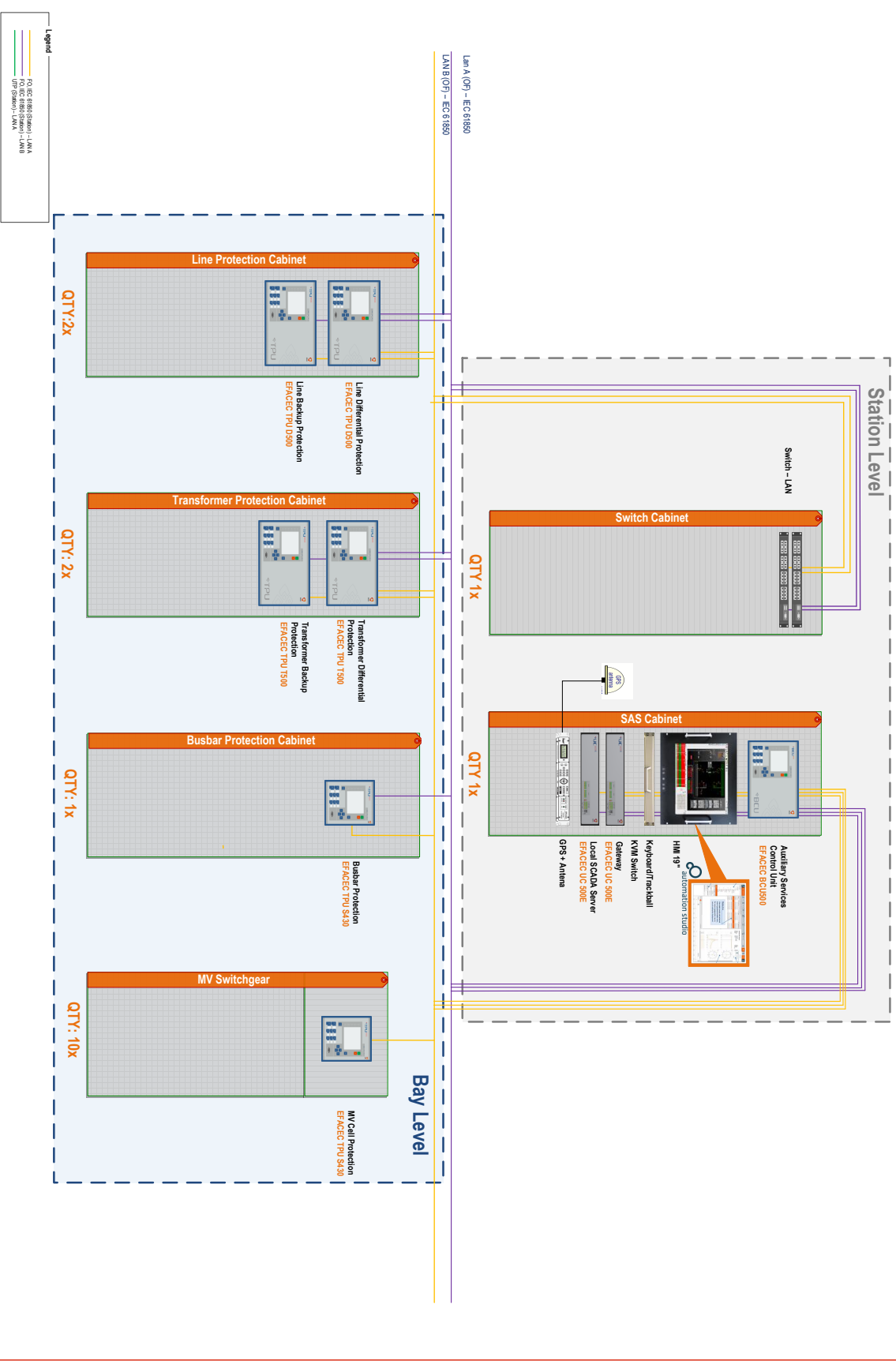
Anexo A

Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 1



Control and Protection System Architecture

Caso Prático 1 - Solução Convencional



© Reservados todos os direitos. A cópia ou a entrega deste documento a terceiros, bem como o uso ou a comunicação do seu conteúdo, não são permitidos sem autorização escrita.

