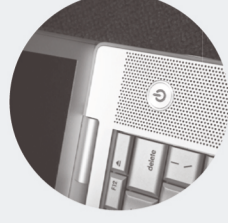
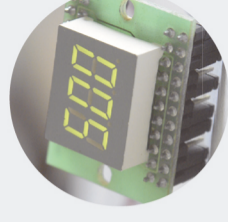
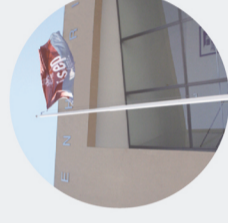




Sistemas de Proteção em Redes Eléctricas e Automatização de Subestações

MIGUEL REBELO DE SEIXAS

Julho de 2020



Sistemas de Protecção em Redes Eléctricas e Automatização de Subestações

Sistemas de Protecção em Redes Eléctricas e Automatização de
Subestações

MIGUEL REBELO DE SEIXAS
Julho de 2020

MIGUEL REBELO DE SEIXAS
Julho de 2020
POLITÉCNICO
DO PORTO



SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES ELÉTRICAS E AUTOMATIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Miguel Rebelo de Seixas



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2020

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Miguel Rebelo de Seixas, Nº 1100358, 1100358@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professor Doutor José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2020

“We crave for new sensations but soon become indifferent to them. The wonders of yesterday are today common occurrences”

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de deixar uma nota de agradecimento ao professor doutor José António Beleza de Carvalho, pela sua orientação, atenção e disponibilidade, essenciais para a conclusão desta etapa no meu percurso académico.

À minha família, o meu profundo agradecimento por todo o investimento feito na minha formação, tanto académica como humana. Tudo o que sou e o que irei ser, a eles devo.

À minha namorada, Mariana Matos, agradeço o amor, o apoio e a dedicação não só para a conclusão do curso, mas também na vida.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e pelos bons momentos, essenciais para abstrair as dificuldades que foram surgindo com a elaboração deste trabalho.

Por ultimo, um agradecimento à casa que me viu crescer, ao ISEP, que me ensinou o verdadeiro valor do esforço, do empenho e do estudo.

Resumo

A presente dissertação analisa o estado atual das tecnologias de proteção, comando e controlo de subestações, particularmente da EDP Distribuição, operador da rede de distribuição nacional. Tem como objetivo a apresentação de medidas e ações a tomar de forma a que se alcance uma subestação inteligente, adaptada às tecnologias de informação e de comunicação atuais. É realizada uma caracterização de todo o sistema elétrico nacional, bem como uma apresentação e estudo prévio de curto circuitos, motivo para o qual são necessários os sistemas de proteção.

Posto isto, é realizado um enquadramento inicial, descrevendo sucintamente as subestações do operador e seus equipamentos, utilizando como base o documento “projeto-tipo” da EDP Distribuição. Depois de apresentado o projeto-tipo de subestação e seus equipamentos, são abordados os equipamentos de proteção, comando e controlo, tendo como base a legislação nacional. É, também, realizada uma abordagem à norma CEI 61850, a mais relevante norma no contexto de comunicações em subestações. A primeira edição da norma é analisada em detalhe, as alterações da segunda edição também são referidas na dissertação.

Com o estudo efetuado à norma, é feita uma análise às vantagens da sua aplicação na rede de distribuição em Portugal, tomando como exemplo a implementação de um projeto piloto em França. São abordados cinco fatores considerados relevantes para tornar uma subestação num sistema inteligente: os transformadores não convencionais, a redundância das comunicações, a sincronização temporal, as vantagens da aplicação da norma IEC 61850 para a manutenção e operação da subestação e a cibersegurança.

Palavras-Chave

Dispositivo eletrónico inteligente, IEC 61850, Proteção, Comando, Controlo, Rede de Distribuição, Subestação inteligente, Comunicação.

Abstract

This dissertation intends to evaluate the current state of protection, command and control technology, in the context of the substations of the operator of the national distribution network, EDP Distribuição. It aims to present measures and actions to be taken in order to achieve an intelligent substation, adapted to the current information and communication technologies. A characterization of the entire national electrical system is carried out, as well as a presentation of short circuits, which is why there is a need for protection systems.

That said, an initial framework is carried out, briefly describing the operator's substations and their equipment, using as a basis the EDP Distribuição document "Standard project". After presenting the standard design of the substation and its equipment, the protection, command and control equipment is addressed, based on national legislation. An approach to the IEC 61850 standard, the most relevant standard in the context of substation communications is carried out. The first edition is analysed in detail, and the changes of the second edition are also mentioned in the dissertation.

With this study on the standard carried out, an analysis is made of the advantages of its application in the distribution network in Portugal, following an example implementation of a pilot project in France. A total of five factors, considered relevant to make a substation into an intelligent system were addressed: unconventional transformers, communication redundancy, time synchronization, the advantages of applying the IEC 61850 standard for maintenance and operation and cybersecurity.

Keywords

Intelligent Electronic Device, IEC 61850, Protection, Command, Control, distribution Network, Intelligent Substation, Communication.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIX
ACRÓNIMOS	XXI
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJETIVOS	2
1.3.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	2
2. O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	5
2.1.ESTRUTURA E COMPONENTES	6
2.2.PRODUÇÃO.....	6
2.3.CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE	8
2.4.CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO	10
2.5.OPERAÇÃO DE MERCADO - COMERCIALIZAÇÃO	10
2.6.CONSUMO	13
2.7.CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	14
2.8.CONCLUSÃO	18
3. ESTUDO PRÉVIO DE CURTO CIRCUITOS	21
3.1.COMPONENTES SIMÉTRICAS	23
3.2.REGIMES DE NEUTRO.....	30
3.3.CONCLUSÃO	41
4. SUBESTAÇÕES	43
4.1.PROJETO-TIPO DA SUBESTAÇÃO AT/MT	44
4.2.EQUIPAMENTOS DE POTÊNCIA	46
4.3.EQUIPAMENTOS DE MEDIDA	56
4.4.EDIFÍCIO DE COMANDO.....	61

4.5.CONCLUSÃO	66
5. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	67
5.1.CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO NOS SEE.....	68
5.2.ESTRUTURA DE SPCC’S SEGUNDO PROJETO-TIPO.....	71
5.3.FUNÇÕES DE AUTOMATISMO	72
COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA DE DISJUNTORES BT	72
RELIGAÇÃO RÁPIDA E/OU LENTA DE DISJUNTORES	72
DESLASTRE POR FALTA DE TENSÃO/REPOSIÇÃO POR REGRESSO DE TENSÃO	73
DESLASTRE POR MÍNIMO DE FREQUÊNCIA/REPOSIÇÃO POR NORMALIZAÇÃO DE FREQUÊNCIA	73
FUNÇÃO DE REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	73
COMANDO HORÁRIO DE BATERIAS DE CONDENSADORES	73
5.4.COORDENAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO COMANDO E CONTROLO	74
5.5.ZONAS DE PROTEÇÃO	74
5.6.FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	75
5.7.ARQUITETURA DA REDE DE COMUNICAÇÃO.....	86
5.8.CONCLUSÃO	87
6. NORMA CEI 61850.....	89
6.1.ESTRUTURA DA NORMA.....	91
6.2.MODELIZAÇÃO DE DADOS DO IED	92
6.3.DISPOSITIVO LÓGICO.....	94
6.4.NÓS LÓGICOS.....	95
6.5.NÓ LÓGICO ZERO – LLN0.....	98
6.6.TIPOS DE COMUNICAÇÕES	98
6.7.MODELO DE SERVIÇOS	100
6.8.LINGUAGEM SCL	103
6.9.MODELO DE SUBESTAÇÃO.....	104
6.10.CARACTERÍSTICAS, VANTAGENS E DESAFIOS	106
6.11.2º EDIÇÃO DA NORMA	108
6.12.CONCLUSÃO	110
7. SUBESTAÇÃO INTELIGENTE	113
7.1.TRANSFORMADORES NÃO CONVENCIONAIS	115
7.2.REDUNDÂNCIA DO SISTEMA	123
7.3.SINCRONIZAÇÃO TEMPORAL	129
7.4.OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	132
7.5.CIBERSEGURANÇA.....	136
7.6.CONCLUSÃO	141
8. CONCLUSÕES.....	143

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	145
ANEXO A. CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE TENSÃO	154
ANEXO B. CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE	156

Índice de Figuras

Figura 1	Sistema Elétrico de Energia Simplificado [1]	6
Figura 2	Central Termoelétrica de Sines [67]	7
Figura 3	Barragem do Alto Lindoso [68]	7
Figura 4	Parque eólico de Fafe [71]	8
Figura 5	Central Fotovoltaica [72]	8
Figura 6	Rede Nacional de Transporte de Energia [69]	9
Figura 7	Evolução do mercado de energia	11
Figura 8	Curvas de oferta e procura no mercado de eletricidade [7]	12
Figura 9	Diagrama de carga a 02/04/2020 [70]	13
Figura 10	Diagrama de carga PRE's a 02/04/2020 [70]	14
Figura 11	Forma de onda da tensão e corrente num circuito de corrente alternada [66]	15
Figura 12	Corrente atrasada em relação à tensão num circuito de corrente alternada [66]	16
Figura 13	Representação de um curto circuito baseado num esquema simplificado [16]	21
Figura 14	Decomposição de um sistema trifásico em componentes simétricas [16]	24
Figura 15	Curto circuito trifásico [16]	25
Figura 16	Modelo de um curto circuito trifásico usando componentes simétricas [16]	26
Figura 17	Curto Circuito fase – terra [16]	27

Figura 18	Modelo de um curto circuito fase – terra monofásico utilizando componentes simétricas [16]	28
Figura 19	Curto circuito bifásico [16]	28
Figura 20	Modelo de curto circuito bifásico utilizando componentes simétricas [16]	29
Figura 21	defeito entre duas fases e a terra [16]	29
Figura 22	Modelo de um curto circuito bifásico à terra seguindo as componentes simétricas [16]	30
Figura 23	Sistema Trifásico ligado em estrela com ponto de neutro [14]	30
Figura 24	Esquema equivalente de um sistema elétrico com um defeito à terra [16]	32
Figura 25	Corrente de defeito capacitiva num sistema de neutro isolado [16]	33
Figura 26	Defeito à terra num regime de neutro ligado diretamente à terra [16]	34
Figura 27	Esquema do regime de ligação diretamente à terra com neutro não distribuído [17]	35
Figura 28	Esquema do regime de ligação diretamente à terra com neutro distribuído [17]	35
Figura 29	Defeito à terra no regime de neutro ligado à terra por uma resistência [16]	37
Figura 30	Esquema de ligação à terra com neutro acessível [16]	37
Figura 31	Esquemas de ligação à terra por resistência com neutro inacessível [16]	38
Figura 32	Defeito à terra no regime de neutro ligado à terra por uma reactância, com neutro acessível [16]	38
Figura 33	Regime de neutro ligado à terra por reactância, com neutro não acessível [16]	40
Figura 34	Defeito à terra em sistema elétrico com neutro ressonante [16]	40

Figura 35	Esquema simplificado de uma subestação tipo [19]	45
Figura 36	Esquema equivalente aproximado de um transformador referido ao lado da tensão mais baixa [14]	47
Figura 37	Disjuntor SF6 - EFACEC DIFLU [75]	50
Figura 38	Disjuntor a Vácuo - EFACEC DIVAC [74]	50
Figura 39	Seccionador de facas [19]	51
Figura 40	Descarregador de sobretensão por resistência não linear [19]	53
Figura 41	Reactâncias de neutro [19]	54
Figura 42	Bateria de Condensadores [19]	55
Figura 43	Transformador de tensão – Eletromagnético [9]	57
Figura 44	Transformador de tensão – Capacitivo [9]	58
Figura 45	Transformador de corrente com primário em barra de núcleo toroidal e secundário distribuído uniformemente [9]	59
Figura 46	Curva de magnetização de um TI [9]	60
Figura 47	Curva de saturação do enrolamento de medida de um TI [9]	60
Figura 48	Curva de Saturação do enrolamento de proteção de um TI [9]	61
Figura 49	Unidade de Proteção [19]	62
Figura 50	Armário de Contagens [19]	62
Figura 51	Posto de comando local [19]	63
Figura 52	Armário de comunicações [19]	63
Figura 53	Serviços Auxiliares de tensão contínua [19]	64
Figura 54	Serviços auxiliares de corrente alternada [19]	64

Figura 55	Retificador [19]	65
Figura 56	Baterias de corrente contínua [19]	65
Figura 57	Quadro Metálico de MT (QMMT) [19]	66
Figura 58	Relé numérico EFACEC Série 450 [77]	68
Figura 59	Estrutura organizacional do sistema de automação de subestação [20]	71
Figura 60	Características de operação de um relé poligonal [51]	76
Figura 61	Curvas de tempo de atuação para relés de característica inversa [10]	81
Figura 62	Esquema de proteção diferencial [42]	85
Figura 63	Modelização para troca de informação num sistema de automação de subestação [54]	93
Figura 64	Dispositivos físicos e lógicos [51]	93
Figura 65	Hierarquia Funcional do IED segundo a norma CEI 61850 [53]	94
Figura 66	Estrutura de um objeto segundo a norma CEI 61850 [50]	94
Figura 67	Estrutura construtiva por blocos de um LD [54]	95
Figura 68	Interligação entre Nós Lógicos [56]	95
Figura 69	Categorias de informação do LN [54]	96
Figura 70	Informação da posição do LN [54]	97
Figura 71	Classe Common Logical Node [55]	97
Figura 72	Camadas do modelo OSI [60]	99
Figura 73	Serviços definidos pela norma CEI 61850 e protocolos de comunicação associados [60]	100
Figura 74	Métodos de comunicação ASCII [54]	101

Figura 75	Modelo GSE [54]	102
Figura 76	Modelo de publicação de dados ponto a ponto [54]	102
Figura 77	Modelo para a troca de informação no processo de configuração [63]	104
Figura 78	Conceito de barramento de processo [48]	105
Figura 79	Arquitetura de subestação segundo a norma CEI 61850 [48]	106
Figura 80	Arquitetura de uma subestação inteligente segundo o projeto “Poste Intelligent” [78]	114
Figura 81	<i>Merging Unit</i> da Siemens, modelo Siprotec 6MU85 [83]	117
Figura 82	<i>Exemplo de um LPIT eletrônico segundo a norma CEI 61869-9</i>	118
Figura 83	Representação de um sensor Polarimétrico [86]	119
Figura 84	Bobina de Rogowwski da ABB Keca 250 B1 [87]	120
Figura 85	Esquema de uma bobine de Rogowski [104]	120
Figura 86	bobine de Rogowski com um integrador analógico [104]	121
Figura 87	Esquema representativo de um divisor resistivo	122
Figura 88	Representação de um divisor capacitivo	122
Figura 89	Principio de funcionamento de um transformador de tensão por efeito de Pockels	123
Figura 90	Exemplo de um <i>switch ethernet</i>	124
Figura 91	Exemplo de ligação utilizando PRP [89]	126
Figura 92	Caixa de redundância <i>Redbox</i>	126
Figura 93	Exemplo de ligação de rede em anel, utilizando o protocolo HSR [89]	127
Figura 94	Protocolo HSR aplicado ao barramento de processo [89]	129

Figura 95	Esquema de ligação da rede de comunicação utilizando a combinação de HSR e PRP numa subestação [89]	129
Figura 96	Exemplo de implementação de uma rede PTP [93]	131
Figura 97	Diferentes tipos de manutenção	133
Figura 98	Estrutura de uma <i>Software-Defined Network</i> [103]	138
Figura 99	Regras de correspondência utilizando as camadas 1 a 4 do modelo OSI de uma <i>frame</i> da <i>ethernet</i> [103]	139
Figura 100	Encaminhamento de pacote segundo a regra de correspondência de fluxo [103]	140
Figura 101	Características dos transformadores de tensão para 10 kV [30]	154
Figura 102	Características dos transformadores de tensão para 15 kV [30]	154
Figura 103	Características dos transformadores de tensão para 30 kV [30]	155
Figura 104	Características dos transformadores de Corrente para 10 kV [31]	156
Figura 105	Características dos transformadores de Corrente para 15 kV [31]	156
Figura 106	Características dos transformadores de Corrente para 15 kV [31]	157

Índice de Tabelas

Tabela 1 Diferentes tipos de curto circuitos	23
Tabela 2 Painéis AT da subestação do projeto-tipo [18]	45
Tabela 3 Painéis MT da subestação do projeto-tipo [18]	46
Tabela 4 Potências estipuladas válidas para transformadores 60 kV/MT [22]	47
Tabela 5 Análise comparativa entre as diversas vantagens e desvantagens dos dois tipos de transformadores – Secos e com isolamento a óleo [25]	49
Tabela 7 Características elétricas dos seccionadores [76]	52
Tabela 8 Características estipuladas das RN [28]	54
Tabela 9 Impedância homopolar Z_0 [ohms] [28]	54
Tabela 10 Características estipuladas e construtivas dos EBC normalizados [29]	56
Tabela 11 Características α e β segundo a norma IEC 60255 [47]	80
Tabela 12 Estrutura de Norma IEC 61850 [48]	91
Tabela 13 Lista de Grupos de LN [55]	96
Tabela 14 Tipos de mensagem e associação ao seu desempenho [60]	100
Tabela 15 Correspondências entre a norma 61869 e a norma 60044	116

Acrónimos

ANSI	–	<i>American National Standards Institute</i>
ASCI	–	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CC	–	Curto Circuito
CDC	–	<i>Common Data Classes</i>
CEI	–	Comissão Eletrotécnica Internacional
CID	–	<i>Configured IED Description</i>
CPI	–	Controlador Permanente de Isolamento
DAN	–	<i>Double Attached Node</i>
DEF	–	Documento de Especificação Funcional
DIT	–	Documento Instalações-Tipo
DMA	–	Documento de Materiais e Aparelhos
DSP	–	Processadores de Sinal Digital
DST	–	Descarregadores de Sobretensões
DTR	–	Deteção de Terra Resistente
EBC	–	Escalões de Bateria de Condensadores
EC	–	Edifício de Comando

EDP	–	Energias de Portugal
EPRI	–	Instituto de Investigação da Eletrónica de Potência
GOOSE	–	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	–	Sistema de Posicionamento Global
GSE	–	<i>Generic Substation Event</i>
GSSE	–	<i>Generic Substation Status Event</i>
HMI	–	<i>Human-Machine Interface</i>
HSR	–	<i>High-Availability Seamless Redundancy</i>
ICD	–	<i>IED Capability Description</i>
IED	–	Dispositivos Eletrónicos Inteligentes
IEEE	–	Instituto de Engenheiros eletricistas e Eletrónicos
IID	–	<i>Instantiated IED Description</i>
IP	–	Protocolo Internet
IRIG	–	<i>Inter-Range Instrumentation Group</i>
ISO	–	<i>International Standards Organization</i>
LAN	–	Rede de Área Local
LC	–	<i>Logical Connection</i>
LD	–	<i>Logical Device</i>
LLC	–	Controlo de Ligação Lógica
LN	–	<i>Logical Node</i>

MAC	–	Controlo de Acesso do Meio
MAT	–	Muito Alta Tensão
MIBEL	–	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIF	–	Máxima Intensidade de Fase
MIH	–	Máxima Intensidade Homopolar
MIHD	–	Máxima Intensidade Homopolar Direcional
MMS	–	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT	–	Média Tensão
MU	–	<i>Merging Unit</i>
OMIP	–	Operador de Mercado Ibérico de Energia
OSI	–	<i>Open System Interconnection</i>
PC	–	<i>Physical Connection</i>
PD	–	<i>Physical Device</i>
PEA	–	Parque Exterior para Aparelhagem
PPS	–	<i>Pulse Per Second</i>
PRE	–	Produção em Regime Especial
PRP	–	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	–	<i>Precision Time Protocol</i>
PTR	–	Proteção de Máxima Intensidade Homopolar de Terra Resistente
QMMT	–	Quadro Metálico de Média Tensão

REE	–	Regime Especial de Exploração
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RN	–	Reatâncias de Neutro
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
RSTP	–	<i>Rapid Spanning Tree Protocol</i>
SAN	–	<i>Single Attached Node</i>
SAS	–	<i>Substation Automation System</i>
SCADA	–	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCD	–	<i>System Configuration Description</i>
SCL	–	<i>Substation Configuration Language</i>
SCSM	–	<i>Specific Communication Service Mapping</i>
SDN	–	<i>Software-Defined Network</i>
SED	–	<i>System Exchange Description</i>
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SEGRID	–	<i>Security for Smart Electricity Grids</i>
SI	–	Sistema Internacional
SMV	–	<i>Sampled Measured Values</i>
SNTP	–	<i>Simple Network Time Protocol</i>
SPCC	–	Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

- SSD – *System Specification Description*
- SV – *Sampled Value*
- TBM – *Time Based Maintenance*
- TI – Transformadores de Intensidade
- TP – Transformador de Potência
- TSA – Transformador de Serviço Auxiliar
- TSO – *Transmission System Operator*
- TT – Transformador de Tensão
- UCA – *Utility Communication Architecture*
- XML – *Extensible Markup Language*

1. INTRODUÇÃO

A EDP Distribuição enquanto concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Portugal Continental, tem como objetivo garantir altos níveis de continuidade e qualidade de serviço. Para tal, é importante que a empresa acompanhe as evoluções tecnológicas, de acordo com os seus sistemas de automação e métodos de manutenção.

A forte evolução tecnológica permitiu a alteração de sistemas de proteção convencionais por dispositivos eletrónicos inteligentes, nas subestações da rede elétrica de energia. Neste sentido de evolução contínua, surge a norma CEI 61850 que estabelece métodos para a padronização das comunicações dentro das subestações, utilizando o meio *ethernet*. É garantida, com a aplicação desta norma, a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. Possibilita também um aumento de funcionalidades para os sistemas integrantes da subestação, por via da linguagem SCL e dos nós lógicos, cujos parâmetros são uma mais valia no momento da parametrização, operação e manutenção, o que veio a facilitar a tarefa de engenharia, um processo demoroso e propenso a erros.

Ainda assim, o processo de introdução da normativa CEI 61850 em Portugal tem sido lento e muitas das subestações existentes no país são compostas por equipamentos de gerações distintas, dificultando a evidenciação das mais valias da implementação da norma. É, neste momento, em que é possível adaptar grande parte das subestações do país para esta norma, ter a consciência e a visão de utilizar as tecnologias mais avançadas de forma a rentabilizar da melhor forma o investimento efetuado.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Esta dissertação surge no desejo de realizar um trabalho no âmbito da distribuição de energia. O desafio colocado pelo orientador ao autor, era de elaborar um documento que apresentasse os equipamentos de proteção, comando e controlo da rede de distribuição, utilizando como suporte a legislação nacional, bem como apresentar a norma CEI 61850 que tem sido gradualmente introduzida nas subestações portuguesas.

Com o enquadramento realizado com a legislação em vigor, da arquitetura dos sistemas de proteção, comando e controlo, verificou-se que já foi feita uma atualização de forma a que os Dispositivos Eletrónicos Inteligentes (IED) colocados já possam estar adaptados com a norma CEI 61850, embora a normativa não seja forçosamente estabelecida na legislação. Este desenvolvimento da legislação faz sentido, uma vez que ainda vigora um período de transição entre a tecnologia anterior e a tecnologia de comunicação da norma CEI 61850.

Neste âmbito, pretende-se apresentar algumas das tecnologias para uma subestação de futuro, segundo o projeto implementado em França “*Poste Intelligent*”. Desta forma garante-se a implementação de uma subestação inteligente, fortemente suportada na norma CEI 61850. São apresentadas as tecnologias de transformadores não convencionais, a implementação de redundância de comunicações, a sincronização temporal e a cibersegurança. São também apresentadas as vantagens na operação e manutenção utilizando um exemplo prático da EDP Distribuição.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é fazer uma apresentação geral e completa dos sistemas de proteção, comando e controlo das redes de distribuição de energia e das subestações, apresentar a norma CEI 61850 e, utilizando como base um projeto Francês de uma subestação digital, apresentar os requisitos e as tecnologias necessárias para a implementação de uma subestação com as mesmas características em Portugal.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

No presente capítulo é feito um enquadramento dos assuntos tratados nesta dissertação. No capítulo 2, é apresentado o sistema elétrico de energia, a sua estrutura e componentes: produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo. São também apresentadas

neste capítulo as decisões técnicas tomadas no passado que definem os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) e os condicionam no seu funcionamento: sistema em corrente alternada, trifásica, com uma frequência de 50 Hz.

No capítulo 3 é feito um estudo prévio aos curto circuitos. É realizada uma análise ao curto circuito, motivo pelo qual são necessários os sistemas de proteção. São apresentadas as suas causas e a forma de os analisar, por via das componentes simétricas, uma vez que na ocorrência de defeito deixa de ser possível a simplificação do sistema elétrico trifásico num sistema monofásico equivalente. É por ultimo abordado neste capítulo, os regimes de neutro possíveis adotar nas redes de distribuição.

No capítulo 4 são apresentadas as subestações, instalações fundamentais nos SEE, que albergam os transformadores, um equipamento com a função de elevar ou baixar a tensão, adequando-a à potência necessária a transmitir. Todos os equipamentos apresentados estão de acordo com a memória descritiva da DIT-C13-500/N da EDP Distribuição.

No capítulo 5, é feita uma apresentação dos equipamentos de proteção existentes nas subestações. É feita uma análise à sua evolução ao longo do tempo, até ao modelo atual: o dispositivo eletrónico inteligente. São apresentadas neste capítulo, as funções de automatismo, proteção e comunicação que os IEDs devem atualmente possuir nas subestações, novamente com o suporte técnico da legislação em vigor em Portugal, na forma de documentos normativos da EDP Distribuição.

No capítulo 6, é apresentada a norma CEI 61850 ao detalhe. É realizado um levantamento da sua estrutura, salientando os seus pontos essenciais, sendo também já apresentada a segunda edição da norma.

Por fim, no capítulo 7, é apresentada a subestação do futuro, digital e inteligente. Foi tomado como referência, o projeto francês “*Post Intelligent*”, de forma a apresentar os requisitos essenciais para que uma subestação seja considerada verdadeiramente digital e inteligente. A articulação com o trabalho efetuado no capítulo 6 é evidente, uma vez que não é possível abordar uma subestação inteligente se não for aplicada a norma CEI 61850. Os pontos salientados no capítulo 7 abrangem os transformadores de medida não convencionais, a redundância das comunicações, a sincronização temporal e a cibersegurança. Não sendo necessariamente um requisito da subestação do futuro, mas antes uma mais valia, são

apresentadas as vantagens que uma subestação inteligente pode trazer para a operação e manutenção dos equipamentos integrantes desta. Nesse sentido foi apresentado o atual processo de manutenção de equipamentos da EDP Distribuição e a forma como a norma CEI 61850 pode contribuir para uma evolução positiva neste paradigma.

2. O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Os SEE, são um sistema complexo, cuja principal função é produzir, transportar e fornecer energia elétrica aos consumidores finais. A energia elétrica é produzida em centrais elétricas, normalmente afastadas dos locais de consumo e, como tal, tem de ser transportada para o consumidor final, necessitando de uma estrutura física, constituída por linhas aéreas ou cabos subterrâneos. Existem ainda equipamentos destinados a criar as condições para que a transmissão se faça com as menores perdas possíveis, ou seja, elevando a tensão com a utilização de transformadores. Na etapa final, a energia elétrica é fornecida ao consumidor final, com segurança e qualidade adequada.

A energia elétrica em corrente alternada apresenta características que dificultam o seu armazenamento e, como tal, deve-se garantir que a produção em cada instante iguale o consumo mais as perdas ocorridas na transmissão. Trata-se de uma condicionante extremamente complexa, contudo, a satisfação da mesma é essencial para o bom funcionamento dos SEE. Embora este seja um requisito fundamental existem outros, também importantes: [66]

- A energia elétrica deve ser fornecida onde seja solicitada;

- Deve obedecer a critérios de qualidade: frequência constante, tensão controlada, forma de onda sinusoidal, fiabilidade elevada;
- Os custos de produção devem ser otimizados;
- O impacto ambiental deve ser minimizado.

2.1. ESTRUTURA E COMPONENTES

A Figura 1 apresenta um esquema ilustrativo da estrutura de um SEE. De uma forma geral um SEE abrange produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica.

A energia elétrica pode ser produzida em três tipos de estruturas, ordenadas pelo seu nível de potência – centrais de grande potência (centenas de MVA), de média ou pequena potência (dezenas de MVA) e centrais de muito pequena potência (unidade de kVA a centenas de kVA).



Figura 1 Sistema Elétrico de Energia Simplificado [1]

2.2. PRODUÇÃO

As centrais de grande potência, encontram-se afastadas dos grandes centros de consumo, situados em zonas urbanas ou industriais. Estas podem ser divididas essencialmente em centrais térmicas, quando associadas à transformação da energia térmica de um combustível fóssil (carvão ou gás natural), ou hídricas, quando é aproveitada a energia potencial e cinética dos cursos de rios. O afastamento destas centrais advém essencialmente de questões estruturais, no caso das centrais térmicas a limitação relaciona-se com o abastecimento de

combustível ou cursos de água para refrigeração, no caso da produção hídrica, as questões geográficas são a limitação. A energia produzida nestas centrais é entregue à rede de transporte, em linhas de Muito Alta Tensão (MAT), adequada para transportar a energia elétrica a grandes distâncias, uma vez que as perdas com o transporte diminuem com o aumento da tensão. Os transformadores de energia, permitem alterar o nível da tensão, de forma a obter um nível ótimo de perdas, do ponto de vista técnico e económico.



Figura 2 Central Termoelétrica de Sines [67]



Figura 3 Barragem do Alto Lindoso [68]

Tensões muito elevadas não são adequadas na distribuição de energia elétrica ao nível local ou regional, devido às menores distâncias envolvidas. Deixa então de ser economicamente vantajosa a utilização da rede MAT, sendo necessário transformar a energia elétrica para tensões mais reduzidas, na rede de distribuição. A rede de distribuição consiste na Alta tensão (AT), na Média Tensão (MT) e na Baixa Tensão (BT).

As centrais de média ou pequena potência, estão normalmente associadas à produção descentralizada, ou Produção em Regime Especial (PRE). Estas centrais englobam as pequenas centrais hidroelétricas, as centrais eólicas e as centrais fotovoltaicas. Estas centrais encontram-se distribuídas em locais diversificados, conforme a abundância do seu recurso energético primário. As unidades de produção descentralizada normalmente estão ligadas às redes de distribuição AT ou MT.



Figura 4 Parque eólico de Fafe [71]



Figura 5 Central Fotovoltaica [72]

Por fim, as centrais de pequena geração, instaladas nos próprios locais de consumo de energia elétrica, podem ser denominadas de microgeração e minigeração. A microgeração pressupõe unidades de produção instaladas em locais tipicamente de consumo doméstico, na ordem das unidades de kVA. Já a minigeração está associada ao setor industrial e pode atingir potências na ordem das dezenas ou centenas de kVA. As centrais de pequena produção estão normalmente ligadas na rede de distribuição BT.

2.3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A atividade de transporte de energia é exercida no modo de concessão exclusiva e em regime de serviço público, sendo que é à Redes Energéticas Nacionais, S.A. (REN), que está atribuída a concessão da Rede Nacional de Transporte (RNT), ligando assim os produtores aos consumidores, garantido um equilíbrio entre a oferta e a procura de energia e o bom funcionamento dos mercados. A RNT liga com a Rede Nacional de Distribuição (RND), à qual estão ligados os consumidores finais em Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT).

A RNT é uma rede que se estende por todo o território nacional, por 9.002 km de linhas, 68 subestações transformadoras, 11 postos de corte, 2 de seccionamento e 1 de transição. Trata-se de uma rede a operar em MAT, que em Portugal pode tomar os valores de 400 kV, 220 kV, 150 kV e 130 kV e é constituída maioritariamente por linhas aéreas [1]. A capacidade de transformação MAT/MAT em 2019 foi de 14.470 MVA, em MAT/AT foi de 23.673 MVA e em MAT/MT apenas 320 MVA. [3]

Esta rede, apresenta uma topologia emalhada, proporcionado a que os consumidores sejam alimentados por diversas linhas, como uma malha fechada, ou seja, os geradores estão ligados de tal forma, que o trânsito de potência pode ser garantido por vários percursos. Deve-se ter em conta um dimensionamento tal, que possibilite uma linha transmitir a potência necessária em caso de avaria de uma outra linha. Esta topologia garante uma maior flexibilidade e fiabilidade, porém a um custo mais elevado.

Existe no total 12 interligações com Espanha, possibilitando um apoio bilateral, na eventualidade de distúrbios na rede elétrica e também de um mercado de energia elétrica, conforme se pode verificar pela Figura 6.

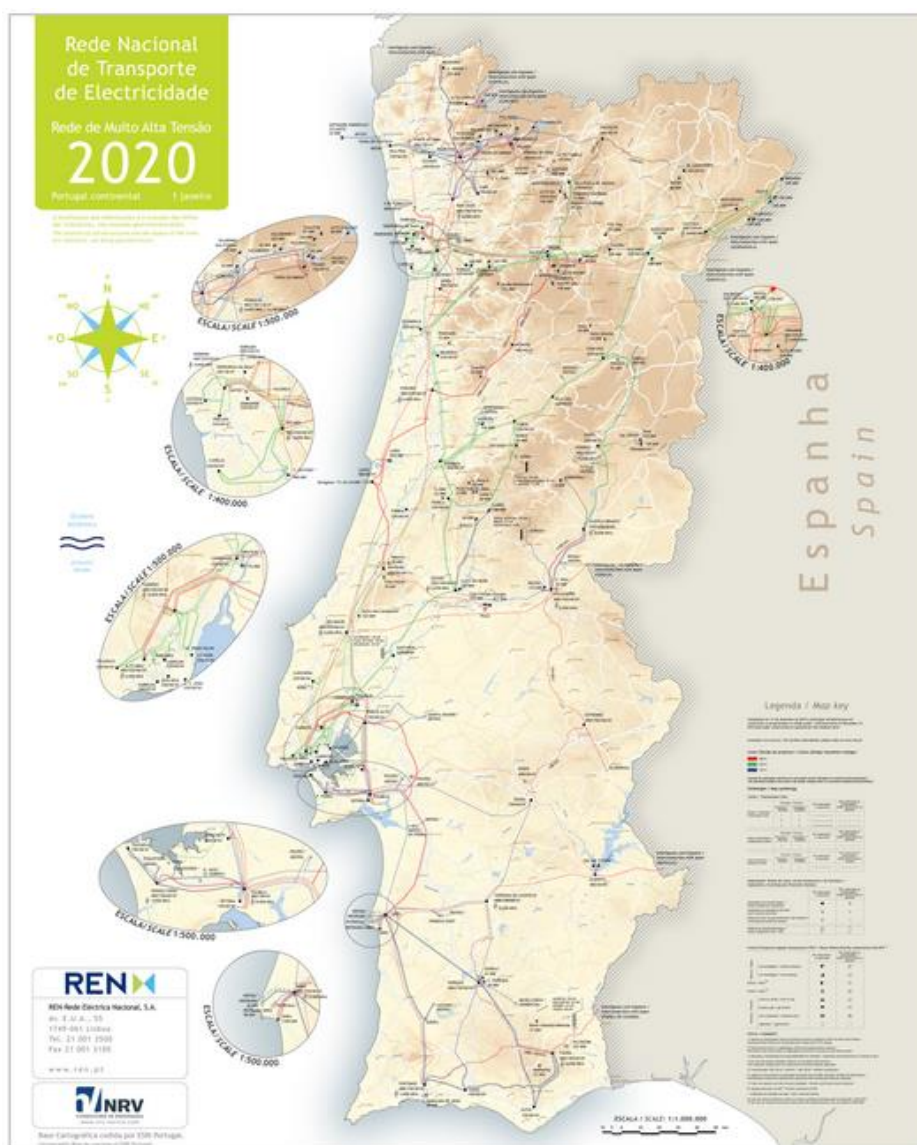


Figura 6 Rede Nacional de Transporte de Energia [69]

2.4. CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição de energia é concessionada exclusivamente e em regime de serviço público à Energias de Portugal – Distribuição (EDP Distribuição). Tem a EDP Distribuição também a função de operador da rede de distribuição, cabendo-lhe a operação e manutenção da Rede Nacional de Distribuição (RND) e gestão dos fluxos energéticos.

A RND é constituída por linhas áreas (AT e MT), com uma extensão de 15.169 km e cabos subterrâneos (AT e MT) com uma extensão de 15.169 km, totalizando uma extensão de 83.089 km. Em Portugal usam-se as tensões de 60 kV em AT e em MT usam-se 30 kV, 15 kV e 10 kV. Não só de linhas e cabos se faz a RND, sendo que esta também é constituída por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. Em 2018 existiam na rede de distribuição 432 subestações, com uma potência instalada de 17.699,5 MVA e 777 transformadores. [4]

A rede de BT é de concessão municipal, sendo a EDP Distribuição a titular de grande parte destas concessões, mas não sendo a única, uma vez que existem outros pequenos operadores (principalmente a norte do país). A tensão de operação da rede BT é 400 V (tensão composta) e 230 V (tensão simples).

Tal como a rede de transporte, também as redes de distribuição evoluem, sendo reforçadas e modernizadas ao longo do tempo. Sempre com o objetivo de manter elevados níveis de qualidade de serviço e minimizando as perdas nas redes. O grande desafio está na adaptação à evolução geográfica dos consumos e introdução de novos centros electroprodutores, as instalações de produção de baixa potência de natureza descentralizada ou local – mini-hídrica, eólica, solar fotovoltaico ou cogeração - assegurando a sua ligação à rede com características técnicas adequadas. [5]

2.5. OPERAÇÃO DE MERCADO - COMERCIALIZAÇÃO

Conforme foi possível verificar, existe na rede nacional de transporte diversos pontos de interligação com a rede espanhola, que permitem a transação de energia elétrica em âmbito de mercado, e que culminou em 2007 na criação do mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Com a reorganização do setor elétrico os SEE evoluíram de uma estrutura vertical integrada, com a integração da produção até ao relacionamento com o cliente, para um sistema onde o produto (energia elétrica) se separa dos serviços necessários para a fornecer

ao consumidor das atividades de produção e comercialização a ser orientadas pelas forças de mercado concorrencial. [5]

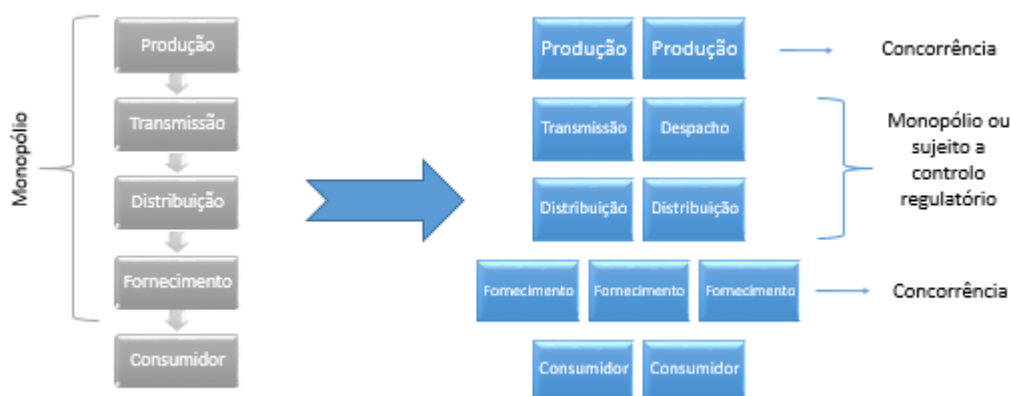


Figura 7 Evolução do mercado de energia

Resultante deste processo de liberalização de mercados, considerou-se as atividades de redes como monopólios naturais, sendo objeto de regulação económica e a produção e comercialização de energia eléctrica abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir uma maior eficiência na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades.

Assim, a atividade de produção de energia eléctrica ficou associada ao mercado grossista, com os intervenientes na produção a assegurar o fornecimento da mesma, e os agentes que necessitam dela, quer para a sua carteira de fornecimento a cliente finais, quer para consumo, procuram adquiri-la. A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

O MIBEL encontra-se dividido em três vertentes de aquisição de electricidade, contratação de longo prazo e de curto prazo, no mercado diário e intradiário respetivamente e por fim no mercado afeto ao serviço de sistemas.

No mercado diário do MIBEL transaciona-se a energia eléctrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24h de cada dia do ano, funcionando na base de cruzamento de ofertas, de compra e venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes. Para encontrar o preço de mercado é utilizado um processo em que se ordenam de forma crescente os preços das ofertas

de venda (curva de oferta) e de forma decrescente os preços das ofertas de compra (curva de procura) de energia elétrica para a mesma hora. O preço final corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e procura e é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura. [7]

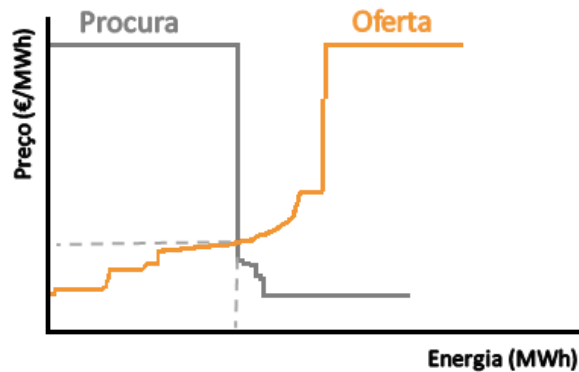


Figura 8 Curvas de oferta e procura no mercado de eletricidade [7]

O mercado a prazo de eletricidade, por sua vez, oferece instrumentos de gestão de risco, sob a forma de derivativos. A entidade responsável pela sua gestão é o OMIP. Os instrumentos aqui transacionados, referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semanas, meses, ano), de acordo com regras específicas deste mercado. Atualmente são disponibilizados os seguintes instrumentos:

- Contratos Futuro – contrato padronizado de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal. O comprador compromete-se a comprar energia e o vendedor a colocar essa mesma eletricidade no período de entrega.
- Contratos *Forward* – diferem dos anteriores essencialmente na base temporal a que se dá a liquidação.
- Contratos *Swap* – troca-se a posição em preço variável por uma posição em preço fixo, ou vice-versa.

