2013

Instituto Politécnico de Coimbra

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE COIMBRA

Instalação de Relés de Proteção em Linhas de Saída de Média Tensão

MESTRADO EM AUTOMAÇÃO E COMUNICAÇÕES EM SISTEMAS DE ENERGIA

AUTOR | Sérgio Filipe Freitas Pereira

ORIENTADOR |
Adelino Jorge Coelho Pereira

Coimbra, dezembro, 2013

Instituto Superior de
Engenharia de Coimbra

Departamento
de Engenharia Eletrotécnica

Instalação de Relés de Proteção em Linhas de Saída de Média Tensão

Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor
Sérgio Filipe Freitas Pereira

Orientador
Adelino Jorge Coelho Pereira
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Coimbra, Dezembro, 2013

AGRADECIMENTOS

A todos os envolvidos que de alguma forma contribuíram para que este trabalho fosse desenvolvido nas condições e com os recursos disponíveis.

Muito obrigado a todos.

RESUMO

O sector energético desde sempre representou uma participação muito bem estruturada, integrada e fundamental na Sociedade e Economia Portuguesa. Quaisquer umas das suas instalações envolvem imensas identidades até se encontrarem concluídas. Todas as empresas prestadoras de serviços na área de energia elétrica, estão constantemente a enfrentar novos desafios, devido ao desenvolvimento sistemático da indústria, com o objetivo de melhorar a eficácia dos sistemas de energia com a aplicação de tecnologia o mais atual possível com o mínimo investimento.

Para ir de encontro às exigências e requisitos dos clientes, essas empresas trabalham em colaboração com os mesmos, de forma a desenvolverem novos sistemas e melhorar os produtos comercializados. No que se refere aos Sistemas de Proteção, eles desempenham um papel fundamental na exploração da rede elétrica, na medida que o seu correto funcionamento, em situações de defeito, permite minimizar os danos provocados, diminuindo os prejuízos que muitas das vezes são inestimáveis. Assim sendo torna-se indispensável a identificação dos desafios e adaptação dos relés de proteção mais antigos para os relés de proteção microprocessados, de acordo com as novas condições de operação e exploração da rede elétrica.

No trabalho desenvolvido, pretende-se estudar detalhadamente a forma de parametrizar um relé de proteção microprocessado que sinaliza e controla equipamentos pertencentes a um painel de linha de média tensão do sistema de distribuição de energia elétrica. Foi abordada a forma como os Sistemas de Proteção eram realizados no início da Rede Nacional de Distribuição (RND). Para existir um funcionamento correto dos Sistemas de Proteção na RND, é necessário que as proteções se encontrem sempre disponíveis, sejam fiáveis e compatíveis, tenham sensibilidade, flexibilidade e atuem de um modo rápido e seletivo (coordenado) relativamente à zona de defeito, com os outros disjuntores tanto da RND como da Rede Nacional de Transporte (RNT). Para as configurações a inserir no relé de proteção microprocessado, usa-se um caso real da RND, onde são mostradas osciloperturbografias e todos os dados auxiliares de configuração, como correntes de defeito, tempos de atuação, sinalizações a enviar para os Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, etc.

Apesar de existir algumas marcas deste tipo de equipamento, escolheu-se a ALSTOM com o modelo P142 indicado para painéis de linhas de média tensão, devido à acessibilidade com que se conseguiu obter todo o material de suporte para o estudo. O trabalho realizado possibilitou o contacto com a realidade do meio industrial, dentro de uma grande empresa de distribuição de energia elétrica, permitiu enfrentar e ultrapassar os desafios que surgem naturalmente na realidade difícil do dia-a-dia empresarial.

Palavras-chave: Relé Microprocessado ALSTOM P142, Sistema de proteção em linha de média tensão, Mala de ensaios OMICRON CMC 256-6.

ABSTRACT

The energetic sector always represented a very-well structured, integrated and essential in the Portuguese Economy and Society. Any one of its installations involves lots identities until they met completed. All companies providing services in the area of electricity, are constantly facing new challenges because of the systematic development of industry, with the goal of improving the efficiency of energy systems with the application of technology as current possible with minimal investment .

To meet the exigencies and requirements of the customers, these companies work in collaboration with them, in order to build up new systems and improve the products marketed. As regards to the protection systems, they fulfill a fundamental role in the exploration of the electric grid, to the extent that work correctly in cases of default, allows to minimize the damage, reducing the losses that often are invaluable. Therefore it's essential to identify the challenges and adaptation of older protective relays to microprocessor protective relays in accordance to new operating conditions and exploitation of power grid.

At the work carried, we intend to study in detail how to parameterize a protection relay microprocessor that to indicate and controlling the equipments belonging to a line panel of medium voltage distribution system of electricity. Was approached how the protection systems were performed at the beginning of the National Network Distribution. For there be a correct operation of the protection systems in the RND, it is necessary that the protections are always available, are reliable and compatible, have sensitivity, and flexibility to act in a fast mode and selective (coordinated) in the area of defect, with others circuit breakers as much RND and the National Transmission Network. To enter the settings in the microprocessor relay protection, it's used a real case of RND, where are shown Disturbance recorders and all auxiliary data configuration how fault currents, actuation times, signalings to be sent for the Supervisory systems and Data Acquisition, etc.

Although there some brands of this type of equipment, has been chosen the model ALSTOM P142 suitable for panels medium-voltage lines, due to the accessibility how has been achieved all the support material for the study. In the performed work made it possible contact with the reality of the industrial environment, within large distribution company electricity, allowed tackle and overcome the challenges that arise naturally in the harsh reality of day-to-day business activities.

Key-words: Microprocessed Relay ALSTOM P142, Protection system in medium voltage line, Trials suitcase OMICRON CMC 256-6.

ÍNDICE

Agradecimentos i
Resumo iii
Abstract v
Índice vii
Índice de Figuras xi
Índice de Quadros xiii
Abreviaturas xv
Simbologia xvii
CAPÍTULO 1 - Introdução 1
1. Considerações Gerais 1
1.1. Importância da Presente Investigação 2
1.2. Organização do Trabalho 2
CAPÍTULO 2 – Qualidade da energia elétrica 5
2. Qualidade de serviço 5
2.1. Introdução 5
2.2. Principais parâmetros técnicos considerados na Qualidade de Serviço 7
2.3. Normalização 10
2.4. Regulamento da qualidade de serviço 10
2.5. Norma NP EN 50160:2001 11
CAPÍTULO 3 – Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição de Média Tensão 13
3. Sistemas de Proteção 13
3.1. A Rede Elétrica Portuguesa 13
3.2. Falhas de energia e outras irregularidades das redes 15
3.3. Importância dos sistemas de proteção 16
3.4. Desenvolvimento Tecnológico dos Sistemas de Proteção e Controlo 16
3.5. Requisitos de qualidade das proteções a instalar 23
3.5.1. Definição de zonas de proteção e redundâncias 23
3.5.2. Seletividade ou coordenação de relés 24
3.5.3. Velocidade de atuação 25
3.5.4. Preço 26
3.5.5. Proteções simples, são seguras, sensíveis e fiáveis…. 26
3.6. Proteção principal e proteção de backup 27
3.7. Exigências estruturais das redes de Média Tensão 28
3.7.1. Tipologia estrutural radial ou em antena 29
3.7.2. Tipologia estrutural em anel de malha fechada ou aberta 29
3.8. Exigências estruturais das Subestações 30
3.8.1. Regimes de Neutro 31
3.8.1.1. Regime de Neutro Isolado 32
3.8.1.2. Regime de Neutro sólido à terra 32

3.8.1.3. Regime de Neutro com reactância limitadora 33
3.8.2. Equipamentos integrantes de um sistema de proteção 35
3.8.2.1. Transformadores de Intensidade 35
3.8.2.2. Toro de corrente para linhas MT 36
3.8.2.3. Transformadores de Tensão 37
3.8.2.4. Disjuntor de Média Tensão 38
3.8.2.5. Relés auxiliares 39
CAPÍTULO 4 – Funções de painel de saída de Média Tensão 41
4. Funções de um PLMT 41
4.1. Funções de proteção 41
4.1.1. Máximo de intensidade de fase (50) 41
4.1.2. Máximo de intensidade homopolar não direcional (50N) 42
4.1.3. Máximo de intensidade homopolar direcional (67N) 43
4.1.4. Máximo de intensidade homopolar de terras resistentes (PTR, 51N) 44
4.1.5. Deteção de Condutor Partido (50BF) 45
4.1.6. Cold load pickup 47
4.1.7. Inrush restraint 48
4.2. Funções de Automatismo 48
4.2.1. Religação rápida e/ou lenta de disjuntores (79) 48
4.2.2. Pesquisa de Terras Resistentes 50
4.2.3. Modos de funcionamento do regime do PLMT 51
4.2.3.1. Regime Normal de Exploração (RNE) 51
4.2.3.2. Regime Especial de Exploração (REE) – Trabalhos TET 51
4.3. Funções Complementares 52
4.3.1. Registo cronológico de acontecimentos 52
4.3.2. Osciloperturbografia 52
4.3.3. Monitorização do disjuntor 53
4.3.4. Comutação de parâmetros 53
CAPÍTULO 5 – Relé de proteção microprocessado - IED 55
5. Dispositivos eletrónicos inteligentes 55
5.1. Arquitetura 55
5.2. Entradas analógicas 57
5.3. Entradas e saídas digitais 58
5.4. Painel frontal de Interface Homem-Máquina 58
5.5. Comunicações 59
5.5.1. Protocolos das comunicações 60
5.6. Funções de registos 61
5.6.1. Registo cronológico de acontecimentos 61
5.6.2. Registo de osciloperturbografia 61
5.7. Supervisão autónoma - watchdog 62
5.8. Parametrização 63
5.8.1. Software Alstom - MiCOM S1 Agile V1.0 63