www.efacec.com/automation

Figura A.1: Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 1

Anexo B

Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 1

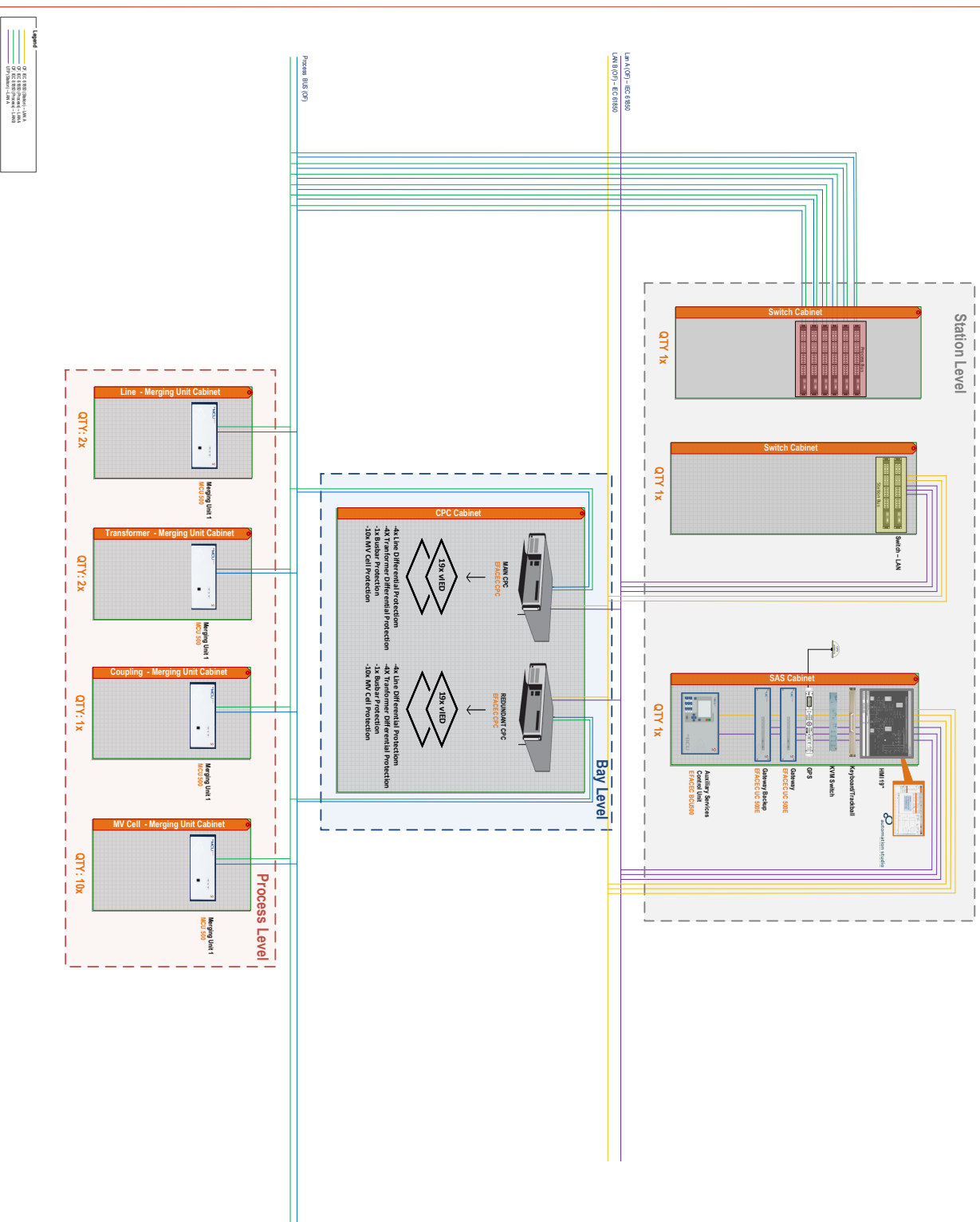


Figura B.1: Arquitetura global de um SPCC para uma Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 1