Os serviços de sistema intervêm de forma a assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo, proporcionado à rede um funcionamento nas melhores condições, ou seja, em equilíbrio nos limites de tensão e estabilidade de frequência. O mercado de serviços de sistema é responsabilidade do *Transmission System Operator* (TSO). Estes podem ser divididos em duas categorias – Serviços de prestação obrigatória e serviços complementares.

2.6. CONSUMO

Os consumidores de energia, dependendo das suas necessidades, podem ser alimentados em todos os níveis de tensão. Os consumidores domésticos estão ligados na rede de BT, enquanto que os consumidores industriais ligam-se maioritariamente na rede MT. Apenas os grandes consumidores são ligados diretamente na rede MAT ou na rede de AT.

De forma a representar o consumo de energia elétrica referido à rede de transporte são utilizados diagramas de carga, que representam a potência diária solicitada em função do tempo. São ferramentas de extrema importância, uma vez que permitem facilmente identificar a ponta (o valor máximo) e a energia consumida (área sob a curva do diagrama).

É apresentado na Figura 9, um diagrama de carga real para o dia 02/04/2020. Destaca-se neste diagrama o forte equilíbrio entre o consumo e a produção, salvaguardado por um valor considerável de energia importada (cerca de 28% da energia consumida no dia), o que destaca a relevância das interligações com Espanha. De destacar também, que neste dia não existiu produção de energia, por fontes térmicas de carvão. De toda a PRE, destaca-se a produção de energia por fonte eólica (15% da energia produzida) e térmica renovável (18% da energia produzida), conforme se pode verificar pela Figura 10.

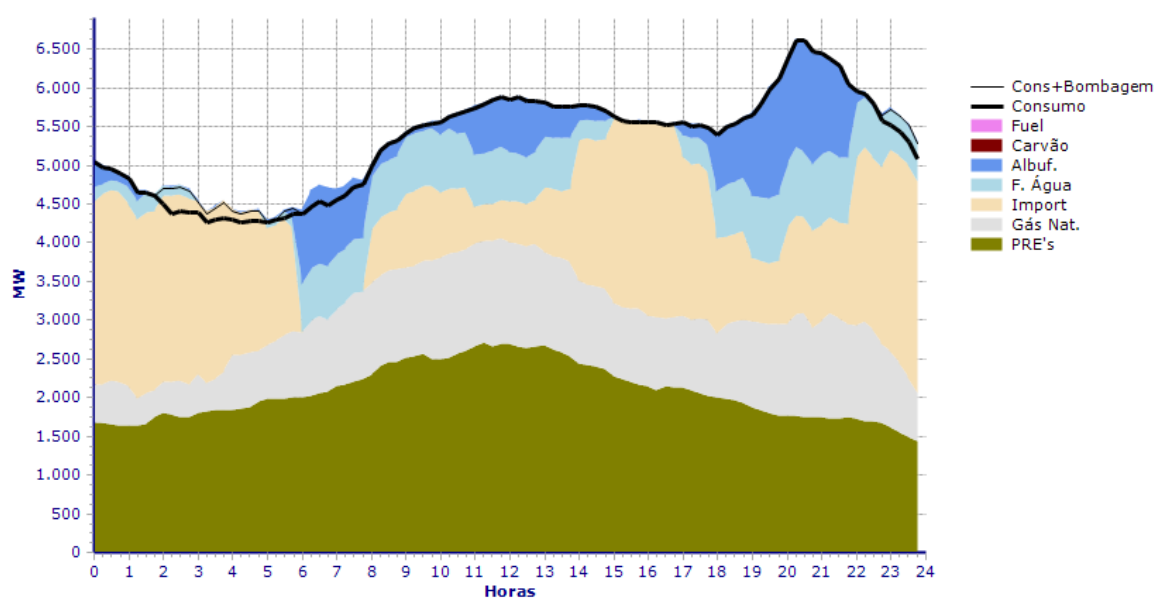


Figura 9 Diagrama de carga a 02/04/2020 [70]

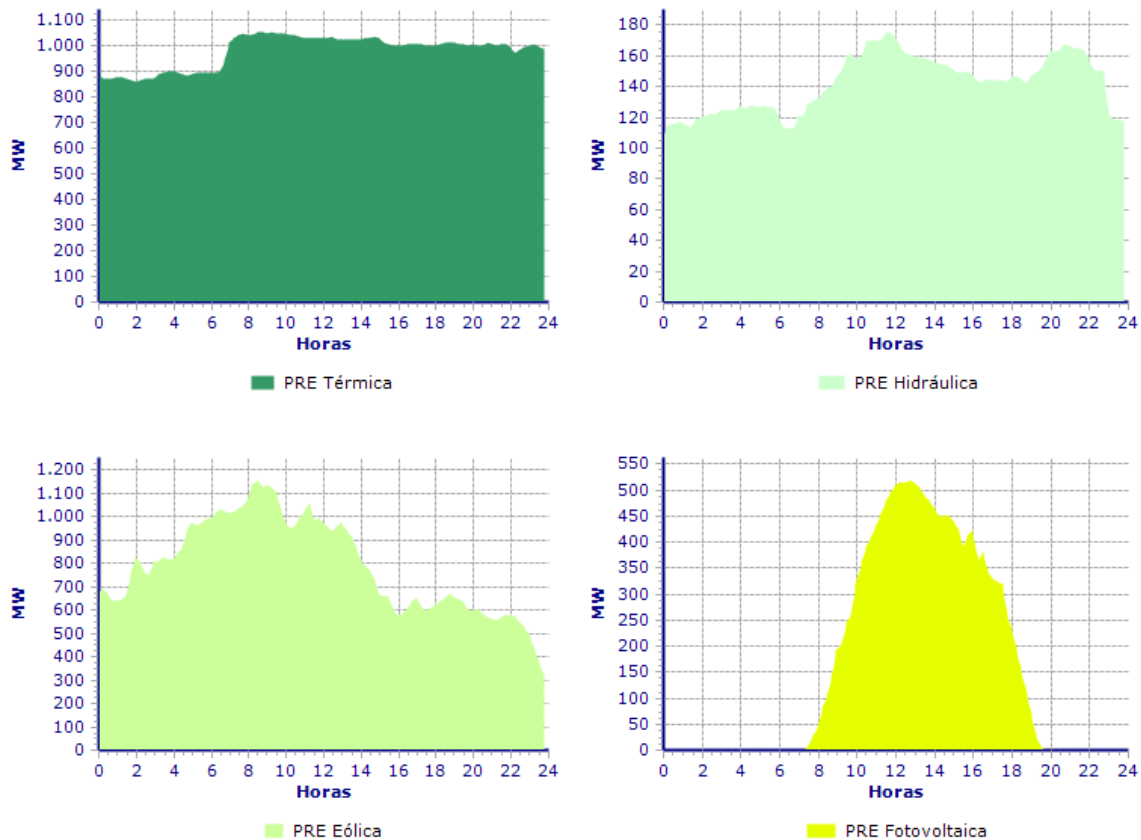


Figura 10 Diagrama de carga PRE's a 02/04/2020 [70]

2.7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Os SEE apresentam um funcionamento que está associado a opções técnicas tomadas no passado e que ainda hoje o definem e condicionam. Estas decisões técnicas estão associadas ao funcionamento dos SEE em corrente alternada, trifásica, à frequência de 50 Hz. É importante refletir sobre estas opções básicas e que impacto têm no sistema.

Um sistema em corrente alternada pressupõe que as suas grandezas fundamentais variam no tempo segundo uma forma de onda sinusoidal. Ao contrário de um sistema em corrente contínua, em que as grandezas elétricas são constantes ao longo do tempo. Os SEE convencionais funcionam em corrente alternada, contudo, o uso da corrente contínua é justificado em algumas aplicações, tais como transmissão de energia elétrica em distâncias muito elevadas, interligação de sistemas com frequência diferente e interligação a sistemas de forte instabilidade. De uma forma geral, podem-se considerar as seguintes vantagens para o uso da corrente alternada nos SEE face à corrente contínua: [66]

- Maior simplicidade na construção dos geradores e dos motores e maior segurança na sua exploração;
- Maior facilidade na interrupção da corrente;
- Facilidade em variar a tensão recorrendo ao uso de transformadores.

A corrente alternada pode ser representada por uma forma de onda, variando no tempo, como tal existe a necessidade de representar o período da onda, ou seja, o tempo que demora para a onda se repetir. O período representa-se pela letra T e mede-se em segundos. Em Portugal o período da onda é de 20 ms. Ao valor inverso da onda é dado o nome de frequência, representada pela letra f e cuja unidade S.I. é o Hertz (Hz). Tudo isto pode ser representado pela formula abaixo:

$$T = 20 \times 10^{-3} \text{ s} \rightarrow f = \frac{1}{T} = 50 \text{ Hz} . \quad (1)$$

Uma frequência de 50 Hz significa que a onda se repete 50 vezes por segundo. Na Europa usa-se a frequência de 50 Hz, contudo, nos Estados Unidos da América e nos países influenciados por este país, utiliza-se uma frequência de 60 Hz. Não são usadas frequências inferiores a 50 Hz, porque essas frequências produzem cintilação na luz emitida por lâmpadas. Por sua vez, não é recomendável a utilização de frequências superiores a 60 Hz já que as perdas nos circuitos magnéticos crescem com a frequência. [66]

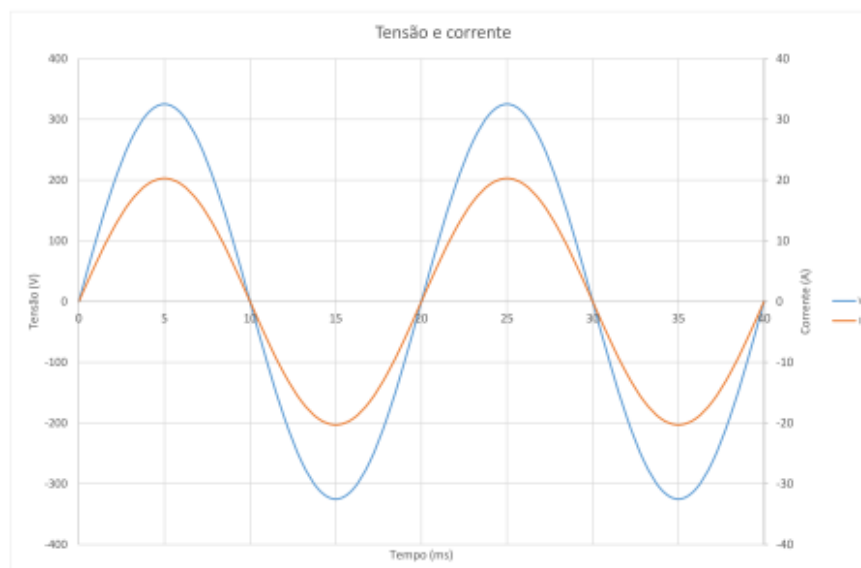


Figura 11 Forma de onda da tensão e corrente num circuito de corrente alternada [66]

Relacionada com a frequência, está uma outra grandeza, a frequência angular, medida em rad/s, dada pela seguinte expressão:

$$\omega = 2\pi f = 314 \text{ rad/s} . \quad (2)$$

Verifica-se na Figura 11, que tanto a tensão e a corrente apresentam valores máximos e mínimos. Este valor não é normalmente o medido pelos aparelhos de medição, mas sim o valor eficaz, ou seja, o valor que transcreve a potência útil fornecida a uma carga. Como a corrente e a tensão apresentam uma variação sinusoidal, a relação entre o valor máximo e o respectivo valor eficaz é:

$$V_{\max} = \sqrt{2}V_{ef} . \quad (3)$$

$$I_{\max} = \sqrt{2}I_{ef} . \quad (4)$$

Na Figura 11 são apresentadas as formas de onda da tensão e corrente em fase, e isto é verdade quando as duas grandezas são medidas num circuito puramente resistivo, não existindo desfasamento entre as duas. Contudo, quando na presença de cargas não lineares, por exemplo, condensadores e bobines, ocorre um desfasamento entre a tensão e a corrente, ou seja, a corrente pode estar atrasada em relação à tensão ou vice-versa, conforme se pode verificar na Figura 12.

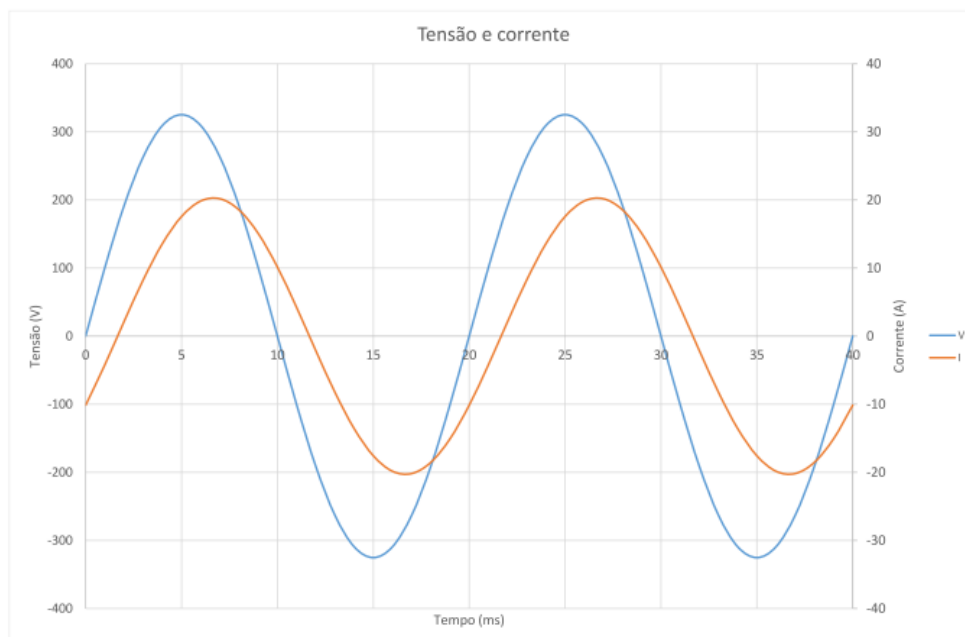


Figura 12 Corrente atrasada em relação à tensão num circuito de corrente alternada [66]

Tendo em conta as expressões apresentadas previamente, deduz-se que a tensão e a corrente podem ser expressas da seguinte forma:

$$v(t) = \sqrt{2}V_{ef} \sin(314t) . \quad (5)$$

$$i(t) = \sqrt{2}I_{ef} \sin(314t - \phi) . \quad (6)$$

Ao ângulo representado pela letra Grega *Phi* (ϕ) é o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente. O cosseno deste ângulo tem o nome de fator de potência.

A potência elétrica é obtida pelo produto entre a tensão e a corrente, contudo a potência trata-se na verdade de um número complexo, a que se dá o nome de potência Aparente. Este valor pode ser obtido pelo somatório da componente real e imaginária da potência. Ao valor real é dado o nome de potência ativa, medida em Watt (W) e representado pela letra P, já o valor imaginário ou potência reativa, é medido em volt ampére reativo (VAr) e representado pela letra Q. A expressão matemática da potência aparente é:

$$S = P + jQ . \quad (7)$$

Por sua vez, as expressões matemáticas da potência ativa e reativa são dadas por:

$$P = V_{ef}I_{ef}\cos\phi . \quad (8)$$

$$Q = V_{ef}I_{ef}\sin\phi . \quad (9)$$

Das três principais características técnicas de um SEE fica apenas em falta abordar a decisão do número de fases, que são obviamente três no sistema trifásico. O sistema trifásico em relação ao sistema monofásico, em que se usa apenas um condutor, apresenta vantagens associadas ao nível da geração, transmissão e utilização da energia elétrica.

De forma a transmitir uma potência P , entre dois pontos distanciados por uma distância d , são necessários dois condutores ($2d$), um de ida e um de retorno, de forma a fechar o circuito elétrico. Se em vez de apenas um condutor de ida, forem usados 3 condutores e o retorno for feito por apenas um condutor (neutro), serão necessários 4 condutores ($4d$) mas será transmitida uma potência $3x$ maior ($3P$). Desta forma exemplifica-se que com a utilização de um sistema trifásico, a duplicação do número de condutores traduz-se na triplicação da potência transferida. Em algumas situações, em que o sistema se encontra equilibrado é até possível eliminar o condutor de neutro, já que ele é percorrido por corrente nula, aumentando ainda mais as poupanças em km de cabo. [66]

Nos sistemas trifásicos as tensões podem ser definidas como simples ou compostas. A tensão simples (V_s) é medida entre a fase e o neutro (230 V), já a tensão composta (V_c) é medida entre duas fases (400 V). A relação entre as duas tensões é de:

$$V_c = \sqrt{3} * V_s . \quad (10)$$

2.8. CONCLUSÃO

Ao longo deste capítulo caracterizou-se a estrutura, o funcionamento e a importância dos atuais SEE. Contrariamente a outras formas de energia, como o gás e o carvão, a energia elétrica em corrente alternada não pode ser armazenada e, como tal, deve-se garantir que a produção iguale a cada instante o consumo verificado adicionado das perdas dissipadas na transmissão.

São apresentadas as estruturas principais, por nível de potência – Centrais de grande potência, de média ou pequena potência e de muito pequena potência. É feita uma reflexão sobre o motivo de se considerarem as centrais de grande potência como produção centralizada e porque razão a energia produzida nestas centrais é entregue à rede de MAT. Por sua vez, nas centrais de média potência, ou de produção descentralizada é apresentada a razão para a utilização da rede de distribuição para a entrega da energia produzida nestes centros produtores. São apresentadas sucintamente, as redes de transporte e distribuição, destacando a sua necessidade de evolução, bem como os desafios de futuro, principalmente para a rede de distribuição, que necessita de constante adaptação à evolução geográfica dos consumos e introdução de novos centros electroprodutores de natureza descentralizada.

É apresentado o processo de liberalização do setor elétrico e o Mercado Ibérico de Eletricidade, que evoluiu de uma estrutura de monopólio de integração vertical para um sistema liberalizado, onde produção e comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência. Apresentam-se também os Diagramas de Carga, como um fator essencial para traduzir o consumo de energia elétrica referido à rede de transporte de energia elétrica.

Por ultimo, são apresentadas algumas noções básicas da energia elétrica, com especial foco na corrente alternada trifásica à frequência de 50 Hz, fruto da decisão técnica da sua utilização nos SEE, em detrimento da corrente contínua e monofásica.

3. ESTUDO PRÉVIO DE CURTO CIRCUITOS

A existência de sistemas de proteção em SEE é fundamental para o bom funcionamento destes. Em situações de defeito, como os curto circuitos (CC) é imperioso interromper a corrente no menor tempo possível. Os CC podem ter efeitos desastrosos, tanto nos equipamentos, já que sujeitam os componentes a esforços térmicos e eletrodinâmicos, como nas pessoas que entrem em contacto com os equipamentos em defeito. Os efeitos negativos dos curtos circuitos dependem da intensidade e da duração da corrente do mesmo. Para definir um curto circuito, pode-se considerar o mesmo como um percurso de baixa impedância, ou seja, um percurso num circuito elétrico que oferece uma baixa oposição à passagem de corrente elétrica, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, em geral muito elevada. [12] Na Figura 13 apresenta-se uma situação de curto circuito, baseado num esquema simplificado.

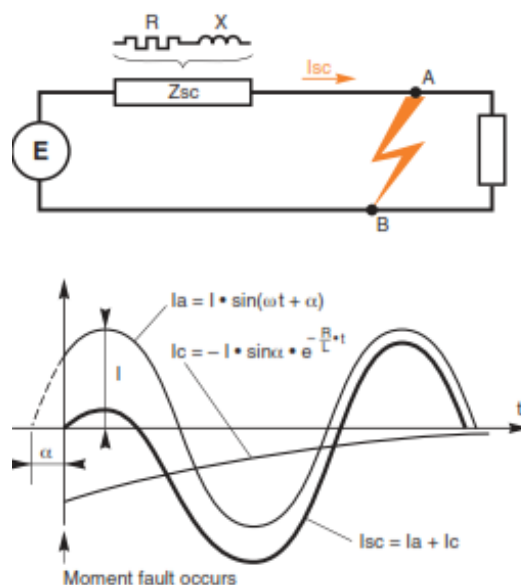


Figura 13 Representação de um curto circuito baseado num esquema simplificado [16]

São várias as causas da ocorrência de CC, entre elas destacam-se a rutura de condutores e seus apoios, falsas manobras, descargas atmosféricas, defeitos de isolamento, sujidade e

humidade, mas também os contactos produzidos por pessoas, animais ou objetos condutores. O cálculo de CC é importante para efetuar o correto dimensionamento dos equipamentos da rede, como condutores, isoladores e cabos, que devem suportar o aquecimento provocado pela corrente máxima de CC, durante o tempo de atuação das proteções. Importa também referir, que os suportes, barramentos e enrolamentos devem suportar os esforços eletrodinâmicos para a corrente máxima de CC. Desta forma, apresentam-se dois equipamentos de proteção essenciais – o disjuntor, que deve ter poder de corte para aguentar a corrente máxima de CC, e o relé que deve ser dimensionado para as correntes de CC, para os diversos pontos de rede e inúmeros tipos de CC.

A duração de um curto circuito é variável. Diz-se que um CC é auto-extinguível se a sua duração for muito curta para disparar os dispositivos de proteção, transitória se corrigida após abertura e consequente religar dos dispositivos de proteção e contínua e não desaparecer após o disparo da proteção.

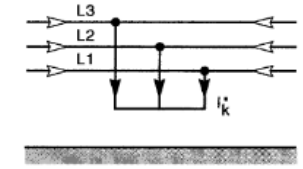
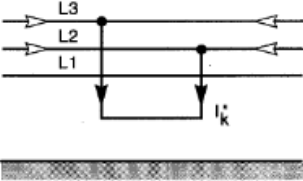
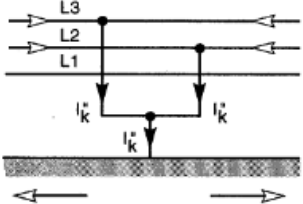
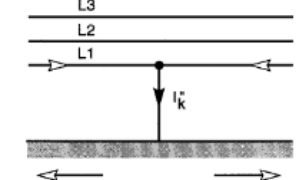
A rede elétrica pode ser afetada por defeitos (curtos circuitos e aberturas de fase) e por condições anormais de funcionamento (sobrecargas, sobretensões, funcionamento fora de sincronismo, baixas de frequência). Em suma, os defeitos podem ser monofásicos, bifásicos e trifásicos. [12]

As correntes de curto circuito podem atingir valores elevados, superiores às correntes em regime normal de operação, e se persistirem, causam fadigas térmicas que danificam os equipamentos por elas percorridas. Podem também originar esforços eletrodinâmicos que podem ser prejudiciais, especialmente, para máquinas e barramentos. [5]

É então, necessário, desligar no mais curto tempo possível a secção com defeito, usando para tal, interruptores com capacidade de cortar as correntes de defeito, algo que apresenta um grau de dificuldade acrescido com o aumento da tensão. Estes interruptores, dotados de um poder de corte elevado, são designados disjuntores e são acionados pelo relé.

Apresenta-se no quadro seguinte um resumo dos diversos tipos de curto circuitos que podem-se manifestar nas redes elétricas:

Tabela 1 Diferentes tipos de curto circuitos

Representação do defeito	Definição do defeito
	<p>Curto circuito trifásico, será simétrico caso a impedância de defeito seja igual em todas as fases, se for nula será um defeito franco (ou sólido).</p>
	<p>Curto circuito entre fases isolado.</p>
	<p>Curto circuito bifásico com descarga para a terra.</p>
	<p>Curto Circuito monofásico ou fase-terra.</p>

3.1. COMPONENTES SIMÉTRICAS

Na análise dos CC sintetizados na Tabela 1, é necessário desenvolver e aplicar a teoria das componentes simétricas, ou seja, durante uma operação simétrica, equilibrada e normal, a análise de sistemas trifásicos é semelhante ao de um sistema monofásico equivalente, caracterizado pela tensão fase – neutro, correntes de fase e impedâncias do sistema de energia. Assim que uma dissimetria significativa (um defeito) aparecer na configuração ou dentro da operação do sistema, a simplificação já não é possível e as relações elétricas simples nos condutores, deixam de fazer sentido. Nestas situações tem que se usar o método das componentes simétricas, que consiste em expressar o sistema real como uma superposição de três sistemas monofásicos independentes: [16]

- Sequência Positiva (apresentado na equação (11) em V1);
- Sequência Negativa (apresentado na equação (12) em V2);

- Sequência Homopolar (apresentado na equação (13) em V_0).

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_0. \quad (11)$$

$$\vec{V}_2 = a^2 * \vec{V}_1 + a * \vec{V}_2 + \vec{V}_0. \quad (12)$$

$$\vec{V}_3 = a * \vec{V}_1 + a^2 * \vec{V}_2 + \vec{V}_0. \quad (13)$$

$$a = e^{j * \frac{2\pi}{3}}. \quad (14)$$

As equações acima podem ser desdobradas em:

$$\vec{V}_1 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a * \vec{V}_2 + a^2 * \vec{V}_3). \quad (15)$$

$$\vec{V}_2 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a^2 * \vec{V}_2 + a * \vec{V}_3). \quad (16)$$

$$\vec{V}_0 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3). \quad (17)$$

$$a = e^{j * \frac{2\pi}{3}}. \quad (18)$$

Para cada sistema, positivo, negativo ou homopolar, as tensões V_1 , V_2 , e V_0 e as correntes I_1 , I_2 e I_0 relacionam-se com as impedâncias Z_1 , Z_2 , e Z_0 do mesmo sistema. As impedâncias simétricas são função das impedâncias reais. A noção de componente simétrica é também aplicável à potência. [16]

A decomposição em componentes simétricos não é apenas uma técnica matemática, mas sim a correspondência da realidade física dos fenômenos e possibilita a medição direta dos componentes simétricos (tensões, correntes e impedâncias) de um sistema desequilibrado.

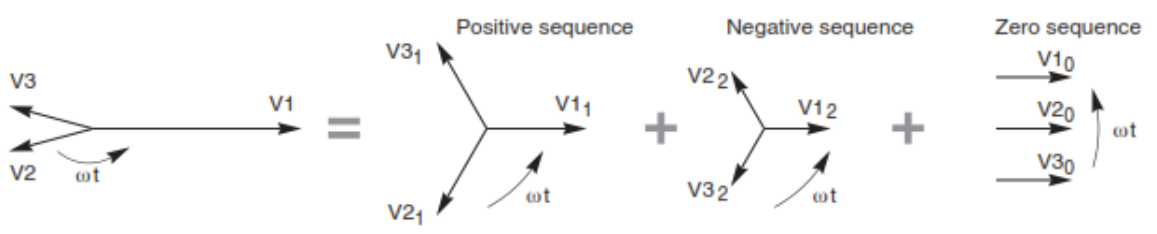


Figura 14 Decomposição de um sistema trifásico em componentes simétricas [16]

As impedâncias de sequência positiva, negativa e homopolar de um elemento do sistema elétrico, são as impedâncias do elemento sujeito a sistemas de tensão que são respectivamente, trifásico positivo, trifásico negativo e fase – terra nas três fases paralelas. [16]

Curto Circuito Trifásico entre as fases condutoras

Um defeito trifásico entre as fases condutoras pode ser representado pelo seguinte esquema simplificado abaixo:

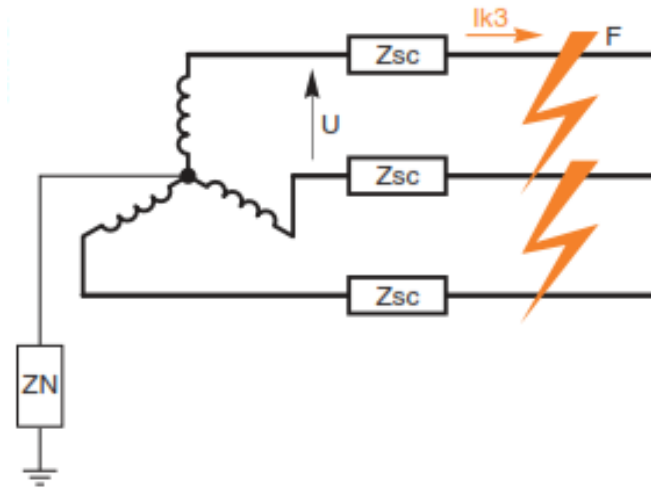


Figura 15 Curto circuito trifásico [16]

O valor de corrente de CC em F pode ser representado pelo valor de IK3:

$$IK3 = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{sc}} \quad (19)$$

Onde U refere-se à tensão fase – fase no ponto F antes da falha e Z_{sc} é a impedância equivalente a montante no sistema elétrico, pelo ponto de vista da falha. Embora aparente ser um cálculo simples, a impedância Z_{sc} pode ser difícil de calcular, já que se trata de uma impedância equivalente de todas as impedâncias em série e paralelo localizadas no sistema a montante da falha. Estas impedâncias são a soma quadrática de reatâncias e resistências da rede.

$$Z_{sc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (20)$$

Os cálculos podem-se tornar mais simples se a potência de curto circuito S_{sc} no ponto de ligação da fonte de energia for conhecida. É então possível deduzir a impedância equivalente Z_a a montante deste ponto:

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{sc}} \quad (21)$$

$$I_{sc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_a} \quad (22)$$

Igualmente, pode não existir uma única fonte de tensão, mas várias fontes em paralelo, em particular, motores síncronos e assíncronos que atuam como geradores quando ocorrem curto circuitos. A corrente de curto circuito trifásica é geralmente a corrente mais forte a fluir no sistema de energia.

As equações abaixo, em conjunto com a Figura 16, compõem o modelo de um curto circuito trifásico, utilizando componentes simétricas.

$$I_1 = \frac{E}{Z_1} . \quad (23)$$

$$I_2 = I_0 = 0 . \quad (24)$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 . \quad (25)$$

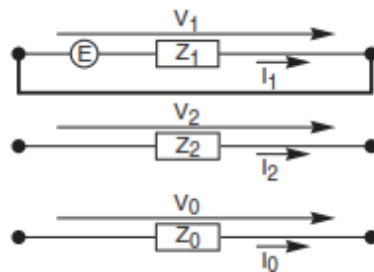


Figura 16 Modelo de um curto circuito trifásico usando componentes simétricas [16]

Curto Circuito Monofásico fase - terra

O valor desta corrente de defeito depende da impedância Z_N colocada entre o neutro e a terra. Esta impedância pode ser virtualmente nula se o neutro for diretamente ligado à terra, ou pelo contrário, quase infinita, se o neutro for isolado. O impacto destes regimes de neutro será abordado no próximo tópico desta dissertação. Segue abaixo uma representação de um CC fase – terra.

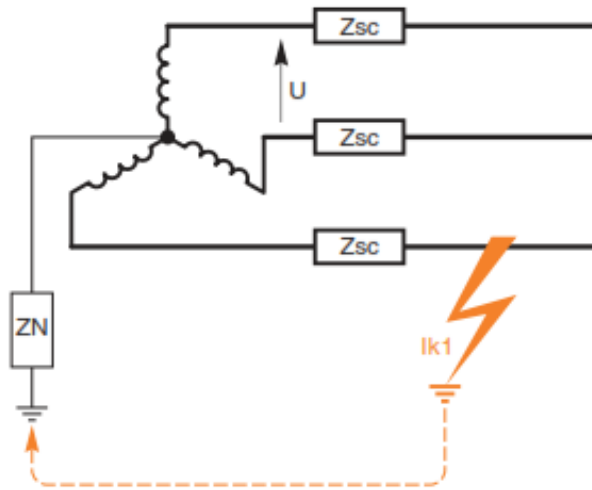


Figura 17 Curto Circuito fase – terra [16]

O valor da corrente de defeito I_{k1} pode ser calculado por:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} * U}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_N)} \cdot \quad (26)$$

Este calculo é essencial para sistemas de energia nos quais a ligação do neutro à terra é feita por uma impedância Z_N . O valor da corrente de defeito I_{k1} é usado para determinar o ajuste da proteção de “falha à terra”, dispositivos que devem de interromper a corrente de defeito à terra.

Uma vez que Z_1 , Z_2 e Z_0 têm valores muito reduzidos em relação a Z_N então:

$$I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_N} \cdot \quad (27)$$

Abaixo segue o modelo de um defeito fase – terra utilizando componentes simétricas.

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \cdot \quad (28)$$

$$V_1 = \frac{E(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \cdot \quad (29)$$

$$V_2 = \frac{-Z_2 * E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \cdot \quad (30)$$

$$V_0 = \frac{-Z_0 * E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \cdot \quad (31)$$

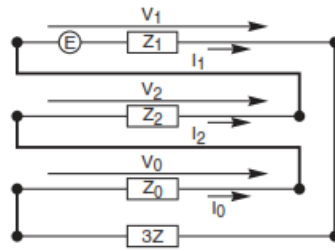


Figura 18 Modelo de um curto circuito fase – terra monofásico utilizando componentes simétricas [16]

Curto Circuito bifásico entre dois condutores

Um defeito bifásico pode ser representado pelo seguinte esquema simplificado:

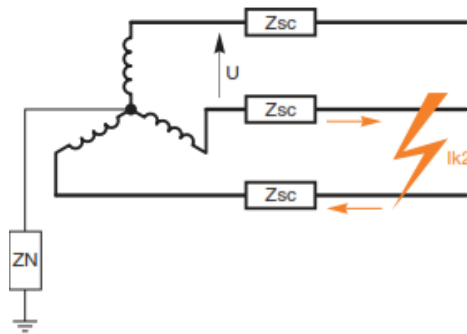


Figura 19 Curto circuito bifásico [16]

O valor da corrente de CC de um defeito bifásico em um ponto de um sistema elétrico pode ser representado por:

$$I_{k2} = \frac{U}{Z_1 + Z_2} \quad (32)$$

Num sistema elétrico alimentado por um transformador, onde os defeitos ocorrem longe da fonte, o valor da corrente de um CC bifásico num qualquer ponto do sistema elétrico pode ser obtido por:

$$I_{k2} = \frac{U}{2 * Z_{sc}} \quad (33)$$

Abaixo segue o modelo de um defeito bifásico, utilizando as componentes simétricas:

$$I_1 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z} \quad (34)$$

$$I_2 = \frac{-E}{Z_1 + Z_2 + Z} \quad (35)$$

$$I_0 = 0 \quad (36)$$

$$V_1 = \frac{E(Z_2 + Z)}{Z_1 + Z_2 + Z} \quad (37)$$

$$V_2 = \frac{E * Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z} \quad (38)$$

$$V_0 = 0 \quad (39)$$

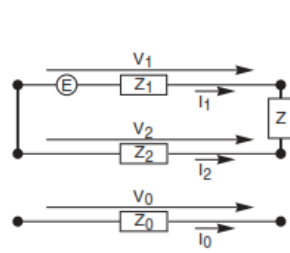


Figura 20 Modelo de curto circuito bifásico utilizando componentes simétricas [16]

Curto Circuito entre dois condutores e a terra

Abaixo segue o esquema simplificado de um defeito entre duas fases a terra:

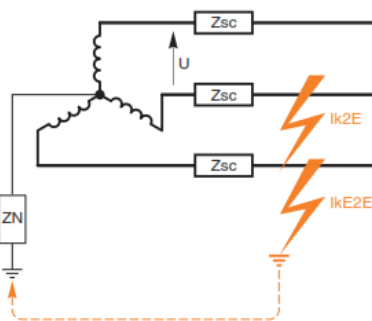


Figura 21 defeito entre duas fases e a terra [16]

Para um defeito longe da fonte, o valor de um defeito bifásico à terra pode ser obtido por:

$$I_{kE2E} = \frac{\sqrt{3} * U}{(Z_1 + 2Z_0)} \quad (40)$$

Abaixo segue o modelo para o defeito bifásico à terra, utilizando componentes simétricos:

$$I_1 = \frac{E(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 * Z_2 + (3Z + Z_0) * (Z_1 + Z_2)} \quad (41)$$

$$I_2 = \frac{-E(Z_0 + 3Z)}{Z_1 * Z_2 + (3Z + Z_0)*(Z_1 + Z_2)} \quad (42)$$

$$I_0 = \frac{-E * Z_2}{Z_1 * Z_2 + (3Z + Z_0)*(Z_1 + Z_2)} \quad (43)$$

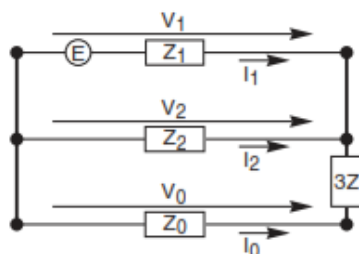


Figura 22 Modelo de um curto circuito bifásico à terra seguindo as componentes simétricas [16]

3.2. REGIMES DE NEUTRO

Os regimes de neutro nos transformadores e geradores de energia elétrica podem-se realizar de diversas formas, conforme as especificidades do SEE, assegurando o compromisso de proteção de pessoas e bens e mantendo a qualidade de serviço. Assim, o Neutro apresenta-se nas redes de distribuição como elemento fundamental, para o condicionamento dos valores de tensão de contacto e sobretensões, nas situações de falha de isolamento, ou situações em que uma fase entra em contacto acidental com a terra. Torna-se assim evidente a relevância que a opção no regime de neutro tem no momento de dimensionamento de sistemas de proteção.

Nos sistemas trifásicos, o ponto de neutro é obtido num ponto comum onde são interligadas cada uma das fases existentes. Assim, obtém-se três tensões simples, medidas entre cada fase e este ponto comum – ponto de neutro.

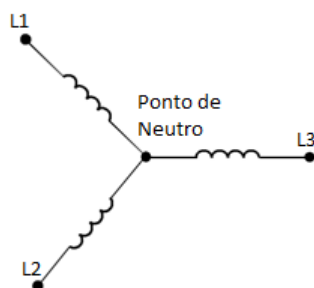


Figura 23 Sistema Trifásico ligado em estrela com ponto de neutro [14]

O neutro pode ser distribuído (4 condutores) ou não distribuído (3 condutores). Em Portugal, as redes AT e MT têm o neutro não distribuído, sendo apenas distribuído em BT. [15]

Os regimes de neutro nas redes de AT e MT são um assunto complexo, uma vez que é impossível encontrar uma solução de compromisso única para os diversos tipos de sistemas de energia. Como tal, apenas é possível proceder a uma escolha apropriada para as restrições específicas de cada sistema. Os regimes de neutro adotados afetam essencialmente as sobretensões e as sobreintensidades de defeito à terra, sendo estes dois valores contraditórios, já que para valores baixos de corrente de defeito, obtém-se valores elevados de tensão e vice-versa.

Sobretensões excessivas causam rompimento dielétrico do material elétrico isolante, resultando em curto circuitos. Uma das causas para a origem das sobretensões está associada às descargas atmosféricas, ao qual todos os sistemas elétricos estão expostos até ao ponto de utilização, contudo também podem estar associadas ao defeito à terra. Por sua vez as sobreintensidades, correntes de defeito elevadas, com o seu arco elétrico podem danificar os circuitos magnéticos das máquinas rotativas, exceder a capacidade térmica dos cabos ou até colocar em perigo pessoas em contacto com partes condutoras expostas.

No total, podem ser considerados quatro regimes distintos para proceder à ligação do neutro à terra, de acordo com o tipo – resistivo ou indutivo, e com o valor, de 0 a ∞ , de uma impedância Z_N da ligação entre o neutro e a terra: [16]

- Neutro isolado ($Z_N = \infty$);
- Neutro ligado diretamente à terra (Distribuído ou não) ($Z_N = 0$);
- Neutro impedante (Resistivo ou indutivo);
- Neutro ressonante (Bobine de Petersen);

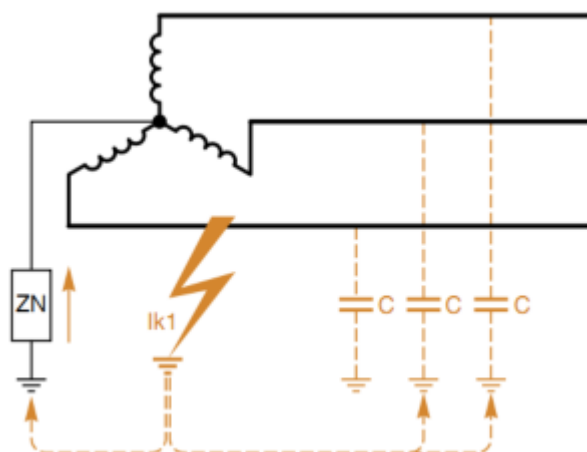


Figura 24 Esquema equivalente de um sistema elétrico com um defeito à terra [16]

Conforme indicado acima, os regimes de neutro afetam, essencialmente, as sobretensões e as sobreintensidades de defeito à terra, e desta forma, o critério de seleção entre os quatro métodos possíveis envolve inúmeras questões como, as considerações técnicas do sistema e de operação (continuidade de serviço e manutenção), a segurança, o custo e as práticas nacionais ou locais. Destacam-se os dois regimes de neutro mais típicos – o neutro isolado, que elimina a corrente de defeito, mas cria sobretensões elevadas e o neutro ligado diretamente à terra, que reduz as sobretensões a um valor mínimo, mas produz valores de corrente de defeito elevadas. Normalmente, opta-se por uma solução intermédia às duas acima descritas, ou seja, neutro por via de uma impedância.