CAPÍTULO 6 – Equipamento de ensaios 65
6. Mala de Ensaios 65
6.1. Especificações internas e do painel frontal do OMICRON CMC 256-6 65
6.1.1. Módulos de saídas analógicas de tensão 65
6.1.2. Módulos de saídas analógicas de corrente 66
6.1.3. Módulos de saídas digitais 66
6.1.4. Módulos de entradas digitais ou analógicas 66
6.1.5. Módulos de entradas de corrente e tensão 66
6.2. Software Test Universe para utilização do OMICRON CMC 256-6 66
6.2.1. Janela de parâmetros do equipamento em teste 68
6.2.2. Janela de configuração de Hardware 68
6.2.3. Módulo de teste QuickCMC 68
6.2.4. Módulo de teste Ramping 68
6.2.5. Módulo de teste State Sequencer 69
6.2.6. Módulo de teste Overcurrent 69
CAPÍTULO 7 – Caso de estudo – parametrizar um ied 71
7. Parametrizar um IED 71
7.1. Parametrização 71
7.1.1. Recolha de dados da instalação do PLMT 71
7.1.2. Menu definições 72
7.1.3. Menus dos Grupos 75
7.1.3.1. **(Informação confidencial)** 75
7.1.3.2. **(Informação confidencial)** 77
7.1.3.3. **(Informação confidencial)** 79
7.1.4. Esquemas Lógicos Programáveis - PSL 80
7.1.4.1. Diagrama das Entradas Óticas 81
7.1.4.2. Diagrama da leitura do estado do disjuntor 82
7.1.4.3. Diagrama do registo de defeitos 82
7.1.4.4. Diagrama de ordens de comando de disparos 83
7.1.4.5. Diagrama das saídas a relé 83
7.1.4.6. Diagrama dos LED´s de sinalização 85
7.1.5. Ligação do P142 ao computador para envio da parametrização 87
7.2. Ensaio da Parametrização do IED com o OMICRON CMC 256-6 88
7.2.1. Equipamento em teste 88
7.2.2. Configuração de hardware 89
7.2.3. Módulos de teste aplicados 91
7.2.3.1. **(Informação confidencial)** 92
7.2.3.2. **(Informação confidencial)** 98
7.2.3.3. **(Informação confidencial)** 99
7.2.3.4. **(Informação confidencial)** 100
7.2.3.5. **(Informação confidencial)** 102
7.2.3.6. **(Informação confidencial)** 104

7.2.3.7. **(Informação confidencial)** 106
7.2.3.8. **(Informação confidencial)** 108
7.2.3.9. **(Informação confidencial)** 110
7.2.3.10. **(Informação confidencial)** 111
7.2.3.11. **(Informação confidencial)** 112
7.2.3.12. **(Informação confidencial)** 114
7.3. Testes complementares e adicionais às funções de proteção do IED 115
CAPÍTULO 8 – Conclusões 117
8. Conclusões 117
8.1. Perspetivas de trabalhos futuros 118
Referências Bibliográficas 119
Anexos 121
Anexo 1 – Esquema unifilar de um SE AT/MT 60/30kV da RND ..... A
Anexo 2 – Constituição das celas de MT - Quadro Normacel - EFACEC C
Anexo 3 – Codificação das proteções ..... E
Anexo 4 – Fluxograma para determinação da tipologia da SE, proteções MT ..... G
Anexo 5 – Breve descrição sobre Trabalhos Em Tensão (TET) I
Anexo 6 – Curvas de Tempo Inverso usadas em IED's de proteções ..... K
Anexo 7 – Definições Importantes para a compreensão do documento ..... O
Anexo 8 – Lista de funções/parâmetros selecionáveis no Alstom modelo P142 ..... Q
Anexo 9 – Diagramas vetoriais dos testes realizados no Test Universe ..... S

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplo de perturbação na tensão num sistema trifásico 6
Figura 2.2 – Forma de onda distorcida e respetivas harmónicas 8
Figura 2.3 – Sistema trifásico de tensões desequilibrado 8
Figura 2.4 – Cava de tensão 9
Figura 2.5 – Parâmetros das perturbações da QEE com durações 9

Figura 3.1 – Rede Elétrica Nacional 14
Figura 3.2 – Relés diretos instalados nos bornes do disjuntor de MT 17
Figura 3.3 – Relé de máxima intensidade da *Brown, Boveri & Cie* 18
Figura 3.4 – Funcionamento básico de um relé de proteção 19
Figura 3.5 – Sinalizador de alarmes dos vários painéis da SE 19
Figura 3.6 – Esquema de encravamento feito por seccionadores 21
Figura 3.7 – Exemplo de relé estático de proteção usado na RND 22
Figura 3.8 – Diagrama simples da definição das zonas de proteção 24
Figura 3.9 – Seletividade da forma independente 25
Figura 3.10 – Tempos de atuação em sistemas sem temporização 25
Figura 3.11 – P de A é a proteção de backup para P de B 28
Figura 3.12 – Tipologia estrutural de rede de MT radial e em anel 29
Figura 3.13 – Tipologia estrutural de rede de MT em fuso 30
Figura 3.14 – Tipologia estrutural de rede de MT em espiga 30
Figura 3.15 – Toro de corrente aplicado numa LMT 31
Figura 3.16 – Exemplo de SE de neutro isolado com circulação de correntes num defeito fase-terra 32
Figura 3.17 – Exemplo de SE de neutro sólido à terra com circulação de correntes num defeito fase-terra 33
Figura 3.18 – Exemplo de SE de neutro com reactância limitadora com circulação de correntes num defeito fase-terra 34
Figura 3.19 – Quadro de MT, 15 kV – Normabloco - com as várias celas 35
Figura 3.20 – Exemplos de aplicação de toros para linhas de MT 36
Figura 3.21 – Disjuntor de MT de SF6 de celas de saída 38

Figura 4.1 – Exemplo de LMT que interliga a SE com a carga - Rede 46

Figura 5.1 – Exemplo de diagrama e blocos interno de um IED 56
Figura 5.2 – Esquema de entradas de um IED num PLMT da RND 57
Figura 5.3 – Esquema de saídas de um IED num PLMT da RND 58
Figura 5.4 – Vista do painel frontal do IED num PLMT da RND 59
Figura 5.5 – Esquema de ligação traseira de um IED num PLMT da RND 60
Figura 5.6 – Osciloperturbografia de um IED em COMTRADE 62
Figura 5.7 – Menu característico de um IED Micom P142 RND 64

Figura 6.1 – Equipamento de teste OMICRON CMC 256-6 da RND 65
Figura 6.2 – Janela inicial do *software Test Universe* – OMICRON 67

Figura 7.1 – Opções das definições de um IED Alstom P142..... 72
Figura 7.2 – Detalhes das opções de um IED Alstom P142 74
Figura 7.3 – Continuação dos detalhes das opções de um IED Alstom P142 75
Figura 7.4 – **(Informação confidencial)** IED Alstom P142 76
Figura 7.5 – **(Informação confidencial)** IED Alstom P142 77
Figura 7.6 – **(Informação confidencial)** IED Alstom P142 78
Figura 7.7 – **(Informação confidencial)** IED Alstom P142 79
Figura 7.8 – Detalhes dos menus para criação de um PSL de um IED Alstom P142 80
Figura 7.9 – Simbologia usada no PSL..... 81
Figura 7.10 – Diagrama lógico das entradas óticas do P142 da LMT da RND..... 81
Figura 7.11 – Diagrama da leitura do estado do disjuntor do P142 da RND..... 82
Figura 7.12 – Diagrama do registo de defeitos do P142 da RND..... 82
Figura 7.13 – Diagrama de ordens de comando de disparos do P142 da RND 83
Figura 7.14 – Diagrama das saídas a relé do P142 da RND 84
Figura 7.15 – Continuação do diagrama das saídas a relé do P142 da RND..... 85
Figura 7.16 – Diagrama dos LED's de sinalização do P142 da RND 86
Figura 7.17 – Continuação do diagrama dos LED's de sinalização do P142 86
Figura 7.18 – Janela *Connections Parameters* do MiCOM S1 Agile..... 87
Figura 7.19 – Janela *Send to*…. do MiCOM S1 Agile 87
Figura 7.20 – Constituição da árvore de pontos da secção RIO 88
Figura 7.21 – **(Informação confidencial)** RIO 89
Figura 7.22 – Saídas e entradas da configuração de *hardware*..... 90
Figura 7.23 – Ligações do OMICRON CMC 256-6 ao IED 91
Figura 7.24 – Árvore dos módulos de teste aplicados no ensaio do P142..... 92
Figura 7.25 – **(Informação confidencial)** P142..... 93
Figura 7.26 – Janela de visualização **(Informação confidencial)** 93
Figura 7.27 – Janela de visualização **(Informação confidencial)** 94
Figura 7.28 – Janelas para os resultados do módulo **(Informação confidencial)** 95
Figura 7.29 – Árvore dos módulos de teste aplicados **(Informação confidencial)** 98
Figura 7.30 – Árvore dos módulos de teste aplicados **(Informação confidencial)** 100
Figura 7.31 – Módulos de teste aplicados **(Informação confidencial)** P142..... 101
Figura 7.32 – Árvore dos módulos de teste aplicados **(Informação confidencial)** 103
Figura 7.33 – Módulos de teste aplicados **(Informação confidencial)**..... 104
Figura 7.34 – Árvore dos módulos de teste **(Informação confidencial)** 106
Figura 7.35 – Árvore dos módulos de teste **(Informação confidencial)** 108
Figura 7.36 – Árvore do módulo de teste **(Informação confidencial)** 110
Figura 7.37 – Árvore dos módulos de teste **(Informação confidencial)** 111
Figura 7.38 – Árvore dos módulos de teste **(Informação confidencial)** 113
Figura 7.39 – Árvore dos módulos de teste **(Informação confidencial)** 114