Anexo C

Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 2

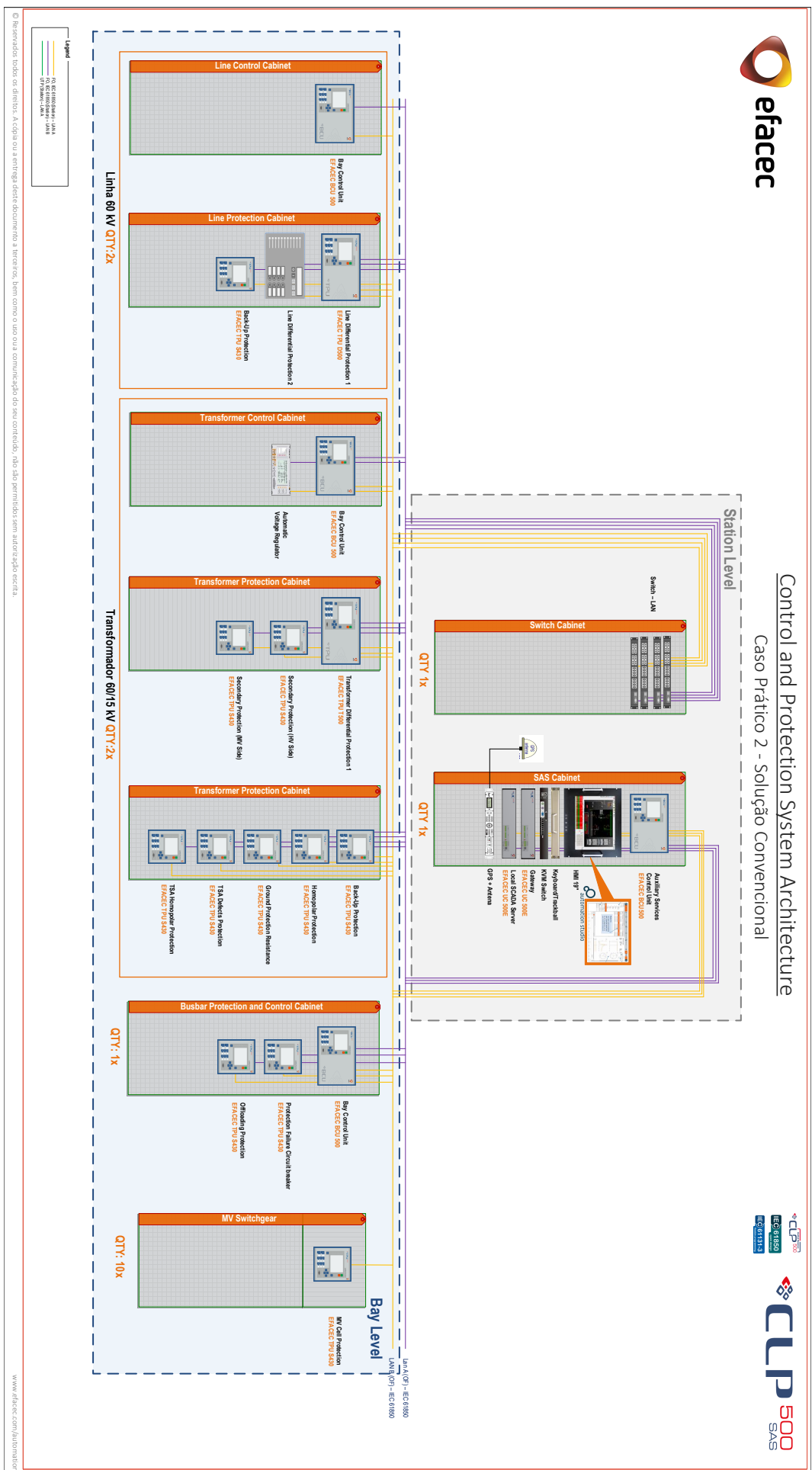


Figura C.1: Arquitetura global de um SPPC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 2