Em Portugal, nas redes de AT, o neutro pode ser direto à terra ou impedante, através de uma impedância limitadora de corrente de defeito (25 kA). Já nas redes MT, o neutro apenas pode ser impedante através de impedância limitadora de corrente de defeito (300A ou 1000A), podendo ser ligada diretamente ao ponto de neutro (resistência de neutro), ou por criação de um ponto artificial de neutro (reatância de neutro). Normalmente, em MT, é utilizada a reatância de neutro. [15]

Neutro isolado

No neutro isolado não existe uma ligação ao ponto de neutro, exceto para medições ou para sistemas de medição.

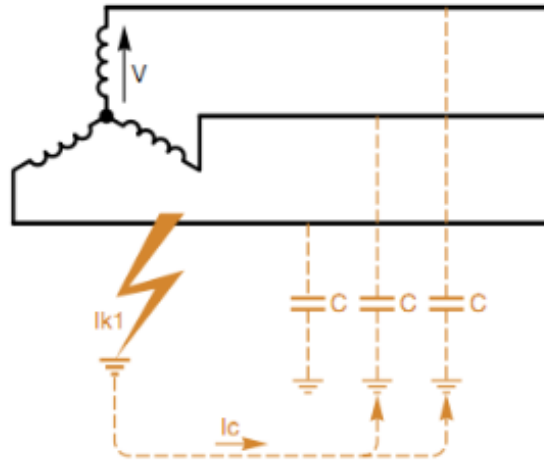


Figura 25 Corrente de defeito capacitiva num sistema de neutro isolado [16]

Desta forma, um defeito fase-terra, apenas produz uma pequena corrente pelas capacidades de fuga fase-terra das duas fases sem defeito. Esta situação é evidenciada na Figura 25, com o valor de I_{k1} a representar-se por:

$$I_{k1} = 3 * \omega * V . \quad (44)$$

Onde:

- V é a tensão fase – neutro;
- C é a capacitância fase – terra de uma fase;
- ω é a frequência angular da frequência do sistema.

A corrente de defeito pode permanecer durante muito tempo, sem causar danos, já que não atinge mais do que alguns amperes. Nesta situação, não existe necessidade de intervir ao primeiro defeito, evidenciando a grande vantagem deste regime de neutro – a continuidade de serviço.

Contudo, isto obriga a que o isolamento seja constantemente monitorizado, por um controlador permanente de isolamento (CPI), de forma a que ao primeiro defeito soe um alarme. Se eventualmente, o primeiro defeito não seja corrigido, caso ocorra um segundo defeito, numa outra fase, ocorre um curto circuito de duas fases – terra que será resolvido pela proteção das fases.

As desvantagens deste regime de neutro são consideráveis, desde logo pelos equipamentos necessários para detetar os defeitos, que são complexos e requerem pessoal qualificado para operar estes equipamentos. Quando uma das fases apresenta um defeito à terra, as restantes

duas fases atingem valores de tensão fase – fase, à frequência da rede, segundo a equação abaixo, aumentando a probabilidade de um segundo defeito:

$$U = \sqrt{3} * V . \quad (45)$$

De igual forma aumentam também os custos da instalação, uma vez que tem que ser garantido o isolamento para estas tensões durante o tempo para resolver o primeiro defeito.

Neutro Ligado Diretamente à terra

Neste regime de neutro, é realizada uma ligação entre o ponto de neutro e a terra, por via de uma impedância de valor praticamente nulo.

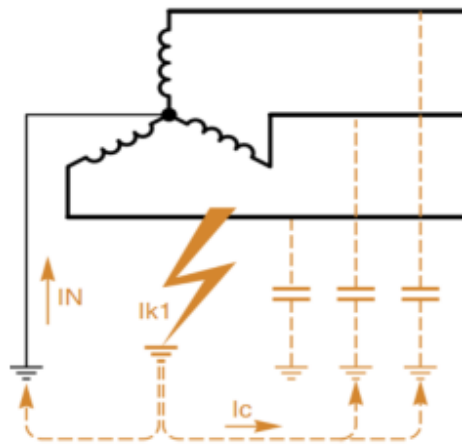


Figura 26 Defeito à terra num regime de neutro ligado diretamente à terra [16]

Uma vez que o neutro é ligado à terra sem impedâncias limitadoras, um defeito fase – terra apresenta um valor de corrente próximo de um curto circuito fase – neutro, tomando valores elevados que provocam o disparo das proteções ao primeiro defeito.

Este sistema pode ser dividido em dois, ou seja, pode ser considerado para redes com neutro distribuído (4 condutores) ou não distribuído (3 condutores).

No neutro não distribuído, um defeito provoca elevadas correntes de defeito, provocando a ação dos sistemas de proteção que monitorizam a corrente nas fases de alimentação. O nível de isolamento é baixo, mas uma vez que a energia libertada é elevada, obriga a uma rápida ação dos sistemas de proteção.

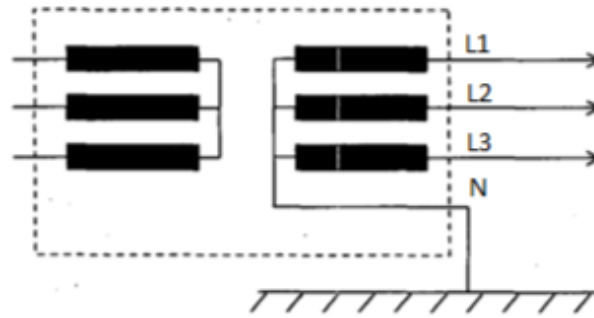


Figura 27 Esquema do regime de ligação diretamente à terra com neutro não distribuído [17]

No regime de neutro distribuído, usado maioritariamente nos Estados Unidos e Canadá, o condutor de neutro é ligado à terra em múltiplos pontos, aproximadamente a cada 200 metros. Este esquema de ligação possibilita que as cargas sejam alimentadas monofasicamente (tensão fase – neutro), provocando o aparecimento de correntes no condutor de neutro. Uma vez que se trata de uma ligação direta à terra, a corrente de defeito à terra é limitada pela impedância da rede entre o transformador e a localização do defeito. Para distancias elevadas, um defeito fase – terra, pode gerar correntes reduzidas que não são detetadas, na proteção da subestação, levando à necessidade de implementar uma proteção suplementar, de menor sensibilidade, aumentando desta forma a parte da rede realmente protegida.

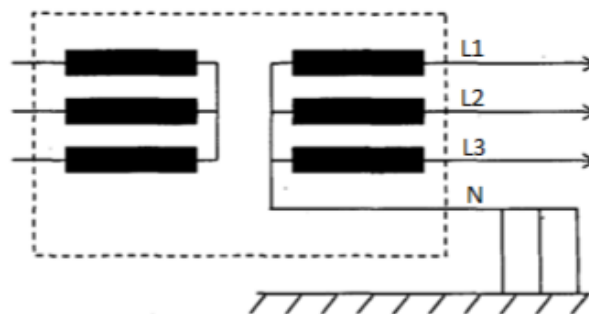


Figura 28 Esquema do regime de ligação diretamente à terra com neutro distribuído [17]

A grande vantagem deste regime, é a redução de sobretensões, embora o facto de possibilitar a utilização de isolamento dimensionado para a tensão fase – neutro também seja uma grande vantagem já que reduz o custo global do sistema.

Como desvantagem, destaque para a necessidade de corte da alimentação ao primeiro defeito, que condiciona a continuidade de serviço do sistema. Um outro grande defeito é o

de colocar em perigo as pessoas no momento em que ocorrem os defeitos, uma vez que as tensões de contacto geradas são elevadas.

Neutro ligado à terra por impedância

Este esquema de ligação à terra consiste em ligar uma impedância, seja ela uma resistência ou uma indutância (bobine), entre o neutro e a terra. Conforme descrito acima, é o regime de ligação à terra existente em Portugal. Tem a particularidade de reduzir a corrente de defeito, tornando a sua deteção mais segura, precisa e rápida.

O valor da impedância é sempre alto em comparação com a impedância das linhas, desta forma o valor da corrente de defeito varia de acordo com o local onde este ocorre, e a corrente pode variar entre os 100 A e os 2000 A, facilitando a deteção do defeito à terra. [17]

Assim, a proteção contra defeitos à terra pode ser realizada por dispositivos de sobreintensidade em cada fase, sendo esta uma solução simples e acessível. Estes sistemas possuem limitações na sua sensibilidade, levando a que alguns defeitos com impedâncias mais elevadas, embora detetados podem não provocar disparo, uma vez que geram correntes reduzidas. É, contudo, possível parametrizar sensibilidades mais reduzidas, levando a sinalizações desnecessárias, porém sem consequências negativas de maior. [17]

A sensibilidade nas fases condutoras neste regime é facilmente obtida, devido ao valor elevado da corrente de defeito, por sua vez, a seletividade entre os dispositivos de proteção dispostos em cascata é feita pelo tempo de operação. A existência de defeitos impedantes à terra, que não são insignificantes comparativamente à impedância do neutro, obrigam à procura de soluções contra disparos intempestivos. Assim, para defeitos com impedâncias de valor elevado, são necessários dispositivos de proteção contra corrente residual e sistemas de deteção automática com controlo sobre várias linhas, colocados nas subestações.

Conforme descrito acima, existem duas impedâncias limitadores de corrente possíveis, a resistência de neutro e a reactância de neutro. Estas podem ser ligadas com o neutro acessível (ligação em estrela) ou não acessível (ligação em triângulo).

A resistência colocada entre o ponto de neutro e a terra limita a corrente de defeito à terra e também garante uma eliminação de sobretensões.

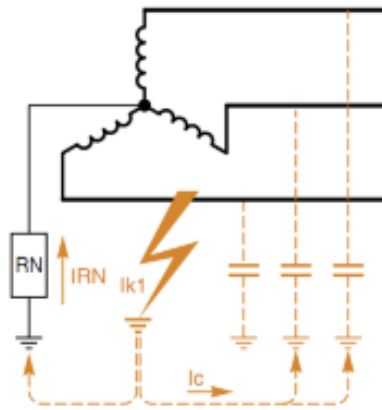


Figura 29 Defeito à terra no regime de neutro ligado à terra por uma resistência [16]

Como vantagem destaca-se também que este sistema de ligação não exige equipamentos com isolamento fase – terra dimensionado para tensões compostas (fase – fase), bem como o facto de os sistemas de proteção serem simples, seletivos e a corrente limitada. Como desvantagens realça-se a continuidade de serviço, que é naturalmente afetada uma vez que existe a necessidade de eliminar o primeiro defeito. [16]

Se o neutro for acessível (ligação em estrela), a resistência de neutro pode ser ligada entre o neutro e a terra, ou via um transformador monofásico com uma carga resistiva equivalente ligada no enrolamento secundário.

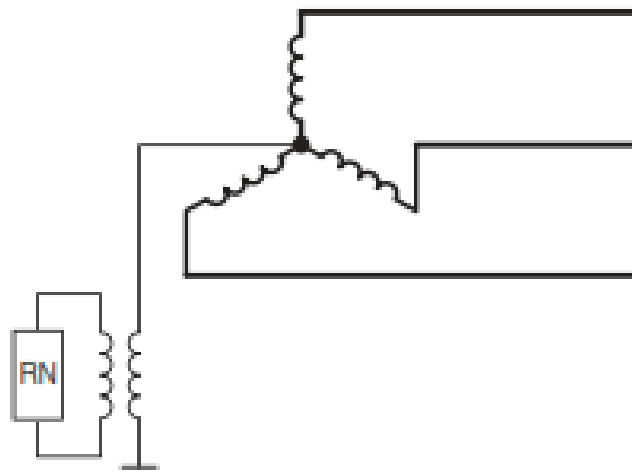


Figura 30 Esquema de ligação à terra com neutro acessível [16]

Se o neutro for não acessível, deve ser criado um neutro artificial através de um gerador homopolar (um transformador com uma reactância homopolar baixa), ligado aos barramentos. O regime de ligação à terra por resistência com neutro inacessível, pode ser

realizado de duas formas, por via de transformadores estrela – triângulo, a primeira, com o neutro do primário ligado diretamente à terra e o secundário ligado com uma resistência limitadora e a segunda, por via de uma resistência entre o primário e o ponto de neutro e o secundário em triângulo fechado.

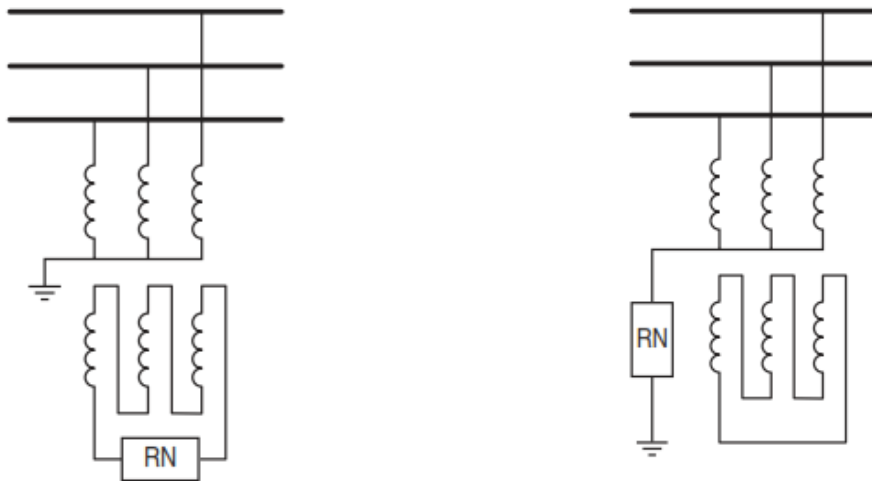


Figura 31 Esquemas de ligação à terra por resistência com neutro inacessível [16]

A outra possibilidade de realizar a ligação de neutro à terra com uma impedância é por via de uma reactância, ligada entre o ponto de neutro e a terra. Trata-se de uma melhor solução para tensões superiores a 40 kV, face a impedâncias resistivas, devido à quantidade de calor liberto no caso de defeito à terra.

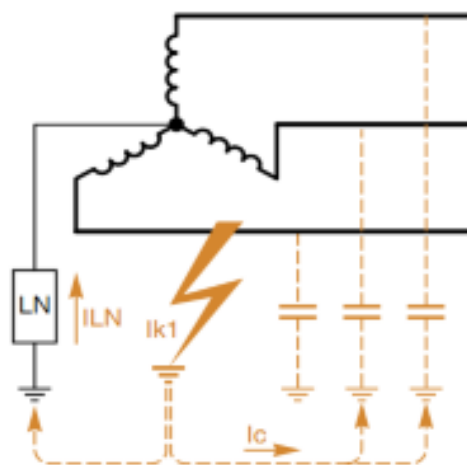


Figura 32 Defeito à terra no regime de neutro ligado à terra por uma reactância, com neutro acessível [16]

Neste esquema de ligação à terra, uma impedância indutiva limita a corrente de defeito (na Figura 32 representado por $IK1$) e possibilita a evacuação de sobretensões. Contudo, as proteções terão de atuar automaticamente ao primeiro defeito. De forma a reduzir as comutações e permitir uma fácil deteção, a corrente IL deve ser muito superior à corrente capacitiva total do sistema elétrico Ic .

Este sistema apresenta a vantagem de limitar a amplitude das correntes de defeito, bem como possibilitar a uma fácil implementação das proteções se a limitação de corrente for muito superior à corrente capacitiva no sistema elétrico. Tendo em conta que a bobine tem uma resistência reduzida, esta dissipa menos calor e, como tal, pode-se reduzir em tamanho. Trata-se também de uma solução mais viável economicamente, face à solução de neutro resistivo, em sistema de alta tensão.

Tal como no método de ligação à terra por via de uma resistência, a principal desvantagem do esquema de ligação à terra por impedância está associada à sua continuidade de serviço, já que um defeito tem que ser eliminado o mais rápido possível, por interrupção de alimentação. Existe uma outra desvantagem, associada às sobretensões que podem ocorrer no momento em que os defeitos à terra são eliminados, devido à ressonância que pode ocorrer entre as capacidades e a reactância da rede de distribuição.

Se o neutro for acessível (ligação em estrela), a reactância de neutro pode ser ligada entre o ponto de neutro e a terra. Por sua vez, se o neutro for não acessível (ligação em estrela), é criado um ponto de neutro artificial através de uma reactância ligada ao barramento uma ligação em Zig-Zag, da reactância com o neutro acessível.

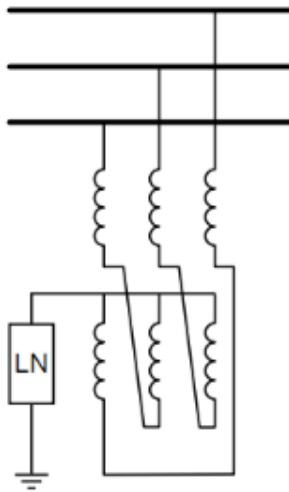


Figura 33 Regime de neutro ligado à terra por reactância, com neutro não acessível [16]

A impedância entre as duas partes do enrolamento é essencialmente indutiva e de baixo valor, limitando a corrente de defeito para valores superiores a 100 A.

Neutro Ressonante ou Bobine de Petersen

Neste esquema de ligação à terra, é inserida uma reactância sintonizada para a capacitância fase – terra do sistema elétrico, entre o ponto de neutro e a terra. Esta reactância, uma bobine de alta qualidade, é ajustada de forma a obter a ressonância entre as capacidades das duas fases saudáveis em condição de defeito e a bobine.

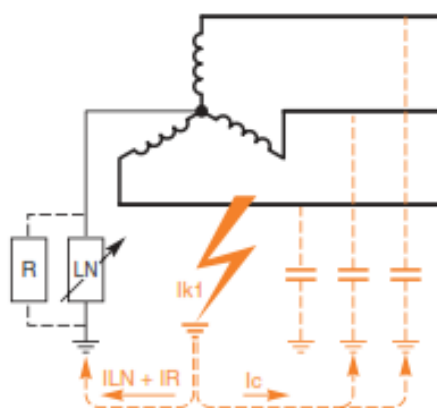


Figura 34 Defeito à terra em sistema elétrico com neutro ressonante [16]

A corrente de defeito, é a soma das correntes na bobine do circuito de terra e nas capacidades das fases saudáveis e como uma das correntes é indutiva e a outra capacitiva encontram-se em oposição de fasor, anulando-se. O valor da corrente de defeito nestas condições só não é

nulo devido às imperfeições na sintonização, aos desequilíbrios das capacidades entre as fases e à corrente resistiva da bobine. Mesmo em condições de sintonização, em que a corrente indutiva da bobine e a corrente capacitiva da rede se anulam, continua a existir sempre um valor de corrente baixo, devido à baixa resistência da bobine. A condição para obter a ressonância é expressa pela seguinte fórmula:

$$L * C * \omega^2 = 1 . \quad (46)$$

Onde L é a indutância da bobine, C a capacidade das 3 fases da rede e ω a frequência angular.

Este sistema apresenta a vantagem de reduzir a corrente de defeito, mesmo que a capacitância fase – terra seja alta, permitindo a extinção autónoma de defeitos à terra não permanentes. A instalação permanece em serviço, como se de um sistema de neutro isolado se tratasse, mesmo com defeitos permanentes, com o primeiro defeito a ser assinalado pela presença de corrente a circular a bobine.

Contudo existem também desvantagens em relação a este esquema de ligação à terra, onde se destaca o custo elevado que a bobine pode alcançar, já que as necessidades desta reactância podem-se alterar de forma a adaptar a compensação. É, também, necessário garantir que a corrente residual no sistema elétrico durante o defeito não seja perigosa para pessoas e equipamentos, sendo fundamental a presença de pessoal qualificado para supervisionar a instalação. Por fim, uma grande dificuldade na implementação deste esquema de ligação à terra está associada à localização de falhas permanentes e certos defeitos recorrentes, fruto do baixo valor de corrente que flui através da falha em comparação com o alto valor das correntes capacitivas que circulam simultaneamente em todas as linhas, dificultando a ação das proteções diferenciais. É então necessário introduzir proteções de sobreintensidades residuais direcionais a fim de garantir a proteção.

3.3. CONCLUSÃO

Neste capítulo efetua-se uma abordagem aos defeitos mais comuns que se manifestam nos SEE, mais concretamente aos curtos circuitos, motivo principal para a necessidade de

sistemas de proteção. São apresentadas as principais causas de defeitos, bem como os diferentes tipos – trifásico, isolado, bifásico ou monofásico.

Na ocorrência de um defeito, deixa de existir uma operação normal do SEE, eliminando a simetria e equilíbrio entre as fases e como tal, deixa de ser possível a simplificação do sistema elétrico num sistema monofásico equivalente. São então abordadas as componentes simétricas, que expressam o sistema real como uma superposição de três sistemas monofásicos independentes – sequência positiva, negativa e homopolar. São então abordados todos os tipos de defeitos acima descritos, utilizando as componentes simétricas.

Posto isto, é apresentada a peça fundamental na ocorrência de defeitos, o neutro. Existem diversas formas de realizar a ligação do neutro e a opção tomada tem um impacto no momento do dimensionamento do sistema de proteção. Os regimes de neutro afetam essencialmente, as sobretensões e as sobreintensidades de defeito à terra, e como estes dois valores são contraditórios optando pela redução de um, implica um valor elevado do outro.

Em Portugal, as redes AT e MT têm o neutro não distribuído (3 condutores), sendo apenas distribuído em BT (4 condutores). Todos os regimes de neutro foram desenvolvidos nesta dissertação, o neutro isolado, o neutro ligado diretamente à terra, o neutro impedante e o neutro ressonante, contudo, destaca-se que em Portugal, nas redes AT, o neutro pode ser direto à terra ou impedante, através de uma impedância limitadora de corrente de defeito (25 kA). Já nas redes de MT, o neutro apenas pode ser impedante através de impedância limitadora de corrente de defeito (300 A ou 1000 A), podendo esta ser ligada diretamente ao ponto de neutro (resistência de neutro), ou por criação e ponto artificial de neutro (reactância de neutro).

4. SUBESTAÇÕES

No capítulo dois apresentou-se a constituição e o funcionamento dos SEE, indicando que a energia elétrica é produzida em centrais elétricas, normalmente afastadas dos seus pontos de consumo, sendo necessário o transporte até ao consumidor final. Existem equipamentos destinados a criar as condições para que esta transmissão seja feita com as menores perdas possíveis – os transformadores. Estes equipamentos podem ser encontrados em subestações, instalações com a esta função de elevar ou baixar a tensão conforme as necessidades. Podem ser considerados 4 tipos de subestações, as Subestações elevadoras, de cliente, da RNT e da RND.

As subestações elevadoras, localizadas na saída das grandes centrais elétricas, elevando a tensão à saída dos geradores de 3-36 kV para 400 kV da rede de transporte. Estas subestações também fornecem energia externa para alimentar a central elétrica.

As subestações de cliente, funcionam como fonte principal de fornecimento de energia para um cliente empresarial particular. Os requisitos técnicos destas subestações variam conforme as necessidades do cliente e não tanto das necessidades de serviço público.

As subestações da RNT, podem ser divididas em subestações de corte e de seccionamento (sem transformador de potência) e subestações que realizam a conversão de MAT para AT. Se forem dotadas de transformador de potência, têm a função de baixar a tensão de 400 kV para 60 kV.

Por ultimo, existem as subestações da RND, que englobam as subestações AT/MT (que baixam tensão de 60 kV para 10 kV, 15 kV ou 30 kV), as subestações MT/MT (onde ocorre a transição de tensão entre os 3 níveis de tensão existentes na MT) e os postos de transformação (que transformam a MT em BT). As subestações AT/MT serão as mais focadas nesta dissertação e são também as que existem em maior número no SEE

4.1. PROJETO-TIPO DA SUBESTAÇÃO AT/MT

Neste ponto apresenta-se o projeto-tipo para subestações do tipo exterior e postos de corte de AT, segundo a memória descritiva da DIT-C13-500/N da EDP Distribuição de Março de 2014. Este documento tem como objetivos [18]:

- Estabelecer um projeto normalizado que articule as diferentes áreas técnicas de uma subestação – Construção civil, Equipamento e sistema de proteção, comando e controlo numérico – por forma a constituir um patamar tecnológico;
- Definir uma solução modular e flexível que permita adaptar-se às necessidades específicas da rede e acompanhar a sua evolução;
- Simplificar as soluções técnicas para as diferentes áreas do projeto da subestação e posto de corte e consequente otimização do espaço necessário para a sua implementação;
- Reduzir prazos e custos de projeto e construção;
- Melhorar os níveis de continuidade e qualidade do serviço.

Destina-se a instalações localizadas em áreas rurais ou semiurbanas da rede de distribuição, que podem ser dimensionadas para os níveis de tensão 60/30, 60/15 ou 60/10 kV e para uma potência de transformação máxima de 2x40 MVA. Trata-se de uma instalação mista, com aparelhagem de montagem exterior, no Parque Exterior para Aparelhagem (PEA) e de montagem interior, no Edifício de Comando (EC).

A conceção geral do projeto de Subestações Tipo Exterior é regida pela satisfação simultânea dos seguintes princípios básicos: [18]

- Segurança geral das pessoas e bens;
- Simplificação e padronização da construção;
- Facilidade de condução e manutenção.

Na Figura 35 é apresentado um esquema simplificado de uma subestação tipo, do qual se destacam os equipamentos destinados a operações de manobra (disjuntores e seccionadores), de transformação e transdução (transformadores de tensão, corrente e potência) e os descarregadores de sobretensões (DST's). Os equipamentos de compensação de energia reativa (baterias de condensadores), não são apresentados na Figura 35, cuja função é a de reduzir as necessidades de energia reativa da rede elétrica

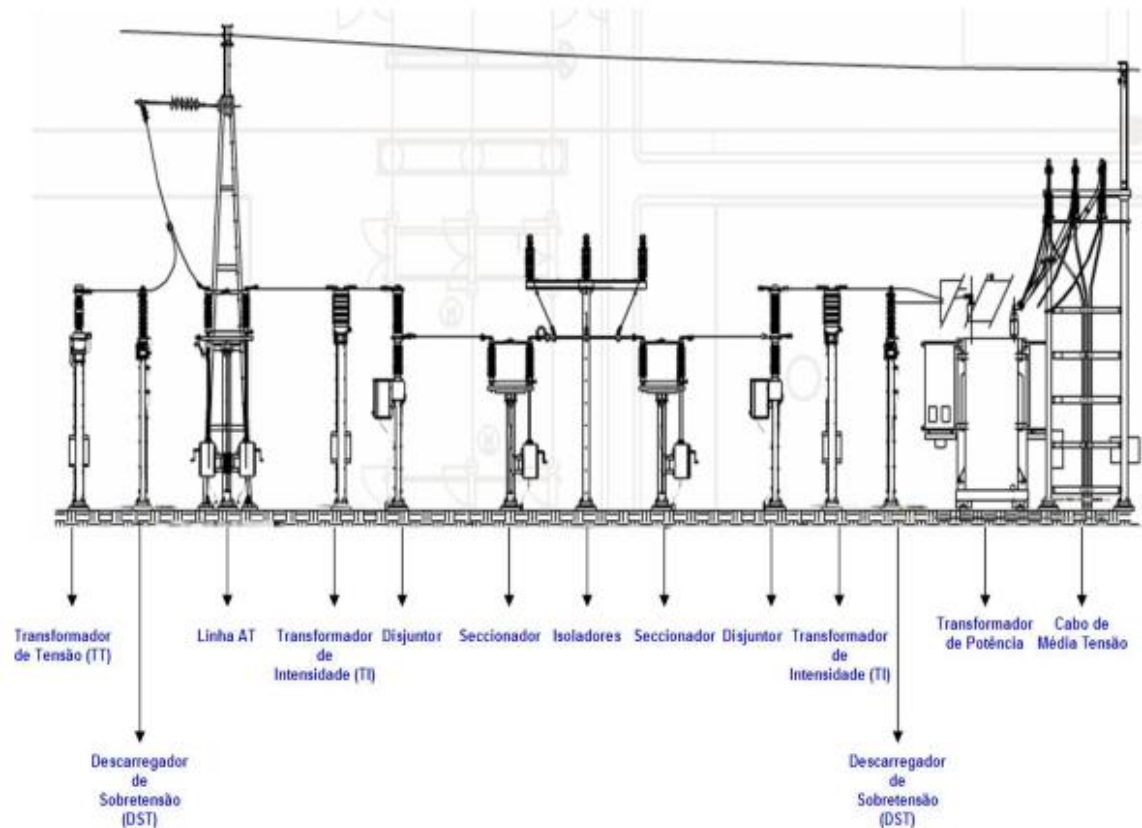


Figura 35 Esquema simplificado de uma subestação tipo [19]

Seguem abaixo os tipos de painéis constituintes dos andares AT e MT do projeto tipo de subestações AT/MT e respectiva função:

Tabela 2 Painéis AT da subestação do projeto-tipo [18]

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

Tabela 3 Painéis MT da subestação do projeto-tipo [18]

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

4.2. EQUIPAMENTOS DE POTÊNCIA

O transformador de potência, as linhas AT (chegada) e MT (saída), os barramentos, disjuntores, seccionadores, descarregadores de sobretensões, transformadores de serviços auxiliares, reactâncias de neutro e baterias de condensadores, são aglomerados como equipamentos de potência. É feita uma descrição de cada um deles, tendo em conta a sua relevância para os sistemas de proteção, comando e controlo (SPCC), relativamente ao facto de serem diretamente protegidos ou atuados por estes. [20]

Transformador de Potência

Trata-se do equipamento mais importante e dispendioso de uma subestação, sendo também aquele que seguramente apresenta o maior nível de eficiência em todo o SEE. É uma máquina estática com a função principal de elevar ou reduzir o nível da tensão, utilizando para isso um ou mais enrolamentos, sendo estes as partes ativas principais, em cobre, a envolver um núcleo ferromagnético. A razão das tensões na entrada e na saída do transformador é aproximadamente igual à razão do número efetivo de espiras dos respetivos enrolamentos. Com a máquina em carga, a razão entre o número de espiras é também ela aproximadamente igual à razão inversa das correntes. Garantindo-se assim potências aproximadamente iguais em ambos os lados do transformador. [21]

Na figura seguinte apresenta-se um esquema equivalente simplificado de um transformador convencional, referido ao lado da tensão mais baixa:

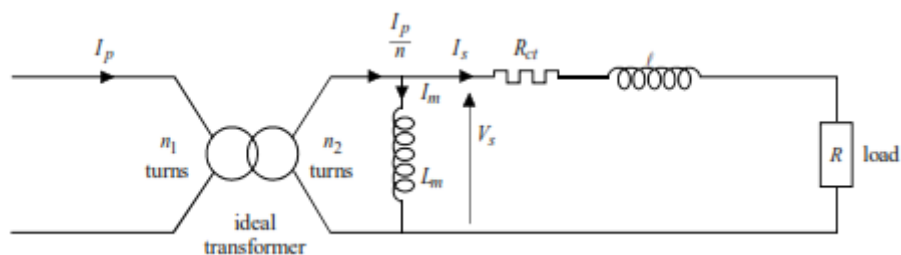


Figura 36 Esquema equivalente aproximado de um transformador referido ao lado da tensão mais baixa [14]

No esquema acima R_{ct} representa a resistência associada do primário e do secundário, l (a bobina) representa as indutâncias de fuga associadas do circuito magnético, L_m representa a indutância de magnetização, R representa a carga e V_s a tensão no secundário do transformador, todas as grandezas referidas ao lado da tensão mais baixa do transformador.

Os transformadores de potência 60 kV/MT, devem ser do tipo exterior, trifásicos, imersos em óleo mineral, com enrolamentos separados em cobre e isolamento uniforme. O arrefecimento poderá ser do tipo ONAN (Óleo Mineral, Ar Natural) ou ONAF (Óleo Mineral, Ar Forçado). Os transformadores podem ter 2 ou 3 enrolamentos com todos os terminais acessíveis para serem ligados a um circuito exterior. [22]

Abaixo segue um quadro resumo, com as potências estipuladas dos enrolamentos principais para cada tipo de arrefecimento [22]:

Tabela 4 Potências estipuladas válidas para transformadores 60 kV/MT [22]

Potência estipulada dos enrolamentos principais em ONAF [MVA]	Potência estipulada dos enrolamentos principais em ONAN [MVA]
10	7
20	15
31,5	25
40	30

A tensão estipulada primária a considerar é de 60 kV, já as tensões estipuladas secundárias em vazio a considerar são 10,5 kV, 15,75 kV, 31,5 kV, 31,5+10,5 kV e 31,5+15,75 kV e 31,5 kV ou 15,75 kV.

Os transformadores devem possuir um comutador de tomadas em serviço, destinado a modificar a relação de transformação, de forma a compensar quedas de tensão que possam ocorrer, em função da carga ou da alimentação da rede AT. O TP possui ainda proteções

próprias, das quais se destaca o relé de Buchholz, que responde com um alarme ao acumular de gás ou ar dentro do transformador, quando o nível de óleo é muito baixo ou o seu fluxo é excepcionalmente forte, fruto de defeitos no dielétrico. Outras proteções são o indicador de nível de óleo, a válvula de sobrepressão, a imagem térmica e descarregador de sobretensões. Para realizar a transformação de potência MT/BT existem dois tipos de transformadores trifásicos – Secos ou imersos a óleo. [22]

Para transformadores com isolamento elétrico a seco, como previsto no projeto-tipo da EDP Distribuição, salienta-se que estes são recomendados para montagem interior, em locais onde a regulamentação oficial de segurança contra incêndios não permite a instalação de transformadores imersos em óleo. Possuem dois enrolamentos separados (primário e secundário) respetivamente de média e baixa tensão. O tipo de arrefecimento destes transformadores deverá ser do tipo AN (arrefecimento por ar com circulação natural). [23]

Segundo DMA-C52-130/N, as potências estipuladas dos enrolamentos principais para cada tipo de arrefecimento, válidas para transformadores MT/BT podem tomar os valores de 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA e 1000 kVA. As tensões primárias estipuladas são de 10 kV, 15 kV e 30 kV, por sua vez a tensão secundária em vazio nestes transformadores é de 420 V. [23]

Os transformadores trifásicos de MT/BT, imersos em óleo, englobam dois tipos de transformadores – de montagem suspensa e montagem apoiada. As gamas de potência para estes transformadores abrangem os 50 e 100 kVA com montagem suspensa (devendo estar preparados para montagem apoiada), e 160, 250 e 630 kVA para montagem apoiada, sendo que para 160 kVA o seu uso é exclusivo para postes. O arrefecimento destes transformadores deve ser Óleo Natural / Ar Natural (ONAN). [24]

As tensões primárias estipuladas são de 10, 15 e 30 kV, com a tensão em vazio no secundário de 420 V. Para ambos os tipos de transformadores MT/BT (secos ou imersos em óleo), as redes de média tensão às quais estes são ligados têm normalmente neutros ligados à terra através de impedâncias que limitam as correntes de defeito fase – terra a 300 ou 1000 A, porém estas podem funcionar também com neutro isolado. No lado da baixa tensão, o neutro é diretamente ligado à terra, tendo a tomada de terra uma resistência igual ou inferior a 20 Ω . Segue abaixo um quadro resumo, com uma análise comparativa entre transformadores MT/BT do tipo seco e com isolamento a óleo: [25]

Tabela 5 Análise comparativa entre as diversas vantagens e desvantagens dos dois tipos de transformadores – Secos e com isolamento a óleo [25]

Tipo de Transformador	Vantagens	Desvantagens
Em banho de óleo	Mais económicos	Maiores dimensões
	Menor ruído	Maior manutenção
	Menores perdas para a mesma potência e tensão	Dielétrico inflamável
	IP 54 (pode ser usado no exterior)	Elementos de proteção mais complexos
Seco	Menores dimensões	Maior ruído
	Menor manutenção	Maiores perdas para a mesma tensão
	50% de acréscimo de potência com a utilização de ventiladores	Maiores limitações para a mesma potência e tensão
	Dielétrico não inflamável	

Disjuntores (AT e MT)

Trata-se do dispositivo eletromecânico que protege os circuitos contra sobreintensidades (curto circuitos ou sobrecargas) separando e reestabelecendo os seus contactos, permitindo ou não o transito de potências. Os disjuntores devem ter a capacidade de interromper um circuito ativo sob condições normais de funcionamento, bem como em condições de falha de corrente, garantindo que o defeito é isolado. [9]

No projeto tipo de subestação da EDP Distribuição, pode ser encontrado tanto no painel AT (Linha/Transformador de potência AT/MT, na linha AT, no interbarras AT e no transformador de potência) como no painel MT (na chegada do transformador de potência, no interbarras, no transformador dos serviços auxiliares + Reactância de Neutro, na bateria de condensadores e na saída de linha). [18]

É o relé de proteção que deteta e avalia as falhas e determina quando o circuito deve ser aberto. O disjuntor funciona sob o comando do relé, para apenas abrir o circuito quando

necessário. O disjuntor fechado deve ter energia acumulada, normalmente numa mola, suficiente para abrir os seus contactos. [9]

Os disjuntores previstos no projeto tipo da EDP Distribuição, possuem como material dielétrico (isolante) o gás hexafluoreto de enxofre (SF₆) ou o vácuo, isolantes que garantem a extinção de arco elétrico. A pressão do gás SF₆ é geralmente mantida acima da atmosférica e a camara de gás deve ser selada devidamente, garantindo que não ocorrem fugas para o exterior.



Figura 37 Disjuntor SF6 - EFACEC DIFLU

[75]



Figura 38 Disjuntor a Vácuo - EFACEC DIVAC

[74]

Na Tabela 6 apresenta-se um quadro resumo com as principais características elétricas dos disjuntores a aplicar no projeto tipo EDP Distribuição:

Tabela 6 Características elétricas dos disjuntores [73]

Tipo de Disjuntor	Tensão Estipulada em CC (kV)	Poder de corte estipulado (kA)	Corrente estipulada em serviço contínuo (kA)
D60-I	72,5	16	0,8
D60- II			1,25
D60- III		25	
D60- IV		31,5	2,5

Seccionadores

O seccionador tem a função de efetuar a abertura visível entre dois circuitos ativos, contudo, ao contrario do disjuntor, não tem poder de corte em carga. A ausência de capacidade de poder de corte em carga impede que o seccionador seja utilizado para interrupção de correntes, tanto de defeito, como de valor normal, sob risco de ocorrência de arco elétrico. A capacidade de corte visível é fundamental para garantir a segurança das pessoas, e a manobra deve ser de tal ordem, que na posição aberta, está garantida uma distância de isolamento e impedido o contacto inadvertido com um barramento ou linha em tensão. O seccionador apenas atua após a abertura do disjuntor.

Nos painéis AT, são instalados seccionadores de linha AT, no transformador de potência AT/MT, e nas interbarras. Os dois tipos de seccionadores usados são os seccionadores de linha (com a função de seccionador de terra) e o seccionador de barramento. Por sua vez, no painel MT, existe apenas um tipo de seccionador, o seccionador de terra, a aplicar na chegada do transformador de potência AT/MT, no transformador dos serviços auxiliares e reactância de neutro, bateria de condensadores e na saída de linha.



Figura 39 Seccionador de facas [19]

Tabela 7 Características elétricas dos seccionadores [76]

Tipo de Seccionador	Tensão Estipulada (kV)	Corrente estipulada de curta duração (kA)	Corrente estipulada em serviço contínuo (kA)
D60 - I	72,5	16	0,8
D60 - II			1,25
D60 - III		25	
D60 - IV		31,5	2,5

Linhas

As linhas asseguram a ligação entre o barramento e a respetiva linha de distribuição (AT e MT). Podem ser aéreas ou subterrâneas, com a chegada aérea ou subterrânea a 60 kV, que alimenta o barramento AT, e saídas aéreas ou subterrâneas, de tensão de 30 ou 15 kV, a partir do Quadro Metálico de Média Tensão (QMMT). [18]

É nas linhas que ocorrem grande parte dos defeitos num SEE, fruto essencialmente de contacto com elementos externos, como árvores, animais e elementos climáticos excessivos. Tratam-se de eventos aleatórios, que podem afetar inúmeros locais da rede elétrica, com a designação de permanentes, cuja supressão necessita de intervenção no local, ou não permanentes, que disparam a proteção da linha e não necessitam de intervenção no local, podendo ser eliminado com uma religação rápida (também podem-se denominar de fugitivos) ou com um ligeiro tempo de intervalo (semipermanente). [26]

Descarregador de Sobretensões

Para proteção da instalação e equipamentos de descargas atmosféricas e de sobretensões de manobra, são utilizados descarregadores de sobretensões (DST). Estes, na eventualidade de ocorrer uma sobretensão elevada têm a responsabilidade de fazer a descarga da mesma desde o terminal superior que está ligado ao circuito de potência até à base que liga com a terra por via de uma barra de cobre.