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3.1 - Caracterização da Rede de Distribuição de MT 14
Quadro 3.2 – Exemplo de características dos TI's dos PLMT de saída na RND 36
Quadro 3.3 – Características dos toros dos PLMT de saída na RND 37
Quadro 3.4 – Características dos TT's usados em PLMT de saída na RND 38
Quadro 3.5 – Características dos disjuntores dos PLMT de saída na RND 39

Quadro 4.1 – Regulações da função de proteção de MIF dos PLMT da RND 42
Quadro 4.2 – Características da função de proteção de MIF dos PLMT da RND 42
Quadro 4.3 – Características das proteções de MIHND dos PLMT da RND 43
Quadro 4.4 – Regulações das funções de proteção de MIHD dos PLMT da RND 43
Quadro 4.5 – Características das proteções de MIHD dos PLMT da RND 44
Quadro 4.6 – Parametrizações da PTR usada nas proteções dos PLMT da RND 45
Quadro 4.7 – Características da PTR usada nas proteções dos PLMT da RND 45
Quadro 4.8 – Modos de funcionamento das religações dos PLMT da RND 49
Quadro 4.9 – Características das religações e funções de desencadeamento 50
Quadro 4.10 – Parâmetros da pesquisa de terras resistente da RND 51
Quadro 4.11 – Parâmetros mínimos exigidos nas osciloperturbografias da RND 53

Quadro 5.1 – Registo cronológico de acontecimentos em formato *excel* 61

Quadro 7.1 – Parâmetros de todas as funções de proteção definidos pela RND 71
Quadro 7.2 – **(Informação confidencial)** 72
Quadro 7.3 – **(Informação confidencial)** P142 81
Quadro 7.4 – Parâmetros mais relevantes dos pontos da secção RIO 89
Quadro 7.5 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 95
Quadro 7.6 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 96
Quadro 7.7 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 96
Quadro 7.8 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 97
Quadro 7.9 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 97
Quadro 7.10 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 98
Quadro 7.11 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 99
Quadro 7.12 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 99
Quadro 7.13 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 100
Quadro 7.14 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 101
Quadro 7.15 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 101
Quadro 7.16 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 102
Quadro 7.17 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 103
Quadro 7.18 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 103
Quadro 7.19 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 104
Quadro 7.20 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)** 105

Quadro 7.21 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 105
Quadro 7.22 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 106
Quadro 7.23 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 107
Quadro 7.24 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 107
Quadro 7.25 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 108
Quadro 7.26 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 109
Quadro 7.27 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 109
Quadro 7.28 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 110
Quadro 7.29 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 111
Quadro 7.30 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 111
Quadro 7.31 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 112
Quadro 7.32 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 112
Quadro 7.33 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 113
Quadro 7.34 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 113
Quadro 7.35 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 113
Quadro 7.36 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 114
Quadro 7.37 – Parâmetros e resultados **(Informação confidencial)**..... 115

ABREVIATURAS

ABB – *Asea Brown Boveri*
ANSI – *American National Standards Institute*
AT – Alta Tensão
BBC – *Brown, Boveri & Cie*
BC – Bateria de condensadores
BT – Baixa Tensão
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CENEL – Eletricidade do Centro
COMTRADE – *Common Format for Transient Data Exchange*
DAR – Disjuntor Auto Religador
DDB – *Digital Data Bus*
DGTi – Detetor Geral de Terras instantâneo
DGTt – Detetor Geral de Terras temporizado
DJ – Disjuntor
DTR – Detetor de Terras Resistentes
EDF – *Électrecité de France*
EDP – Eletricidade de Portugal (a partir de 2004 Energias de Portugal)
EN – Eletricidade do Norte
EPATR – *Ensemble de Protections Ampèremétriques de Terre Résistante*
EPROM – *Erasable Programmable Read-Only Memory*
IART – Interruptor Auto Religador Telecomandado
IAT – Interruptor Aéreo Telecomandado
IEC – *International Electrotechnical Commission*
IED – *Intelligent Electronic Devices* (Dispositivos Eletrónicos Inteligentes)
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IHM – Interface do Homem Máquina
IRIG-B – *Inter-Range Instrumentation Group B*
LAN – *Local Area Network*
LAT – Linha de Alta Tensão ($45kV < U \leq 110kV$)
LCD – *Liquid Crystal Display*
LED – *Light Emitting Diode*
LMT – Linha de Média Tensão ($1kV < U \leq 45kV$)
LTE – Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo
MAT – Muito Alta Tensão
MIF – Máximo de Intensidade de Fase
MIH – Máximo Intensidade Homopolar
MIHD – Máximo Intensidade Homopolar Direcional
MIHND – Máximo Intensidade Homopolar Não Direcional
MT – Média Tensão

OCR – Órgão de Corte de Rede
PCS – Posto de Corte de Seccionamento
PLMT – Painel de Linha de Média Tensão
PSL – *Programmable Scheme Logic*
PT – Posto de Transformação
PTR – Proteção de Terras Resistentes
PTS – Posto de Transformação e Seccionamento
QEE – Qualidade da Energia Elétrica
REE – Regime Especial de Exploração (contêm duas subfunções A e B)
REN – Redes Energéticas Nacionais
RIO – *Relay Interface Omicron*
RMS – *Root Mean Square*
RN – Reactância de Neutro
RND – Rede Nacional de Distribuição (U = 6, 10, 15, 30 e 60kV)
RNE – Regime Normal de Exploração
RNT – Rede Nacional de Transporte (U = 400, 220 e 150kV)
RSTP – *Rapid Spanning Tree Protocol (*Protocolo de comunicação)
SCADA – Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SE – Subestação Elétrica
SEE – Sistema de Energia Elétrica
SEN – Sistema Elétrico Nacional
SF6 – Gás de hexafluoreto de enxofre
SLE – Eletricidade do Sul
SPCC – Sistemas de Proteção, Comando e Controlo
SRAM – *Static Random Access Memory*
TET – Trabalhos em tensão
TI – Transformador de intensidade
TORO – Transformador de intensidade do tipo toroidal
TP – Transformador de potência
TSA – Transformador dos Serviços Auxiliares
TT – Transformador de tensão
VEV – Variador Eletrónico de Velocidade

SIMBOLOGIA

A – Ampere
I – Intensidade
I> – 1º escalão de proteção de Máxima Intensidade de Fase
I>> – 2º escalão de proteção de Máxima Intensidade de Fase
I>>> – 3º escalão de proteção de Máxima Intensidade de Fase
Io> – 1º escalão de proteção de Máxima Intensidade Homopolar
Io>> – 2º escalão de proteção de Máxima Intensidade Homopolar
Io>>> – 3º escalão de proteção de Máxima Intensidade Homopolar
kV – quilovolt
kVar – quilovolt ampere reativo
kWh – quilowatt hora
kHz – quilohertz
kΩ – quilo-ohm
Mbps – Megabits por segundo
Gbps – Gigabits por segundo
Hz – Hertz
m – metro
mA – miliampere
ms – milisegundo
mV – milivolt
s – segundo
U – Tensão
V – Volt
VA – Volt Ampere
Ω – ohm

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1. Considerações Gerais

O sector energético desde os primórdios que tem um papel fundamental no bem-estar e desenvolvimento do quotidiano da sociedade. A energia elétrica fazendo parte integrante desse sector, tem de respeitar padrões de qualidade e cumprir a normalização em vigor, até porque o seu fornecimento é considerado um serviço publico com responsabilidades assumidas pelo governo. Atualmente no mercado liberalizado de energia elétrica, várias empresas públicas ou privadas podem estar inseridas no sector, sendo que cada atividade relacionada, é executada por agentes independentes, caso da produção, transporte, distribuição e comercialização. Há que salientar que o produto que é transacionado por essas empresas, tem entre muitas uma particularidade, a energia elétrica não pode ser armazenada.