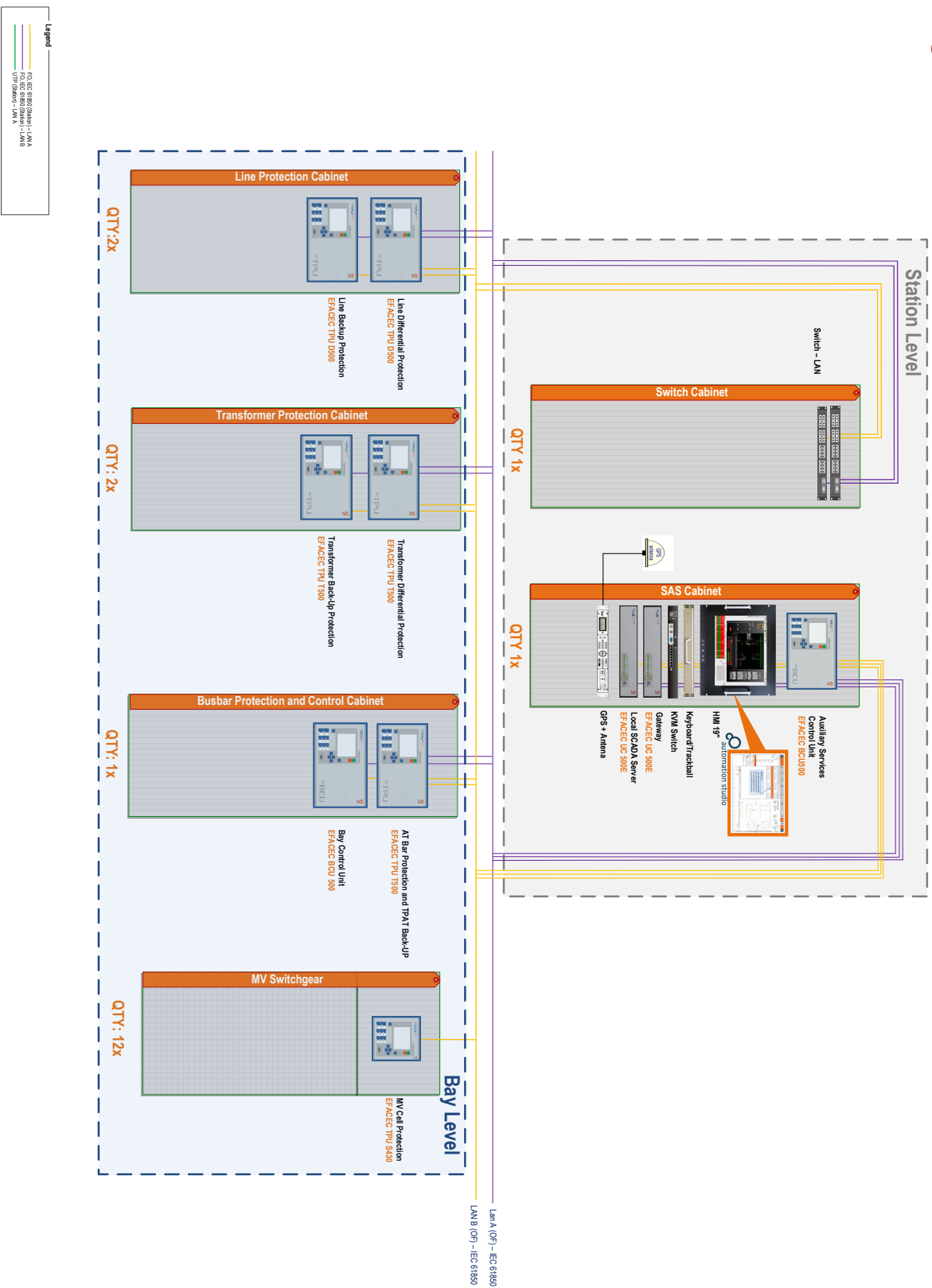
Anexo D

Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 2



Anexo E

Arquitetura global Subestação Convencional - Caso de Estudo 3



© Reservados todos os direitos. A cópia ou a entrega deste documento a terceiros, bem como o uso ou a comunicação do seu conteúdo, não são permitidos sem autorização escrita.