O DST previsto em [27], possui resistências não lineares de óxido de zinco, funcionando como uma resistência de valor reduzido para a circulação da corrente deste terminal à terra, ligadas em série e/ou paralelo, sem integração de explosores em série ou paralelo.



Figura 40 Descarregador de sobretensão por resistência não linear [19]

Trata-se de um equipamento de elevada importância, com a função de proteger diversos equipamentos dispendiosos e com tempos de substituição geralmente elevados e como tal, deve possuir fiabilidade elevada.

Reactâncias de Neutro

As reactâncias de neutro (RN) são usadas para criação de neutro artificial no secundário dos transformadores AT/MT das subestações e são responsáveis pela limitação de corrente de curto circuito a 300 A em redes aéreas e mistas, e a 1000 A em redes subterrâneas, por via de bobines de reactância em série. [28]

As RN devem ser trifásicas, com enrolamentos separados, em cobre, com isolamento uniforme, imersos em óleo mineral e herméticos à penetração de ar exterior. Um enrolamento diz-se uniforme quando a tensão suportável à frequência industrial em relação à terra de cada ponto ligado é a mesma. Deve ser criado um neutro artificial por via de uma bobine em zig-zag, com neutro acessível. [16][28]



Figura 41 Reactâncias de neutro [19]

As RN têm características estipuladas, presentes nas tabelas abaixo:

Tabela 8 Características estipuladas das RN [28]

Secção IEC 60289	Características	Nível estipulado		
36.1	Tensão estipulada do enrolamento principal	12 kV	17,5 kV	36 kV
36.2	Corrente estipulada de curta duração do neutro – $3 \times I_n$	300 A (10 s) 1000 A (5 s)		
	Corrente estipulada permanente do neutro	5 A		
36.3	Impedância homopolar estipulada	Ver quadro 3		
39	Nível de isolamento: a 50 Hz (valor eficaz) pico	28 kV	38 kV	70 kV
		75 kV	95 kV	170 kV
<i>Nota: o factor de qualidade (Q=X/R), as perdas em vazio, a corrente em vazio e o nível de potência sonora, devem ser declaradas pelo fabricante.</i>				

Tabela 9 Impedância homopolar Z_0 [ohms] [28]

U_n [kV]		10 kV	15 kV	30 kV
$3 \times I_n$	300 A	58	87	174
	1000 A	17,3	26	52

A impedância homopolar é dada em função de U_n de I_0 , pela relação: [28]

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} = Z_0 * I_0 . \quad (47)$$

Baterias de Condensadores

Embora não seja convertida em trabalho útil como a potência ativa, na distribuição de energia também flui energia reativa, predominantemente de natureza indutiva, necessária

para excitar os circuitos eletromagnéticos dos equipamentos de força motriz, transformadores e geradores. Uma vez que representa uma carga adicional nos diferentes elementos da rede elétrica, provocando perdas adicionais por calor e quedas de tensão, é necessário compensar esta energia produzindo-a localmente, na subestação, por meio de escalões de baterias de condensadores (EBC).

A potência máxima estipulada do EBC é dada para os valores estipulados de tensão. Para a tensão estipulada de 11, 16,5 e 33 kV o EBC tem uma potência máxima de 3,43 MVar e pode conter, no máximo, 6 unidades de condensadores de 572 kVar ou 12 unidades de 286 kVar, ligados em dupla estrela com os neutros interligados e isolados em relação à terra, por forma a realizar a potência estipulada para o escalão. [29]



Figura 42 Bateria de Condensadores [19]

Na tabela seguinte apresenta-se as características estipuladas e construtivas dos EBC normalizados:

Tabela 10 Características estipuladas e construtivas dos EBC normalizados [29]

DMA	Características	Un	EBC 10	EBC 15	EBC 30
7.1.1	Tensão estipulada dos equipamentos de MT, Ur todos os equipamentos à exceção das UC unidades de condensadores	kV V	12 6351	17,5 9526	36 9526
7.1.2	Tensão estipulada dos circuitos de BT	V	400	400	400
7.2.1	Nível de isolamento estipulado para os circuitos de MT: tensão suportável à freq. industrial de curta duração, U _s tensão suportável ao choque atmosférico, U _p	kV kV	28 75	38 95	70 170
7.2.2	Nível de isolamento estipulado para os circuitos de BT: tensão suportável à freq. industrial de curta duração tensão suportável ao choque atmosférico	kV kV	1,6 4	1,6 4	1,6 4
7.3	Frequência estipulada, f _i	Hz	50	50	50
7.4.1	Correntes estipuladas em serviço contínuo, I _N	A	234	157	78
7.5	Corrente estipulada de curta duração admissíveis, I _k circuitos de MT circuitos de BT	kA kA	16 6	16 6	12,5 6
7.6	Valor de pico das correntes estipuladas admissíveis, I _p circuitos de MT circuitos de BT	kA kA	40 15	40 15	31,25 15
7.7	Duração do curto-circuito	s	3	3	3
7.8	Potência máxima estipulada, Q _N	Mvar	3,43	3,43	3,43
8.7	Dimensões comprimento (l) profundidade (d) altura (h)	mm mm mm	3100 2700 2500	3100 2700 2500	3500 2500 2700
8.1.2	Índices de proteção do invólucro metálico		IP 23C IK 05	IP 23C IK 05	IP 23C IK 05

4.3. EQUIPAMENTOS DE MEDIDA

Os transformadores de medida têm funções de medição, monitorização de cargas, de proteção e, essencialmente, transformam as correntes e tensões do sistema de potência em magnitudes mais reduzidas, garantindo também isolamento galvânico entre a rede e os diversos equipamentos ligados aos seus secundários. Uma outra característica, é de garantir a uniformização dos relés, pois a produção destes para os inúmeros níveis de tensão seria impossível. Desta forma, são os equipamentos de medida que garantem o padrão de grandezas no secundário para os valores mais reduzidos de tensão e corrente.

Transformador de tensão

Os transformadores de tensão (TT) são ligados em paralelo com o circuito de potência, com a função de transformar a tensão da rede numa tensão adequada para a utilização dos

equipamentos de proteção. Segundo [18], devem apresentar uma tensão nos terminais do enrolamento secundário de 100 V. Podem ser em um de dois tipos:

- Eletromagnéticos;
- Capacitivos.

Os transformadores eletromagnéticos de tensão apresentam os seus enrolamentos como apresentado na Figura 43. O número de espiras de um enrolamento é diretamente proporcional à tensão de circuito aberto, medida ou produzida através dele. São utilizados em circuitos de tensão até 110/132 kV.

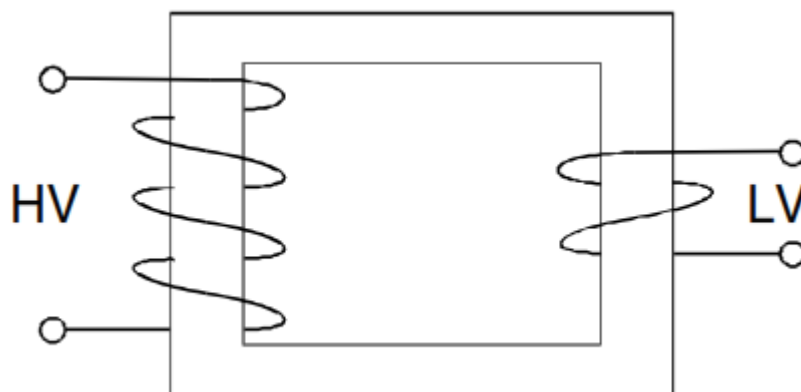


Figura 43 Transformador de tensão – Eletromagnético [9]

Este transformador é muito idêntico ao transformador de potência e apenas apresenta diferenças na refrigeração, isolamento e aspectos mecânicos. O primário possui um número de espiras superior ao secundário e, é ligado em paralelo com a linha, fase – fase ou fase – neutro. Embora o secundário possua menos espiras, a tensão por espira mantem-se a mesma, face ao primário.

Para tensões de maior valor, é normalmente adaptado um segundo tipo de transformador – capacitivo, com o primário a consistir em ligações em série de condensadores (isoladores cerâmicos), de forma a reduzir a tensão primária para valores convenientes. [9]

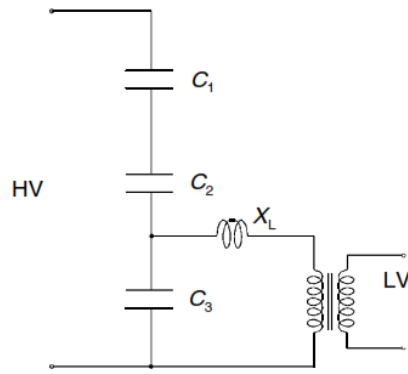


Figura 44 Transformador de tensão – Capacitivo [9]

No decorrer de perturbações do sistema, o TT pode ser sujeito a tensões elevadas, sendo definido um fator de tensão que varia conforme a ligação do neutro à terra. Este valor deve ser multiplicado pela tensão nominal primária de forma a determinar a tensão máxima para a qual o transformador deve atingir os níveis exigidos de aquecimento e precisão. [14]

Segundo a DMA-C42-510/N, verifica-se que os fatores de tensão mais utilizados são 1.2, em permanência, entre fases ou entre neutro e terra num transformador ligado em estrela e 1.9, durante 30s entre fase e terra em sistemas de neutro ligado à terra e com eliminação automática do defeito à terra. [30]

Todos os transformadores de tensão, aplicados na proteção de SEE, devem estar associados a uma classe de exatidão. A classe de exatidão para medição é definida pelos erros máximos de tensão permitidos pelo TT, em percentagem e à tensão nominal e pode tomar os seguintes valores: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0 e 3.0. As classes de exatidão de TT para proteção, são definidas pelos erros de tensão, em percentagem, a 5% da tensão nominal e apenas são atribuídas duas classes possíveis, a 3P e a 6P (destaque para a letra P, de proteção).

A proteção dos transformadores de tensão é possível do lado do secundário, por via de fusíveis. Os CC no lado secundário produzem uma corrente de poucos amperes no lado primário e desta forma não afetam um fusível de alta tensão, uma vez que estes apenas protegem CC do lado primário e estão preparados para correntes de maior valor.

São apresentados no Anexo A, as principais características dos transformadores de tensão, para os três níveis de tensão existentes na MT. [30]

Transformador de corrente

Os transformadores de corrente (TI) usados para proteção de SEE são similares em construção aos transformadores de potência, tendo dois enrolamentos, um primário e um secundário. Têm a função de transformar a corrente da rede numa corrente adequada para a utilização dos equipamentos de proteção. Ao contrário dos TT, os TI são ligados em série com a rede e como tal, devem ter capacidade de aguentar as correntes de CC e sobretensões da mesma. Se não for assim, o TI pode danificar-se e toda a aparelhagem fica sem proteção, já que o relé fica sem informação do sistema.

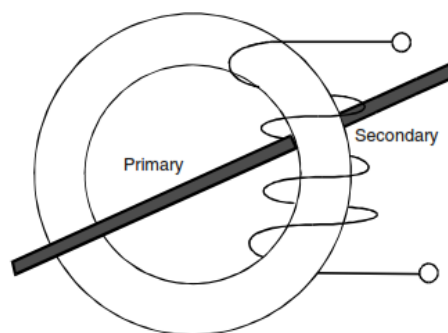


Figura 45 Transformador de corrente com primário em barra de núcleo toroidal e secundário distribuído uniformemente [9]

Os transformadores de corrente são tipicamente de barra no primário, com núcleo toroidal, como se pode verificar na Figura 45, sendo este primário o próprio condutor, ou barra atravessado pela corrente de serviço e o enrolamento secundário distribuído.

A principal fonte de erros nos TI's é a corrente de magnetização, associada ao núcleo de ferro. À medida que a corrente no primário e, conseqüentemente no secundário aumenta, atinge-se um ponto em que a corrente de excitação no ferro é excessiva e este satura, resultando em erros de corrente elevados. Na Figura 46 é apresentado o gráfico que expressa esta característica, onde se verificam três regiões distintas, a região inicial, a região de não saturação e a região de saturação.

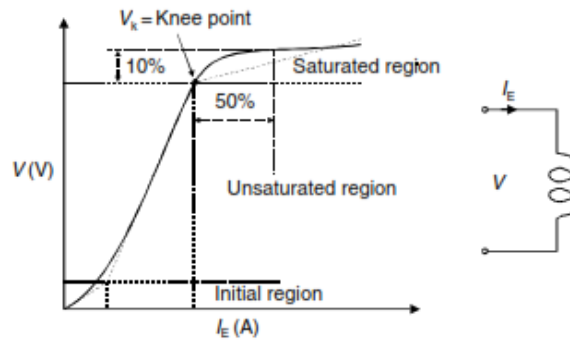


Figura 46 Curva de magnetização de um TI [9]

Verifica-se na Figura 46, um ponto de viragem (*Knee point*), onde um TI não produz uma corrente primária equivalente a um valor de tensão. Neste ponto, para um aumento de 10% de tensão no secundário, é necessário um aumento de 50% de corrente de excitação. Pode-se considerar, para a maioria dos casos, que os TI são aproximadamente lineares a partir deste ponto. [9]

Conforme é possível verificar pelas tabelas apresentadas no Anexo B, das características dos TI, estes possuem um enrolamento primário e um ou dois secundários – medição e proteção (1 A ou 5 A), com classes de exatidão distintas. [31]

Para enrolamentos secundários de medição, deve ser garantida a precisão dentro da gama de valores de operação, e saturar, para valores acima da corrente nominal, garantindo proteção dos aparelhos de medida. Esta característica é denominada de fator de segurança (F_s) e segundo [31], deve tomar valor ≤ 5 . Na Figura 47 é apresentada a curva de saturação de um TI de medida:

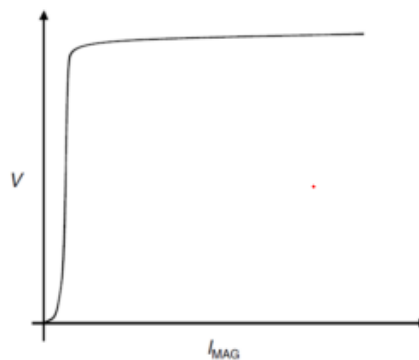


Figura 47 Curva de saturação do enrolamento de medida de um TI [9]

Para enrolamentos secundários de proteção, estes devem de suportar correntes mais elevadas, e são permitidas menores precisões, contudo, é desejável que seja evitada a saturação de forma a garantir o bom funcionamento do relé, em caso de CC. O valor de CC expectável no local deve ser conhecido e esse valor deve cair na zona linear da curva de magnetização. A este valor dá-se o nome de fator limite de exatidão (n) e segundo a DMA-C42-550/N deve tomar o valor de 20. Na Figura 48 é apresentada a curva de saturação de um TI de proteção. [31]

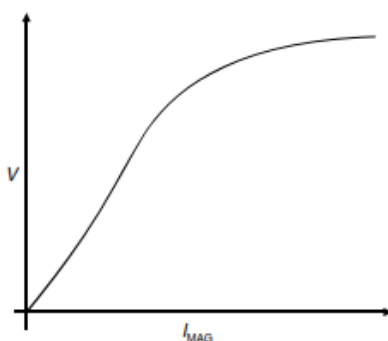


Figura 48 Curva de Saturação do enrolamento de proteção de um TI [9]

4.4. EDIFÍCIO DE COMANDO

O edifício de comando é constituído por uma sala ampla onde fica instalado o equipamento principal de MT, nomeadamente o QMMT e os sistemas de alimentação e de comando e controlo, integrados em armários próprios para o efeito. [18]

É o sistema de proteção, comando e controlo (SPCC), que assegura o comando e supervisão da subestação no local e a distancia através das funções de proteção, automatismo e encravamento definidos em cada painel. Este sistema deve ser de tecnologia digital.

Dentro do edifício de comando encontram-se diversos equipamentos que serão abaixo apresentados. [19][32][33][34]

Unidade de proteção

Contém as unidades de proteção dos painéis, que recebem informações e medidas analógicas, provenientes dos TT e TI. Avaliam em tempo real a necessidade de atuar os disjuntores ou as tomadas do TP.



Figura 49 Unidade de Proteção [19]

Armário de Contagens

Neste armário encontram-se os contadores da subestação. A contagem é feita a partir de contadores que convertem impulsos de energia que passa nos TP e nos transformadores de serviços auxiliares. A energia reativa das baterias de condensadores também é medida.

O serviço de telecontagem possibilita a recolha diária de impulsos correspondentes aos valores de contagem de energia nos diferentes painéis da subestação que disponibilizam esta medida. Estes impulsos são enviados para uma unidade central de tratamento localizada à distância.



Figura 50 Armário de Contagens [19]

Posto de Comando Local

Contém o computador industrial responsável pelos registos do sistema e por todas as funções de visualização e interface operacional para o utilizador. Também permite proceder à parametrização e configuração dos IED e análise dos registos de eventos.



Figura 51 Posto de comando local [19]

Armário de comunicações

Armário onde é colocado o equipamento específico de telecomunicações, permitindo que a subestação seja comandada à distancia.



Figura 52 Armário de comunicações [19]

Serviços Auxiliares de Corrente Contínua

Contêm os disjuntores de baixa tensão, que alimentam os diversos circuitos de corrente contínua da subestação, a 110 V. A sua alimentação é garantida por um conjunto bateria – carregador que integra a função de televigilância.



Figura 53 Serviços Auxiliares de tensão contínua [19]

Serviços Auxiliares de Corrente Alternada

Contêm os disjuntores de baixa tensão, que alimentam os circuitos de baixa tensão alternada da subestação. É alimentado pelos transformadores de serviços auxiliares e alimenta a ventilação de emergência, o aquecimento dos armários no exterior, ar condicionado, iluminação e as tomadas da subestação.

A alimentação dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada deve ser garantida por duas fontes distintas, dois transformadores de serviço Auxiliar MT/BT, ligados a cada barramento MT. Em caso de falha de serviço, deve existir um sistema automático de comutação para outra fonte, assim que possível.



Figura 54 Serviços auxiliares de corrente alternada [19]

Retificador

Aloja o equipamento que converte a alimentação em tensão alternada para tensão contínua, que carrega as baterias de corrente contínua.



Figura 55 Retificador [19]

Baterias de Corrente Contínua

Tratam-se de baterias de corrente contínua, do tipo alcalino de Níquel-Cádmio ($Ni - Cd$) e servem para armazenamento e energia elétrica. Os circuitos de comando e proteção funcionam a corrente contínua e são alimentados por estas baterias, devendo estas assegurar a alimentação de energia ao comando da subestação em caso de falha de alimentação.



Figura 56 Baterias de corrente contínua [19]

Quadros Metálicos de Média Tensão

Quadro metálico do tipo blindado, que contém as celas de média tensão, que interligam as linhas de MT da rede de distribuição para alimentar os postos de seccionamento e de transformação da rede de distribuição nos centros de consumo.



Figura 57 Quadro Metálico de MT (QMMT) [19]

4.5. CONCLUSÃO

Este capítulo apresenta as subestações, instalações destinadas a albergar os transformadores, um equipamento central para a transmissão de energia elétrica, já que elevam ou baixam a tensão adequando-a à potência necessária a transmitir. É feita uma análise ao projeto-tipo da EDP Distribuição, documento que pretende estabelecer um projeto normalizado que articule as diferentes áreas técnicas de uma subestação, desde a construção civil ao equipamento e sistema de proteção, comando e controlo numérico. A conceção geral dos projetos de Subestações é regida pela satisfação simultânea de princípios básicos como a segurança geral das pessoas e bens, a simplificação e padronização da construção e a facilidade de condução e manutenção.

São então avaliados os equipamentos pertencentes a uma subestação tipo, dos painéis AT e MT, separados por Equipamentos de potência (Transformador de potência, disjuntores, seccionadores, linhas, descarregador de sobretensões, reactância de neutro e bateria de condensadores), Equipamentos de medida (transformador de tensão e transformador de corrente) e o edifício de comando.

As funções de cada um destes equipamentos são importantes, contudo de forma a que o sistema consiga funcionar de uma forma contínua, sem avarias que interrompam o fornecimento de energia são necessárias proteções que atuem os disjuntores. Esses equipamentos de proteção são abordados em detalhe no próximo capítulo.

5. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Inicialmente, a proteção das redes elétricas era garantida por relés eletromagnéticos, que essencialmente funcionavam pela ação de uma força mecânica, gerada por um fluxo de corrente que excita um núcleo magnético que acionava um contacto de relé. Com a evolução da eletrônica, os relés eletromagnéticos tornaram-se obsoletos, dando lugar aos relés electrostáticos. Estes relés ao invés de usarem bobines e imanes para o seu funcionamento, usavam circuitos eletrónicos analógicos. Gradualmente foram introduzidos os relés digitais, que se traduziu num grande avanço em termos tecnológicos para a proteção e comando das subestações. Os circuitos analógicos foram substituídos por microprocessadores e microcontroladores usados nos relés estáticos, levando a um grande aumento da capacidade de atuação. Chega-se assim aos dias de hoje, onde são utilizados os relés numéricos, com uma ainda superior capacidade de memória e processamento, sendo estes também designados por dispositivos eletrónicos inteligentes (IED). Utilizam processadores de sinal digital (DSP) otimizados para processamento em tempo real, que oferece a estes relés a capacidade de “correr” algoritmos matemáticos para as funções de proteção.

Com a contínua redução de tamanho e custo de diversos equipamentos utilizados pelos relés, microprocessadores, memória e circuitos de I/O, surge atualmente um *hardware* de proteção com uma maior variedade de funções. Da mesma maneira que se consegue também um processamento e análise mais rápida e detalhada de diversas formas de onda, utilizando vários DSP's executados em paralelo. Desta forma, tornou-se possível implementar diversas funções num só relé, que no passado eram incluídas em diversos equipamentos distintos.



Figura 58 Relé numérico EFACEC Série 450 [77]

Esta capacidade de implementa diversas funções num só equipamento, apresenta algumas preocupações em relação à fiabilidade e disponibilidade destes equipamentos, podendo considerar-se uma desvantagem para o uso destes relés. Hoje, uma falha num relé pode levar a uma perda de funções muito maior, comparativamente aos relés do passado, em que as funções eram todas implementadas em *hardware* separado.

Naturalmente que, comparativamente aos relés estáticos, os relés numéricos apresentam uma quantidade de vantagens consideráveis:

- Gama ampla de ajuste de parâmetros;
- Comunicações integradas (Serial, Ethernet, Teleproteção);
- Diagnóstico interno de falhas;
- Diversos grupos de configurações;
- Medições do sistema de potência;
- Localizador de distância às falhas;
- Gravador de perturbações;
- Funções auxiliares de proteção;
- Lógica definida pelo utilizador;
- Função de proteção de backup incluída;
- Monitorização de disjuntores.

5.1. CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO NOS SEE

Conforme foi previamente apresentado pode-se dizer que um SEE é constituído por um conjunto de instalações e equipamentos eletricamente ligados, usados desde a produção até

à utilização final de energia elétrica. Tem como principal objetivo alimentar todas as cargas com qualidade, ao menor custo ecológico e económico possível.

Como tal, de forma a garantir o máximo retorno do investimento que é necessário realizar em equipamentos dos SEE e garantir a satisfação dos consumidores com qualidade e de forma segura, todo o sistema deve ser mantido em operação contínua, sem avarias que interrompam o fornecimento de energia. Para tal, existem proteções, que atuam nos disjuntores, provocando uma alteração na configuração da rede de distribuição de energia, isolando os defeitos que possam ter ocorrido, não afetando a restante alimentação do sistema. Isto pode ser alcançado de duas maneiras, com sistemas adaptáveis, que não falhem, requerendo manutenção mínima para manter a continuidade de serviço (sistema economicamente inviável), ou prevendo defeitos ou falhas que possam gerar interrupções do serviço, restringindo as perturbações a uma área limitada, continuando o serviço em áreas em equilíbrio (solução mais razoável e que é a praticada). [9]

De todos os equipamentos de proteção, destacam-se os relés de proteção, que têm a função de detetar e remover os defeitos que possam ocorrer em qualquer um dos equipamentos pertencentes ao SEE, devendo estes proteger o sistema e garantir a continuidade de serviço, minimizar danos e custos de reparação onde são detetadas falhas e garantir a proteção de pessoas. De forma a garantir as funções acima descritas, os sistemas de proteção devem possuir as seguintes qualidades [10][11]:

- Seletividade: quando ocorre um defeito, o sistema de proteção deve retirar de serviço apenas os disjuntores requeridos para isolar o defeito. A seletividade por zona, permite ao sistema de proteção detetar se o defeito teve origem dentro ou fora da área protegida de forma a isolar o elemento atingido pelo defeito. A seletividade por zona, ou coordenação de relés, assegura a continuidade de serviço, com um mínimo de interrupção de fornecimento de energia aos utilizadores;
- Fiabilidade: garante que não existam falhas na atuação, nem atuações intempestivas. Os sistemas de proteção devem evitar uma operação desnecessária durante o funcionamento normal da rede, ou evitar a operação caso o defeito ocorra fora da área de atuação do sistema de proteção em causa. Da mesma forma, devem ser acionados assim que seja requisitada a sua atuação;
- Sensibilidade: trata-se da capacidade de identificar a condição anormal, que ultrapassa o valor limite de deteção iniciando a ação de proteção. Deve permitir a atuação do sistema

de proteção em circunstâncias em que o valor de defeito se encontra reduzido. A sensibilidade do sistema de proteção deve, contudo, garantir que o sistema de proteção não atue em situações de operação “normal”;

- **Rapidez:** os sistemas de proteção devem eliminar os defeitos, num tempo que garanta a segurança das pessoas e a preservação dos elementos constituintes do sistema elétrico. A tomada de decisão por parte do relé é feita com base nas formas de onda de tensão e corrente, porém estas são fortemente distorcidas devido a fenómenos transitórios originados pelos defeitos. O relé deve ser capaz de separar a informação útil nestas formas de onda, garantindo um rearmar seguro. Para tal, é necessário algum tempo para o relé ter um grau de certeza elevado o suficiente para tomar a decisão correta. Em relação à sua velocidade de operação os relés podem ser instantâneos (atua logo que seja feita uma decisão), com atraso (é colocado um atraso intencional entre o tempo de decisão e o disparo), de velocidade rápida (<50 ms) ou de velocidade ultrarrápida (<4 ms).
- **Compatibilidade:** permite a adaptação do sistema de proteção ao meio ao qual foi inserido. Esta capacidade tem especial relevo para proteções digitais, devido à necessidade de integração nas subestações equipadas com sistemas de controlo-comando digital (conexão, protocolo de comunicação);
- **Flexibilidade:** é a capacidade, da proteção ser utilizada para várias aplicações, ou seja, trata-se de uma regulação da proteção em função das necessidades do explorador da rede, permitindo a normalização do equipamento.
- **Economia:** é essencial obter a máxima proteção pelo custo mínimo. Por um valor inicial mais baixo, pode estar a ser comprometida a fiabilidade do sistema, e até envolver dificuldades acrescidas na instalação e operação dos equipamentos. O investimento em sistemas de proteção, analisado isoladamente, pode ser considerado elevado, mas a análise deve ser feita tendo em conta o custo dos equipamentos a proteger e o custo de interrupção/perda destes mesmos equipamentos quando protegidos por proteções inadequadas. [42]

Naturalmente, uma proteção não é livre de falha e como tal, é necessário considerar uma proteção primária e uma proteção secundária. A primária, numa determinada zona de proteção, deve eliminar o defeito o mais rapidamente possível e remover de serviço o menor número de equipamentos possíveis. A secundária, é uma proteção alternativa, que deve cobrir a falha primária.

5.2. ESTRUTURA DE SPCC'S SEGUNDO PROJETO-TIPO

Segundo a memória descritiva do projeto – tipo da EDP distribuição para subestações de Distribuição [18], a solução a implementar deverá basear-se em equipamentos de tecnologia digital, aplicados de uma forma integrada, constituindo um sistema único, que garanta o funcionamento da subestação com segurança, qualidade de serviço e fiabilidade. Assim, o SPCC tem a responsabilidade pela proteção, comando e controlo de todos os órgãos da instalação, sendo constituído por diversos módulos de processamento de informação que, lhes permite desempenhar as funções inerentes a uma subestação AT/MT:

- Modo de funcionamento e encravamentos;
- Proteções;
- Automatismos;
- Gestão da informação;
- Manutenção e Teleparametrização;
- Interface humano-máquina.

De uma forma geral, a arquitetura de uma subestação pode ser dividida em três níveis hierárquicos interligados entre si:

- Nível 0 – Processo (constituído pelos equipamentos AT/MT da subestação para interação do SPCC);
- Nível 1 – Unidade de painel/IED;
- Nível 2 – unidade central.

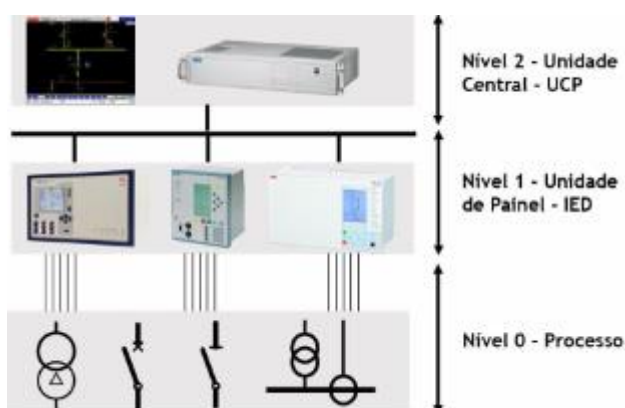


Figura 59 Estrutura organizacional do sistema de automação de subestação [20]

A interligação entre as três unidades diferentes é feita de duas formas distintas, ou seja, os níveis 0 e 1 têm a sua interligação efetuada por intermédio de ligações elétricas fio a fio e,

por sua vez, os níveis 1 e 2, a sua interligação é efetuada por intermédio de uma rede local de comunicação de dados com um suporte de fibra ótica. Esta ligação é representada na Figura 59, por meio de um “barramento”, onde circulam os sinais digitais. A organização funcional do SPCC, deve seguir uma orientação modular, flexível e de fácil expansão, baseada em tecnologia digital de processamento distribuído.

5.3. FUNÇÕES DE AUTOMATISMO

O SPCC deve assegurar, de forma distribuída, um conjunto de funções de automatismo, com o objetivo de eliminar certos tipos de defeitos e garantir elevados níveis de qualidade de serviço. As funções de automatismo são as seguintes:

- Comutação automática de disjuntores BT;
- Religação rápida e/ou lenta de disjuntores;
- Deslastre e reposição por tensão;
- Deslastre e reposição por frequência;
- Regulação automática de tensão;
- Comando automático de baterias de condensadores.

COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA DE DISJUNTORES BT

Atua sobre os disjuntores de baixa tensão do Transformador de Serviço Auxiliar (TSA). Assegura a alimentação do barramento de corrente alternada, através da seleção automática do TSA, que reúna as condições para esse efeito. A comutação entre disjuntores BT é realizada por inversores. [35]

RELIGAÇÃO RÁPIDA E/OU LENTA DE DISJUNTORES

Atua sobre os painéis de linha AT e MT e destina-se a eliminar automaticamente defeitos não permanentes (defeitos fugitivos e defeitos semipermanentes). Deve ser assegurada a reposição do serviço após interrupções de curta duração de forma automática, ou seja, que representa um tempo de isolamento não superior a 0,4s. Por sua vez, uma religação é considerada lenta, se for de ordem de dezenas de segundos, mas não superior a 120s.

Existe no total 6 modos de funcionamento, com combinações distintas de religação rápida e lenta e seus tempos, bem como a capacidade de sinalização para o exterior das ocorrências em cada painel da linha, caracterizando o estado da função de automatismo. [36]

DESLASTRE POR FALTA DE TENSÃO/REPOSIÇÃO POR REGRESSO DE TENSÃO

Esta função atua sobre os painéis dos barramentos AT e MT, desligando-os quando a tensão excede os limites definidos pelas funções de proteção de mínimo e máximo de tensão (deslastre). Por sua vez, restabelece sequencialmente as ligações dos mesmos painéis, quando for confirmado o regresso da tensão aos valores admissíveis e considerados normais (reposição). [37]

DESLASTRE POR MÍNIMO DE FREQUÊNCIA/REPOSIÇÃO POR NORMALIZAÇÃO DE FREQUÊNCIA

De forma a evitar o colapso da rede em caso de diminuição da frequência, devido a incidentes nas redes de produção e transporte (ruptura do equilíbrio produção/consumo) existe esta função. Está associada ao nível de tensão MT e atua sobre os painéis ligados a cada um dos barramentos. [38]

FUNÇÃO DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

De forma a compensar os efeitos das variações do valor de tensão primária e das quedas de tensão em carga nos transformadores que alimentam um barramento MT, a função de “Regulação de tensão” mantém a tensão numa gama de valores pré-fixados. A tensão do barramento é permanentemente comparada com um valor de referência, se o desvio admissível for excedido durante um determinado tempo, é emitida ordem de “subir” ou de “descer” aos dispositivos de comando dos comutadores de tomadas em serviço dos transformadores que alimentam o barramento em questão. Daqui resulta o aumento ou redução do valor de tensão secundária. [39]

COMANDO HORÁRIO DE BATERIAS DE CONDENSADORES

As baterias de condensadores melhoram o fator de potência das cargas alimentadas pela instalação, reduzindo os encargos com a compra de energia reativa da rede de transporte, bem como as perdas e quedas de tensão na rede a montante. A função de “comando horário de baterias de condensadores” possibilita o controlo automático das baterias, de forma a que estas só funcionem em horas do dia em que existam encargos com a energia reativa. [40]

5.4. COORDENAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO COMANDO E CONTROLO

Com o aumento da dependência de energia elétrica, tanto em países desenvolvidos como em desenvolvimento, a necessidade de alcançar altos níveis de fiabilidade, qualidade e segurança, características já abordadas nesta dissertação, torna-se cada vez mais importantes para os consumidores. Assim não é surpreendente que uma das maiores prioridades de qualquer SEE seja um dimensionamento e utilização que garanta o menor numero de falhas que possam ocorrer. [51]

De seguida serão apresentadas as mais diversas funções de proteção de sistemas de proteção, comando e controlo. O principio de proteção selecionado afeta a operação da proteção, que tem um impacto significativo nos danos causados por CC. Quanto mais rápida for a atuação das proteções, mais reduzidos são os danos e de igual forma, mais reduzida será a queda de tensão provocada pelo curto circuito, levando a uma mais célere atuação da proteção. Uma correta coordenação é essencial de forma a limitar as interrupções na menor área e fornecer uma indicação clara da parte da rede com defeito, efetuar as devidas ações corretivas na mesma e restaurar o fornecimento de energia rapidamente, sem afetar a parte saudável da rede. A velocidade de operação é fundamental para a coordenação podendo ser afetada pelo principio de proteção aplicado. [46]

5.5. ZONAS DE PROTEÇÃO

A filosofia de proteção em SEE consiste em dividir a utilização dos relés no sistema em zonas separadas, que podem ser individualmente protegidas em caso de defeitos, de forma a permitir que o resto do sistema opera normalmente. Assim, um SEE pode ser dividido nas principais zonas de proteção – geradores, transformadores, grupos de transformadores de geradores, motores, barramentos e linhas. Um relé tem associado a si uma área designada por zona primária de proteção, mas também deve fornecer uma proteção secundária, de *backup*, que abrange uma área que se sobrepõe à sua principal. A coordenação é atingida quando a aplicação e configuração de um relé é feita de tal maneira que este atua rapidamente dentro da sua zona de proteção, mas apresenta um atraso na zona de *backup*. É assim garantido que não ocorre conflitos entre zonas sobrepostas. [42]

5.6. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Já foram abordados nesta dissertação, as características que um SPCC deve possuir de forma a que os mesmos garantam uma exploração segura e uma elevada continuidade de serviço. Cada unidade de painel integrante do SPCC deve, como tal, integrar um conjunto de funções de proteção, que asseguram a vigilância do funcionamento da rede, detetando defeitos e, interagindo com as funções de automatismo, procurar elimina-los de uma forma célere.

Cada uma das funções de proteção prevista será apresentada e associada ao respetivo código ANSI, tal como especificado em [41].

Proteção de Distância [21]:

A rede AT apresenta uma topologia complexa, com zonas ligadas em malha ou anel, possuindo interligações com os centros produtores. Para estas topologias, a proteção de máxima intensidade, simples e direcional, não consegue fornecer uma operação suficientemente rápida, sendo necessário utilizar um outro critério, o da proteção de distância. Nesta função, são avaliados, constantemente, os valores de corrente e tensão, obtendo dessa forma, um valor de impedância, que lido pela proteção, representa a distância do local onde se verifica o defeito. No momento do defeito, com o aumento de corrente, ocorre uma redução da tensão, levando por sua vez a uma redução da impedância, conforme se verifica pela equação 50.

$$Z = \frac{U}{I}. \quad (48)$$

Assim, a função de proteção de distância constitui a principal função de proteção da linha AT, já que a sua característica tempo-distância permite obter um funcionamento rápido e seletivo na deteção de defeitos entre fases e fase – terra.

Existem diversos tipos de relés de distância, que são classificados segundo as suas características no plano R-X, no numero de sinais analisados e no método para comparar esses sinais. O tipo mais comum de relé de distância compara a magnitude ou fase de dois sinais, dos quais se podem formar linhas retas ou circulares quando desenhados no plano R-X.

Segundo DEF-C13-570/N esta função deve possuir 5 escalões de medida direcionais com característica poligonal e regulação independente dos alcances resistivo (R) e reativo (X) de

cada um dos escalões, para defeitos fase – fase e fase – terra, podendo um dos escalões funcionar como alongamento do 1º escalão (escalão alongado). Cada um dos escalões deve ter uma temporização e disparo independente, com um tempo total de operação inferior a 30 ms. [41]

Os relés de distância com característica poligonal providenciam um alcance estendido de forma a cobrir a resistência do defeito, particularmente para linhas mais curtas, uma vez que a posição da resistência da linha pode ser estabelecida nas características de disparo. Um relé adquire a característica poligonal a partir de três elementos de medida independentes – reactância, resistência e direcional. De forma a alcançar isto é necessário combinar elementos de medição, sabendo que a proteção apenas deve disparar quando os três são acionados.

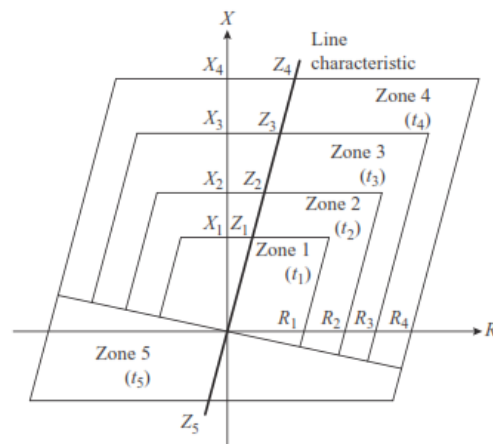


Figura 60 Características de operação de um relé poligonal [51]

Se existir função de proteção diferencial, a função de distância funciona como *backup*, permitindo a eliminação de defeitos no barramento AT nas instalações AT localizadas nos extremos do mesmo cabo/linha (zona não protegida pela função proteção diferencial de cabo). Nesta situação o número de escalões deve ser inferior ao referido, mas nunca inferior a 4. [41]

A função complementar *Weak Infeed Logic* pode ser associada a este esquema de proteção para garantir o disparo da proteção, em situações em que se verifiquem correntes de defeito não significativas num extremo da linha protegida, que poderiam não ser suficientes para o envio de sinal de teleproteção, originando disparos temporizados em *backup*. Esta função permite reenviar os sinais recebidos no extremo da linha com maior corrente de defeito,

assegurando a atuação instantânea da função de proteção de distância no extremo da linha com maior corrente de defeito, mesmo com correntes de defeito reduzidas ou nulas no outro extremo da linha. [41]

De igual forma, a função complementar de *Current Reversal Logic* também pode ser considerada, tendo esta a função de detetar a inversão de corrente, bloqueando o sinal de teleproteção para o outro extremo sem defeito, evitando a atuação intempestiva da função de proteção à distância. A inversão da corrente de defeito na linha sã quando ocorre a abertura dos disjuntores associados à linha com defeito, é uma situação possível em sistemas interligados, no caso específico nas linhas paralelas. [41]

Localizador de defeitos [21FL]:

Trata-se de uma função complementar do painel de AT, de forma a facilitar a localização de um defeito permanente na linha a proteger. Deve ser disponibilizada a informação, no local e à distância, da distância ao defeito (em km). Esta função deve enviar os valores da resistência e da reactância do defeito, cuja medida é efetuada pelo IED. Quando aplicada no painel de saída de MT, tem a função de disponibilizar a informação dos valores da resistência e reactância do defeito, medidos pelo IED. [41]

Verificação de sincronismo [25]:

A função de verificação de sincronismo, destina-se a garantir as condições de sincronismo entre sistemas provenientes de fontes de energia distintas (diferentes pontos injetores ou produção em regime especial (PRE)), tendo como objetivo verificar as condições de fecho de um determinado disjuntor.

A permissão de ligar do disjuntor é condicionada pelo desvio da amplitude de tensão (ΔU), da frequência (Δf) e da defasagem ($\Delta \phi$). [41]

Proteção de mínimo de tensão [27]:

A função proteção de mínimo de tensão deve ser trifásica e associada ao barramento AT (painel barras AT) e ao barramento MT (painel de chegada MT). Deve desencadear a função de automatismo “deslastre de carga por falta de tensão/reposição por regresso de tensão.