Com base nos historiais armazenados e para cumprimento do diagrama de cargas, as empresas têm que garantir sempre o equilíbrio entre a produção e o consumo, tendo que existir a cada momento alguma energia em excesso para haver garantia de qualidade. Para além da energia excedentária de segurança em circulação na rede, é necessário existir sistemas de proteção, comando e controlo (SPCC) instalados na rede, para que na ocorrência de um defeito que ponha em causa a qualidade da energia, possa ser realizado o isolamento do troço da rede, de forma rápida e seletiva para diminuir a propagação dos danos provocados e os prejuízos nos equipamentos.

A distribuição de energia elétrica é constituída pela Rede Nacional de Distribuição (RND), referente ao nível da alta e média tensão (AT e MT, respetivamente), assim como ao nível das redes de distribuição de baixa tensão (BT). A RND é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português conforme os termos estabelecidos no Decreto-lei 172/2006. Atualmente, a concessão exclusiva para a atividade de distribuição de eletricidade em AT e MT pertence à Energias de Portugal (EDP) Distribuição, uma subsidiária do grupo EDP conforme o artigo n.º70 do Decreto-Lei 29/2006 (Torres, 2012).

A EDP-Distribuição tem desde o início da sua atividade a preocupação de criar redes para a veiculação de energia elétrica com condições técnicas onde incluam sistemas de proteção, para garantir a segurança de pessoas e bens. Com o desenvolvimento dos sistemas de informação, cada vez mais os parâmetros de qualidade que a empresa tem de cumprir assim como o desempenho da sua atividade é facilmente acessível por todos os seus intervenientes, o que faz com que essa empresa tenha sempre os sistemas de proteção em constante melhoria e adaptação de novas tecnologias.

Atualmente todas as Subestações Elétricas de distribuição têm instalados em todos os seus painéis AT e MT relés de proteção, na sua maioria microprocessados. Essas instalações relativamente às tecnologias anteriores que foi sendo removida, trouxe imensos benefícios, desde a interligação mais simplificada com os restantes painéis na Subestação Elétrica (SE) e

com o posto de telecomando, passando a ter disponível informação mais detalhada e rápida, como é o caso do registo de eventos e alarmes em tempo real e a osciloperturbografia (ver ponto 4.3.2), até aos protocolos de comunicação usados na ligação à rede.

Na elaboração deste trabalho de projeto foram usadas informações disponibilizadas pela empresa distribuidora de rede. Logo por motivos de exposição, foi mantida a confidencialidade relativamente aos dados internos dos casos de estudo e de todas as informações que a possam expor.

1.1. Importância da Presente Investigação

A empresa distribuidora tem a plena consciência que as avarias dos equipamentos da RND, colocam em risco o meio ambiente, a segurança das pessoas e bens e condicionam a continuidade e qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, o que implica custos para a empresa, para além das sanções económicas. Devido a esses fatores a empresa possui programas sistemáticos de melhoramento e desenvolvimento dos sistemas de proteção das linhas de distribuição, com vista a melhorar a fiabilidade da rede e a diminuir os custos com manutenção, tentando aplicar sempre a tecnologia de proteção mais adequada e recente.

O principal objetivo deste trabalho de projeto é realizar um estudo aprofundado de todas as funcionalidades de um relé de proteção microprocessado o qual muitas das vezes é designado de *Intelligent Electronic Devices* (IED), quando esse se encontra instalado num Painel de Linha de Média Tensão (PLMT) de saída, numa SE de distribuição fazendo parte integrante do SPCC, apresentando detalhadamente a forma como deve ser configurado, toda a informação relacionada com a forma como o mesmo atua nos isolamentos dos vários tipos de defeitos, a legislação e normas de qualidade da rede elétrica e um pequeno historial de como era protegida a RND nos primórdios e como se faz hoje. De forma a verificar a aplicabilidade e correta configuração, é apresentado um caso real no qual são analisados dados fornecidos por relés já instalados assim como todos os registos dos testes realizados às várias funções que possam ser desencadeadas num acontecimento de um defeito.

1.2. Organização do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em oito capítulos, cujo os objetivos e a forma como estão desenvolvidos estão resumidos a seguir:

No Capítulo 1 é abordada a introdução ao estado da arte, os objetivos que se pretendem cumprir e a organização de como irá ser elaborado o trabalho.

No Capítulo 2 são descritos os aspetos mais relevantes relacionados com o tema deste trabalho de projeto, que estão inseridos na qualidade de serviço da energia elétrica como é o caso da normalização, do regulamento da qualidade de serviço e todos os fatores de origem, caracterização e afetação, que estão relacionados com as perturbações que podem ocorrer numa linha de MT de saída de uma SE.

No Capítulo 3 são apresentadas algumas noções importantes da constituição das redes de MT, da forma como é veiculada a energia e todos os detalhes, que os sistemas de proteção associados instalados nas SE's deverão ter, para que o funcionamento seja da máxima qualidade possível, a qual é cada vez mais exigida por todos os intervenientes do sistema. Está exposta uma breve abordagem do desenvolvimento tecnológico dos sistemas de proteção com maior ênfase sobre os PLMT, desde os relés eletromecânicos até aos atuais relés microprocessados.

No Capítulo 4 são caracterizadas as funções que um PLMT de saída das SE's da RND tem, na situação onde não existe a injeção de energia por auto-produção ao longo da LMT sendo predominantemente aérea ou mista. Seguiu-se a topologia da RND tanto de LMT como de SE mais usada, devido à funcionalidade dos processos de automatização dos PLMT.

No Capítulo 5 é descrito o funcionamento interno com alguns detalhes das partes constituintes de um relé de proteção microprocessado, normalmente designado na literatura por IED. O modelo selecionado foi o mais utilizado na RND nos PLMT o Alstom MICOM modelo P142. Também são expostos alguns detalhes importantes do *software* de programação o MiCOM S1 Agile V1.0.

No Capítulo 6 é detalhado um dos equipamentos usados pela RND para identificar defeitos e avaliar o funcionamento dos IED's através de simulações das condições reais que possam ocorrer num PLMT. Apresentam-se todos os componentes integrantes físicos assim como os módulos de teste mais usados no *software* de acesso e simulação, pois apresenta a capacidade de extrair do IED todo o seu estado, devido a suportar velocidades de processamento equivalentes.

No Capítulo 7 é apresentado um caso prático, onde é mostrada a metodologia que a RND usa para parametrizar um IED de um PLMT do tipo Alstom P142. São detalhadas todas as configurações a realizar no *software* de programação descrito no capítulo 5, assim como todos os ensaios a realizar em ações de manutenção ou de comissionamentos do IED, usando o equipamento que está descrito no capítulo 6.

No Capítulo 8 são expostas todas as conclusões que foram obtidas com a realização do estudo proposto, assim como um resumo muito breve dos temas com maior relevância a reter no final da leitura deste trabalho de projeto e as tentativas de melhorias que foram realizadas ao longo do mesmo.

CAPÍTULO 2 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

2. Qualidade de serviço

Este capítulo tem como principal objetivo recordar todos os aspetos que fazem parte integrante da qualidade de serviço da energia elétrica. São apresentadas algumas noções e definições, assim como a normalização que se encontra em vigor que regulamenta os defeitos que possam ocorrer na rede de energia elétrica de distribuição, com maior ênfase na MT.

2.1. Introdução

O conceito de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), fundamentalmente, incorpora dois **aspetos técnicos**: a continuidade da tensão e a qualidade da mesma e um **aspeto comercial**: a qualidade dos serviços prestados ao consumidor. Todos os aspetos devem-se encontrar em patamares que possibilitem satisfazer as necessidades dos consumidores (ERSE, 2013).

Aspetos técnicos da QEE

- Continuidade de tensão – Para quantificar este aspeto é contabilizado a frequência e a duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica.
- Qualidade da tensão – Neste aspeto são consideradas as principais características que caracterizam a onda de tensão, como a forma, a frequência, a amplitude e a simetria do sistema trifásico de tensões.

Aspeto comercial da QEE

- Qualidade dos serviços prestados ao consumidor – Este aspeto quantifica a qualidade dos serviços comerciais que o operador ou comercializador de rede tem com os consumidores de forma a satisfazê-los. É quantificada a rapidez de resposta na resolução de problemas quando solicitados pelo consumidor, a qualidade de receção no atendimento e informações.

A qualidade da eletricidade significa principalmente ter disponibilidade e frequência estável e é assumida como um dado adquirido ou negociada em contratos de fornecimento específicos (Delgado M. , 2010).

A QEE é cada vez mais alvo de atenção, tanto do ponto de vista do regulador como igualmente, senão mesmo mais exigente, do ponto de vista do cliente final, quer este seja uma grande empresa, pequena ou mesmo simplesmente um comum cliente BT. Devido sobretudo à panóplia de equipamentos eletrónicos que proliferam no mercado (a que qualquer cidadão hoje em dia tem acesso), a qualidade de serviço tornou-se numa exigência cada vez mais intensa para ambos os lados (cliente e regulador), no sentido da procura de uma qualidade de onda sinusoidal próxima do perfeito, devido aos aparelhos serem extremamente sensíveis e também causadores das perturbações de tensão.

Deste modo, os operadores das redes de distribuição estão cada vez mais preocupados em manter a onda de tensão dentro dos padrões de qualidade oficialmente definidos, assim como os clientes desejam cada vez mais que os seus equipamentos não estejam sujeitos a perturbações de tensão. Pretendem que lhes seja sempre fornecido um sistema trifásico de tensões sinusoidais, com uma frequência de 50Hz, de amplitude constante e desfasamento de 120º entre fases.