www.efacec.com/automation

Figura E.1: Arquitetura global do SPCC para uma Subestação Convencional - Caso de Estudo 3

Anexo F

Arquitetura global Subestação Digital Distribuída - Caso de Estudo 3

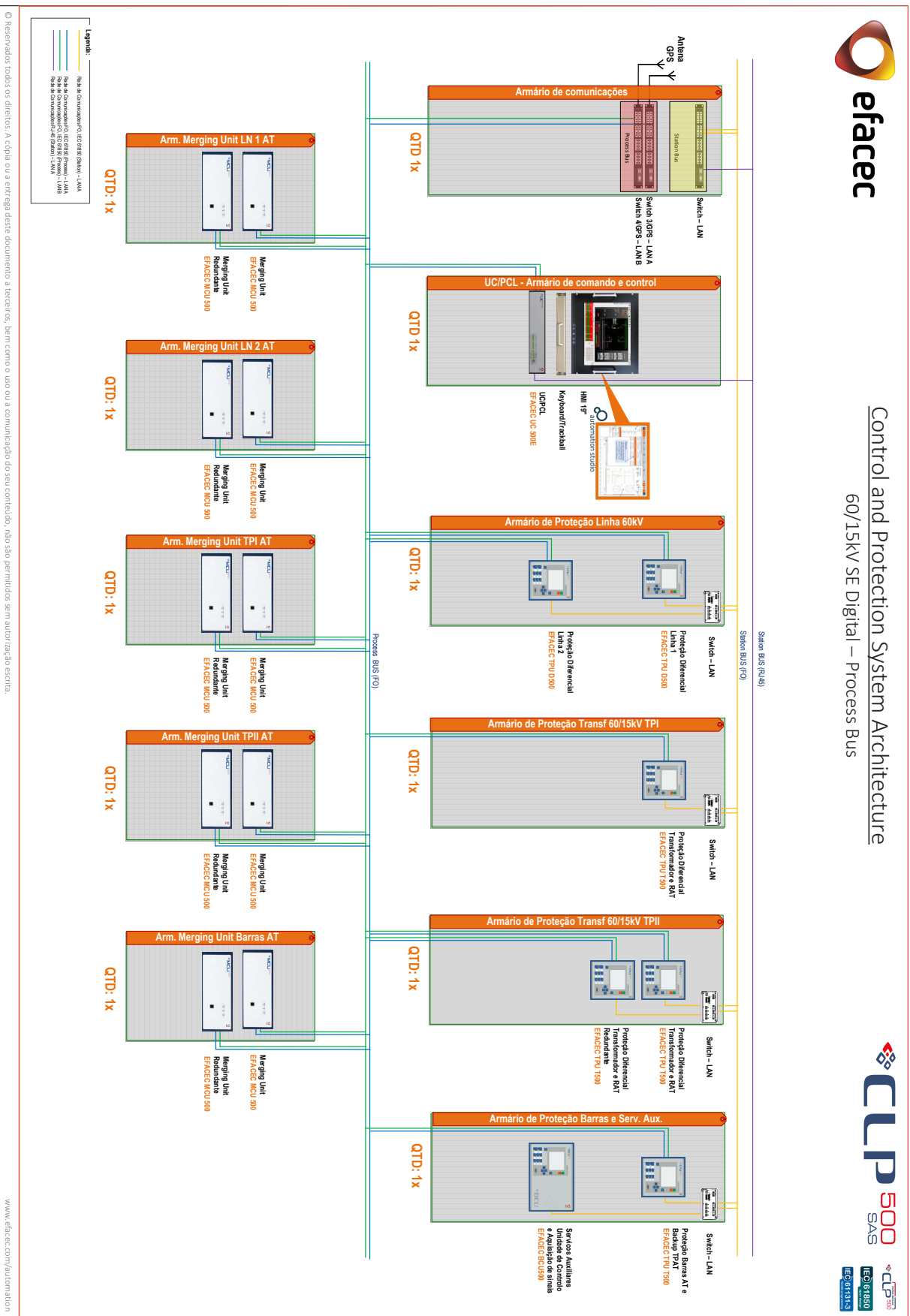


Figura F.1: Arquitetura global de um SPPC de uma Subestação Digital - Caso de Estudo 3