Deve possuir dois níveis distintos de deteção de mínimo de tensão, um deles para o deslastre e o outro para a normalização da tensão.

Proteção de máxima intensidade de fase [50]:

A função de proteção máxima de intensidade de fase (MIF) deve ser trifásica e funciona por deteção de aumento anormal de corrente. É normalmente utilizada em proteção de CC fase – fase e utilizada em redes de distribuição e em linhas de transmissão, onde a implementação de relés de distância não se justifique, uma vez que esta solução é mais económica. [43]

Trata-se de uma função de proteção usualmente aplicada em redes radiais, com uma coordenação por atraso uniforme, de forma a que, embora a proteção detete de forma instantânea o defeito e seja dada de imediato a ordem de abertura do disjuntor, são voluntariamente introduzidos atrasos garantindo que a proteção de menor atraso atua primariamente. Estes atrasos devem aumentar conforme a proximidade à fonte, incorrendo numa situação desfavorável, já que o valor das correntes de CC aumenta com a proximidade à fonte. [44]

Esta função de proteção também pode ser aplicada em redes emalhadas, se munida de dispositivos direcionais, garantindo a proteção contra defeitos em que a corrente circula em ambas as direções de um elemento do sistema.

Segundo a DEF-C13-570/N da EDP Distribuição, a função de máxima intensidade de fase deve ser implementada com pelo menos dois níveis de deteção e de funcionamento por tempo independente. Como exceção apresenta-se o painel de saída de MT, onde devem existir pelo menos três níveis de deteção, de funcionamento por tempo independente. [41]

Nos relés de corrente independente, que não são contemplados na DEF-C13-570/N, os disparos ocorrem instantaneamente após a corrente atingir um determinado valor. Este valor é escolhido de forma a que na subestação mais distante da fonte, o relé vai operar a um nível de corrente reduzido, que irá progressivamente aumentar a cada subestação, que se aproxime da fonte. Desta forma é garantido que o relé com as definições mais baixas irá disparar no ponto mais próximo do defeito. Apresenta a desvantagem de ser muito pouco seletivo para valores de CC elevados, mas também de ser difícil de distinguir uma corrente de defeito num ponto ou outro, quando a impedância entre os dois é reduzida, em comparação com a impedância da fonte, tornando a discriminação do defeito complexa. [51]

Já os relés de tempo independente permitem que as suas definições variem de acordo com os diferentes níveis de corrente utilizando tempos de operação distintos. Estas definições podem ser ajustadas de tal forma que o disjuntor mais próximo do defeito dispare no tempo mais curto, e que os restantes disjuntores até à fonte, disparam sucessivamente em tempos de disparo mais longos. O tempo entre cada um dos relés é denominado de margem de discriminação. Uma vez que o tempo de operação dos relés de tempo independente pode ser ajustada em etapas fixas, a proteção é mais seletiva que a de corrente independente. A grande desvantagem deste método é que falhas próximas da fonte, que produzem correntes maiores, podem ser resolvidas num espaço temporal muito longo. [51]

A função de proteção de MIF deve estar permanentemente em serviço sendo independente de uma eventual inibição ou bloqueio das funções de proteção de distância e proteção diferencial. No painel do transformador de potência além de proteger o transformador contra sobrecargas, desempenha também a função de reserva à função de MIF do painel de chegada MT. [41]

Deteção de condutores partidos [50BF]:

Tem como objetivo detetar a interrupção de uma fase na linha a proteger, podendo ser baseada no aparecimento da componente inversa da corrente ou na diferença de corrente entre as fases, desde que seja garantida a deteção eficaz da assimetria da rede resultante do defeito em causa. Trata-se de uma função a aplicar no painel linha AT e no painel saída de MT. Quando aplicada no painel de saída de MT, não deve desencadear o disparo, apenas atuar. [41]

Proteção de máxima intensidade homopolar [50N]:

É a função de proteção de máxima intensidade homopolar (MIH) que tem o dever de detetar defeitos fase – terra pouco resistivos.

Deve ser dotada, pelo menos, por dois níveis de deteção, de funcionamento por tempo independente ou inverso, devendo ser possível proceder ao cálculo da corrente homopolar por soma vetorial das correntes de fase.

Um relé com o funcionamento por tempo inverso, é essencialmente, um relé com um tempo de operação inversamente proporcional à corrente. Em [41], são definidas as características de tempo para os relés de tempo inverso, que pode ser tempo normalmente inverso, tempo

muito inverso e tempo extremamente inverso. Nestas condições o relé deve atuar quando a corrente exceder 1.3 vezes a corrente normal. Para os relés de tempo inverso o tempo de operação pode ser calculado por:

$$t = \frac{k * \beta}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^{\alpha-1}} \quad (49)$$

Onde:

k é o multiplicador de tempo ajustável;

I é o valor de corrente medida na fase

I > o valor de corrente de disparo do relé

α e β são os parâmetros da curva tempo-corrente

Desta forma, é sempre garantida a atuação mais rápida para correntes mais elevadas, sendo esta a grande vantagem da utilização destes relés, em detrimento dos relés de tempo independente. Segue na tabela 11, os valores associados a α e β , para as três curvas associadas a este relé.

Tabela 11 Características α e β segundo a norma IEC 60255 [47]

Tipo de curva	α	β
Tempo Normal Inverso	0,02	0,14
Tempo Muito Inverso	1,0	13,5
Tempo Extremamente Inverso	2,0	80,0

Os relés de tempo muito inverso são particularmente vantajosos se existir uma redução considerável da corrente de defeito conforme aumenta a distancia à fonte de alimentação, ou seja, conforme aumenta a impedância de defeito. Por sua vez, os relés de tempo extremamente inverso, o tempo de operação é aproximadamente inversamente proporcional ao quadrado da corrente aplicada. Por este motivo é recomendado para a proteção da alimentação dos circuitos de distribuição sujeitos a correntes de pico no arranque. A grande desvantagem deste método de discriminação é que o atraso maior ocorre em defeitos na secção mais próxima da fonte, onde a corrente de defeito é maior. Uma outra desvantagem

pode ser associada à dificuldade de encontrar os parâmetros ideais para uma correta seletividade entre as diversas proteções.

Na Figura 61 são apresentadas as diferentes curvas de atuação do relé de proteção de característica inversa em função do valor da corrente

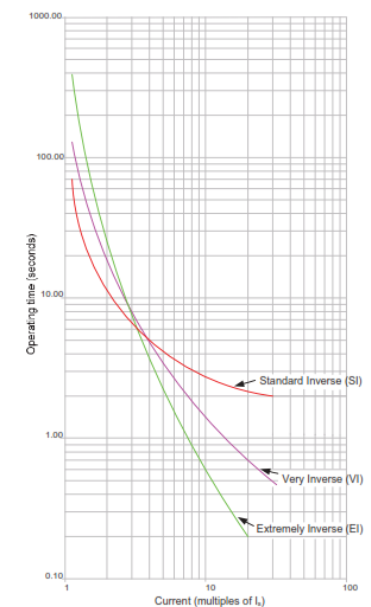


Figura 61 Curvas de tempo de atuação para relés de característica inversa [10]

Particularmente no painel TSA + RN, a medida de corrente homopolar deve ser obtida a partir de um transformador toroidal, situado entre o ponto de neutro da impedância limitadora e o ponto de ligação à terra da instalação.

No painel de saída de MT, esta função deve desencadear a função de automatismo “relição rápida e/ou lenta de disjuntores”.

Proteção de MIH de terras resistentes [50N]:

A função de “Proteção máxima de intensidade homopolar de alta sensibilidade – Detecção de terra resistente” (DTR) destina-se a eliminar defeitos fase – terra de elevada resistência. Deve possuir três níveis de detecção, de funcionamento por tempo independente. Deve detetar defeitos monofásicos resistivos no barramento MT e serve como reserva da função PTR das saídas MT. Se o disjuntor do painel de interbarras estiver fechado (normalmente encontra-se aberto), as informações de atuação instantânea, temporizadas de 1,5 s a 3 minutos, gerados no IED do TSA + RN em serviço, devem ser enviadas para o IED do outro barramento, de

forma a disparar o disjuntor do TP respetivo e para os IED das saídas MT que se encontram em regime especial de Exploração (REE). [41]

Desequilíbrio de Neutro [50N]:

A função de “Proteção de desequilíbrio de neutro” por escalão deve detetar defeitos internos nos escalões de bateria de condensadores, como por exemplo, danos nos elementos capacitivos da unidade de condensadores. Deve ser monofásica, com dois níveis de deteção de funcionamento por tempo independente.

Ligação sobre Defeito [50HS]:

Deve-se tornar ativa pela ligação manual do disjuntor de linha e assim permanecer durante um tempo especificado. Quando existe um defeito, no momento de fecho do disjuntor, que provoque o arranque da zona alongada da proteção de distância, a função ligação sobre o defeito deve atuar e provocar o disparo do disjuntor associado. Esta função deverá ser bloqueável se existir uma relação elevada entre a componente fundamental da corrente e a componente da 2º harmónica, de forma a evitar disparos com transitórios de ligação de TP AT/MT.

Proteção de máxima intensidade homopolar de terra resistente [51N]:

Consiste numa proteção homopolar de alta sensibilidade, destinada a eliminar os defeitos fase – terra de elevada resistência que ocorrem nas saídas MT, nomeadamente em linha aérea.

A atuação da função “proteção de máxima intensidade homopolar de terra resistente” (PTR), deve desencadear a função de automatismo “relição rápida e/ou lenta de disjuntores, permitindo a eliminação de defeitos do tipo semi-permanente sem interrupções prolongadas do fornecimento de energia nas saídas MT com avaria.

Deve possuir um nível de deteção, dispondo de uma curva de funcionamento do tipo “tempo muito inverso”, que garanta a seletividade da saída com defeito relativa às restantes saídas MT, percorridas nesse momento por correntes homopolares capacitivas.

Proteção de máximo de tensão [59]:

Tem como objetivo detetar situações de elevação anormal de tensão nas barras MT, desencadeando o disparo temporizado do disjuntor do painel de chegada de MT e no painel bateria de condensadores.

Deve ser trifásica, com dois níveis de deteção, de funcionamento por tempo independente. Deve ser também considerado um nível máximo de tensão para a inibição das ordens de subir do regulador automático de tensão.

Proteção de máximo de tensão homopolar de terras resistentes [59N]:

Para o regime de neutro isolado no andar MT da instalação, a deteção de defeitos à terra resistivos é efetuada através desta função. Deve ter um nível de deteção, de funcionamento por tempo independente, o qual deve desencadear o disparo temporizado do disjuntor do painel de chegada MT associado ao barramento em que se detetou o defeito.

Proteção de máxima intensidade homopolar direcional [67N]:

A função de máxima intensidade homopolar direcional (MIHD), está associada ao painel da Linha AT e ao painel saída de MT, devendo, caso este seja implementado, estar associado a um esquema de teleproteção. Esta função deve ter, pelo menos, dois níveis de deteção, de funcionamento por tempo independente ou inverso, podendo configurar a direccionalidade em cada nível de uma forma individual.

Preferencialmente, a função MIHD deve medir a tensão homopolar através dos TT ligados em triângulo aberto.

Para o painel saída de MT, a função MIHD deve ter a capacidade de desencadear a função de automatismo “relição rápida e/ou lenta de disjuntores”.

Um relé que tenha a capacidade de proteger correntes de defeito em ambos os sentidos de um elemento de sistema é um relé direcional e conforme indicado na função de proteção MIF, são geralmente aplicados em redes em anel ou emalhadadas. Em termos construtivos, possuem uma unidade adicional ao relé de máxima intensidade, que determina a direção do fluxo de energia, que gera um sinal de referência para medir o ângulo do defeito, determinando a necessidade de disparo do relé. Esta referência, de forma a que seja possível

detetar uma diferença entre um fluxo com defeito numa direção ou noutra, é necessário comparar o ângulo de fase do fasor de corrente, com um fator de potência unitário e outro parâmetro do sistema, que seja independente da localização do defeito, normalmente a tensão na localização do relé. Na ocorrência de defeito ocorre um desfasamento entre os dois fasores. [10][51]

***Power Swing Detection* [68]:**

Oscilações de potência num SEE verificam-se, essencialmente, em condições em que ocorram variações significativas na carga associada ao sistema e em alterações na configuração do sistema, devido à ocorrência de defeitos na rede AT e sua eliminação. Esta função tem como objetivo detetar oscilações de potência no sistema de distribuição, bloqueando a função de proteção à distância, com o intuito de impedir a sua atuação intempestiva e baseia-se na duração do fenómeno transitório de oscilação de impedância. Deve apresentar uma característica de medida do tipo poligonal, semelhante à da função de distância. [41]

Proteção de Frequência [81]:

A função de Frequência está associada aos painéis de Linha AT, chegada MT e saída de MT e deve detetar abaixamentos e subidas da frequência na rede. Como tal deve existir um valor mínimo e máximo, com pelo menos dois níveis de deteção de funcionamento por tempo independente, não podendo esta proteção ter um tempo de operação superior a 80 ms.

No painel de chegada de MT, esta função apenas se relaciona com o mínimo de tensão, devendo apresentar pelo menos três níveis de deteção. Deve desencadear a função de automatismo “deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência”.

Esquema de Teleproteção [85]:

Tem como objetivo permitir a eliminação instantânea dos defeitos localizados ao longo da linha. Pode estar associada à função de proteção de distância, à função proteção de MIHD ou à comunicação lógica entre IED nos extremos das linhas, tendo por base o esquema de comunicação utilizado e disponível. [41]

Proteção Diferencial [87]:

Constitui a proteção principal de cabos subterrâneos ou linhas aéreas de AT, permitindo detectar e eliminar defeitos entre os TI localizados nos painéis AT que interligam as respectivas instalações AT. O seu funcionamento baseia-se na comparação das correntes elétricas que circulam entre dois equipamentos em operação. A soma das correntes que fluem deve ser igual à soma das que saem e, no decorrer da operação normal, um somatório entre todas as correntes do sistema deve dar um valor nulo. Abaixo segue na Figura 62, uma representação da aplicação do esquema de proteção diferencial sem defeito:

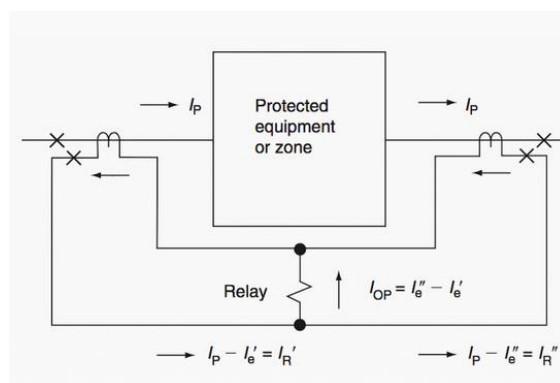


Figura 62 Esquema de proteção diferencial [42]

Na eventualidade de ocorrer um defeito interno à zona de proteção, estes valores de corrente deixam de ser iguais e o relé envia um sinal de atuação ao disjuntor, desligando o sistema.

Verifica-se que, o esquema funciona para defeitos dentro da zona protegida, contudo o relé também é afetado por defeitos que ocorrem fora da zona protegida, uma vez que o aumento repentino de corrente pode produzir correntes transitórias que levam ao funcionamento indevido do relé. A característica de disparo da função proteção diferencial deve apresentar uma elevada estabilidade à saturação dos TI. Cada IED localizado nos extremos do cabo/linha deve possuir esta função de proteção, com um processamento independente por fase, de modo a possibilitar a comparação vetorial das correntes.

Proteção Diferencial de Transformador [87T]:

Constitui a principal proteção do transformador de potência AT/MT (TP), com o objetivo de reduzir ao mínimo as consequências negativas de uma avaria ou defeito no TP. Deve detectar instantaneamente uma situação de defeito na zona protegida, compreendida entre os TI do lado AT e do lado MT do TP, a partir da comparação vetorial das correntes dos dois lados do transformador.

5.7. ARQUITETURA DA REDE DE COMUNICAÇÃO

No edifício de comando, apresentado no capítulo 4.3, existe uma rede de comunicação que permite a comunicação entre o IED de nível 1 (unidade de painel) e a unidade central de processamento. Esta rede deverá apresentar uma topologia tipo *bus*, que permita a utilização de fibras óticas e o protocolo de comunicações *Open System Interconnection* (OSI) para a interconexão de sistemas abertos, desenvolvido pela *International Standards Organization* (ISO). Este modelo permite que equipamentos de fabricantes distintos comuniquem utilizando protocolos aceites pelos membros da ISO. A normativa de referência para a execução desta dissertação foi a CEI 61850 – “Redes de Comunicações e Sistemas em Subestações”, que será abordada no capítulo 6.

Segundo [18], a definição da rede local de comunicação de dados e a escolha de protocolo a utilizar, deve obedecer a critérios relacionados com a funcionalidade pretendida para o SPCC, sendo aqui definidas, as suas propriedades essenciais. Em [45] são apresentados estes mesmos requisitos:

- Interoperabilidade: deve ser garantida a possibilidade de interligar equipamentos constituintes de um SPCC de diferentes fabricantes, sem comprometer a performance global do SPCC;
- Disponibilidade: A avaria de uma unidade de painel não deve afetar o funcionamento da rede de comunicação de dados. De igual forma uma avaria na rede de comunicação não deve afetar o funcionamento das unidades de painel;
- Expansibilidade: A adição de unidades de painel, não deve condicionar nem implicar a substituição do software de comunicações;
- Desempenho: devem ser garantidos os níveis de desempenho exigidos para o bom funcionamento do sistema. Pode variar de acordo com a distribuição das funções pelos vários níveis do SPCC, mas terá sempre de ser adequada à natureza crítica dos dados a transmitir e aos tempos de resposta a atingir;
- Segurança: A rede a implementar deve ter uma configuração tal, que garanta a continuidade de serviço das funções essenciais ao bom funcionamento global do sistema.

5.8. CONCLUSÃO

Neste capítulo são apresentados os equipamentos de proteção, analisando-se a sua evolução tecnológica ao longo dos anos. É apresentado o modelo atual de relé numérico, com grande capacidade de memória e processamento, que o leva a ser considerado também por dispositivo eletrônico inteligente (IED). Foram analisadas as diversas vantagens da utilização destes IED's, bem como as características que os mesmos devem possuir de forma a garantir o bom funcionamento dos SEE.

É também apresentada a estrutura dos sistemas de proteção, comando e controlo nas subestações, utilizando como suporte a memória descritiva do projeto – tipo destas. São então apresentadas sucintamente as funções de automatismo e de proteção, bem como uma pequena demonstração da importância da coordenação de sistemas de proteção, comando e controlo e zonas de proteção.

Procurou-se, particularmente na função de proteção, efetuar sempre uma ligação entre a regulação legal do nosso país, com a bibliografia mais preponderante desta matéria, especialmente no que toca à coordenação das proteções.

Por ultimo, é feita uma apresentação à arquitetura da rede de comunicação em subestações, que serve de articulação com o capítulo seguinte sobre a norma CEI 61850.

6. NORMA CEI 61850

Nos últimos anos, tem-se sentido uma forte digitalização do nosso dia a dia, transversal a todas as atividades da sociedade, levando a que seja expectável que cada equipamento elétrico tenha a capacidade de fornecer algum tipo de monitorização ou controlo. Aos IED's dos SEE também foi exigida uma evolução à escala de outros equipamentos tecnológicos, em termos de comunicação e troca de dados, contudo a existência de inúmeros protocolos de comunicação, normalmente associados a cada um dos fabricantes, dificultava a configuração das subestações.

No final do século passado, surgiram iniciativas na Europa e Estados Unidos da América, com vista à criação de uma norma que facilitasse a integração de sistemas de automação desenvolvidos por fabricantes distintos. Como tal, equipas de trabalho da comissão eletrotécnica internacional (CEI) desenvolveram a norma CEI 60870-5-103 – “Interface de informação para equipamentos de proteção” e, por sua vez, no Instituto de Investigação da Eletrónica de Potência (EPRI), iniciou o projeto piloto que seria base para as arquiteturas de comunicação da próxima geração, a *Utility Communication Architecture* (UCA), que especificava os modelos de objetos dos IED e definia o funcionamento das comunicações. Entretanto, em 1995, a CEI iniciou uma norma que englobasse as redes de comunicação e os sistemas nas subestações, com equipas conjuntas, com experiencia no desenvolvimento da norma CEI 60870 e da UCA. Contudo, a EPRI já se encontrava a rever e a preparar a segunda versão da UCA – UCA.2. Na eminencia de se criarem duas normativas, que poderiam induzir a conflitos entre fabricantes, os membros da CEI, do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrónicos (IEEE) e EPRI, reuniram-se e criou-se a norma CEI 61850, que utilizaria como base os serviços e modelos de dados definidos na UCA.2. [50]

A norma CEI 61850 – *Communication networks and systems in substations*, da Comissão Eletrotécnica Internacional, surge com a intenção de criar um protocolo único de comunicações em subestações. O seu propósito fundamental é o de conferir interoperabilidade entre IEDs de fabricantes iguais ou distintos, de forma a que estes

equipamentos possam trocar informações entre si e executar funções de proteção e automatismo, utilizadas nas subestações e já abordadas nesta dissertação.

Segundo [48], as capacidades fundamentais de um sistema de comunicação em subestações, duma perspectiva de dados e serviços, são as seguintes:

- Comunicação de alta velocidade entre IED;
- Disponibilidade dos dados em rede, no operador da rede;
- Elevada disponibilidade;
- Tempos de entrega garantidos;
- Normalização;
- Interoperabilidade entre fabricantes;
- Capacidade de circulação de valores amostrados de tensão e corrente;
- Capacidade de transferência de ficheiros;
- Configurável e com capacidade de autoconfiguração;
- Segurança.

6.1. ESTRUTURA DA NORMA

A norma encontra-se dividida em 10 secções apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 12 Estrutura de Norma IEC 61850 [48]

Secção #	Título
1	Introdução e visão Geral
2	Glossário
3	Requisitos Gerais
4	Gestão de Sistema e Projeto
5	Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos
6	Linguagem da descrição de configuração para comunicação em subestações elétricas em relação aos IED's
7	Estrutura básica de comunicação para subestações
7.1	Princípios e Modelos
7.2	<i>Abstract Communication Service Interface (ASCI)</i>
7.3	<i>Common Data classes (CDC)</i>
7.4	Classes de Nós Lógicos e de dados compatíveis
8	<i>Specific Communication Service Mapping (SCSM)</i>
8.1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 e 2) e para a ISO/IEC 8802-3
9	<i>Specific Communication Service Mapping (SCSM)</i>
9.1	Envio de Valores Amostrados por ligação <i>Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point</i>
9.2	envio de Valores Amostrados por ISO/IEC 8802-3
10	Testes de Conformidade

Como se pode verificar pela tabela 12, os dois primeiros tópicos servem apenas para realizar uma apresentação geral da norma e o glossário dos termos usados. Já as partes 3, 4 e 5 servem para apresentar os requisitos de comunicações necessários para a subestação. Estes requisitos são utilizados como funções auxiliares na identificação dos serviços, modelos de dados e protocolos necessários, tais como a rápida troca de mensagens entre IED e a interoperabilidade entre dispositivos de fabricantes diferentes. [49]

A parte 6 do documento define a linguagem SCL, que permite descrever as relações entre o sistema de automação da subestação (rede de comunicações e as instâncias de nós lógicos) e os equipamentos da subestação. [48]

Uma das características da arquitetura da norma CEI 61850 é conferir a capacidade de abstrair a definição dos objetos de dados e serviços que são independentes de qualquer

protocolo subjacente, possibilitando o mapeamento dos objetos de dados e serviços para qualquer outro protocolo. Os princípios de comunicação e modelos de informação usados pela norma são então descritos na parte 7.1. A parte 7.2 define a interface abstrata de serviços de comunicação e no tópico 7.4 é referida a abstração dos objetos de dados, os nós lógicos. As classes de dados comuns (CDC), por sua vez, são definidas em 7.3. [49]

Depois de criar a definição de abstração de dados e serviços, é então necessário mapear estes serviços de ACSI para MMS e ISO/IEC 8802-3. Neste mapeamento é definida a forma como conceitos, objetos e serviços ASCII para MMS, conferindo interoperabilidade entre funções implementadas por diferentes fabricantes. [49]

A secção 9.1 definem, o mapeamento da ligação *Unidirectional Multidrop Point-to-Point*, para transporte de um conjunto fixo de dados e a ligação *bi-directional Multipoint*. Já na secção 9.2 é definido o barramento de processo, segundo a ISSO/CEI 8802-3. [48]

Por ultimo, na parte 10 do documento, é definido uma metodologia para determinar a conformidade com as inúmeras definições e restrições de protocolo definidas no documento, de forma a efetuar os testes em IED's. São também aqui definidos procedimentos de ensaio a equipamentos e sistemas e os resultados esperados aos mesmos.

6.2. MODELIZAÇÃO DE DADOS DO IED

Tradicionalmente, os protocolos apenas definiam como os *bytes* eram transmitidos nos canais de comunicação, não especificando como os dados deveriam de ser organizados em dispositivos de proteção e controlo. Era então necessária uma configuração manual dos objetos e o seu mapeamento nas variáveis da subestação, no decorrer da fase de instalação dos módulos de entrada e saída. Esta ação manual, além de demorada era propensa a erros. [48]

A norma CEI 61850, fornece um modelo de como devem ser organizados os dados dos equipamentos, de forma a garantir que estes sejam consistentes e compatíveis entre si, mesmo que se sejam de fabricantes diferentes. Garante-se, assim, uma otimização a nível do esforço necessário para configurar um sistema, uma vez que os dispositivos se autoconfiguram. Os modelos de dados representam atributos e funções dos dispositivos físicos de uma subestação. [48]

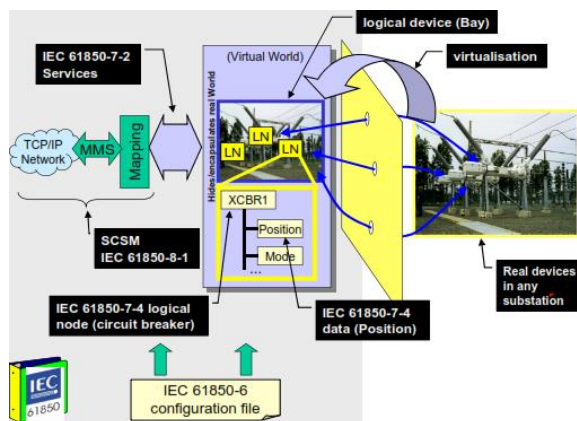


Figura 63 Modelização para troca de informação num sistema de automação de subestação [54]

Na Figura 64 são representados graficamente o modelo teórico do IED, como definido na norma CEI 61850, mais especificamente na parte 7.3 e 7.4. Este apresenta uma estrutura hierárquica onde se vão consequentemente definindo todas as estruturas que o compõe. Os IED's são formados por uma combinação de *hardware* e *software*, sendo o *software* um conjunto de funções que caracterizam o seu comportamento. As funções utilizam classes de dados e as respetivas instâncias de dados. Um conjunto de funções ou subfunções internas do IED que troquem informações formam um nó lógico (LN, de *Logical Node*). Cada dispositivo pode ter um ou mais nós lógicos. Um conjunto de LN's forma um Dispositivo Lógico (LD, de *Logical Device*), onde se encontram organizados todos os dados necessários para cumprir as funcionalidades previstas. É no dispositivo físico (PD, de *Physical Device*) ou IED, que são guardados todos os dados indispensáveis para a conexão do IED à rede existente, que está residente no LD. As instâncias presentes no IED são responsáveis por armazenar toda a informação relativa às funcionalidades possíveis de implementar por este. [52][53]

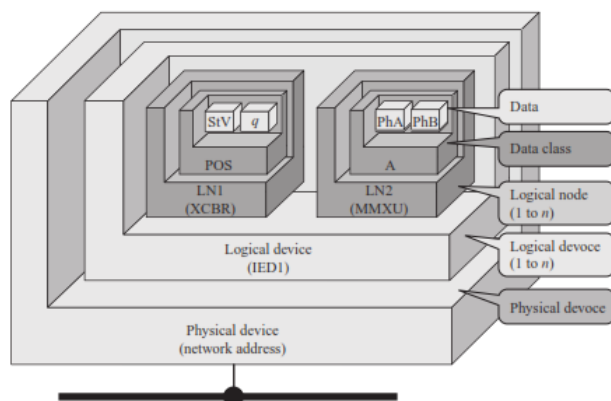


Figura 64 Dispositivos físicos e lógicos [51]

A hierarquia funcional de um IED deve considerar os níveis evidenciados abaixo. Trata-se de uma estrutura flexível, levando a que cada fabricante tenha o seu próprio sistema.

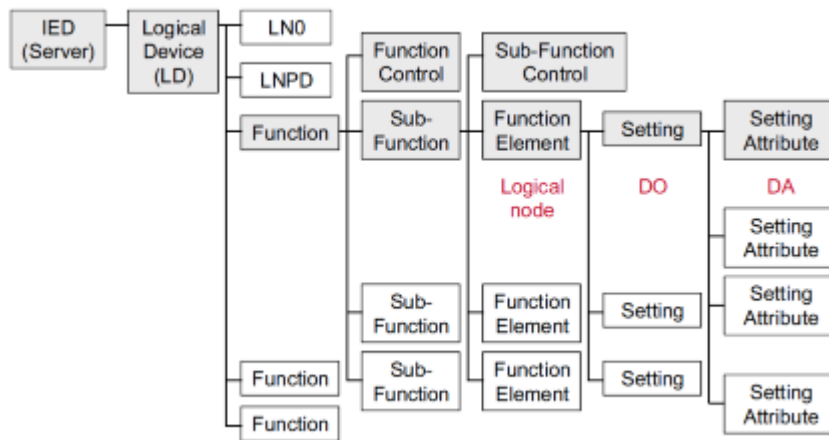


Figura 65 Hierarquia Funcional do IED segundo a norma CEI 61850 [53]

Usando o exemplo abaixo, na Figura 66, é apresentado um IED, que tem associado um LD (com o nome Relay1), onde se organizam todos os dados necessários para cumprir as funcionalidades para os quais este IED foi previsto. A este LD está associado um único LN (o disjuntor XCBR1), cujos grupos de dados, com um nome identificativo e serviços associados, estão logicamente relacionados com a função da subestação.

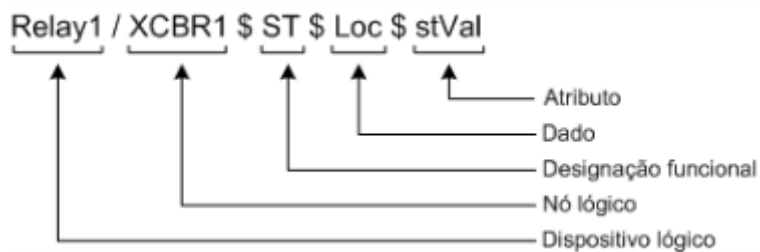


Figura 66 Estrutura de um objeto segundo a norma CEI 61850 [50]

6.3. DISPOSITIVO LÓGICO

O conceito de LD foi introduzido na norma de forma a representar grupos típicos de funções, com características comuns, definidas como LN. Estes LN são contidos e geridos nos LD. Além dos LN, também importa referir que os LD são compostos por serviços adicionais (mensagens GOOSE, configuração de grupos, etc)

Um LD contém informação sobre o dispositivo físico real (IED), onde está inserido e sobre os dispositivos controlados por este, com informações uteis, tais como a placa de identificação e a integridade do dispositivo. Na Figura 67, apresenta-se a estrutura construtiva de um LD, com as suas funções e serviços.

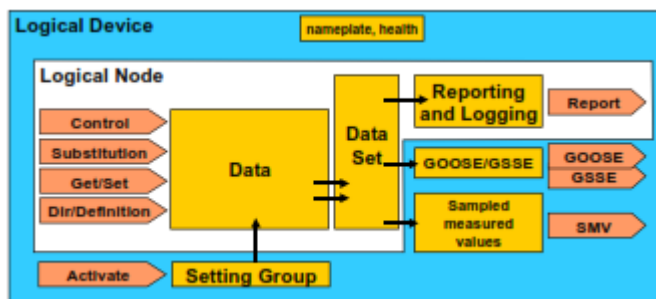


Figura 67 Estrutura construtiva por blocos de um LD [54]

6.4. NÓS LÓGICOS

Um nó lógico, cujo conceito é definido na parte 5 da norma CEI 61850 [56], trata-se de um conjunto de dados com um nome identificativo e cujos serviços a ele associados, como supervisão, controlo e proteção, se relacionam com uma função da subestação. Os LD's são compostos por um grupo de LN's, que interagem quer interna, quer externamente, com os LN's de outros PD's. Esta troca de dados entre LN's, é facilitada por ligações lógicas (LC, de *Logical Connection*) alocadas a ligações físicas (PC, de *Physical Connection*). [57]

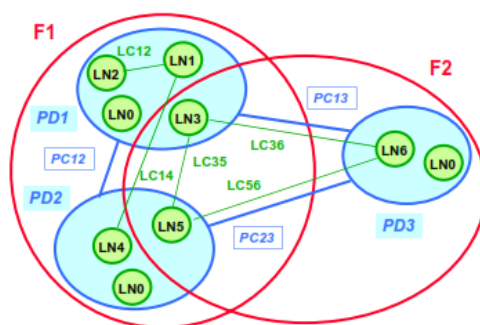


Figura 68 Interligação entre Nós Lógicos [56]

Os LN são agrupados conforme apresentado na Tabela 13. Os nomes destes LN, começam com letra que representa o grupo a que esse LN pertence. [55]

Tabela 13 Lista de Grupos de LN [55]

Group Indicator	Logical node groups
A	Automatic Control
C	Supervisory control
G	Generic Function References
I	Interfacing and Archiving
L	System Logical Nodes
M	Metering and Measurement
P	Protection Functions
R	Protection Related Functions
S ^{a)}	Sensors, Monitoring
T ^{a)}	Instrument Transformer
X ^{a)}	Switchgear
Y ^{a)}	Power Transformer and Related Functions
Z ^{a)}	Further (power system) Equipment

^{a)} LNs of this group exist in dedicated IEDs if a process bus is used. Without a process bus, LNs of this group are the I/Os in the hardwired IED one level higher (for example in a bay unit) representing the external device by its inputs and outputs (process image – see Figure B.5 for example).

Cada nó lógico é definido segundo uma estrutura genérica composta por diversas categorias, conforme se pode verificar na Figura 69. A semântica de um nó lógico é representada por dados e atributos de dados. Cada nó lógico pode conter até 30 dados e por sua vez, os dados podem conter mais de 20 atributos de dados. Assim, os nós lógicos podem conter mais de 100 informações individuais. [54]

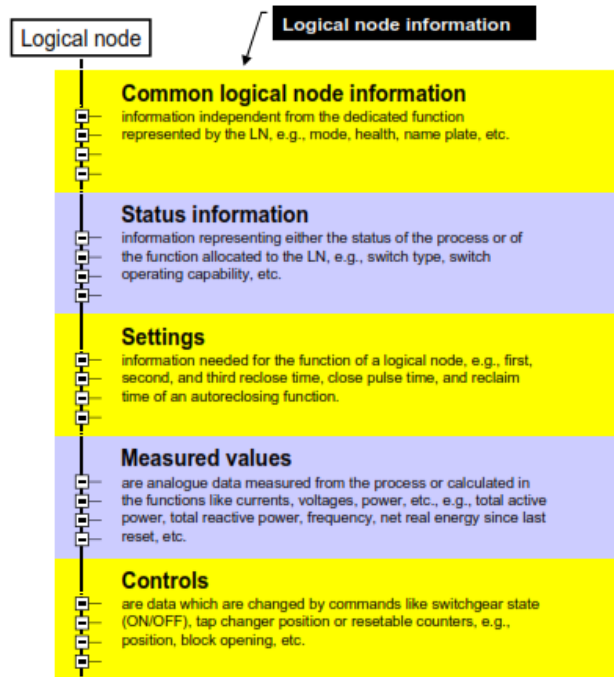


Figura 69 Categorias de informação do LN [54]

Por sua vez na Figura 70, é apresentado um exemplo representativo de um LN de um disjuntor (XCBR), pertencente à categoria dos controlos, com a sua posição definida pelos dados. A posição deste LN pode ser controlada por serviços de controlo.

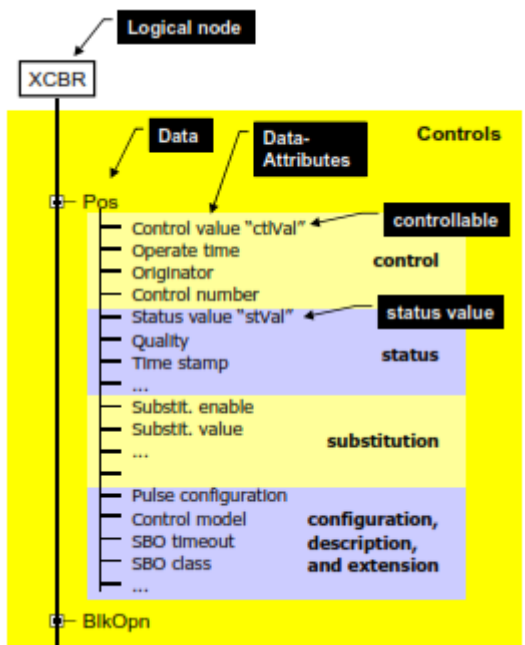


Figura 70 Informação da posição do LN [54]

Na parte 7.4 da norma CEI 61850 [55], são especificadas as classes de nós lógicos disponíveis. Todas estas classes de LN são especializações efetuadas sobre a classe *Common Logical Node*, apresentado na fig 72.

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

Figura 71 Classe Common Logical Node [55]

Os dados com a letra M (de *Mandatory*), são obrigatórios e comuns a todas as classes de LN's, menos os LPHD. Por sua vez, os dados com a letra O (de *Optional*), são representados apenas em algumas classes.

6.5. NÓ LÓGICO ZERO – LLN0

O Nó lógico Zero (LLN0) representa os dados comuns do LD. Através dele são estabelecido os serviços previstos na Norma CEI 61850, como por exemplo, as mensagens GOOSE, responsáveis pela troca de informação horizontal entre equipamentos. Trata-se de um LN essencial, e que deve ser definido em todos os LD's, uma vez que os serviços a ele associados são responsáveis pela comunicação entre LN. [58]

Cada fabricante pode atribuir uma noção diferente a este LLN0. Estas diferenças podem originar conflitos na comunicação e configuração do Sistema de Automação da Subestação (SAS), quando existem IED's de fabricantes diferentes. Esta possibilidade de criar interpretações diferentes afeta a interoperabilidade da norma. [59]

6.6. TIPOS DE COMUNICAÇÕES

Como já referido no capítulo 5.2, uma subestação pode ser dividida em três níveis, o nível zero – processo, o nível 1 – unidade de painel e o nível 2 – unidade central. Desta forma as comunicações nas subestações podem ser divididas em duas partes, comunicações verticais e horizontais.

As comunicações verticais, são as realizadas entre níveis distintos da subestação, em que os dados são transferidos em modo cliente – servidor MMS. O servidor é geralmente um IED, localizado no nível da unidade central e fornece os dados ao cliente. Os dados podem ser disponibilizados automaticamente ou requeridos pelo utilizador, a partir de eventos pré-definidos. A comunicação vertical utiliza IP e as camadas do Modelo OSI, apresentando a vantagem de ter um desempenho determinístico, embora que relativamente lento. [59]

Por sua vez, a comunicação horizontal é realizada entre o mesmo nível da subestação, pelo modo editor/subscritor, em que as informações são distribuídas pela rede de forma *unicast* (um único IED, ou subscritor), *multicast* (vários IED's) ou *broadcast* (todos os IED's). De forma a garantir a redundância, as mensagens horizontais são enviadas várias vezes, graças ao serviço *Specific Communication Service Mapping* (SCSM), não sendo necessária

confirmação da entrega da mensagem. Este serviço possui um parâmetro, de “tempo máximo para viver”, que indica ao recetor o tempo máximo de espera para a próxima transmissão. Contrariamente à comunicação vertical, a comunicação horizontal não está dependente de camadas do modelo OSI, levando a um transporte de mensagens mais rápido, embora que não determinístico. [59]

O modelo de referência OSI (ISO/IEC 7498-1), conforme referido na parte 8.1 da norma CEI 61850, baseia-se num conceito de camadas de funcionalidades de comunicação. O modelo detalha 7 camadas e os seus requisitos funcionais, a fim de obter um sistema de comunicação robusto. Não são especificados os protocolos a serem utilizados para obter a funcionalidade.