Face ao exposto as entidades que regulam o mercado têm exigido aos operadores de rede mais rigor na qualidade de energia. Equipamentos de monitorização e análise são instalados em SE e postos de transformação, nos respetivos barramentos das instalações pelos operadores de rede sob o controlo do regulador com a finalidade de observar e confirmar se os parâmetros mínimos são atingidos na rede. Situações anómalas verificadas deverão ser analisadas e corrigidas procurando sempre atuar sobre os responsáveis pela perturbação.

A responsabilidade em muitos casos não é propriamente do operador da rede ou da instalação produtora, mas do consumidor final que introduz na própria rede perturbações na qualidade da onda de tensão devido aos equipamentos que tem instalado (Figura 2.1).

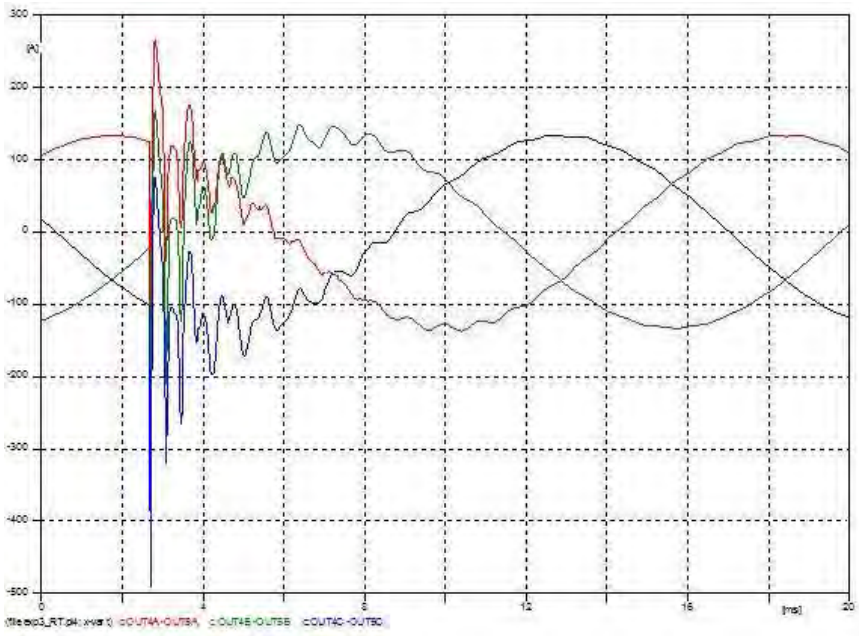


Figura 2.1 – Exemplo de perturbação na tensão num sistema trifásico (Helder Valdez)

Este tipo de monitorização, visa determinar a caracterização global da qualidade e continuidade da energia elétrica fornecida, pela observação e registo dos parâmetros, tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, indicados a seguir:

- Interrupção (Longa, Breve, prevista e acidental);
- Tremulação/Flicker da Tensão;
- Distorção Harmónica da Tensão;
- Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões;

- Valor Eficaz da Tensão (sobretensão na amplitude transitória);
- Cavas da Tensão.

É um facto que a exigência da qualidade vem de todos os quadrantes, o regulador exige ao operador de rede, o próprio operador exige ao produtor/cliente qualidade do sinal que introduz/consome na rede e o cliente exige também qualidade e sobretudo Continuidade de Serviço, ou seja sem interrupções. Resumindo é um ciclo fechado que todos têm de contribuir de igual modo para terem os mesmos objetivos – Qualidade de Serviço.

2.2. Principais parâmetros técnicos considerados na Qualidade de Serviço

Interrupção – É caracterizada por todas as situações onde o valor da tensão de alimentação no ponto de entrega ao consumidor, é inferior a 1% da tensão nominal, provocando cortes de energia aos consumidores. Dependendo da duração e do objetivo assim é designada a interrupção, sendo elas (EDP, 2005):

Interrupção Longa – É provocada por um defeito permanente, tem duração superior a 3 minutos.

Interrupção Breve – É provocada por um defeito transitório, tem duração não superior a 3 minutos.

Interrupção prevista – Não é provocada mas programada, para realização de trabalhos na rede. Os clientes são pré-avisados, para saberem a duração.

Interrupção acidental – É provocada por defeitos permanentes ou transitórios, normalmente relacionada com acontecimentos externos, interferências e avarias, casos inesperados como falhas humanas na rede, acidentes, avarias nos equipamentos, etc..

Tremulação/Flicker da Tensão – É originada sobretudo pela flutuação da tensão de alimentação dos sistemas de iluminação, causada por cargas que necessitam de correntes elevadas e bastante variáveis, como grandes motores, fornos a arco, equipamentos de raio-X e equipamentos de soldar. É definida como a sensação de instabilidade visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo. Pode causar instabilidade fisiológica a indivíduos com doença epilética. O olho humano consegue visualizar variações de luminosidade a frequência inferior a 35 Hz. É mais visível nas lâmpadas de incandescência (EDP, 2005).

Distorção Harmónica da Tensão – É caracterizada pelo aparecimento de ondas de tensão sinusoidais com frequência múltipla inteira da frequência fundamental de 50 Hz da tensão de alimentação (Figura 2.2). É originada nos equipamentos cujas características tensão/corrente não são lineares por terem impedância variável, tais como transformadores, equipamentos eletrónicos com fontes de alimentação comutadas, Variadores Eletrónicos de Velocidade (VEV), etc.. Causa aumento do valor eficaz da corrente, ou uma deformação das ondas de tensão e de corrente, degradando o isolamento, diminuindo o rendimento e a eficácia dos sistemas de proteção, e nos motores de indução provoca binários pulsantes responsáveis pela vibração das máquinas, gera perdas suplementares pelas correntes de Foucault, perturbando os

equipamentos como é o caso das baterias de condensadores, transformadores de potência, equipamentos eletrónicos sensíveis, etc. (EDP, 2005).

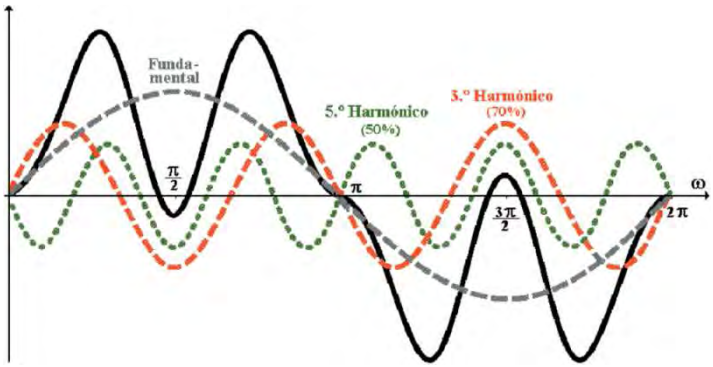


Figura 2.2 – Forma de onda distorcida e respetivas harmónicas (EDP, 2005)

Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões – É caracterizado em todas as situações onde as tensões de um sistema trifásico apresentam amplitudes diferentes ou desfasamento assimétrico, diferente de 120º entre cada uma das tensões do sistema (Figura 2.3). O desequilíbrio é originado pela distribuição assimétrica das cargas monofásicas, ou bifásicas pelas fases do sistema e também pela falta da transposição dos condutores das linhas aéreas ao longo do seu percurso. Provoca correntes desequilibradas e quedas de tensão diferentes nas três fases do sistema de tensões. Afetam essencialmente o desempenho dos equipamentos trifásicos, como transformadores e motores de indução sendo que nestes últimos surge uma componente de sequência inversa (EDP, 2005).

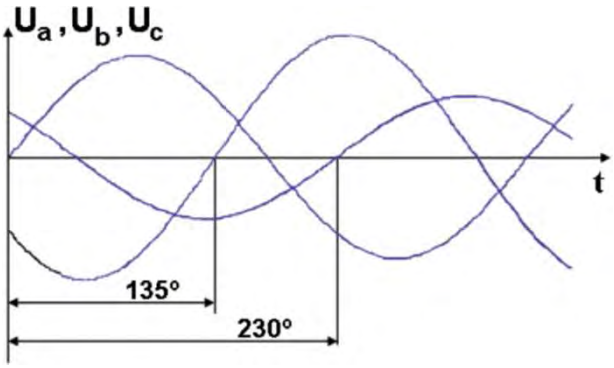


Figura 2.3 – Sistema trifásico de tensões desequilibrado (EDP, 2005)

Valor Eficaz da Tensão (sobretensão transitória na amplitude) – A amplitude da tensão é um parâmetro que deve ser mantido constante, mas por diversas razões como é o caso das cavas de tensão, sobretensões, flicker da tensão, o desequilíbrio das tensões e a distorção harmónica da tensão, é dos parâmetros que mais oscilações têm na rede elétrica. Qualquer perturbação que exista na rede por motivos atmosféricos, falha humana ou mesmo por uma simples manobra de um equipamento de corte automático como um disjuntor, origina sempre uma variação na amplitude da tensão, sendo este um dos parâmetros da QEE sobre o qual o

Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS, 2005) se esforça para se manter o mais constante possível (EDP, 2005).