Anexo G

Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3

16 Anexo G. Arquitetura global Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3

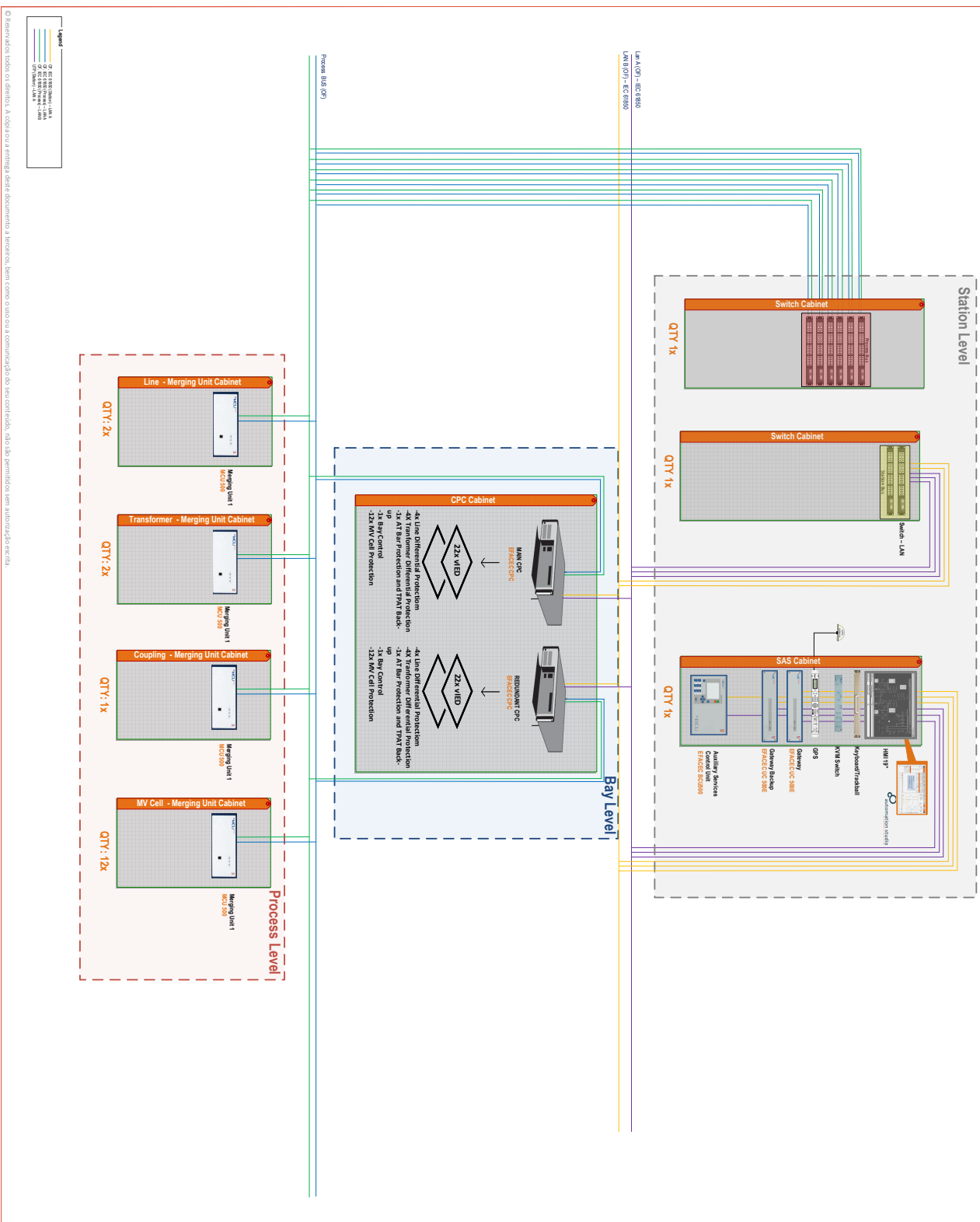


Figura G.1: Arquitetura global do SPCC da Subestação Digital Centralizada - Caso de Estudo 3