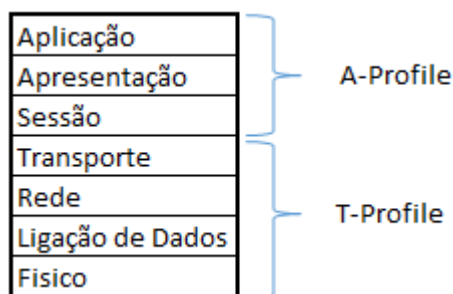


Figura 72 Camadas do modelo OSI [60]

As três camadas superiores do modelo OSI, estão associadas ao perfil de aplicações (A-Profile), já as quatro camadas inferiores, estão associadas ao perfil de transporte (T-Profile). Várias combinações de perfis Aplicação e Transporte podem ser efetuadas de forma a permitir a troca de certos tipos de informação/serviços. [60]

Seguem apresentadas, na Figura 73, as camadas de transporte, rede e ligação de dados bem como os serviços que geram mensagens (SV, GOOSE, *TimeSync*, ASCII e GSSE). A camada de ligação de dados, onde se aplica a norma ISO/IEC 8802-3, é comum a todas as mensagens e utiliza protocolo *ethernet*. Esta camada divide-se então em duas, a de Controlo de Acesso ao Meio (MAC), com a norma aplicável a ISO/IEC 8802-3 e a de Controlo da Ligação Lógica (LLC), com a norma aplicável ISO/IEC 8802-2. [60]

Para cada um dos serviços mencionados na Figura 73, é apresentada uma classificação quanto ao tipo de mensagem enviada. Na parte 8.1 da norma CEI 61850 é feita uma ligação entre essa classificação com o desempenho dessa classe, apresentada na tabela abaixo.

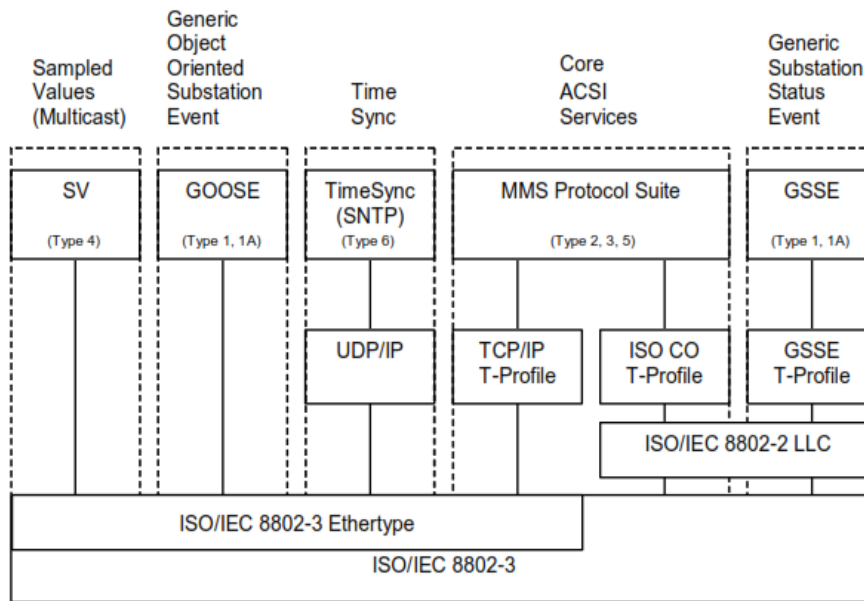


Figura 73 Serviços definidos pela norma CEI 61850 e protocolos de comunicação associados [60]

Tabela 14 Tipos de mensagem e associação ao seu desempenho [60]

Tipo	Classe
Type 1	Mensagem Rápida
Type 1A	Trip
Type 2	Mensagem de velocidade média
Type 3	Mensagem de velocidade baixa
Type 4	Mensagem de dados em Bruto
Type 5	Função de transferência de dados
Type 6	Mensagem de Sincronização Temporal

6.7. MODELO DE SERVIÇOS

O modelo de Interface de Serviço de Comunicação Abstrata (ACSI) da norma CEI 61850 define um conjunto de serviços e as respostas a esses serviços que permite que todos os IED's se comportem de forma idêntica da perspectiva do funcionamento da rede de comunicação. Na parte 7.2 da norma CEI 61850 são definidos dois tipos de *interface*, denominadas cliente – servidor e *Peer-To-Peer* (editor/subscritor ou ponto a ponto). Este modelo abstrato é fundamental para atingir a interoperabilidade, embora necessite de ser utilizado em um conjunto de protocolos reais, que são práticos de implementar e operar dentro de ambientes computacionais facilmente encontrados na indústria de SEE.

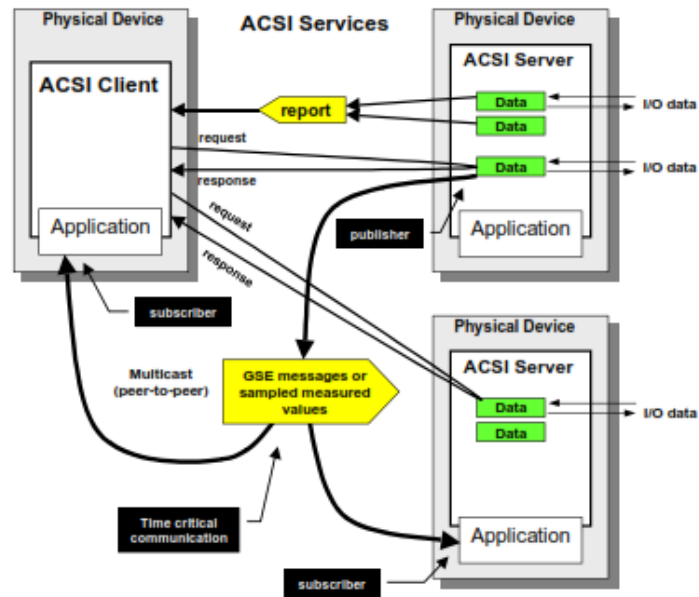


Figura 74 Métodos de comunicação ASCI [54]

Na parte 8.1 da norma CEI 61850 [60] é feito o mapeamento dos objetos abstratos e serviços ao *Manufacturing Message Specification* (MMS). Trata-se de um protocolo público que possui um histórico de implementação comprovada, com a capacidade de suportar facilmente o modelo complexo de nomes e serviços da CEI 61850, embora fosse possível utilizar qualquer outro protocolo. O MMS foi uma boa opção, uma vez suporta nomes de objetos de identificação complexa e possui uma enorme variedade de serviços flexíveis que suportam, o mapeamento da norma CEI 61850. [48][60]

As mensagens *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) e *Sampled Values* (SV), são mapeadas diretamente na camada de ligação de dados *ethernet*, eliminando processamento de camadas intermédias e por sua vez tornando estas camadas prioritárias em relação as seguintes. Os SV transportam grandezas medidas em diferentes equipamentos, tais como corrente e tensão primária.

As mensagens *Generic Substation Status Event* (GSSE) e GOOSE, pertencem ambas à classe de mensagens *Generic Substation Event* (GSE), definida na parte 7.2 da norma CEI 61850 [61]. Os serviços do modelo GSE, possibilitam uma distribuição ponto a ponto rápida e confiável em todo o sistema de entradas (*inputs*) e saídas (*outputs*), conforme apresentado na Figura 75 e baseia-se em mecanismos de editor/subscritor que suportam a distribuição GSE's para mais que um dispositivo físico através do uso de serviços *multicast/broadcast*. Tratam-se se comunicações horizontais, tal como já referido anteriormente. As GSSE

transportam informações de estado e só suportam uma estrutura fixa de dados, enquanto que as GOOSE transportam estruturas de dados configuráveis, o que permite ao recetor ter informações sobre alterações a um determinado estado. [62]

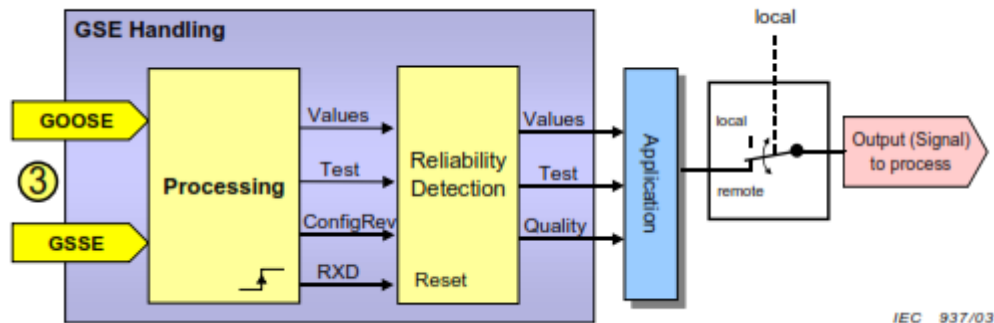


Figura 75 Modelo GSE [54]

As mensagens GOOSE ocorrem na já referida comunicação horizontal e permitem ao recetor conhecer o estado do sistema. São caracterizadas pelo modo emissor/subscritor em modo *multicast*, ou seja, podem ser recebidas por vários subscritores e utilizam o serviço SCSM previamente explicitado. Uma vez que se tratam de mensagens rápidas, do tipo 1 e 1A, algumas das lógicas utilizadas pelas mensagens GOOSE são a função de falha de disjuntor, seletividade lógica, a transferência automática de linhas, a transferência de carga entre transformadores, o auxílio à manobra de paralelismo de transformadores, entre outras. [59]

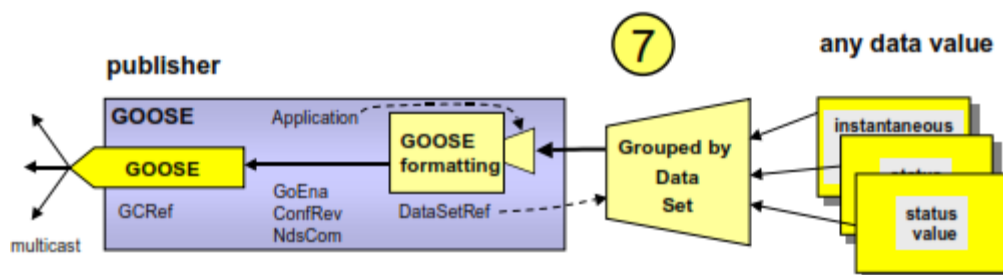


Figura 76 Modelo de publicação de dados ponto a ponto [54]

A camada orientada à ligação MMS pode operar sobre TCP/IP ou ISO. Em relação a mensagens GSSE, a sua implementação é idêntica à mensagem GOOSE e opera através de serviços ISO sem ligação. [48] Estes serviços ISO sem ligação são comunicações em que nenhuma conexão ou sessão é estabelecida, e como tal mensagens enviadas são independentes umas das outras. [50]

As mensagens de sincronização de tempo (*TimeSync*), os serviços ACSI e as mensagens GSSE, são mensagens do tipo cliente – servidor. Os IED, embora possuam relógio interno, usam as mensagens de sincronização de tempo, enviadas através da rede de comunicação, para garantir sincronismos entre estes equipamentos, utilizando o *Simple Network Time Protocol* (SNTP).

As mensagens ASCII fornecem uma interface abstrata de comunicação entre um cliente e um servidor remoto e para a partilha de eventos entre a aplicação implementada num equipamento e aplicações existentes em outros equipamentos. [50]

6.8. LINGUAGEM SCL

Da norma CEI 61850-6, surge uma nova linguagem de programação de alto nível, baseada em *Extensible Markup Language* (XML), a *Substation Configuration Language* (SCL). Esta tem como funcionalidade principal, uniformizar métodos de configuração da subestação e da nomenclatura utilizada através de um modelo único de descrição de dados relativos aos diferentes IED's. [63]

Também na norma CEI 61850-6, são introduzidos os configuradores de IED e os configuradores de sistema, de forma a esclarecer as responsabilidades e tarefas de engenharia de cada equipamento. O configurador de IED é específico para cada fabricante, ou até específico para cada IED e deve ser uma ferramenta capaz de importar e exportar ficheiros definidos nesta parte da norma 61850. O configurador de sistema, é uma ferramenta independente do IED, que deve ser capaz de importar e exportar ficheiros de configuração definidos nesta parte da norma. Deve conseguir importar ficheiros de inúmeros IED's, tantos quanto necessários, de forma a gerar um ficheiro de configuração da subestação que será enviado ao configurador de IED. [63]

Os ficheiros SCL são usados para trocar dados de configuração entre equipamentos diferentes, possivelmente de fabricantes diferentes, abaixo estão descritas as extensões dos ficheiros de configuração definidos na norma:

- ICD – *IED Capability Description*: descreve as capacidades e pré-configurações dos IED's, como definido pelo fabricante;
- SSD – *System Specification Description*: descreve os dados essenciais da Subestação, como o esquema unifilar e os LN's;

- SCD – *System Configuration Description*: contém todos os ICD's dos IED's da subestação, incluindo a configuração de fluxo de dados, de comunicação e uma secção de descrição da subestação;
- CID – *Configured IED Description*: descreve as funções parametrizadas de um IED específico da Subestação
- IID – *Instantiated IED Description*: permite incluir um ficheiro pré-configurado de um IED específico a um projeto;
- SED – *System Exchange Description*: descreve as trocas de dados de configuração entre projetos diferentes, ou seja, descreve as interfaces de um projeto para serem usadas por outro projeto.

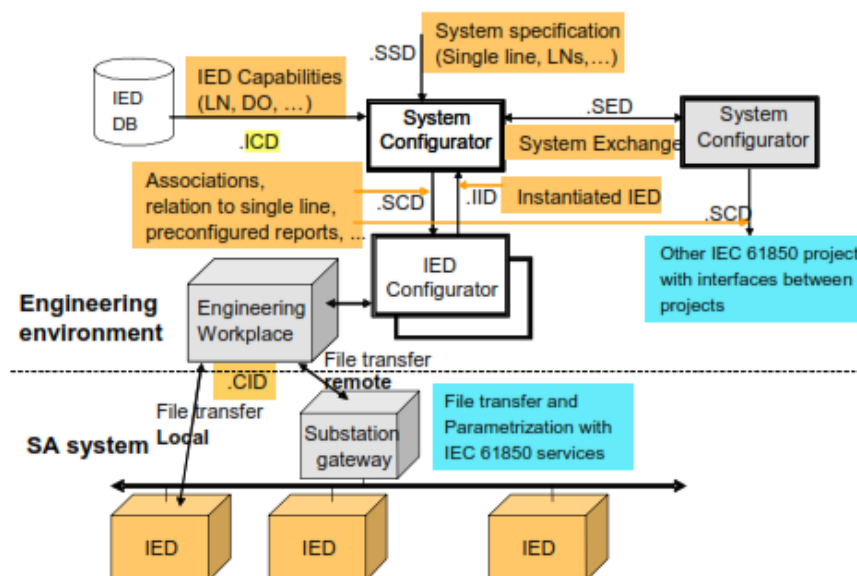


Figura 77 Modelo para a troca de informação no processo de configuração [63]

6.9. MODELO DE SUBESTAÇÃO

A norma prevê a criação de duas redes de comunicação: barramento da estação (*station bus*) e o barramento de processo (*process bus*). O primeiro cria uma rede de comunicação entre IED e o nível superior, da Unidade Central de Processamento, entre os níveis 1 e 2 da arquitetura da subestação, já referidos nesta dissertação, baseado em *ethernet* de 10/100/1000 Mb/s. Este tem como finalidade possibilitar a comunicação entre os vários nós lógicos, de acordo com o mapeamento, operando por comunicação orientada à conexão ou por mensagens GOOSE, difundidas para todos os equipamentos.

Já o barramento de processo está relacionado com a compilação de informação vital da subestação, tal como a tensão e corrente, dos transformadores e transdutores ligados aos equipamentos da aparelhagem de potência, ou seja, funciona entre o nível 0 e 1, da arquitetura da subestação. A norma define dois protocolos distintos para esta compilação de dados, na parte 9.1 da norma que define a ligação fixa ponto-a-ponto unidirecional, que transporta um conjunto fixo de dados e na parte 9.2 da norma que define um conjunto de dados configuráveis que podem ser transmitidos numa base *multicast* de um editor para múltiplos subscritores. [48]

É apresentado na Figura 78, o conceito do barramento de processo. Os sinais de tensão e corrente, bem como as informações de estado, são colocadas numa “*Merging Unit*” (MU), que adquire a informação proveniente da subestação para posteriormente a encaminhar para os IED’s e a injeta numa rede *ethernet*, de fibra ótica, a 100 Mb/s, redundante. Os pontos de recolha são os comutadores (*switches*), com capacidade para VLAN (LAN virtual), que permitem a entrega dos dados apenas aos clientes, neste caso os IED, que subscreveram a informação. [20]

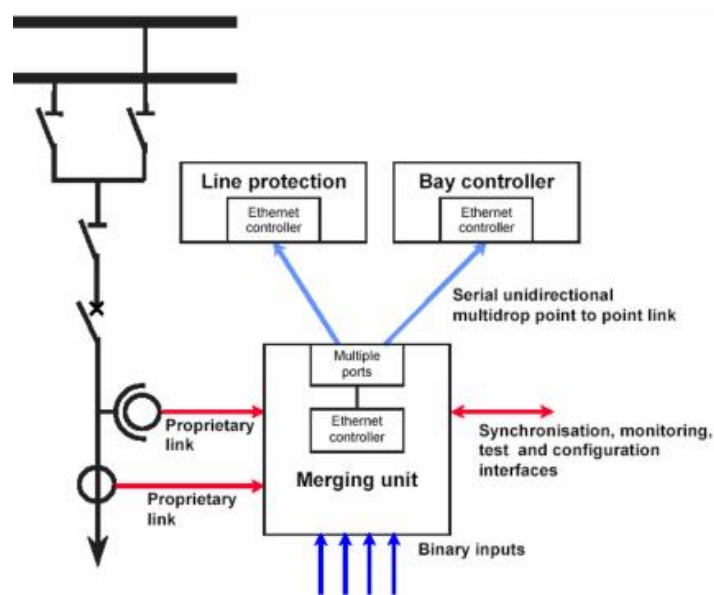


Figura 78 Conceito de barramento de processo [48]

Na parte 9.1 da norma CEI 61850 especifica um conjunto de dados pré-configurados ou universais que incluem tensão trifásica, tensão no barramento, tensão de neutro, corrente trifásica de proteção e tensão trifásica para medições. Inclui também duas *words* de estado de 16-bits. Na parte 9.2 da norma é apresentada uma implementação mais genérica de

transferência de dados por *Sampled Measured Values* (SMV), em que o conjunto de dados é definido pelo utilizador em linguagem SCL. Os valores dos dados nesse conjunto podem ser de diferentes tamanhos e tipos e integrados juntamente. [48]

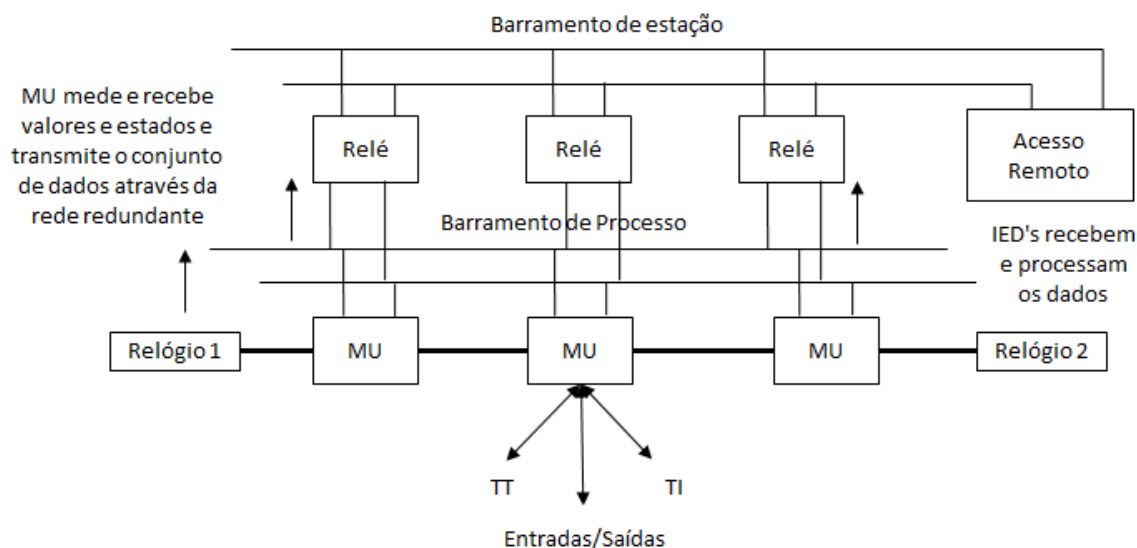


Figura 79 Arquitetura de subestação segundo a norma CEI 61850 [48]

Segue na Figura 79, o resultado da integração do barramento de processo e de subestação. Esta arquitetura suporta acesso remoto à rede para todas as funções de escrita e leitura de todos os tipos de dados. A capacidade de monitorizar a subestação a partir de uma interface gráfica numa estação de controlo remota é uma funcionalidade possível e muito interessante que possibilita realizar operações de manutenção, engenharia e planeamento à distancia. Contudo, por razões de segurança exige que sejam implementadas funções de segurança como encriptação e autenticação.

6.10. CARACTERÍSTICAS, VANTAGENS E DESAFIOS

Um dos maiores desafios relacionado com a implementação da norma CEI 61850 é o incremento nos custos de investimento em automação da subestação. Contudo, o impacto positivo que esta automação apresenta em custos de operação, aumento da qualidade de energia, redução dos tempos de interrupção de serviços são conhecidos e devem ser tidos em conta. De igual forma, é essencial estudar as vantagens da utilização da norma para o sistema de comunicações, o impacto nos custos de projeto, construção e exploração das subestações. [48]

A norma CEI 61850 foi desenvolvida para operar suportando-se nas tecnologias de comunicação modernas, disponibilizando um grande número de funcionalidades que não existiam quando os primeiros protocolos de comunicação foram introduzidos em subestações. [50]

Seguem abaixo inumeradas as principais características da norma CEI 61850 [48]:

- Utilização de um modelo virtual: o modelo virtual de dispositivos lógicos, nós lógicos, ACSI e CDC's permite a definição dos dados, serviços e comportamento dos dispositivos para além da definição de como a informação é transmitida na rede, que é ditada pelos protocolos de comunicação;
- Utilização de nomes para todos os dados: todos os elementos de dados da norma CEI 61850 têm um nome, utilizando uma *string* descritiva dos dados. Por sua vez, os anteriores protocolos utilizavam a localização de armazenamento usando os índices numéricos ou número de registo para descrever os dados;
- Todos os nomes dos objetos estão normalizados e definidos num contexto de sistema de energia: os nomes dos dados num dispositivo da norma, são ditados pelo fornecedor ou configurados pelo utilizador. Todos os nomes são definidos na norma e estão associados a um contexto de SEE que permite ao utilizador reconhecer facilmente o significado dos dados, sem ser necessário proceder a um mapeamento que relacione um índice numérico, a dados dos SEE, como por exemplo, tensão e corrente;
- Auto-descrição dos equipamentos: Aplicações do cliente que comuniquem com os dispositivos da norma são capazes de aceder às descrições desse dispositivo sem necessitar de configuração manual de objetos ou nomes;
- Serviços de alto nível: A ACSI suporta uma grande variedade de serviços que fortemente excede o tipicamente disponível em protocolos anteriormente utilizados. As mensagens GOOSE, GSSE e SMV são também capacidades únicas da norma CEI 61850;
- Linguagem SCL: A linguagem SCL permite que a configuração dos dispositivos e as suas funções na subestação, sejam definidas de uma forma precisa utilizando ficheiros XML.

As características acima inumeradas, representam também benefícios substanciais da norma CEI 61850. Surgem, contudo, vantagens adicionais, únicas na utilização desta norma, em relação a protocolos anteriores:

- Eliminação de procura ambígua de dispositivos: com a linguagem SCL é possível o utilizador especificar o que cada dispositivo pode disponibilizar, não existindo risco de ocorrerem interpretações erradas por parte de fornecedores;
- Baixo custo de instalação: utilizando as mensagens GOOSE e GSSE, através da Rede de Área Local (LAN), é possível trocar informação entre dispositivos rapidamente, não obrigando a ligações separados por relé. Conseguem-se, desta forma, reduções de custos em cablagem e construção de condutas da mesma.
- Baixos custos de migração de equipamentos: a normalização dos equipamentos leva a que as diferenças funcionais entre dispositivos de diferentes marcas sejam reduzidas ou inexistentes. Como todos os dispositivos partilham as mesmas atribuições de identificação de objetos e dados, é reduzida a necessidade de reconfigurar os mesmos aquando a sua substituição.
- Baixos custos de expansão: novos dispositivos ou aplicações, implementadas com base nesta norma, têm um impacto reduzido em equipamentos existentes, já que estes não necessitam de ser configurados para enviar dados que não estavam acessíveis previamente.

6.11. 2º EDIÇÃO DA NORMA

A primeira edição da norma CEI 61850 de 2004, foi introduzida como uma normativa de comunicações para automatização de subestações. Embora bem-sucedidos, no decorrer da implementação dos projetos da primeira versão da norma foram evidenciadas algumas lacunas no que toca a interoperabilidade da norma, demonstrado que esta dava lugar a dúvidas e interpretações diversas. Surge então a necessidade de esclarecer estas questões, sempre com a noção de que existiu um investimento muito forte em tecnologia CEI 61850, tanto por vendedores como utilizadores, que esperavam uma compatibilidade entre ambas as versões da normativa, de forma a salvar o seu investimento. [64]

Na primeira versão da norma, a linguagem SCL serviu de especificação funcional e denominação dos IED's, levando a erros na utilização de ficheiros SCL, durante o processo de engenharia. Como tal, um dos objetivos da 2ª edição da norma foi clarificar o uso dos ficheiros SCL, as responsabilidades do configurador de sistema e do configurador de IED para determinadas partes de um ficheiro SCL. Os ficheiros com a extensão .SSD já forneciam um meio para definir os nomes funcionais relacionados com o processo de todos os equipamentos de manobra. Na segunda edição da norma ocorre uma expansão nos

equipamentos possíveis a serem modelados, bem como, na modelização hierárquica de funções arbitrárias, como proteção de distância, zonas de proteção e proteção de impedância. Permite também um suporte de funções adicionais de modelização de outros processos primários, para além da automação de subestações, possibilitando que a linguagem SCL não se limite a redes de comunicações em subestações, mas também a centrais de energia hídrica, eólica e fotovoltaica. [65]

Abaixo são então descritas algumas das diferenças mais relevantes nas duas edições da norma CEI 61850:

- Referências: os endereços de objetos na norma CEI 61850 são denominados de referências e são utilizados nos mais diversos contextos, desde controlar e ler objetos a lista-lo num conjunto de dados (*DataSet*). Uma referência está disponível para cada objeto dentro do diretório de objetos. A 1º edição da norma apenas disponibilizava um total de 65 caracteres para as referencias, contudo na 2º edição da norma estas foram estendidas para 129 caracteres.
- Denominação Flexível: Trata-se de uma característica introduzida na 2º edição da norma e é dependente do esquema de adereços usados. Já na 1º edição da norma CEI 61850-6, foram introduzidas duas formas de realizar endereçamento de objetos da subestação – por denominação de produto (a raiz do endereço é sempre o IED onde o objeto se localiza) ou por denominação funcional (a raiz do endereço é dada pela topologia da subestação). Para garantir a compatibilidade de projetos mistos às duas edições da norma, é necessário manter as denominações dos IED's para todos os dispositivos que são publicadores de mensagens GOOSE, de forma a garantir que todos os subscritores, independentemente da sua edição, são capazes de processar a informação.
- Novos esquemas e ficheiros SCL: da 1º edição surgiu que uma das maiores problemáticas se relacionava com as divisões de funções do configurador de sistema e o configurador de IED não estarem devidamente esclarecidas, bem como o uso dos diferentes ficheiros SCL. Assim na 2º edição da norma é criado m novo esquema que inclui serviços e funcionalidades novas que melhoram a descrição da subestação. Destaca-se que embora nesta dissertação foram apresentadas 6 extensões distintas para os ficheiros SCL (.ICE, .SSD, .SCD, .CID, .IID e .SED) na 1º edição da norma apenas existiam as primeiras 4 extensões. As extensões .IID e .SED foram apenas adicionadas na 2º edição da norma.

- Novas classes de nós lógicos: tendo-se alargado o âmbito da norma de automação de subestações para automação de sistemas elétricos, existiu a necessidade de aumentar também o número de nós lógicos.
- Novas classes de dados comuns (CDC): de forma a garantir os requisitos das novas funcionalidades introduzidas nesta versão da norma foi necessário introduzir mais classes de dados comuns.

6.12. CONCLUSÃO

Neste capítulo é apresentada a norma CEI 61850 numa forma desenvolvida, tendo-se analisado cada ponto relevante desta. É feito inicialmente um enquadramento aos motivos que levaram ao surgimento da norma e o seu propósito fundamental, o de conferir a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes iguais ou distintos.

É apresentada a estrutura da norma, sendo feita um ligeiro resumo ao foco de cada uma das partes em que esta se divide.

Tendo sido apresentada a estrutura da norma, são referidos os seus pontos essenciais, iniciando-se com a apresentação dos modelos de dados usados. Este modelo de dados é fundamental para garantir que os dados dos equipamentos sejam consistentes e compatíveis entre si, mesmo que se forem de fabricantes diferentes. É também apresentado o modelo teórico do IED, tal como é definido na norma, com a sua estrutura hierárquica. Com isto, e sabendo agora a hierarquia funcional de um IED, são apresentados conceitos importantes da norma, os dispositivos lógicos.

É feita uma referência aos tipos de comunicações, existindo aqui uma ponte com um outro capítulo desta dissertação – 5.2, onde é apresentado os diversos níveis em que se pode dividir uma subestação, relevante para clarificar as importâncias das comunicações verticais e horizontais.

Segue-se a apresentação do modelo de serviços estabelecido pela norma CEI 61850, usando como suporte a parte 7.2 desta norma. Nesta parte da norma são definidos dois tipos de interfaces, a cliente – servidor e *Peer-to-Peer* (editor/subscritor ou ponto a ponto). É neste tópico que são apresentadas e clarificadas as funções de cada uma das mensagens da norma, nomeadamente as mensagens SV, GOOSE, GSSE e *TimeSync*.

É apresentada a nova linguagem SCL apresentada pela norma, baseada em *Extensible Markup Language* (XML), que tem como funcionalidade principal, uniformizar métodos de configuração da subestação e da nomenclatura utilizada através de um modelo único de descrição de dados relativos aos diferentes IEDs.

Todos estes pontos culminam com a criação de um modelo de subestação, ou seja, duas redes de comunicação, o barramento de estação e o barramento de processo. São devidamente explicadas as funções de cada um destes barramentos, bem como os componentes mais importantes deste, como por exemplo a *Merging Unit*.

Por ultimo é feita uma abordagem à segunda edição da norma, de 2011, onde são referidas as alterações mais importantes. As alterações feitas visam a esclarecer algumas lacunas em relação à interoperabilidade da norma, e sendo esta uma das suas principais características, a evolução da norma neste sentido trouxe muitas vantagens, tentando sempre garantir a proteção do investimento já efetuado tanto por vendedores como utilizadores.

7. SUBESTAÇÃO INTELIGENTE

No capítulo anterior é apresentada a norma CEI 61850, uma norma internacional para automação de subestações, que define a comunicação entre dispositivos na subestação, permitindo a integração de todas as suas funções de proteção, controlo, medição e monitorização. Na primeira edição da norma CEI 61850 era dado o nome de “Redes e Sistemas de Comunicação em Subestações”, contudo, face às alterações efetuadas, entretanto, na segunda edição da norma, o seu nome foi alterado para “Redes e Sistemas de Comunicação para Automação de Sistemas Elétricos de Energia”. Para tal, foram incluídos modelos de objetos para serem aplicados em produção hídrica, eólica, fotovoltaica e até inclusive, para controlo de carregamentos de veículos elétricos, tornando-se um verdadeiro pilar para a implementação de *smart grids*.

De todas as características da norma CEI 61850, destaca-se a possibilidade de eliminar ligações de cobre ponto a ponto entre IED's, sendo estas comunicações realizadas por um barramento de comunicação óticas. Desta forma, é possível realizar medições e obter informações sobre o sistema em tempo-real, sem necessidade de esquemas complexos e caros de cablagem. Pode-se assim obter um conceito de subestação inteligente, que permite melhorias de fiabilidade e acima de tudo, uma melhoria de segurança do serviço para pessoas e bens. Com base no protocolo de comunicação da norma CEI 61850, são garantidas funcionalidades como partilha de informação e interoperabilidade entre equipamentos.

Um dos projetos baseados neste conceito de subestação inteligente foi aplicado em França, com o nome “*Poste Intelligent*” (subestação inteligente), no âmbito do plano de investimentos para o futuro, do governo francês. Este projeto tem como objetivo testar em condições reais as últimas tecnologias desenvolvidas para equipamentos de uma subestação, usando a norma CEI 61850, assim como novas tecnologias de informação e comunicação numa solução inteiramente interoperável. Pela primeira vez, em França, foi projetada uma

subestação como uma entidade autónoma, com soluções adaptativas usando comunicações horizontais entre subestações. [78]

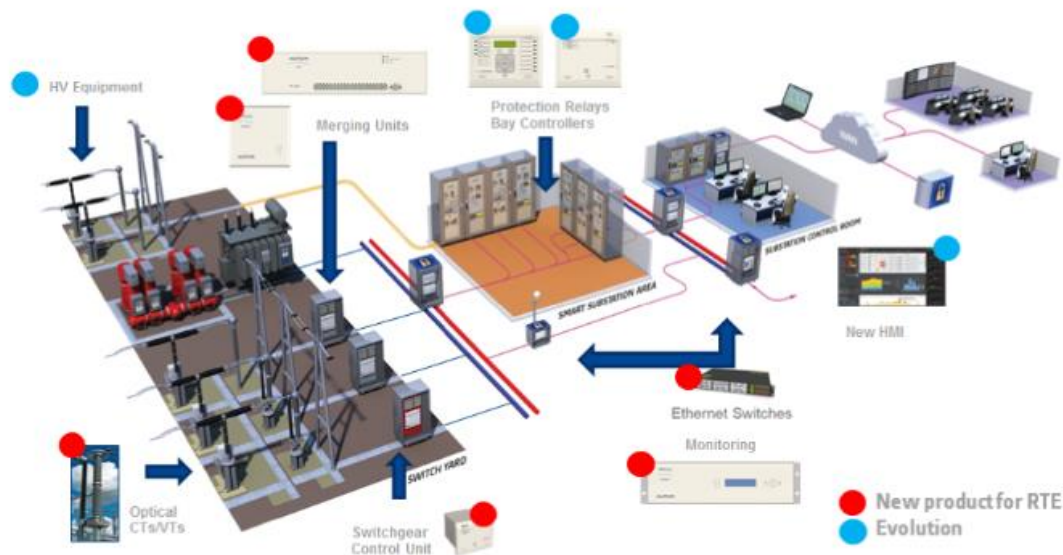


Figura 80 Arquitetura de uma subestação inteligente segundo o projeto “Poste Intelligent” [78]

O desenvolvimento de *smart grids* afeta profundamente o projeto, construção e operação de uma subestação, que serve de ponto de acesso para vários elementos do sistema elétrico de energia: linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas. As subestações tradicionais estão a perder a capacidade de satisfazer os requisitos das redes atuais, complexas e de grandes dimensões, com maiores penetrações de energia renovável e condições de operação exigentes.

O projeto “*Poste Intelligent*” foi implementado em duas subestações em *Somme*, uma área de elevada penetração de energia eólica (mais de 600 MW de potência instalada) que, recorrendo a tecnologias digitais e óticas, possibilitou uma maior capacidade de lidar com a penetração de fontes intermitentes de energia. [78][79]

As subestações inteligentes implicam uma solução e arquitetura em que a funcionalidade da subestação é alcançada predominantemente no *software*, com a necessidade de apresentar um *design* que considere os mais altos requisitos de fiabilidade, segurança, interoperabilidade, configurabilidade, controlo, manutenção, flexibilidade, custo e proteção contra o impacto ambiental. São inúmeros requisitos que devem ser cumpridos de forma a garantir uma subestação verdadeiramente digital e inteligente. Utilizando como referência o

projeto “*Poste Intelligent*”, são abordados os seguintes tópicos, fundamentais para uma subestação inteligente:

- Utilização de instrumentos de transformação não convencionais;
- Redundância do sistema;
- Sincronização temporal;
- Operação e manutenção;
- Cibersegurança.

7.1. TRANSFORMADORES NÃO CONVENCIONAIS

Já foram apresentados nesta dissertação transformadores de medida, que podem ser considerados como convencionais, e que se baseiam na indução magnética para efetuar a transdução dos valores medidos da rede do lado primário, para valores aceitáveis no lado secundário do transformador. Foram apresentadas as desvantagens destes equipamentos, como a curva de magnetização não linear, que se provocar a saturação do transformador pode induzir erros de medição no secundário e colocar em risco a instalação. Trata-se também de equipamentos de dimensões e peso consideráveis, o que dificulta a sua instalação.

Todos estes equipamentos são normalizados pela norma CEI 60044, tanto para a sua utilização como instrumentos de medição e de proteção, para frequências entre os 15 Hz e os 100 Hz. Surgem, entretanto, os transformadores eletrônicos de tensão e corrente, normalizados, respetivamente pelas normas CEI 60044-7 [80] e CEI 60044-8 [81]. A norma CEI 60044-7 de 1999, aplica-se aos transformadores de tensão eletrônicos com saída analógica, sendo já considerados nesta norma a utilização de divisores de tensão, resistivos e capacitivos, bem como sensores de tecnologia ótica, equipados com componentes eletrônicos para a transmissão e amplificação de sinais medidos. Por sua vez, a norma CEI 60044-8 de 2002 considera os transformadores de corrente com saída digital ou analógica, a frequências nominais entre os 15 Hz e os 100 Hz, de tecnologias óticas ou por bobina (núcleo de ar ou núcleo de ferro) integrados com conversor de corrente. Nesta última norma os sistemas de comunicação já eram tidos em conta, especialmente quando utilizadas saídas digitais, tendo sido na altura considerada uma comunicação *point-to-point* e um mapeamento destas ligações *serial* que iria garantir a interoperabilidade entre fabricantes. Muito do que é aplicado nesta última normativa já considera a CEI 61850, na altura ainda a ser elaborada.

Uma vez que ambas as normas descritas previamente, foram lançadas antes da existência da norma CEI 61850, estas apresentavam lacunas que levaram ao lançamento da norma CEI 61869 [82], que substitui a norma CEI 60044 e onde são apresentados os requisitos adicionais para os transformadores eletrônicos. Abaixo segue uma tabela com a correspondência entre a norma 60044 e a norma 61869.

Tabela 15 Correspondências entre a norma 61869 e a norma 60044

Parte da Norma 60044	Título da Norma 61869	Parte da Norma 61869
60044-1 60044-6	Requisitos adicionais para transformadores de corrente	61869-2
60044-2	Requisitos adicionais para transformadores de tensão indutivos	61869-3
60044-3	Requisitos adicionais para transformadores combinados	61869-4
60044-5	Requisitos adicionais para transformadores de tensão capacitivos	61869-5
60044-7	Requisitos adicionais para transformadores eletrônicos de tensão	61869-7
60044-8	Requisitos adicionais para transformadores eletrônicos de corrente	61869-8
	Interface digital para transformadores de medida	61869-9
	Requisitos adicionais para transformadores de corrente passivos de baixa potência	61869-10
60044-7	Requisitos adicionais para transformadores de tensão de baixa potência	61869-11

Pode-se verificar pela tabela acima que as normas CEI 60044-7 e CEI 60044-8, associadas à normalização de transformadores eletrônicos de tensão e corrente são agora normalizados por um conjunto de partes da norma 61869, da parte 7 à parte 11, para ser mais preciso. No contexto dos transformadores não convencionais, a aplicar numa subestação digital, é pertinente refletir sobre as partes 9 a 11 da norma 61869, uma vez que as partes 7 a 8 da norma, à altura da escrita desta dissertação ainda não tinham sido editadas. Nas últimas 2 partes da norma, os transformadores não convencionais passam oficialmente a ser denominados de transformadores de medida de baixa potência (*LPIT Low Power Instrument Transformer*), e são exclusivos para saídas analógicas.

A norma CEI 61869-9 de 2016, é a norma que substitui a CEI 60044-8 e normaliza a interface digital para transformadores de medição de acordo com a CEI 61850. Esta normativa é retro compatível com a norma 61850-9-2 (para transferência de *sampled values*) e sincronização temporal segundo a IEEE 1588, que será também abordada mais à frente. Esta norma é essencial para a aplicação de instrumentos digitais, uma vez que tipicamente

os IED funcionavam com saídas analógicas, possibilitando que os modelos de dados fossem configurados no próprio IED. Para um LPIT com saída digital é necessário que o equipamento suporte uma interface de comunicação, uma *merging unit*, que garanta a interoperabilidade destes equipamentos com os transformadores convencionais.