Cavas da Tensão – São originadas por defeitos de isolamento nos sistemas de transporte e distribuição, ou nas instalações do cliente. Além disso podem ser derivadas de descargas atmosféricas, arranque de grandes máquinas como motores, operações de manobra de equipamentos da rede e pela circulação de correntes de defeito com grande amplitude. São caracterizadas pela diminuição brusca do valor eficaz da tensão de alimentação para um valor compreendido entre 90% e 1% da tensão nominal, seguida do seu restabelecimento depois de um curto intervalo de tempo (Figura 2.4). Segundo a norma NP EN50160:2001 têm duração entre 10 milissegundos (ms) e 1 minuto. Afeta sobretudo os motores de indução, equipamentos e eletrónicos, VEV e contatores de comando de motores (EDP, 2005).

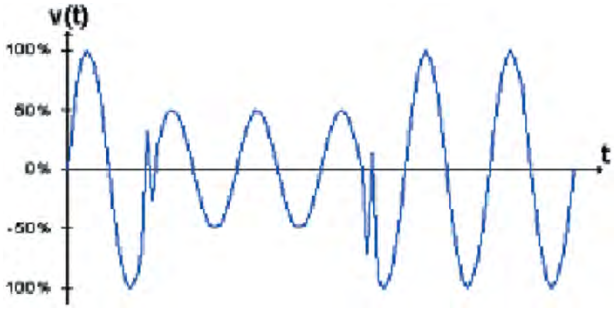


Figura 2.4 – Cava de tensão (EDP, 2005)

De seguida faz-se uma análise de todos os parâmetros considerados na QEE quer em termos de tensão e duração de ocorrência (Figura 2.5). Apesar de alguns terem ocorrência muito próxima e origens muito semelhantes, podemos ver que todos os parâmetros se encontram situados dentro de uma gama em cada variável considerada.

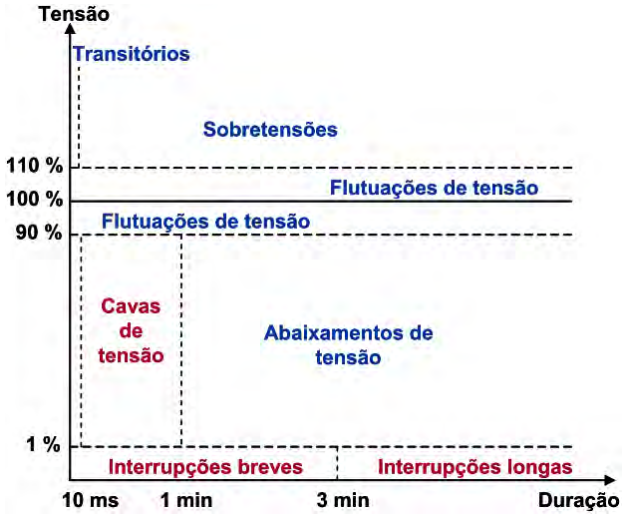


Figura 2.5 – Parâmetros das perturbações da QEE com durações (EDP, 2007a)

2.3. Normalização

A energia elétrica por ser um produto com características muito peculiares, foi elaborada normalização específica que tem de ser cumprida pelos operadores de distribuição em relação aos clientes e vice-versa. Nela estão descritas todas as obrigações que ambas as partes têm de cumprir, assim como os níveis de QEE a garantir, que se referem à imunidade e emissão máximas de perturbação dos equipamentos que se encontram na rede, entre outros aspetos. Desse modo a normalização foca três definições de aspetos fundamentais, sendo eles:

Definição de terminologia – É um conjunto de conceitos relativos à QEE. A normalização de conceitos e técnicas de medida dos diversos parâmetros da QEE simplifica a troca de informação entre os diversos intervenientes, como os fabricantes de equipamento, a empresa operadora da rede elétrica de distribuição e os clientes.

Definição das características nominais – Qualquer norma deve definir sobre o produto disponibilizado, as suas características normais e as respetivas tolerâncias. Assim em Portugal a tensão na rede de distribuição em BT, deve ser sinusoidal, com a frequência de 50 Hz e valor eficaz de 230 V entre fase e neutro.

Definição de limites para as perturbações – É o conjunto de todos os restantes aspetos que fazem parte do objetivo final de uma norma de QEE, a qual deve ser cumprida criteriosamente por todos os intervenientes na rede.

As entidades envolvidas na elaboração de normas relativas à QEE, de maior relevância a nível mundial são o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e o *International Electrotechnical Commission* (IEC) (EDP, 2005).

2.4. Regulamento da qualidade de serviço

A ferramenta de auxílio à normalização da QEE em Portugal onde está definido um conjunto de regras é o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS, 2005). Este estabelece padrões mínimos de qualidade de natureza técnica e comercial, para o serviço trocado entre os operadores da rede elétrica e os clientes, o qual deve ser obedecido por ambos para que não sofram as penalidades que também estão contempladas no caso de incumprimento.

A primeira publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço que é aplicado em Portugal Continental no sector elétrico, foi em 23 de Junho de 2000, pelo Despacho n.º 12917 – A/2000 (2ª série), estando prevista a sua revisão de dois em dois anos. Até agora foram efetuadas duas revisões, sendo a primeira em 5 de Fevereiro de 2003, através do Despacho nº 2410 - A/2003 (2ª série), e a segunda durante o ano de 2005, sob a responsabilidade da Direção Geral de Geologia e Energia, da qual resultou a publicação do Despacho n.º 5255/2006 de 8 de Março, que é o que se encontra em vigor (ERSE, 2013).

Conforme o Regulamento da Qualidade de Serviço, os padrões de qualidade a observar pelos operadores da rede de distribuição, podem variar consoante 3 zonas, dependendo das zonas geográficas, sendo elas:

Zona A – Capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes;
Zona B – Localidades com um número de clientes compreendido entre 25000 e 2500;
Zona C – Restantes locais.

Em cada zona das referidas, os operadores da rede de distribuição devem considerar também o nível de tensão para caracterizar a continuidade de serviço das redes MT e BT que operam.

Os padrões de qualidade podem ser de duas naturezas:

> **Natureza Geral -** quando é referente à rede explorada pelo operador da rede de transporte, à rede ou zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes;
> **Natureza Individual -** quando é referente a cada uma das instalações elétricas dos clientes (RQS, 2005).

2.5. Norma NP EN 50160:2001

As características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica em BT ou MT no ponto de entrega ao cliente, devem estar segundo a norma NP EN50160:2001, quando a rede se encontra em condições normais de exploração. Foi estabelecida em 1995 com a finalidade de definir as perturbações e os seus limites. Como condições normais considera-se a exploração em situações que não englobem decisões oficiais, casos de força maior, trabalhos de manutenção ou construção das redes, situações de avaria e más condições atmosféricas (IPQ, 2001).

CAPÍTULO 3 – SISTEMAS DE PROTEÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

3. Sistemas de Proteção

Este capítulo tem como principal objetivo, fazer uma apresentação dos sistemas de proteção das SE´s do operador da rede de distribuição. Numa primeira fase são dadas algumas noções introdutórias de como é constituída a rede de MT, onde essa está inserida no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e como a energia é veiculada nas redes. De seguida é realizada uma abordagem do desenvolvimento tecnológico que os sistemas de proteção tiveram na rede de distribuição até às primeiras instalações dos IED em painéis de linha. Posteriormente são apresentados conceitos e algumas definições dos requisitos necessários que as proteções a instalar numa SE deverão ter para que sejam de qualidade. Como são sistemas que envolvem a rede adjacente de MT, são também demonstradas as diferenças entre uma proteção principal e uma de *backup* e além disso, as exigências estruturais quer dessa rede quer das SE's onde é feita a interligação, para que um sistema de proteções seja realizado nas condições mais adequadas para a rede que lhe está associada.

3.1. A Rede Elétrica Portuguesa

A rede elétrica portuguesa é composta por duas entidades, a Redes Energéticas Nacionais (REN) que opera a Rede Nacional de Transporte (RNT) funcionando em muito alta tensão (MAT), e a EDP Distribuição que opera a RND que funciona em AT, MT e BT. A REN assegura o equilíbrio entre a procura dos centros consumidores e a oferta dos produtores. A EDP Distribuição assegura a distribuição adequada da energia elétrica das SE's que estão interligadas à RNT e dos centros electroprodutores (AT e MT) para as instalações consumidoras nos vários níveis de tensão (Belchior, 2011).

Existem vários níveis de tensão na RND de MT devido não só às zonas geográficas, mas também às quatro entidades (a EN - Eletricidade do Norte, a CENEL - Eletricidade do Centro, a LTE - Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo e a SLE - Eletricidade do Sul) antecessoras à EDP Distribuição, que instalaram equipamento com diferentes níveis de isolamento de tensão e regimes de neutro, devido às dimensões dos postos de transformação de 30 kV que eram tão elevadas que dificultavam a sua inserção no tecido urbano, mas também devido a políticas estratégicas para definição e proteção de cada área de rede operada, as quais tinham em consideração obter sempre uma melhoria da eficiência energética e económica, quer pela redução da energia de perdas, quer pela melhoria da qualidade técnica.