Figura 81 *Merging Unit* da Siemens, modelo Siprotec 6MU85 [83]

Quando a tecnologia LPIT é utilizada, são gerados sinais de baixa tensão que não são diretamente proporcionais aos valores medidos no primário. As características do funcionamento destes equipamentos são apenas conhecidas pelo fabricante, o que impede a interoperabilidade diretamente no sensor, inclusive entre sensores da mesma tecnologia de fabricantes diferentes. De forma a garantir a interoperabilidade, é essencial que seja possível ligar IED's de diferentes fabricantes a estes equipamentos, garantindo assim também a viabilidade do custo do projeto. As *merging units* das aplicações LPIT são fornecidas pelo fabricante do sensor e ligadas diretamente ao sensor, medindo os sinais fornecidos por este e calculando os valores de correntes, tensões e frequência. Estes dados são então fornecidos ao IED de proteção via fibra ótica, de uma forma padronizada, garantindo a interoperabilidade entre fabricantes. Conforme indicado em [78], as *merging units* realizam todo o processamento de dados necessário para produzir um *output* preciso de valores amostrados (*Sampled Values*) de acordo com a norma CEI 61850-9-2LE. Com estes *sample values*, são emitidos sinais de alarme ou ordens de disparo utilizando as mensagens GOOSE da norma CEI 61850-8-1. [60][84]

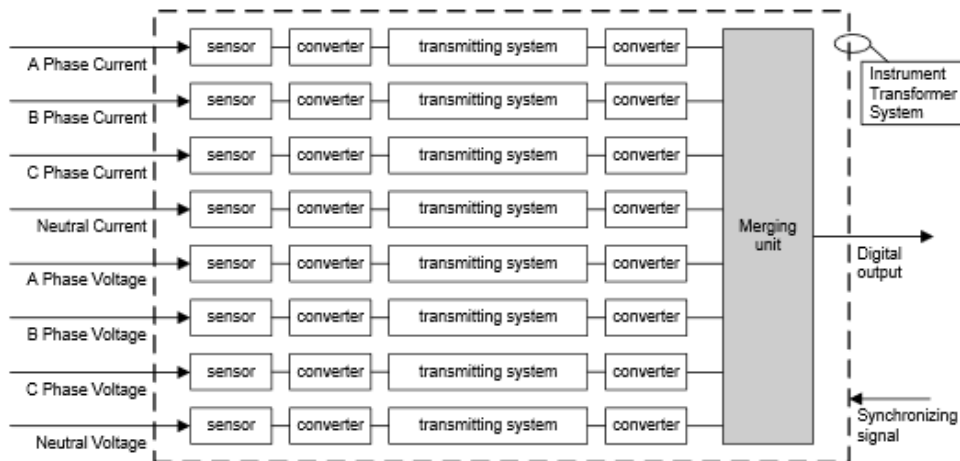


Figura 82 Exemplo de um LPIT eletrônico segundo a norma CEI 61869-9

Estes transformadores de medida LPIT, ditos não convencionais, foram utilizados no projeto “*Poste Intelligent*”, tendo sido indicadas e evidenciadas as suas vantagens técnicas face aos transformadores de medida convencionais. Comparativamente aos transformadores de medida tradicionais, os LPIT apresentam as seguintes vantagens: [78][82][85]

- Aumento da segurança operacional: São eliminados os riscos de sobretensões provocadas pelo secundário em aberto;
- Baixo impacto ambiental: os LPIT requerem um isolamento muito mais simples que os transformadores convencionais, não existindo necessidade de utilizar isolamento a gás ou óleo;
- Redução de espaço ocupado pela subestação: os LPIT são naturalmente mais compactos e ocupam menos espaço que os transformadores convencionais;
- Supervisão ativa: uma vez que se encontram diretamente ligados com o barramento de processo, os LPIT possibilitam uma supervisão do funcionamento do sensor, já que uma interrupção de comunicação aciona imediatamente um alarme;
- Aumento de Fiabilidade: Possibilidade de eliminar problemas de saturação do núcleo de ferro.

Uma das tecnologias de transformadores não convencionais, consiste na utilização de métodos que transformem as quantidades medidas utilizando sinais óticos baseando-se no efeito de Faraday. Estes transformadores, com saídas digitais, serão normalizados pela IEC 61869-8, mas a mesma ainda se encontra em elaboração e como tal, não será ainda considerada. O princípio de funcionamento destes transformadores é associado a um fenómeno magneto-ótico de polarização da luz, que relaciona a rotação de um angulo α da

luz, polarizada pela presença de um campo magnético induzido por uma corrente. Pode ser descrito pela seguinte fórmula:

$$\alpha = V * H * l . \quad (50)$$

Onde:

- α é o ângulo de rotação, face ao plano de polarização da luz [rad];
- V representa a constante de Verdet (característica do material) [rad/T*m];
- H , a indução magnética [T];
- l , a distância percorrida pela luz [m]

Assim, sabendo as características do material em que a luz se propaga e a distancia, é possível determinar o campo magnético e por sua vez a corrente que o primário gera. Para tal, é usado um sensor polarimétrico, um anel com núcleo de vidro que envolve o condutor, onde é injetada uma luz guiada pela fibra ótica, que deve atravessar completamente o sensor de vidro e entrar no analisador. A inclinação da polarização do plano α é proporcional à indução magnética aplicada e como tal, à corrente primária.

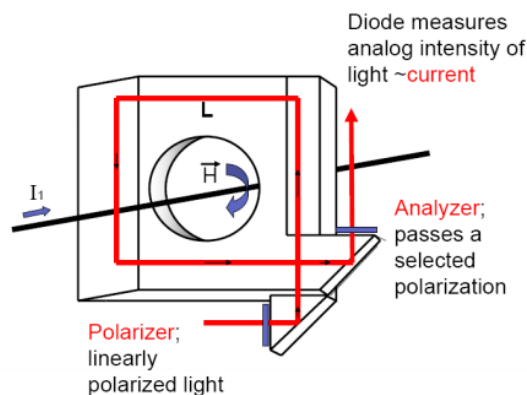


Figura 83 Representação de um sensor Polarimétrico [86]

Os *low power passive current transformers* (LPCT), baseados em tecnologias passivas que não necessitam de equipamentos eletrônicos ativos, são normalizados pela norma CEI 61869-10 e não necessitam de qualquer tipo de fonte de alimentação para funcionar. Um destes sensores é a bobine de Rogowski, um dispositivo elétrico para medição de corrente alternada, que consiste numa bobina helicoidal enrolada num núcleo não magnético. [84]



Figura 84 Bobina de Rogowski da ABB Keca 250 B1 [87]

A bobine de Rogowski fornece uma tensão à saída relativa à corrente do primário que deve ser integrada eletronicamente antes de ser usada. Uma vez que não possui núcleo magnético, trata-se de um transformador de medida sem saturação. Segue abaixo um esquema de uma bobine de Rogowski:

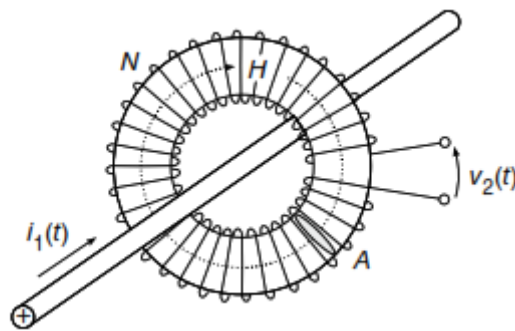


Figura 85 Esquema de uma bobine de Rogowski [104]

A corrente que flui pelo condutor produz um campo magnético e segundo a lei de Ampere, a integral de um campo magnético H , em volta de um caminho fechado L é equivalente a uma corrente i_1 : [104]

$$\int_L \vec{H} * d\vec{l} = \int_L H * dl \cos \alpha = i_1 . \quad (51)$$

Em que α é o angulo entre a direção do campo magnético H e o elemento de comprimento dl . Sendo n o número de voltas da bobine, o numero de voltas na porção da bobine com comprimento dl é igual a ndl . Assumindo que a área A das voltas é constante, o fluxo magnético nessa porção é: [104]

$$d\Phi = \mu_0 H n dl A \cos \alpha . \quad (52)$$

Com μ_0 a representar a permeabilidade. Resolvendo a formula acima em ordem do fluxo para toda a bobine temos: [104]

$$\Phi = \int_L d\Phi = \mu_0 n A \int_L H \cos \alpha dl = \mu_0 n A i_1 . \quad (53)$$

Assim, de acordo com as leis de Faraday, a tensão $v_2(t)$ nos terminais da bobine é dada por:

$$v_2(t) = - \frac{d\Phi(t)}{dt} = \mu_0 n A \frac{di_1(t)}{dt} . \quad (54)$$

Uma vez que tensão nos terminais da bobina é proporcional à derivada da corrente, de forma a obter o valor da corrente é necessário integrar a tensão medida. Para tal é necessária a utilização de um circuito ativo ou passivo, como o apresentado na Figura 86. A bobine de Rogowski é um equipamento de medição extremamente versátil, com a possibilidade de regular sua sensibilidade, de forma a ser possível medir correntes desde os miliamperes aos mega Amperes. [104]

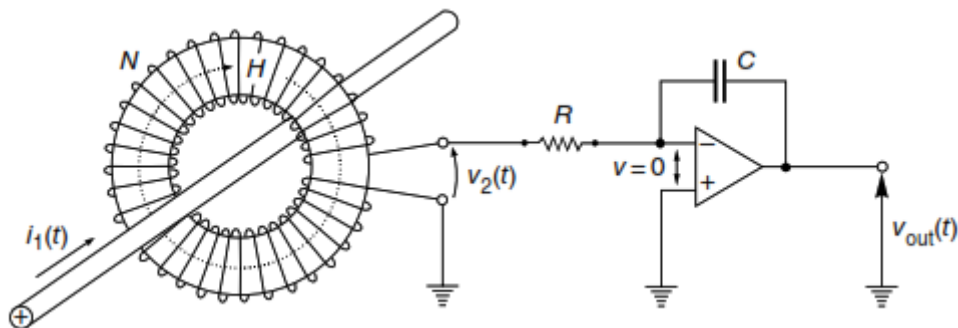


Figura 86 bobine de Rogowski com um integrador analógico [104]

Finalmente resta-nos abordar os transformadores de tensão passivos de baixa potência (LPVT), normalizados pela norma CEI 61869-11 de 2017. Estes equipamentos são baseados no princípio do divisor de tensão, podendo ser utilizados os divisores resistivos, capacitivos ou o conjunto dos dois (resistivo-capacitivos). A norma apenas aborda os transformadores de tensão com saída analógica, sendo que os sensores de saída digital serão abordados na norma CEI 61869-7, que ainda não foi editada.

Um divisor de tensão reduz a tensão aplicada a um terminal primário segundo um rácio pré-fixado. Abaixo segue uma representação de um divisor de tensão resistivo:

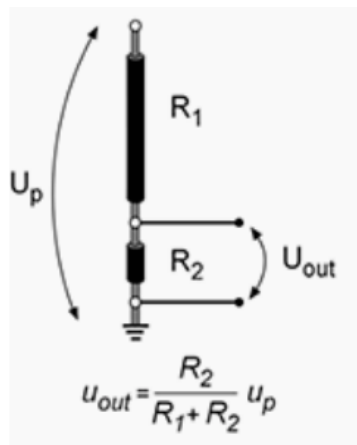


Figura 87 Esquema representativo de um divisor resistivo

No projeto “*Poste Intelligent*” foram utilizados os divisores de tensão capacitivos para disponibilizar uma saída de tensão para a *merging unit*. Abaixo segue uma representação de um divisor capacitivo:

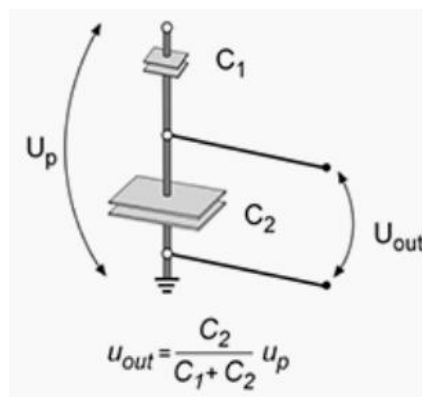


Figura 88 Representação de um divisor capacitivo

A grande vantagem dos divisores de tensão, além do seu reduzido tamanho e peso, é a sua linearidade. Ou seja, um mesmo equipamento pode ser utilizado numa vasta gama de tensão, funcionando corretamente em condições de operação normal e condições de defeito. O que faz com este tipo de transformador seja ideal para a sua utilização em AT e MT, em vez de sistemas magnéticos. [104]

Tal como nos transformadores de corrente, embora não sejam apresentadas as normativas que regulam os transdutores digitais, será ainda assim feita uma apresentação dos sistemas

mais relevantes, os transformadores óticos de tensão. O seu princípio de funcionamento baseia-se no efeito eletro-ótico de Pockels, em que quando um cristal é sujeito a um campo elétrico paralelo à direção de uma luz, é gerado um campo elétrico proporcional. A diferença de fase induzida pela birrefringência (uma refração da luz provocada pelo cristal) é proporcional à tensão aplicada. [104]

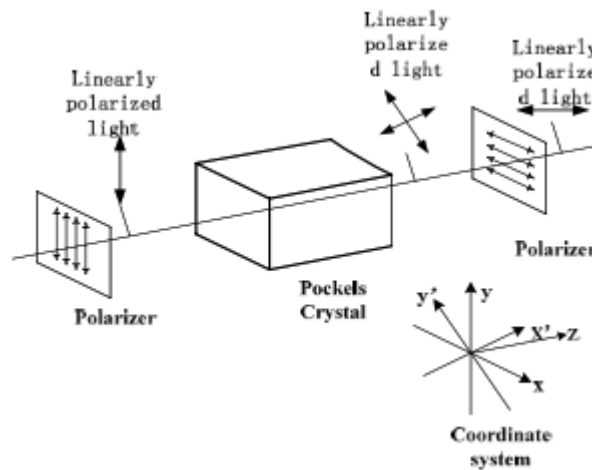


Figura 89 Princípio de funcionamento de um transformador de tensão por efeito de Pockels

Foram apresentados inúmeros transformadores de tensão e corrente e as respectivas normas que os normalizam, de forma a evitar os problemas típicos de saturação dos transformadores convencionais. Destaca-se que a aplicação destes equipamentos em Portugal deve respeitar as regulações já estabelecidas e apresentadas nesta dissertação, como as classes de exatidão, tanto para medição como proteção.

Destacou-se, uma vez mais, a importância das *merging units*, que nesta fase de transição de medição convencional e analógica para digital, têm não só a função de garantir a interoperabilidade entre fabricantes, mas também entre tecnologias.

7.2. REDUNDÂNCIA DO SISTEMA

A fiabilidade das arquiteturas de comunicação da automação das subestações é extremamente importante, tendo impacto direto na fiabilidade do fornecimento de energia. A fiabilidade, segundo a norma CEI 60870-4 [88], é definida como a medida de um equipamento ou sistema executar a função pretendida, sob condições específicas, durante um certo período de tempo. Quando aplicada em funções em que o tempo é crítico, as condições específicas englobam também a necessidade de apresentar um tempo de resposta,

num período máximo permitido para executar a ação. O protocolo *ethernet*, utilizado na CEI 61850, foi criado para ser tolerante a falhas, mas não para garantir tempos de resposta.

Daí a redundância da rede ser de elevada importância, particularmente na proteção e automação das subestações. De forma a alcançar uma elevada fiabilidade e disponibilidade do sistema, a rede de comunicação não deve ser interrompida. Os protocolos de redundância pretendem garantir duas coisas: identificar possíveis caminhos viáveis, de entre todos os dispositivos na rede e colocar um caminho adicional redundante. Este deve ser mantido num estado “bloqueado” de forma a evitar *loops* na rede, que caso não fossem eliminados a iriam inundar, devido à replicação e recirculação de dados. Em suma, o pretendido é que, na eventualidade de um segmento falhar, o protocolo ative a porta designada em estado “bloqueado” estabelecendo novamente a ligação. [89]



Figura 90 Exemplo de um *switch ethernet*

Ainda na primeira edição da norma CEI 61850 de 2004, foram definidos mecanismos de redundância *ethernet*, das quais se destaca o protocolo *Rapid Spanning Tree* (RSTP) da IEEE 802.1D [91], amplamente utilizado na indústria. Contudo, com a elaboração da segunda edição da norma CEI 61850, foram considerados na parte 5 da norma, requisitos de redundância mais sofisticados em relação aos tempos de resposta das comunicações da subestação. Para as mensagens de ordem de disparo e transferência de valores digitalizados dos sensores, é necessária uma redundância perfeita (*seamless*), sem tempo de recuperação (relacionado com o tempo de resposta das comunicações). [90]

É aqui que aparece a norma CEI 62439 [92], que especifica os mecanismos de redundância *ethernet*, com os seguintes tempos de resposta:

Tabela 16 Comparação dos tempos de recuperação dos protocolos apresentados na norma CEI 62439

[89]

Protocol	Frame Loss	Network Topology	Recovery Time
MRP	Yes	Ring	From 500 ms to 10 ms worst case for 50 switches
PRP	No	Meshed	0s
HSR	No	Ring	0s
CRP	Yes	Meshed	1s worst case for 512 end nodes
BRP	Yes	Meshed	4.8 ms worst case for 500 end nodes
DRP	Yes	Ring and double ring	100 ms worst case for 50 switches

Como se verifica na Tabela 16, apenas os protocolos PRP e HSR apresentam tempos de recuperação nulos, e como tal, são os únicos possíveis de aplicar no âmbito da norma CEI 61850, no barramento de processo ou de estação. Como tal, estes dois protocolos serão abordados em detalhe, com foco no seu funcionamento e principais características, de forma a que seja evidente a necessidade de aplica-los numa subestação inteligente e digital. No projeto “*Poste Intelligent*”, de forma a garantir a fiabilidade e velocidade do sistema, foi aplicada uma combinação dos protocolos PRP e HSR.

Parallel Redundancy Protocol

O *Parallel Redundancy Protocol* (PRP), baseia-se numa redundância ao nível do dispositivo, a partir de nós duplamente ligados (*Double attached Nodes – DANP*), a duas LAN, de topologias semelhantes (LAN A e LAN B), que funcionam em paralelo. Um nó de origem envia a mesma informação por duas LAN e um nó de destino recebe-a dentro de um determinado tempo, consome a primeira e descarta o duplicado. As duas ligações LAN não devem estar interligadas entre si e devem ser independentes. [89]

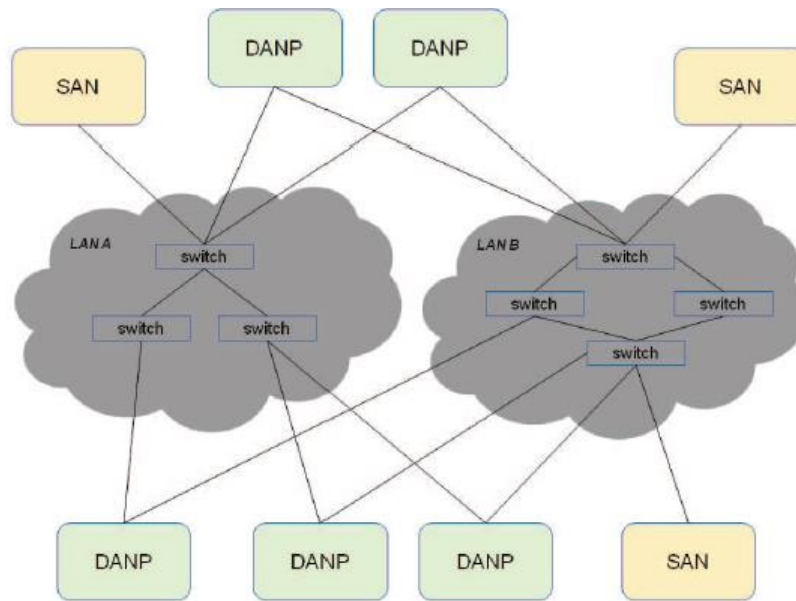


Figura 91 Exemplo de ligação utilizando PRP [89]

Conforme se verifica na Figura 91, nem todos os nós têm obrigatoriamente que ser duplamente ligados, podendo existir os *single attached nodes* (SAN). Estes SAN podem ser ligados de duas formas, ou diretamente a uma LAN e a redundância não pode ser garantida a esse dispositivo, ou por via de caixas de redundância, as *redbox*, que ligam o SAN às duas LAN. Apenas os dispositivos críticos devem ser ligados por DANP (dispositivos de proteção ou *merging units*), enquanto que os restantes podem ser ligados por SAN (portáteis da manutenção por exemplo). É importante salientar que todos os interruptores (*switches*) não estão conscientes da redundância PRP, permitindo que os interruptores antigos sejam integrados com redes PRP. [89]



Figura 92 Caixa de redundância Redbox

High-availability Seamless Redundancy

Tal como no protocolo PRP, o princípio de funcionamento do protocolo *High-availability Seamless Redundancy Protocol* (HSR) é bastante simples, baseado numa topologia em anel, que requer que cada nó envie mensagens duplicadas em cada direção do anel. É o nó recetor que deve interromper a circulação da informação duplicada. Trata-se de um método mais restritivo que o PRP, uma vez que cada nó deve ser compatível com HSR, não sendo permitido tráfego não-HSR dentro do anel.

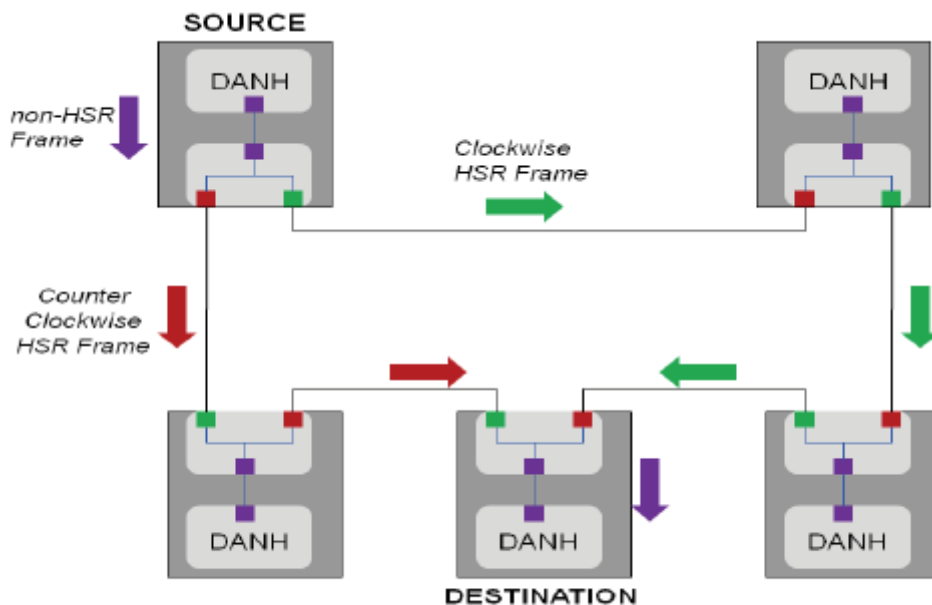


Figura 93 Exemplo de ligação de rede em anel, utilizando o protocolo HSR [89]

A figura acima representa uma rede em anel HSR, que consiste em nós duplamente ligados (DAN), interligados por ligações *full-duplex*. Para enviar uma mensagem os nós DAN inserem uma etiqueta (*tag*) HSR que identifica os duplicados e envia a informação para cada uma das portas. O DAN recetor, recebe as duas mensagens idênticas de cada uma das portas, com um certo intervalo, remove a etiqueta da primeira mensagem recebida, antes de a passar para o próximo nó e passa a mensagem para a próxima porta, descartando o duplicado.

Combinar HSR e PRP

Num contexto de utilização na subestação, a melhor opção será utilizar os protocolos HSR e PRP em conjunto. De forma a saber em que situação é necessário aplicar o protocolo HSR

ou o PRP, é necessário verificar a CEI 61850 para o tipo de aplicações expectáveis para a normal operação da subestação: [89]

- Comunicações MMS mapeadas em TCP/IP;
- Serviços básicos como NTP, SNMP e HTML;
- Mensagens GOOSE;
- *Sampled Values*.

Os requisitos de desempenho e disponibilidade de comunicação destes serviços varia muito, conforme se verifica na tabela abaixo:

Tabela 17 Requisitos de desempenho de cada uma das aplicações de comunicação da norma CEI 61850 [89]

Application type	Max. Delivery time	Max. Recovery time
Client Server (MMS)	800 ms	400 ms
NTP, SNMP etc	500 ms	300 ms
GOOSE (control etc.)	12-100 ms	4-50 ms
GOOSE (protection)	8 ms	4 ms
Sampled Values (9-2)	2 ms	0

O barramento de estação é utilizado como uma rede de comunicação entre proteção/IED de controlo e a *gateway*/HMI da subestação. Também é utilizado para comunicações entre os IED dentro da subestação. Segundo a Tabela 17, este tipo de comunicações apresenta tempos bastante folgados, com a exceção da comunicação entre IED (as comunicações MMS que apresentam 800 ms de tempo máximo de entrega). Como tal, para as comunicações do barramento de estação é sugerida a aplicação do protocolo PRP, com dois pontos ligados a duas LAN's independentes. A HMI da subestação, a *gateway* do sistema *scada* e o relógio GPS devem também ser ligados a estas duas redes independentes.

Já os dados que circulam no barramento de processo são maioritariamente valores amostrados (*Sampled Values*), que segundo a Tabela 17, são críticos e com tempos de recuperação de comunicação nulos (*seamless*), requerendo uma elevada disponibilidade (não

são aceites falhas de comunicação). Uma falha de comunicação, que leve a perdas de dados amostrados pode significar a perda de funcionalidade de proteção e como tal, o protocolo HSR, é preferível nestas condições, já que não são necessários os interruptores externos, reduzindo assim o numero de componentes e a latência (devido a um menor numero de nós entre dispositivos).

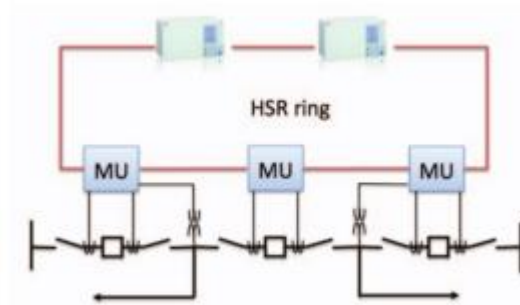


Figura 94 Protocolo HSR aplicado ao barramento de processo [89]

As *merging units* que recebem os dados do equipamento primário são ligadas em anel aos IED, criando um caminho redundante para os valores amostrados. Desta forma obtém-se o seguinte esquema para a ligação entre redes HSR e PRP, utilizando as caixas redundantes *redbox*, uma para cada uma das redes LAN:

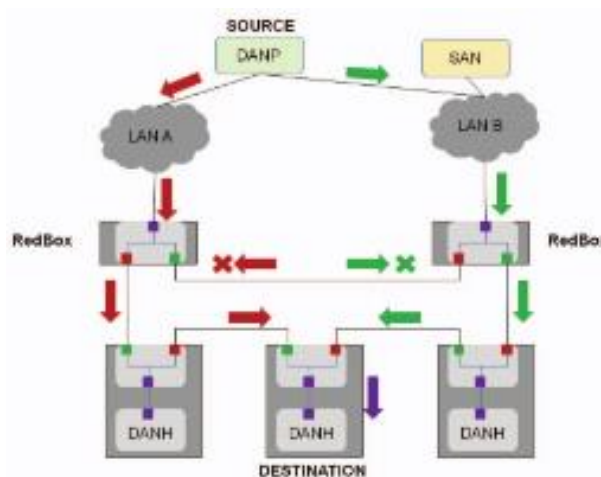


Figura 95 Esquema de ligação da rede de comunicação utilizando a combinação de HSR e PRP numa subestação [89]

7.3. SINCRONIZAÇÃO TEMPORAL

Ainda que não seja necessariamente abordado em [78], a sincronização temporal é crucial para o bom funcionamento da subestação digital. Trata-se de um ponto incontornável para a

modernização da rede elétrica e relaciona-se com a necessidade de, a qualquer altura, apresentar as condições da rede em tempo real de forma a alcançar um ótimo desempenho.

Muitos apagões que ocorreram na história, ocorrem numa parte da rede em defeito, mas desencadearam um efeito dominó, que acabava por se propagar a outras linhas, à medida que o sistema ia ficando cada vez mais instável. Com um conhecimento em tempo real da rede, o impacto das interrupções pode ser reduzido, evitando o efeito em cascata. [93]

Conforme já indicado, a CEI 61850 especifica a *ethernet* como protocolo de transporte para as mensagens GOOSE e SV. Estas definem estruturas e esquemas de codificação para a troca de dados entre dispositivos, garantindo a interoperabilidade. Enquanto que as mensagens GOOSE são atualizadas dezenas de vezes por segundo (e de uma forma intermitente), as SV são atualizadas milhares de vezes por segundo. As *merging units* recebem e transmitem esta informação de uma forma padronizada e devem registar com precisão o tempo de chegada de cada uma das amostras, para depois estas serem utilizadas pelos IED's. Segundo a norma CEI 61850-9-2LE [94], é necessária uma precisão de 1 μ s entre a *merging unit* e o IED. Este valor é proveniente das classes de precisão definidas na CEI 61850-5 [56].

Para cumprimento deste requisito, é utilizado o *Precision Time Protocol* (PTP), definido na IEEE 1588-2002 [95], que foi eventualmente revisto no IEEE 1588-2008, passando para PTPv2. Já em novembro de 2019, foi publicada a IEEE 1588-2019, com o nome PTPv2.1, que inclui algumas melhorias retro compatíveis com a publicação de 2008. O protocolo descreve uma hierarquia *master-slave* para distribuição do relógio e tem uma vasta gama de perfis, para cada uma das suas aplicações, desde telecomunicações, distribuição de energia e audiovisuais. O perfil aplicável aos sistemas elétricos de energia é o *Power Profile*, definido IEEE C37.238-2011 [96], que garante a compatibilidade com os protocolos PRP e HSR. [20] [97]

O protocolo PTP é baseado em *ethernet* e visa a distribuição de mensagens e sincronização de tempo em dispositivos de rede, através da troca de pacotes. O seu funcionamento prevê a distribuição de um relógio a cada dispositivo da rede, de entre os seguintes: [93]

- *Grandmaster*: este dispositivo é a fonte do tempo na rede. É escolhido segundo o algoritmo “*Best Master clock*” e apenas pode existir um no domínio PTP;
- *Preferred Master*: é o dispositivo designado para atuar como *grandmaster clock* e tipicamente inclui um recetor de GPS;

- *Slave only clock*: apenas funciona como *slave* e nunca como *master*;
- *Ordinary clock*: tem a capacidade de atuar como *master* ou como *slave*. Tipicamente mantem o estado de *slave*, só se torna *master* quando todos os “*preferred masters*” na rede estiverem indisponíveis;
- *Transparent clock*: são *switches* da rede, capazes de atualizar as mensagens PTP para as corrigir.

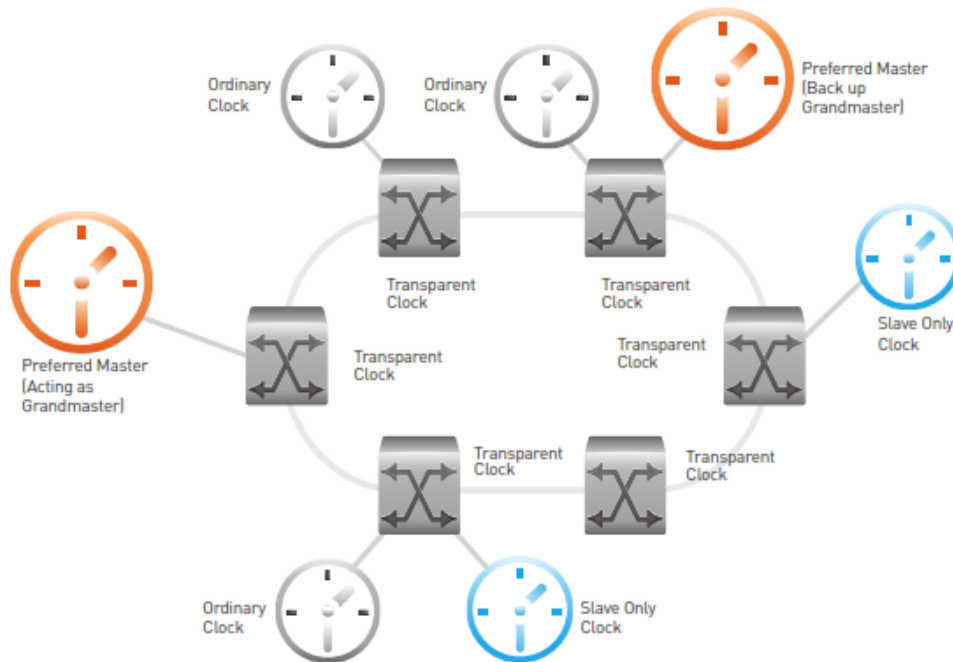


Figura 96 Exemplo de implementação de uma rede PTP [93]

O *power profile* [96] define os seguintes requisitos de desempenho:

- Erro máximo do *Grandmaster* < 200 ns;
- Erro para cada um dos *Transparent clocks* < 50 ns;
- Erro total, desde o *Grandmaster até aos slaves* < 1 μ s.

O método *Inter-range instrumentation group (IRIG)* até poderia ser usado para a troca de informação, tanto em cabos de cobre como em fibra ótica, contudo seria necessário calibrar individualmente cada uma das *merging units*, o que dificultaria a sua aplicação. De igual forma este método não tem a capacidade de garantir a precisão exigida, o que elimina completamente a possibilidade de utilizar este método.

O método de propagação de sinal, *pulse-per-second (1-PPS)* é recomendado pela norma CEI 61850-9-2LE, para a utilização em fibra ótica, porém este método não possui toda a

informação temporal necessária, de forma a evitar atrasos de propagação nas transmissões. O protocolo PTPV2.1, oferece um meio de distribuir o tempo pela subestação por dois métodos distintos: [97]

- Gerar sinal 1-PPS pelo relógio *slave*: este método prevê que relógios *slave* gerem sinais 1-PPS. As *merging units* podem depois usar este sinal como se fosse gerado por GPS ou por IRIG-B, contudo não irá sofrer atrasos na propagação de sinal;
- *Merging units* com suporte nativo de PTPV2.1: com esta solução é possível que as *merging units* disponham de dados de data e tempo absoluto com precisão. Possibilita a integração do relógio *slave* na *merging unit*, aumentando a fiabilidade do sistema, pela utilização de menos equipamentos.

Conclui-se assim que a IEEE 1588 representa uma normativa padronizada de sincronização, que oferece um avanço considerável em automatização de subestações, uma vez que permite uma precisão temporal abaixo dos microssegundos e usa rede *ethernet* comum para distribuir o sinal do relógio para todos os dispositivos na instalação, bem como elimina os requisitos de cablagem 1-PPS ou IRIG-B para propagar sinal com precisão. [98]

7.4. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Uma subestação inteligente é caracterizada por se tratar de um sistema altamente integrado, composta por inúmeros dispositivos inteligentes, que proporcionam uma operação automatizada. Naturalmente, este sistema apresenta vantagens sólidas na gestão, operação e manutenção das subestações.

A manutenção de ativos, é hoje uma área de enorme relevância para as empresas, contribuindo para a sua produtividade, segurança e qualidade dos seus produtos, contudo representa, por inerência, um aumento dos custos de operação. Posto isto, uma boa gestão da manutenção leva ao encontro da melhor relação entre custos e benefícios, de forma a por um lado evitar custos com falhas e interrupções e por outro, a melhorias da qualidade de produtos e serviços. [99]

Segundo a norma NP EN 13306:2007, adotada pela EDP Distribuição a manutenção pode ser dividida em dois grupos, a manutenção preventiva e a manutenção corretiva. Destes dois grandes grupos, é possível ainda classificar a manutenção preventiva como sistemática, condicionada e extraordinária e a manutenção corretiva em manutenção paliativa ou curativa. [57]

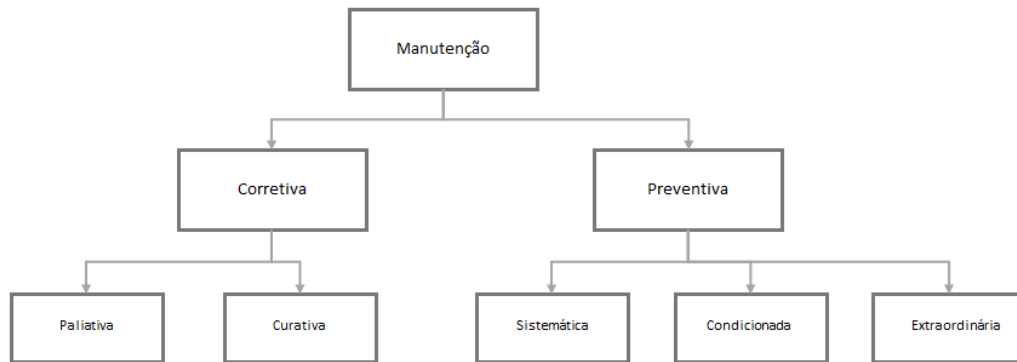


Figura 97 Diferentes tipos de manutenção

Relativamente ao grupo da manutenção corretiva, ambos os tipos de manutenção (Paliativa e curativa) ocorrem após a ocorrência da avaria do equipamento. Na manutenção corretiva curativa, primeiro analisa-se as causas da avaria e posteriormente procede-se à sua reparação, eliminando-a. Na manutenção paliativa, deixa-se a resolução da avaria para um período futuro, de forma a planear a intervenção do equipamento. Esta solução deixa o equipamento limitado na sua função até à intervenção final.

Já as manutenções preventivas exigem um acompanhamento mais cuidado ao equipamento, ao longo do seu ciclo de vida. A manutenção preventiva sistemática consiste num conjunto de ensaios e inspeções, baseada em períodos temporais fixos ou manobras mecânicas executadas. A manutenção preventiva condicionada é realizada conforme o estado do equipamento, quando existem evidencias de que o equipamento apresenta deterioração nos seus componentes. Por ultimo, a manutenção preventiva extraordinária, consiste numa intervenção de longo prazo, que ocorre uma a duas vezes durante o ciclo de vida do equipamento, podendo-se basear em recomendações do fabricante ou em tempo de funcionamento/utilização do equipamento.

Os ativos da unidade de proteção da EDP Distribuição estão envelhecidos, sendo utilizadas conjuntamente tecnologias de gerações diferentes, com requisitos diferentes em termos de vigilância de desempenho. As principais tarefas de manutenção durante o ciclo de vida dos equipamentos estão focadas essencialmente em: [100]

- substituição de componentes defeituosos;
- instalação e configuração de novos componentes;
- testes a sistemas reparados;

- testes funcionais realizados periodicamente nos sistemas de proteção e controlo.

Como tal, desde 2011 que a EDP Distribuição aplica um sistema de manutenção baseada no tempo (TBM – *Time Based Maintenance*), que consiste em aplicar rotinas de manutenção, em práticas operacionais semelhantes. Pode ser considerada como uma manutenção preventiva sistemática afinada pelo conhecimento da EDP Distribuição das suas instalações. As ações a realizar podem ser divididas da seguinte forma: [100]

- verificação de I/O analógicas e digitais;
- teste de funções de proteção e controlo;
- verificação de sinais da HMI do centro de controlo;
- verificação de informações importante trocadas.

Os intervalos a realizar, por tecnologia, para cada uma das intervenções são os seguintes: [100]

Tabela 18 Distribuição temporal para aplicação da metodologia de manutenção temporal TBM na EDP [100]

Tecnologia	Intervalo
Mecânica	A cada ano
Estática	A cada 2 anos
Digital e numérica	A cada 5 anos

Embora apresente vantagens, este sistema de manutenção temporal apresenta alguns desafios, uma vez que obriga a uma alta disponibilidade de recursos humanos, bem como custos de manutenção elevados. A periodicidade praticada nas rotinas de manutenção conjugada com o elevado número de ativos, faz com que seja difícil calendarizar estes trabalhos de manutenção preventiva. [100]

Com os avanços da tecnologia de automação de subestações, está a decorrer uma alteração dos IED's existentes de acordo com a CEI 61850, o que leva a um aumento dos dados relativos ao estado de operação da subestação, permitindo novas condições de monitorização e condicionamento de ativos. Segundo [100], cerca de 29% dos sistemas já operam segundo a CEI 61850, embora ainda referentes à primeira edição da norma. Muitos dos novos equipamentos a instalar estarão já de acordo com a 2ª edição da norma.

Segundo a norma CEI 61850-7-4 [55], existem inúmeros nós lógicos que podem trazer informação relevante. Em [100], são apresentados alguns desses nós lógicos, como o *PhyHealth* (nó lógico que apresenta o estado de saúde do dispositivo lógico), que apresenta o estado de saúde do *hardware* de um IED. Podem também ser utilizados outros nós lógicos, como o *PwrSupAlm* (alarme da fonte de alimentação externa do dispositivo lógico), o *NumPwrUp* (número de operações de aumento de potência realizados pelo dispositivo lógico desde o último *reset*) e o *WrmStr* (número de arranques a quente realizados pelo dispositivo lógico desde o último *reset*), para uma análise que ajude a antecipar avarias e a degradação de equipamentos elétricos. Pode até ser incluídos nós lógicos com a função de detetar perdas de comunicação e até temperatura (interior e exterior), que possa afetar o desempenho do equipamento. Na EDP Distribuição, essa informação é disponibilizada na rede SCADA, onde é tratada como um alarme e disponibilizada ao departamento de manutenção. Fica evidenciado assim, as vantagens que a norma CEI 61850, que serve de base para uma subestação inteligente, pode trazer para a operação e manutenção do sistema elétrico de energia. Contudo, com o aumento de dados, surge a necessidade de uma gestão cuidada da informação, de forma a destacar o que é relevante. [100]

Nesse sentido, no projeto “*Poste Intelligent*” prestou-se especial atenção à forma como os dados são apresentados, de forma a aumentar a “consciência situacional”, para que a equipa operacional possa, a qualquer instante, verificar o que está a acontecer na rede, facilitando a tomada de decisão. O sistema de controlo digital utilizado no projeto, faz uso da realidade aumentada, com os indicadores a serem apresentados como uma sobreposição em imagens da subestação, facilitando não só a monitorização e avaliação do ponto de degradação (de forma a que a manutenção seja agendada para o instante ideal), mas também para a operação diária do ativo. [78]

Em [101], é proposta uma solução que utiliza técnicas de visualização de realidade aumentada conjuntamente com protocolos de comunicação, utilizados em subestações. Esta iniciativa visa melhorar as atividades humanas em subestações, tais como manutenção de equipamentos. O resultado final foi uma aplicação que permite a visualização de dados em qualquer parte da subestação, possibilitando que estes dados sejam inclusive apresentados perto do equipamento ao qual estão associados, permitindo que as manutenções aos equipamentos sejam feitas de uma forma mais rápida e com menos esforço. Trata-se de uma iniciativa que poderia ser facilmente aplicada como teste numa subestação da EDP

Distribuição, e que poderia facilitar a transição entre a manutenção preventiva sistemática atualmente aplicada (A TBM conforme indicado acima) para uma manutenção preventiva condicionada.

Em suma, a aplicação da normativa CEI 61850, não só possibilita melhorias na operação e manutenção dos ativos de subestações, mas também possibilita a aplicação de novas tecnologias, como a realidade aumentada. Estas novas tecnologias por sua vez, além das vantagens que podem trazer para a operação e manutenção dos sistemas elétricos de energia, podem também facilitar a formação de novos profissionais na área, que poderiam realizar o seu treino num ambiente seguro, mas visualmente apelativo e realista.

7.5. CIBERSEGURANÇA

Até recentemente, as comunicações para controlo e automação da rede elétrica eram feitas dentro das subestações, em ambientes controlados por sistemas proprietários, como tal, era inerentemente garantida a segurança do sistema por isolamento. Com o aumento da sofisticação dos esquemas de proteção, comando e controlo das subestações e a vontade de introduzir um protocolo de interoperabilidade entre fornecedores, foi alcançada uma normalização das redes de comunicação e troca de dados para subestações com a norma CEI 61850. As subestações podem agora ser interligadas com redes abertas, como a internet, o que faz com que a segurança previamente garantida, por se tratar de um sistema fechado, deixa de existir, deixando as redes vulneráveis a ataques cibernéticos. [10]

A cibersegurança fornece segurança contra o acesso de pessoas não autorizadas, evitando a transferência, modificação ou destruição de informação ou sistemas, seja de uma forma acidental ou intencional. O grupo EDP, já experienciou os impactos negativos de ataques informáticos, embora que tenha sido afetada apenas a rede corporativa, no dia 13 de abril de 2020. Os danos não foram de grandes dimensões, tendo sido apenas afetado um conjunto de servidores que suportam as operações diárias da EDP Distribuição, e o fornecimento de energia não foi afetado. Menos sorte teve a Ucrânia, em dezembro de 2015, em que um ataque informático à rede de distribuição desligou 30 subestações (7 de 110 kV e 23 de 35 kV), levando a que 225.000 utilizadores deixassem de ter acesso a energia elétrica durante um período de 1 a 6 horas. Evidencia-se assim o interesse por parte de entidades menos hedónicas de efetuar estas práticas, numa empresa como a EDP Distribuição, sendo

necessário garantir que o futuro das *smart grids* passa pela proteção e segurança da rede por via da:

- Confidencialidade;
- Integridade;
- Disponibilidade/Autenticação;
- Rastreabilidade/Deteção.

A cibersegurança é alcançável com uma série de medidas, que reduzem a vulnerabilidade do sistema, garantindo assim a sua disponibilidade. Devem ser implementados os procedimentos de segurança adequados para a garantir, tais como *firewalls*. Alguns dos exemplos mais típicos de vulnerabilidades são: [10]

- Descuido do pessoal (o utilizador mantém as *passwords* visíveis para outros);
- Desvio de controlos (o utilizador desliga medidas de segurança);
- Más práticas (utilizadores não alteram as suas *passwords*, ou cada um usa uma mesma password para aceder a todo o sistema da subestação);
- Tecnologia inadequada (por exemplo, não colocando uma *firewall* na subestação).

Como podemos ver pelos exemplos de vulnerabilidades, muitas das más práticas estão associadas a ações tomadas pelo utilizador. É evidente que a consciencialização e formação dos utilizadores é essencial para a garantia da segurança do sistema. É ainda assim essencial reforçar, que a cibersegurança é um trabalho contínuo, que obriga as organizações a monitorizarem constantemente os seus sistemas de forma a identificar potenciais ataques e resolver vulnerabilidades.

Destaca-se a presença da EDP Distribuição no projeto SEGRID (*Security for Smart Electricity Grids*), financiado pela União Europeia, cujo objetivo é reforçar a proteção das redes inteligentes contra ciberataques. A presença neste tipo de projetos é essencial, uma vez que promove a cooperação entre a comunidade científica, fabricantes e operadores, garantindo um maior dinamismo num problema em que novas dificuldades e vulnerabilidades surgem sistematicamente. Uma das grandes contribuições deste projeto foi a criação de uma infraestrutura de comunicação resiliente, baseado na arquitetura de rede Software-Defined Network, que permite um controlo e programação centralizada da rede, por via de *software*, para um melhor desempenho e uma cibersegurança mais restrita. Permite também uma maior visibilidade da rede, ou seja, o utilizador pode ver quais os

dispositivos da rede estão a comunicar, como eles estão ligados e que conversações estão a ocorrer entre dispositivos. [103][105]

Nas ligações *ethernet* tradicionais, os pacotes de dados são transferidos entre *switches* segundo um *MAC address*, dos equipamentos interligados, que é único para cada equipamento. Quando um dispositivo é ligado a um *switch*, este sabe o *MAC address* do dispositivo e guarda-o numa tabela. Como o *switch* sabe a porta física associada àquele *MAC address*, ele consegue enviar e receber pacotes de e para cada um dos dispositivos da rede. Esta operação consiste em dois planos: o plano dos dados e o plano do controlo. O plano de dados consiste nas portas *ethernet* dos *switches*, onde os pacotes de dados entram e saem. O plano de controlo é onde são feitas as decisões de encaminhamento desses pacotes. O aspeto essencial do SDN é que o plano de controlo é removido do *switch*. [103]

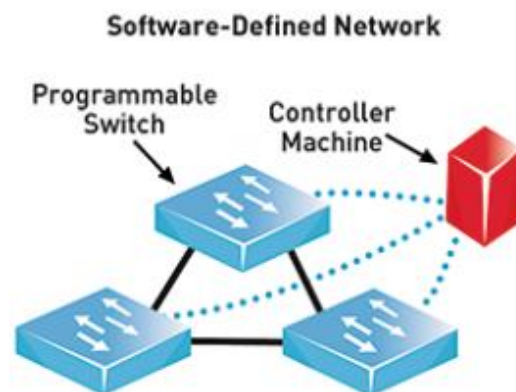


Figura 98 Estrutura de uma *Software-Defined Network* [103]

O controlador central numa SDN, determina como o tráfego flui entre dispositivos, os protocolos pelos quais vai comunicar, os caminhos que o tráfego pode tomar e como devem ser resolvidas falhas de ligação. [103]

Em comunicações críticas, como as que se praticam em subestações, a SDN baseia-se num modelo *deny-by-default*, ou seja, todas as comunicações são barradas menos as que apresentem permissão para ser estabelecidas o que fornece controlo sobre quais os dispositivos na rede que têm permissão para comunicar e com quais dispositivos podem-no fazer, aumentando a segurança do sistema. Quando um dispositivo é ligado a uma porta de um *switch* SDN, o controlador reconhece que foi ligado um dispositivo não aprovado. Esse dispositivo deve ser aprovado antes de lhe ser dado acesso à rede, contudo, mesmo após

aprovação este dispositivo pode não comunicar enquanto não for criado um fluxo que defina o tráfego entre ele e os restantes dispositivos (um fluxo pode ser, por exemplo, uma permissão entre um equipamento e um relé que comunicam por mensagens GOOSE). [103]

Para que o SDN aceite tráfego, deve ser estabelecido um fluxo, um conjunto de regras que têm de ser respeitadas antes de se tomar qualquer ação sobre o pacote. Abaixo segue um exemplo dessas regras baseado nas camadas 1 a 4 do modelo OSI. [103]

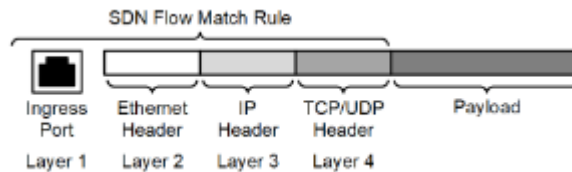


Figura 99 Regras de correspondência utilizando as camadas 1 a 4 do modelo OSI de uma *frame* da *ethernet* [103]

A cada pacote que ingressa num *switch* SDN, é necessário que este seja inspecionado, se corresponder a uma regra, a ação predefinida é tomada. Uma ação é simplesmente uma instrução para onde o *switch* deve de reencaminhar o pacote. Se não corresponder a uma regra de correspondência, o pacote será descartado. [103]

Na Figura 100, é apresentado um exemplo de um pacote *ethernet* de uma *remote terminal unit* (RTU) do sistema SCADA, que chegou à porta 1 de um *switch* SDN. O pacote é verificado segundo as regras de fluxo da porta 1, que no caso, seguem um quadro de regras de correspondência de cinco parcelas:

- MAC address da fonte e destino;
- IP address da fonte e destino;
- Porta TCP 20000 (tipicamente usada em DNP3, um protocolo popular em aplicações de redes em subestações).

Se o pacote corresponder à regra estabelecida, será realizada a ação designada, que neste caso é enviar o pacote para a porta 4 do relé da subestação.

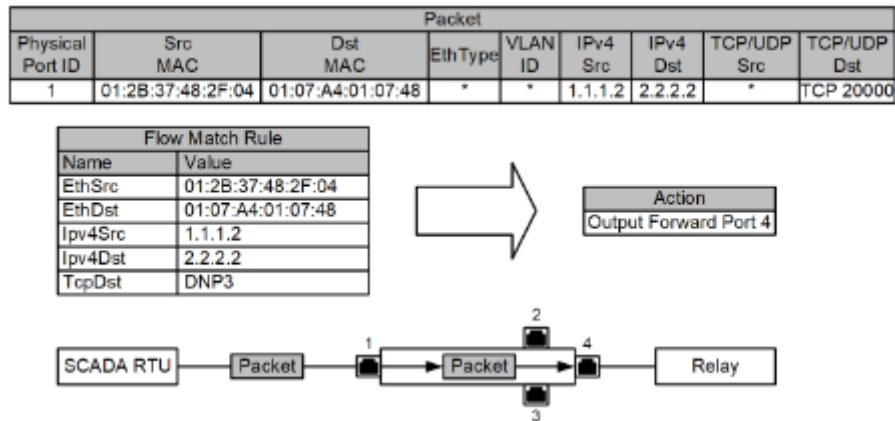


Figura 100 Encaminhamento de pacote segundo a regra de correspondência de fluxo [103]

Conforme indicado em [102], para as mensagens GOOSE, pode ser incluído um *match field value*, como apresentado na tabela *flow match rule* da Figura 100, que pode conter parâmetros com a informação do cabeçalho *ethernet (ethernet header)*, como a *tag*, o destino do *MAC address* ou a porta física de saída. O *switch SDN* compara as entradas com a tabela *Flow match rule*, de forma a validar o pacote, antes de efetuar a ação. [102]

Como tal, de forma a garantir uma rede GOOSE segura usando SDN, devem-se definir todas as mensagens GOOSE necessárias para a aplicação. A informação do cabeçalho da mensagem GOOSE e a topologia da rede são definidas pelo utilizador, e como tal, é possível configurar a porta do *switch*, de forma a criar uma regra segura para as mensagens GOOSE. É também possível restringir o fluxo de mensagens para uma porta de forma a evitar a propagação desnecessária de mensagens GOOSE (evitando os *flood attacks*). [102]

Em suma, o objetivo da arquitetura SDN é garantir que as aplicações executadas na *Smart Grid* possam trocar dados com elevados níveis de fiabilidade e qualidade de serviço. Esta funcionalidade deve ser garantida mesmo que a infraestrutura sofra falhas, como congestionamento localizado, interrupção da ligação, ou alguma forma de ataque externo (como por exemplo, uma negação de serviço). Para a implementação deste sistema é necessário garantir uma elevada redundância do sistema, para que o tráfego seja direcionado rapidamente das partes da infraestrutura afetadas, algo que já foi abordado nesta dissertação e deve ser salvaguardado por protocolos com tempos de resposta nulos (HSR ou PRP). [105]

7.6. CONCLUSÃO

No presente capítulo analisa-se, inicialmente o impacto da alteração da segunda edição da norma CEI 61850, que com os modelos de objeto adicionados torna-se um pilar para a implementação de comunicações em *smart grids*. Neste sentido, é apresentado um projeto Francês, o “*Poste Intelligent*”, em *Somme*, que visa a implementação de uma subestação como uma entidade autónoma, com soluções adaptativas, podendo até se considerar “inteligente”. Trata-se de uma subestação localizada em áreas de grande penetração eólica e com condições de operação exigentes, onde a utilização de dados em tempo real, facilitada não só pelo *hardware* utilizado na instalação, mas essencialmente no *software*, garante os mais altos requisitos de fiabilidade, segurança e interoperabilidade. Neste âmbito, e sabendo o autor da atual dependência de Portugal das fontes renováveis e dos desafios que esses vetores energéticos representam, pretendeu-se demonstrar ao detalhe os meios e as vantagens de implementar um sistema deste calibre em Portugal.

São apresentados os transformadores não convencionais, padronizados pela norma CEI 61869, equipamentos de medição de tensão e corrente que apresentam um elevado número de vantagens face aos transformadores ditos convencionais, desde a redução de tamanho ocupado na subestação a eliminação da saturação. Estes equipamentos conjuntamente com a aplicação da norma CEI 61850, possibilitam a leitura em tempo real dos valores amostrados medidos pelos transformadores. É dada também especial atenção à importância das *merging units*, que numa fase de transição entre tecnologias e fabricantes, são fundamentais para garantir a interoperabilidade.

É, também, apresentada a necessidade de garantir a fiabilidade da comunicação da automação das subestações. A segunda edição da norma CEI 61850 é particularmente intransigente com os tempos de recuperação, obrigando à utilização de um protocolo com resposta em tempo nulo, em caso de falha. São então apresentados os dois protocolos da norma CEI 62439, que cumprem essa especificação: o HSR e o PRP. É sugerida uma aplicação destes dois protocolos, combinados, no barramento de processo e no barramento de estação, de forma a garantir os melhores resultados.

O conhecimento em tempo real da rede, só pode ser possível se for garantida a sincronização temporal entre os dispositivos eletrónicos inteligentes da rede. Na norma CEI 61850, as mensagens GOOSE e SV foram já preparadas para deixar um *tag* temporal, com elevada precisão para a sua utilização pelo IED seguinte, sendo inclusive especificada uma precisão

temporal de 1 μ s entre a *merging unit* e o IED. Para cumprimento deste requisito é necessário aplicar o protocolo PTP, apresentado neste capítulo.

Uma das maiores vantagens da aplicação de uma subestação inteligente como a abordada nesta dissertação, está naturalmente associada à sua manutenção e operação. É feito um enquadramento das técnicas de manutenção atualmente realizadas pela EDP Distribuição, e é demonstrado como a utilização global da CEI 61850 por si só pode aumentar a consciência do estado de saúde da subestação ao pessoal da manutenção. São apresentadas mais valias da aplicação de tecnologias de realidade aumentada, que permitem a visualização em tempo real dos valores amostrados medidos pelos instrumentos de medida. Estas medidas facilitam a alteração do método de manutenção sistemática, atualmente praticado pela EDP Distribuição, para uma manutenção condicionada, que seria uma mais valia não só em termos de custos, mas também em gestão de ativos e recursos humanos.

Por ultimo, é abordada a necessidade de garantir a cibersegurança do sistema, tendo em conta que com a introdução da norma CEI 61850, as subestações passam agora a estar interligadas com redes *internet* abertas, vulneráveis a ataques cibernéticos. São apresentados alguns exemplos de atitudes e más praticas que podem aumentar a vulnerabilidade da rede, bem como os tipos de ataques mais comuns a serem praticados numa subestação. Alguns destes ataques podem ter consequências desastrosas, como se verificou no ataque realizado na Ucrânia. Neste sentido, é apresentada uma nova arquitetura de rede, em *software*, que permite um controlo e programação centralizada da rede, garantindo elevados níveis de fiabilidade e qualidade de serviço.

8. CONCLUSÕES

A presente dissertação analisa detalhadamente a legislação de suporte da EDP Distribuição, de forma a caracterizar o projecto-tipo das subestações nacionais. Nesse sentido são apresentados os equipamentos de proteção, analisando-se a sua evolução tecnológica ao longo dos anos. É dada especial atenção ao modelo atual de relé numérico, com grande capacidade de memória e processamento, que o leva a ser considerado também por dispositivo eletrónico inteligente (IED). São analisadas as diversas vantagens da utilização destes IED's, bem como as características que os mesmos devem possuir de forma a garantir o bom funcionamento dos SEE.

A memória descritiva do projeto-tipo de subestação da EDP Distribuição serviu também de suporte para a análise da estrutura dos sistemas de proteção, comando e controlo nas subestações. São apresentadas sucintamente as funções de automatismo e de proteção, bem como uma pequena demonstração da importância da coordenação de sistemas de proteção, comando e controlo e zonas de proteção. Por ultimo, é feita uma apresentação à arquitetura da rede de comunicação em subestações, que serve de articulação com o capítulo seguinte sobre a norma CEI 61850.

A norma CEI 61850 é analisada ao detalhe. O desenvolvimento da norma centrou-se mais na 1ª edição da norma, uma vez que muitas das subestações presentes em Portugal incidem sobre esta edição e não sobre a sua versão mais recente (2ª edição). Ainda assim, as alterações mais relevantes da 2ª edição da norma são apresentadas. A análise efetuada culmina na demonstração de um novo modelo de subestação, com duas redes distintas de comunicação, o barramento de estação e o barramento de processo. São apresentadas as funções de cada um destes barramentos, bem como as componentes mais importantes destes.

Neste sentido avalia-se quais as características mais relevantes que uma subestação inteligente deve possuir, de forma a que a mesma seja integrada num cenário de *smart grid*, com altas penetrações de produção renovável. No geral, as características são influenciadas ou estão enquadradas com a implementação da norma CEI 61850, demonstrando-se que a

norma tem um impacto transversal às comunicações, afetando de uma forma positiva a operação, a manutenção e a segurança de todo o SEE.

Assim, foram selecionados cinco fatores essenciais, segundo o ponto de vista do autor, para que esse objetivo seja alcançado por parte do operador da rede de distribuição, utilizando como referência um projeto Francês.

Esta dissertação deve ser vista como um elemento introdutório ao tema das comunicações nas subestações, onde são dadas indicações de procedimentos e tecnologias relevantes para o bom funcionamento de uma subestação inteligente. Nesse sentido, existe aqui matéria para trabalhos futuros. Um excelente exemplo para um trabalho futuro no setor da cibersegurança, que seria interessante do ponto de vista acadêmico, poderá passar por realizar um projeto de simulação de implementação de rede SDN no contexto nacional, utilizando ferramentas de simulação e teste do Openflow (o protocolo mais preponderante da arquitetura SDN). A ferramenta a usar neste contexto de simulação poderá ser *Mininet*. Naturalmente, para a implementação de um projeto deste calibre, seria necessária a colaboração do operador da rede de distribuição.

Do ponto de vista da operação e manutenção, existem também possibilidades de expandir os assuntos desenvolvidos nesta dissertação. Desde logo, a possibilidade de elaborar uma interface gráfica, utilizando *software* de *business intelligence* (Microsoft Power BI ou tableau) para suporte da operação e manutenção, segundo os dados obtidos pelos objetos de dados da norma CEI 61850. A interface deve ter como base operacional a apresentação de dados em tempo real e a facilidade de navegação e compreensão. Esta solução pode ser um bom passo intermédio para uma implementação futura, mais ambiciosa, utilizando tecnologias de realidade aumentada, conforme a que foi implementada no projeto “Poste Intelligent”.

Referências Bibliográficas

- [1] REN — Dados Técnicos, 2019.
- [2] CARNEIRO, Célia — Revista Neutro à Terra N°23: Rede Nacional de Transporte. ISEP, 2019
- [3] REN — Redes Energéticas Nacionais. Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede. 31 de dezembro de 2019.
- [4] EDP DISTRIBUIÇÃO — Brochura EDP Distribuição em números.
- [5] PAIVA, José Pedro Sucena — Redes de Energia Elétrica Uma Análise Sistémica. IST Press, 2014.
- [6] NOGUEIRA, Teresa Alexandra — Apontamentos teóricos de SELE1: Mercados de Energia Elétrica. ISEP
- [7] ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: Mercado Diário. Consultado em Setembro 2019. Disponível em:
“<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>”
- [8] ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: Mercado a Prazo. Consultado em Setembro 2019. Disponível em:
“<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>”
- [9] HEWITSON, L.G.; BROWN, Mark; BALAKRISHNAN, Ramesh — Practical Power System Protection. Elsevier, 2004.
- [10] ALSTOM GRID — *Network Protection & Automation-Protective relays, Measurement & Control*. 2011. ISBN 978-0-9568678-0-3.
- [11] HOROWITZ, Stanley; PHADKE, Arun — *Power System Relaying*, Forth Edition, Wiley, 2014.
- [12] NOGUEIRA, Teresa Alexandra — Apontamentos teóricos de SELE2, ISEP
- [13] METZ-NOBLAT, B.; DUMAS, F.; POULAIN, C.— Cahier technique no. 158 Calculation of short-circuit currents. Schneider Electric, 2005.
- [14] PRÉVÉ, C. — Protection of Electrical Networks, ISBN-13:978-1-905209-06-4, 2006

- [15] EDP Distribuição — D00-C10-001/N: “INSTALAÇÕES ELÉTRICAS – Condições de serviço e características gerais da rede de distribuição em AT, MT, BT (Generalidades)”, 2013
- [16] Schneider Electric — Electrical network protection (Protection Guide)
- [17] FULCHIRON, Didier — Cahier technique no. 203 “Basic Selection of MV public distribution networks.” Schneider Electric,
- [18] EDP DISTRIBUIÇÃO — DIT-C13-500/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição (Projeto tipo – memória descritiva)”, 2014.
- [19] MOREIRA, Luís Miguel — Ciclo de vida dos sistemas de Proteção Comando e Controlo: Estratégias de manutenção versus Investimento; FEUP; 2009
- [20] TEIXEIRA, Afonso Gil de Queirós Monteiro — Avaliação da Utilização do IEC 61850 Process Bus no projecto tipo de SEs da EDPD, FEUP, 2013.
- [21] CARVALHO, José António Beleza — Apontamentos de Máquinas Elétricas 1, ISEP
- [22] EDP Distribuição — DMA-C52-140/N: “Transformadores de potência – Transformadores trifásicos, de 60 kV/MT (Características e ensaios)”, 2014
- [23] EDP Distribuição — DMA-C52-130/N: “Transformadores de potência – Transformadores trifásicos de média/baixa tensão, do tipo seco (Características e ensaios)”, 2014
- [24] EDP Distribuição — DMA-C52-125/N: “Transformadores de potência – Transformadores trifásicos de média/baixa tensão, imersos em óleo (Características e ensaios)”, 2014
- [25] GOMES, António Augusto Araújo; CARVALHO, José António Beleza — Instalações Elétricas de Média Tensão, Engebook, 2017.
- [26] EDP Distribuição — DEF-C13-551/N: “Função de automatismo: Religação rápida e/ou lenta de disjuntores (Especificação Funcional)”, 2007
- [27] EDP Distribuição — DMA-C65-110/N: “Materiais para proteção de redes – Descarregadores de sobretensões de óxido de zinco sem explosores para rede de corrente alternada (Características e ensaios)”, 2012
- [28] EDP Distribuição — DMA-C52-300/N: “Reactâncias de neutro (Características e ensaios)”, 2005
- [29] EDP Distribuição — DMA-C54-101/N: “Condensadores de Potência – Escalões de bateria de Condensadores MT (Características e ensaios)”, 2011

- [30] EDP Distribuição — DMA-C42-510/N: “Transformadores de Medida – Transformadores de tensão MT e de 60 kV (Características e ensaios)”, 2017
- [31] EDP Distribuição — DMA-C42-550/N: “Transformadores de Medida – Transformadores de corrente MT e de 60 kV (Características e ensaios)”, 2013
- [32] EDP Distribuição — DMA-C13-524/N: “Instalações AT e MT – Armários de comando e controlo (Características)”, 2013
- [33] EDP Distribuição — DMA-C13-510/N: “Instalações AT e MT – Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua 110/48 V_{cc} (Características e ensaios)”, 2017;
- [34] EDP Distribuição — DEF-C13-503/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Generalidades: Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Interface Humano-Máquina (Especificação Funcional)”, 2011;
- [35] EDP Distribuição — DEF-C13-551/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Religação rápida e/ou lenta de disjuntores” (Especificação Funcional)”, 2007;
- [36] EDP Distribuição — DEF-C13-551/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Religação rápida e/ou lenta de disjuntores” (Especificação Funcional)”,
- [37] EDP Distribuição — DEF-C13-553/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Deslastre por falta de tensão/reposição de tensão” (Especificação Funcional)”, 2011
- [38] EDP Distribuição — DEF-C13-554/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Deslastre por mínimo de frequência/reposição por normalização de frequência” (Especificação Funcional)”, 2011;
- [39] EDP Distribuição — DEF-C13-555/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Regulação de tensão” (Especificação Funcional)”, 2011;
- [40] EDP Distribuição — DEF-C13-556/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Função de automatismo: “Comando horário de baterias de condensadores” (Especificação Funcional)”, 2007;

- [41] EDP Distribuição — DEF-C13-570/N: “Instalações AT e MT. – Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de Proteção. (Especificação Funcional)”, 2013,
- [42] BLACKBURN, J. Lewis.; DOMIN, Thomas J. — *Protective Relaying: Principles and Applications*, 2006
- [43] SILVA, David Oliveira e — *Manutenção de disjuntores em subestações de distribuição AT/MT: ensaios e planeamento*, FEUP, 2018.
- [44] QUESADO, Paulo Jorge Freixo — *Coordenação de Relés de Máximo de Intensidade Homopolares e Homopolares Direcionais utilizando o Algoritmo Evolucionário EPSO*, FEUP, 2008.
- [45] EDP Distribuição — DEF-C13-504/N: “Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição – Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Protocolos de comunicação. (Especificação Funcional)”, 2011.
- [46] ABB — *Distribution Automation Handbook, Section 8.2 Relay Coordination*.
- [47] IEC 60255:2009 — *Measuring relays and protection equipment*
- [48] MACKIEWICZ, Ralph — *Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation*, SISCO, Inc.
- [49] DIAS, Pedro Filipe Moreira — *Projecto Estruturado de Sistemas de Automação em subestações segundo a norma 61850*, IST, 2009.
- [50] MORAIS, André Levi da Cruz Costa Correia de — *Arquitetura de Comunicações de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo da EDP Distribuição*, FEUP, 2009.
- [51] GERS, Juan M.; HOLMES, Edward J. — *Protection of Electricity Distribution Networks*, 3rd Edition.
- [52] MARTINS, Duarte Filipe Reves — *Implementação do Projeto-Tipo da EDP para Automação de Subestações segundo a norma IEC 61850: Configuração de IED’s de dois fabricantes para painéis de saída em MT*, IST, 2010.
- [53] MARTINS, Denise Helena Lopes — *Normalização de Metodologias de Ensaios de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo*, FEUP, 2014.
- [54] IEC 61850-7-1 — *Communication Networks and Systems in Substations: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and Models*

- [55] IEC 61850-7-4 — *Communication Networks and Systems in Substations: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible Logical Node Classes and Data Classes*
- [56] IEC 61850-5 — *Communication Requirements for Functions and Device Models*
- [57] CORREIA, Rafaela Viegas — *Sistemas de Proteção, Comando e Controlo e o Paradigma do IEC 61850 – Os Novos Desafios da Manutenção – Estágio na EDP Distribuição*, ISEC, 2016.
- [58] CRUZ, Isa Carvalho — *Uniformização de Metodologias de Ensaio e Normalização do Protocolo CEI 61850 em Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC)*, FEUP, 2017.
- [59] CARDOSO, Pedro Emanuel Pinto — *Avaliação do Impacto em Comissionamento e Testes de Funcionamento numa Subestação com Protocolo CEI 61850*, FEUP, 2013.
- [60] IEC 61850-8-1 — *Communication Networks and Systems in Substations: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*
- [61] IEC 61850-7-2 — *Communication Networks and Systems in Substations: Basic Communication for substation and feeder equipment – Abstract Communication Service Interface (ASCI)*
- [62] KRIGER, Carl; BEHARDIEN, Shaheen; RETONDA-MODIYA, John-Charly — *A Detailed Analysis of the Generic Object-Oriented Substation Event Message Structure in an IEC 61850 Standard-Based Substation Automation System*
- [63] IEC 61850-6 — *Communication Networks and Systems in Substations: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations related to IEDs*
- [64] DAWIDCZAK, Henry; DUFAURE, Thierry; ENGLERT, Heiko — *Compatibility of IEC 61850 Edition 1 and Edition 2 Implementations*
- [65] WIMMER, Wolfgang — *IEC 61850 Edition 2 and Engineering, 2014*, Disponível em: http://www.pacw.org/issue/december_2014_issue/iec_61850_edition_2_and_engineering/maintenance_testing_program_choices_tbm_cbm_and_pbm/complete_article/1.html. Último acesso em: 24/02/2020.
- [66] CASTRO, Rui; SOUSA, Duarte M. — *O Sistema Elétrico de Energia*

- [67] EDP, central Termoelétrica de sines. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/central-termoeletrica-de-sines>. Ultimo acesso em: 31/03/2020
- [68] Barragem do Alto Lindoso. Disponível em: <http://www.portoenorte.pt/pt/o-que-fazer/barragem-do-alto-lindoso/>. Ultimo acesso em: 31/03/2020
- [69] Rede Nacional de Transporte de Eletricidade – Rede de muito alta tensão 2020. Disponível em: [https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-31151832_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$739407a8-4cfa-4c7c-b8d0-787ebb2a8cf2\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.jpg](https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-31151832_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$739407a8-4cfa-4c7c-b8d0-787ebb2a8cf2$$storage_image$$pt$$1.jpg). Ultimo acesso em: 06/04/2020
- [70] REN – Estatística diária, Diagrama de consumo Total. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. Ultimo acesso em: 06/04/2020
- [71] Parque eólico das Terras Altas de Fafe. Disponível em: <https://rd9centralelectrica.webnode.pt/desenvolvimento/centrais-eolicas/>. Ultimo acesso em: 06/04/2020
- [72] Central Fotovoltaica Lipor Ermesinde. Disponível em: <https://www.lipor.pt/pt/sustentabilidade-e-responsabilidade-social/projetos-de-sustentabilidade/eficiencia-energetica/central-fotovoltaica/>. Ultimo acesso em: 06/04/2020
- [73] EDP Distribuição — DEF-C64-120/N: “Materiais para rede – Aparelhagem AT e MT. Disjuntores AT – 72,5 kV. (Características)”, 2007
- [74] EFACEC – Folha de informação do produto. Disponível em: <https://www.efacec.pt/produtos/divac-disjuntores-media-tensao/>. Ultimo acesso em: 07/04/2020
- [75] EFACEC – Folha de informação do produto. Disponível em: http://www.efacec.cz/data/vyrobky/katalogy/vyysf6/Diflu_MT09B0208B1_PI.pdf. Ultimo acesso em: 07/04/2020
- [76] EDP Distribuição — DEF-C64-180/N: “Materiais para rede – Aparelhagem AT e MT. Secionadores AT – 72,5 kV. (Características)”, 2007
- [77] EFACEC – Folha de informação do produto. Disponível em: <https://www.efacec.pt/produtos/ied-da-serie-450/>. Ultimo acesso em: 07/04/2020

- [78] BUGHAGIA, T.; CAYUELA, J-P; PROCOPIOU, A; RICHARDS, S. — *Poste Intelligent – The next Generation Smart substation for French Power Grid*
- [79] HUANG, QI; JING, Shi; LI, Jian; CAI, Dongsheng; WU, Jie; ZHEN, Wei — *Smart Substation: State of the Art and Future Development*
- [80] IEC 60044-7 — *Instrument Transformers – Part 7: Electronic Voltage Transformers*
- [81] IEC 60044-8 — *Instrument Transformers – Part 8: Electronic Current Transformers*
- [82] IEC 61869-1 — *Instrument Transformers – Part 1: General Requirements*
- [83] Siemens Siprotec 5 Merging Unit 6MU85 *Technical Data Manual*
- [84] HEINE, Holger.; GUENTHER, Patrice; BECKER, Farel — *New non-convencional instrument transformer (NCIT) – A future technology in gas insulated switchgear*
- [85] THOMAS, R.; VUJANIC, A.; XU, D. Z.; SJODÍN, J.E.; SALAZAR, H. R. M.; YANG, M.; POWERS, N. — *Non-convencional Instrument Transformers Enabling Digital Substation for Future Grid*
- [86] BERTRAND, Pierre; MENDIK, Michael; HAZEL, Terence; TANTIN, Pascal — *CT Saturation Calculations – Are they applicable in the modern world? – Part IV: CT sizing as per IEC Standards and the Benefits of non-convencional Instrument Transformers;*
- [87] Catálogo ABB – KECA 250 B1 *Indoor current sensor*. Disponível em: <https://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/instrument-transformers-and-sensors-id/products/sensors-new/indoor-current-sensors-keca-250-b1> Ultimo acesso: 16/04/2020
- [88] IEC 60870-4 — *Telecontrol equipment and systems – Part 4: Performance requirements*
- [89] ANTONOVA, Galina; FRISK, Lars; TOURNIER, Jean-Charles — *Communication Redundancy for Substation Automation;*
- [90] HOGA, Clemens — *Seamless Communication Redundancy of IEC 62439;*
- [91] IEEE 802.1D — *Standard for Local and Metropolitan Area Networks: Media Access Control (MAC) Bridges*
- [92] IEC 62439-1 — *Industrial Communication Networks – High availability Automation Networks – Part 1: General Concepts and Calculation Methods*
- [93] *Symmetricom – Profile for the Use of the Precision Time Protocol in Power Systems*

- [94] CEI 61850-9-2LE: *Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2*
- [95] IEEE 1588-2002: *Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*
- [96] C37.238-2011: *IEEE Standard Profile for use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications*
- [97] INGRAM, David; SCHAUB, Pascal; CAMPBELL, Duncan — *Use of Precision Time Protocol to Synchronize Sampled Value Process Buses.*
- [98] MCGHEE, Jim; GORAJ, Maciej — *Smart High Voltage Substation based on IEC 61850 Process Bus and IEEE 1588 Time Synchronization*
- [99] TAVARES, Hélder Dinis Fernandes — *Aplicação de Metodologias RCM nos planos de Manutenção de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo.*
- [100] CANDEIAS, Luís; HEITOR, Hélder; RIBEIRO, Paulo — *Exploring IED Data Management and IEC 61850 Features to Introduce a Condition Based Maintenance Approach in the Portuguese DSO*
- [101] ANTONIJEVIC, Miro; SUCIC, Stjepan; KESERICA, Hrvoje — *Augmented Reality Applications for Substation Management by Utilizing Standards-Compliant SCADA Communication*
- [102] SILVEIRA, Mauricio Gadelha; FRANCO, Paulo Henrique — *IEC 61850 Network Cybersecurity: Mitigating GOOSE Message Vulnerabilities*
- [103] SHAFFER, Dalton; THEWLIS, Devin; BARTMAN, Tom; ATIYEH, Tristan — *Solving Performance and Cybersecurity Challenges in Substation and Industrial Networks with Software-Defined Networking*
- [104] KUTZ, Myer — *Handbook of Measurement in Science and Engineering, Volume 3*
- [105] SEGRID – *Security for Smart Electricity GRIDs: How to Address the Security Challenges in Smart Grids*

Anexo A. Características dos transformadores de tensão

Neste anexo são apresentados os quadros das características dos transformadores de tensão segundo a DMA-C42-510/N, para 10 kV, 15 kV e 30 kV.

Designação EDP		TT10 V	TT10 VI
Tensão primária nominal (kV)		10 / $\sqrt{3}$	10 / $\sqrt{3}$
Fatores de tensão nominal		1,2 em permanência 1,9 - 30 s	1,2 em permanência 1,9 - 30 s
Enrolamento secundário principal	Tensão estipulada (V)	100 / $\sqrt{3}$	230
	Potência de exatidão (VA)	2,5	300
	Classe de exatidão	0,5	6P
Enrolamento secundário de tensão residual	Tensão nominal (V)	230	
	Potência de exatidão (VA)	300	
	Classe de exatidão	6P	
Tipo de montagem		Interior	Interior

Figura 101 Características dos transformadores de tensão para 10 kV [30]

Designação EDP		TT15 V	TT15 VI
Tensão primária nominal (kV)		15 / $\sqrt{3}$	15 / $\sqrt{3}$
Fatores de tensão nominal		1,2 em permanência 1,9 - 30 s	1,2 em permanência 1,9 - 30 s
Enrolamento secundário principal	Tensão estipulada (V)	100 / $\sqrt{3}$	230
	Potência de exatidão (VA)	2,5	300
	Classe de exatidão	0,5	6P
Enrolamento secundário de tensão residual	Tensão nominal (V)	230	
	Potência de exatidão (VA)	300	
	Classe de exatidão	6P	
Tipo de montagem		Interior	Interior

Figura 102 Características dos transformadores de tensão para 15 kV [30]

Designação EDP		TT30 V	TT30 VI
Tensão primária nominal (kV)		30 / $\sqrt{3}$	30 / $\sqrt{3}$
Fatores de tensão nominal		1,2 em permanência 1,9 - 30 s	1,2 em permanência 1,9 - 30 s
Enrolamento secundário principal	Tensão estipulada (V)	100 / $\sqrt{3}$	230
	Potência de exatidão (VA)	2,5	300
	Classe de exatidão	0,5	6P
Enrolamento secundário de tensão residual	Tensão nominal (V)	230	
	Potência de exatidão (VA)	300	
	Classe de exatidão	6P	
Tipo de montagem		Interior	Interior

Figura 103 Características dos transformadores de tensão para 30 kV [30]

Anexo B. Características dos transformadores de Corrente

Designação EDP	Relação de Transformação	Corrente térmica de curta-duração I_{th} [kA] (3s)	Núcleos	Potência de exatidão [VA]	Classe de exatidão	Fator segurança (Fs) Fator limite exatidão (n)
TC10 I	30-60/5 A	16	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC10 II	50-100/5 A	16	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC10 III	150-300/5A	16	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC10 IV	300-600/1A	16	medição	5	0,2S	$F_s \leq 5$
TC10 XI	200-400/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC10 XII	400-800/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC10 XIII	1250-2500/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC10 XIV	1250-2500/1-1A	16	medição	10	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	10	5 P	n = 20
TC10 XV	200-400/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20
TC10 XVI	400-800/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20
TC10 XVII	1250-2500/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20

Figura 104 Características dos transformadores de Corrente para 10 kV [31]

Designação EDP	Relação de Transformação	Corrente térmica de curta-duração I_{th} [kA] (3s)	Núcleos	Potência de exatidão [VA]	Classe de exatidão	Fator segurança (Fs) Fator limite exatidão (n)
TC15 I	25-50/5A	12,5	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC15 II	50-100/5A	12,5	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC15 III	150-300/5A	12,5	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC15 IV	200-400/1A	12,5	medição	5	0,2S	$F_s \leq 5$
TC15 XI	200-400/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC15 XII	300-600/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC15 XIII	800-1600/1-1A	16	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	n = 20
TC15 XIV	800-1600/1-1A	16	medição	10	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	10	5 P	n = 20
TC15 XV	200-400/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20
TC15 XVI	300-600/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20
TC15 XVII	800-1600/5-5A	16	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	n = 20

Figura 105 Características dos transformadores de Corrente para 15 kV [31]

Designação o EDP	Relação de Transformação	Corrente térmica de curta-duração I_{th} [kA] (3s)	Núcleos	Potência de exatidão [VA]	Classe de exatidão	Fator segurança (Fs) Fator limite exatidão (n)
TC30 I	10-20/5A	8	medição	5	0,5S	$F_s < 5$
TC30 II	25-50/5A	8	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC30 III	100-200/5A	8	medição	5	0,5S	$F_s \leq 5$
TC30 IV	100-200/1A	8	medição	5	0,2S	$F_s \leq 5$
TC30 XI	100-200/1-1A	12,5	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	$n = 20$
TC30 XII	200-400/1-1A	12,5	medição	5	0,5	$F_s < 5$
			proteção	5	5 P	$n = 20$
TC30 XIII	400-800/1-1A	12,5	medição	5	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	5	5 P	$n = 20$
TC30 XIV	400-800/1-1A	12,5	medição	10	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	10	5 P	$n = 20$
TC30 XV	100-200/5-5A	12,5	medição	30	0,5	$F_s \leq 5$
			proteção	30	5 P	$n = 20$
TC30 XVI	200-400/5-5A	12,5	medição	30	0,5	$F_s < 5$
			proteção	30	5 P	$n = 20$
TC30 XVII	400-800/5-5A	12,5	medição	30	0,5	$F_s < 5$
			proteção	30	5 P	$n = 20$

Figura 106 Características dos transformadores de Corrente para 15 kV [31]