A RND é constituída maioritariamente por linhas aéreas (Quadro 3.1) a cabo nu, existindo também linhas subterrâneas com cabos isolados – secos. São elas que interligam as SE's com transformadores de potência (TP) abaixadores, aos postos de corte e secionamento (PCS) com seccionadores e disjuntores, ou aos postos de transformação (PT) com transformadores de distribuição e ao restante equipamento instalado dispersamente, para a adequada exploração da rede, como os órgãos de corte de rede (OCR) os Interruptores Auto Religadores

Telecomandados, (IART), os Interruptores Aéreos Telecomandados (IAT), os Disjuntores Auto Religadores (DAR), etc. (Aparelhos de corte Automático e Telecomandado, Rede aérea de Média Tensão).

Quadro 3.1 - Caracterização da Rede de Distribuição de MT (EDP, 2010)

Nível de Tensão		Linhas Aéreas km		Linhas Subterrâneas km		Postos de Transformação Qde.		Potência Instalada kVA	
		1980	2008	1980	2008	1980	2008	1980	
MT	3 kV	1,1		--	--	6	--	765	--
	4 kV	4,8		--	--	3	--	150	--
	5 kV	308,2		11,2	--	191	--	23.830	--
	6 kV	843,3	15	139,1	59	458	108	768	63.200
	10 kV	1.014,8	1.662	1.990,3	3.915	2.194	6.635	769	3.668
	15 kV	13.748,0	30.450	469,2	7.066	4.181	39.069	770	11.540
	30 kV	8.865,0	23.040	263,1	1.259	2.184	15.658	771	2.890
Total		**24785 km**	**55167 km**	**2873 km**	**12299 km**	**9.217**	**61.470**	**27.823 kVA**	**81.298 kVA**

Ao longo dos anos tem-se melhorado a uniformização da rede, para além de se ter diminuído os níveis de tensão das redes de distribuição, acabando com os 3, 4, 5 e 40 kV (em MT), beneficiou-se em reparação de avarias, manutenções e remodelações, mas ainda há zonas que apresentam vestígios da instalação inicial como é caso de Castelo Branco com uma tensão de 6 kV e a zona sul e oeste com 30 kV entre outras. Essa uniformização é realizada devido às alterações das tendências de consumo, porque quando surgiu a rede elétrica, os grandes centros electroprodutores eram na sua maioria afastados dos locais de consumo, contrariamente a hoje que existe uma produção mais descentralizada (em regime especial) e em todos os níveis de tensão (60 kV, 30 kV, 15 kV, 0,4 kV) (Figura 3.1).

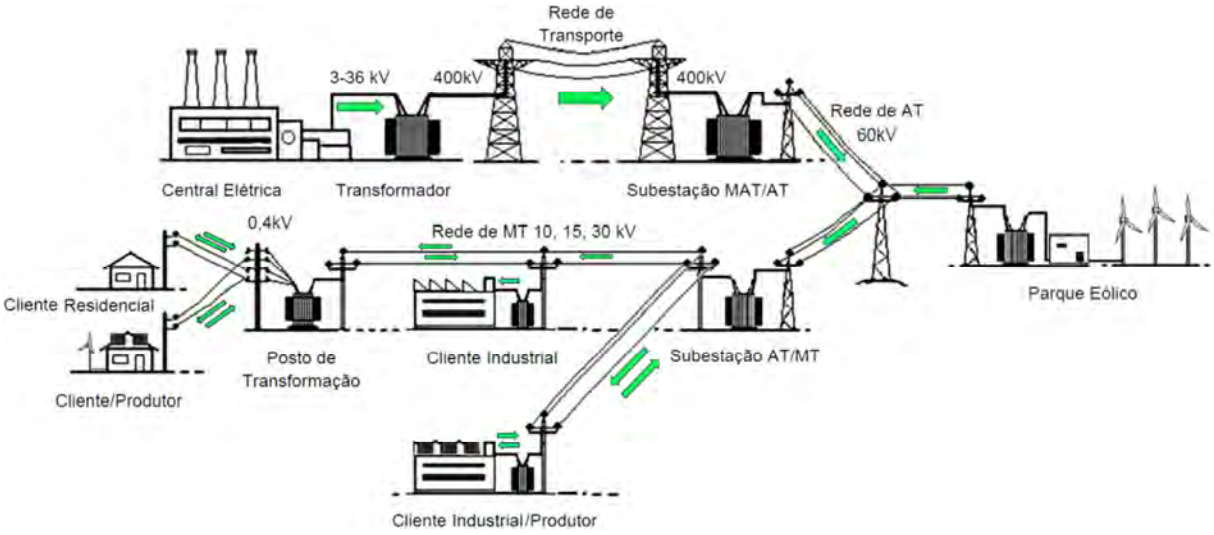


Figura 3.1 – Rede Elétrica Nacional (elaborada pelo autor)

No caso da rede de MT, apesar da RND desde início ter instalado sistemas de proteção nas SE's e nos PCS's, com todas as modificações do Sistema de Energia Elétrica (SEE) os parâmetros de qualidade de energia ficaram mais exigentes, para além disso a rede passou a ser mais malhada para evitar muitas das interrupções sofridas anteriormente, o que originou

trânsitos de potência bidirecionais que em muitas das situações eram apenas unidirecionais e tiveram de ser criadas condições para os novos produtores serem inseridos na rede convenientemente (Jenkins, Allan, Crossley, Kirschen, & Strbac, 2008). Devido a essas alterações, a rede pode tomar duas configurações possíveis em anel ou radial, as quais são descritas no ponto 3.7.

As proteções também foram alteradas para acompanhar as modificações do SEE ao longo dos anos. Presentemente usam-se os IED's por serem extramente flexíveis e de fácil adequabilidade aos níveis de qualidade exigidos. Para além disso os sistemas de proteção estão em constante desenvolvimento devido a terem que ser muitas vezes repensados e recalculados de forma a existir coordenação e regulação entre as proteções das várias zonas de atuação. Como é compreensível, a complexidade dos sistemas de proteção, não está relacionada com a dimensão da rede.

3.2. Falhas de energia e outras irregularidades das redes

O conceito de falha de energia é definido como uma redução de isolamento que seja percetível com um arco de disrupção visível, entre os condutores de fases ou entre fase e a terra de uma rede elétrica ou equipamento. Ocorre sempre em situações anormais, que podem ser de origem primária ou secundária.

As falhas de origem primária, são todas as que originam, a que os isoladores fiquem com o comprimento da linha de fuga diminuído ou o seu isolamento reduzido, quer seja por poluição devido a acumulação de sal em zonas costeiras, dejetos de aves, resíduos industriais como pó de cimento, serradura ou outros, quer seja por fatores alheios à exploração normal das linhas aéreas, como aves, aviões de pequeno porte, ventos, quebra de isoladores, rutura de condutores, sobrecarga ou sobretensão dos circuitos, falhas mecânicas nos equipamentos ou humidade nos transformadores. Como são os defeitos da rede mais frequentes, são caracterizados por vários tipos (Delgado M. , 2010):

Série: envolvem a abertura do circuito de uma fase, não originam curto-circuitos, mas correntes inversas por desequilíbrios de carga na rede. Devem ser detetados, mas podem não ser extintos de imediato.

- Rutura de condutores de linhas sem contacto à terra;
- Polos de seccionadores ou disjuntores mal fechados;
- Curto-circuito entre espiras de enrolamentos de motores, transformadores e geradores.

Shunt: envolvem curto-circuitos e correntes de curto-circuito entre fases ou correntes de defeito entre fase e a terra, devendo ser eliminados o mais rapidamente possível.

- Trifásico com ou sem contacto à terra;
- Bifásico com ou sem contacto à terra;
- Falhas simultâneas em diferentes pontos do rede, atingindo fases diferentes;
- Fase com contacto à terra.

As falhas secundárias são todas as causas que estão diretamente relacionadas com os erros do operador da rede de distribuição originando interrupções no serviço, como é o caso de erros humanos em ensaios e manutenções, manobras erradas, ligações mal dimensionadas, parametrizações erradas ou deficiências nos sistemas de proteção.

3.3. Importância dos sistemas de proteção

Os sistemas de proteção foram concebidos no SEE com o intuito de garantir o correto funcionamento desse, a garantir a segurança de pessoas e bens de forma a não existir perdas de qualidade e estabilidade ou mesmo colocar em risco a vida de qualquer cidadão e facilitar o restabelecimento da rede.

A finalidade principal é proteger, coordenar e atuar perante as perturbações que ocorram na rede, limitando o seu impacto no SEE, garantindo assim o funcionamento normal mesmo em situações de perturbação, e impedir o alastramento dos danos com rapidez suficiente e segura, desligando os órgãos da rede que permitam o isolamento dos equipamentos defeituosos. Atualmente devido ao desenvolvimento tecnológico na área da energia, as proteções das linhas de média tensão (LMT) em SE´s e PCS´s dispõem de elevados padrões de qualidade na deteção e ação na resposta a defeito na rede. Dispositivos de proteções microprocessados com tempos de deteção e resposta, ambos em décimas de segundo traduzem-se num acréscimo da qualidade de uma rede elétrica qualquer, permitindo que defeitos elétricos sejam isolados obtendo assim a continuidade da estabilidade do sistema.

Os níveis de exigência sobre as empresas que compõem um sistema de energia elétrica, quer esteja associada à produção, transporte ou distribuição, cresceu de uma forma nunca antes vista, devido aos equipamentos elétricos existentes atualmente quer na indústria, quer em qualquer residência familiar serem muito sensíveis às alterações da forma de onda do sinal elétrico, levou a um controlo muito mais rigoroso das entidades reguladoras no controlo e deteção do cumprimento de todos os requisitos para uma maior qualidade. Equipamentos de qualidade de energia são instalados em SE´s, PCS’s e PT’s com a finalidade de analisar a qualidade do sinal elétrico distribuído ao consumidor final.

É sobretudo neste campo que entram as proteções de rede, ou seja, uma perturbação na rede deverá no menor tempo possível ser detetada sendo sempre necessário algum tempo para confirmar que se trata de um defeito e tomada uma ação sobre a mesma, como a abertura de disjuntores.

As SE’s são dotadas de sistemas de supervisão, controlo e gestão de elevada capacidade, em que todos os equipamentos são manipulados autonomamente por sistemas inteligentes que atuam perante os diversos tipos de defeitos.

3.4. Desenvolvimento Tecnológico dos Sistemas de Proteção e Controlo

Os primeiros sistemas de proteção e controlo foram realizados com a instalação em série de fusíveis nos circuitos principais das redes elétricas. Os fusíveis eram devidamente calibrados de forma a deixar circular a corrente normal da carga associada ao circuito onde se

encontrassem. Se a corrente do calibre nominal fosse excedida, o fusível quando fundisse pelo efeito de joule fazia a interrupção do circuito de forma rápida e eficaz. Normalmente eram usados três tipos de fusíveis, de corrente zero, limitador de corrente e especiais (ver as características em documentos dos fabricantes). Hoje em dia ainda são usados em coordenação com alguma aparelhagem, mas só em situações muito específicas, como condensadores, transformadores de distribuição (serviços auxiliares de SE's ou PT's), transformadores de tensão, etc. Foram abandonados de grosso modo nas redes de MT e AT, porque só funcionam uma vez (destroem-se), tinham que ser substituídos demoradamente para poder recolocar em serviço o circuito onde estivessem inseridos e, como a maioria das aplicações são em circuitos trifásicos, no caso de um defeito monofásico fazia com que os equipamentos ficassem alimentados em duas fases causando sobreaquecimento e vibrações o que diminuía o tempo de vida útil dos equipamentos.

Devido às limitações técnicas que os fusíveis apresentam houve a necessidade de concepcionar relés, que desempenhassem para além da função de deteção da variação das grandezas elétricas (intensidade de corrente, tensão elétrica ou impedância), a função de dar ordens de atuação à caixa de comado do disjuntor de MT ou AT que estivessem acoplados, designados de relés diretos, pois estavam inseridos diretamente no circuito primário (de MT ou AT). Normalmente eram usados os do tipo fluido dinâmicos ou eletromagnéticos estáticos, diferindo no princípio de atraso ou temporização. Eram fabricados numa caixa metálica blindada para evitar a interferência do campo eletromagnético dos condutores de MT e estavam instalados nos bornes dos disjuntores (Figura 3.2), sendo necessário no mínimo dois (um por fase) em cada cela de MT. O funcionamento interno desses era baseado na ação eletromagnética de um campo formado por uma bobina de corrente (TI) que determinava a corrente nominal do relé, que ao ser ultrapassada numa ação instantânea ou temporizada, dependendo do modo configurado por um sistema mecânico com um copo que continha óleo e vaselina, atuava diretamente a caixa de comado do disjuntor por intermédio de uma viela mecânica isolante.

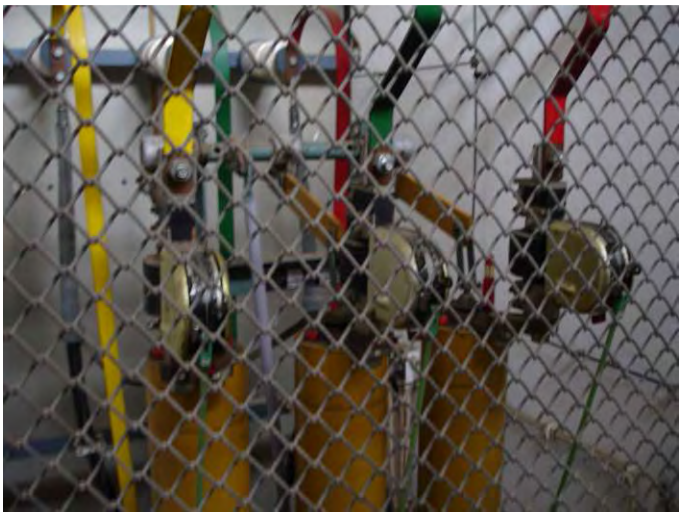


Figura 3.2 – Relés diretos instalados nos bornes do disjuntor de MT (Distribuição, 2013)

Devido a necessitarem de muita manutenção periódica sobretudo limpeza de poeiras para manter as características iniciais de construção e terem uma gama de atuação muita larga o que dificultava a sua inserção em sistemas seletivos, houve a necessidade de concepcionar os relés de proteção eletromecânicos, os quais tinham como entradas os sinais que eram ligados dos circuitos secundários dos transformadores de medida (de tensão – TT e de intensidade - TI), que fornecem as grandezas quase exatas do lado da AT ou da MT (de tensão e corrente respetivamente) para que os relés conseguissem realizar a deteção dos defeitos. Nessa altura cada relé tinha uma função específica de proteção e os mesmos não tinham uma função direta de corte no circuito primário, tendo-se feito a aplicação de mecanismos com bobinas de disparo nos disjuntores do circuito primário em LMT e linhas de alta tensão (LAT). Exemplo disso é o relé mostrado (Figura 3.3) da *Brown, Boveri & Cie* (BBC) a atual *Asea Brown Boveri* (ABB), modelo ISM21 que era usado na função de proteção de máxima intensidade pelas entidades distribuidoras.

Cada relé era calibrado de forma a fixar um valor de corrente ou tensão (ou os dois), valor que quando era excedido devido a algum defeito, fazia o relé desencadear uma ordem elétrica para excitar a/as bobina/s de disparo dos disjuntores da rede primária, que permitissem fazer o isolamento do defeito. Apesar de serem relés como uma construção baseada em forças mecânicas que eram criadas através da atuação de forças eletromagnéticas entre correntes e fluxos, apresentavam grande disponibilidade devido à sua simplicidade e robustez.

Figura 3.3 – Relé de máxima intensidade da *Brown, Boveri & Cie* (Distribuição, 2013)

Além disso foi um dos métodos encontrados, robusto e fiável de realizar o isolamento galvânico entre o circuito primário e secundário. Eram classificados em dois tipos diferentes mediante a sua atuação. Os do tipo atração tanto se usavam em corrente contínua (CC) como em corrente alternada (CA) em funções instantâneas, já os do tipo indução só se usavam em CA porque tinham um funcionamento semelhante a um contador de energia ou um motor monofásico. De uma forma simplificada o diagrama de blocos seguinte (Figura 3.4) representa o funcionamento de um relé eletromecânico de proteção.

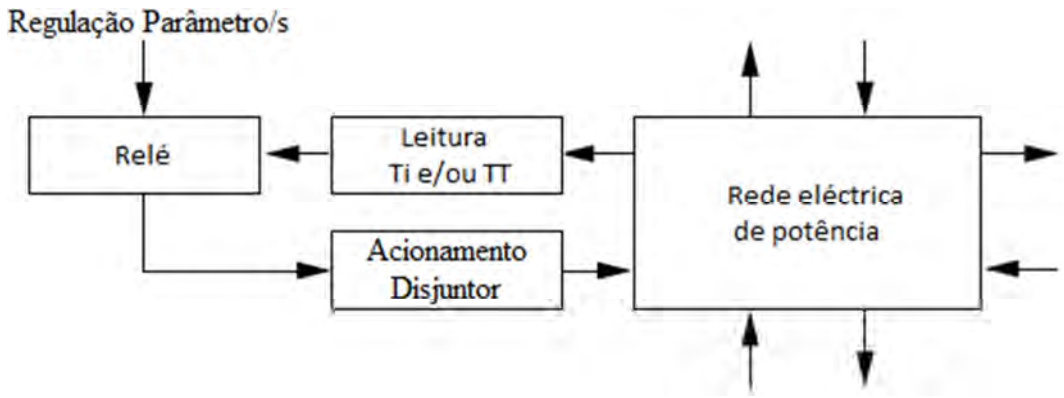


Figura 3.4 – Funcionamento básico de um relé de proteção (elaborada pelo autor)

Nessa fase de remodelação dos sistemas de proteção, as SE's tiveram de ser estruturadas de forma a alojar todo o equipamento auxiliar necessário. Além dos relés de proteção começaram-se a desencadear outras funcionalidades que podiam ser agregadas aos sistemas, como a eletrificação de alguns alarmes para a sala de comando da SE, mas com muitas limitações (poucas sinalizações, medidas, registos de eventos, etc.). Começaram-se a usar lâmpadas sinalizadoras coloridas, o painel sinóptico (com indicação do estado dos barramentos, disjuntores e seccionadores), aparelhos de medida analógicos (fasímetros, wattímetros, quilo voltímetros, amperímetros), comutadores (de chave ou botão) e um ou mais sinalizadores de alarmes dos vários painéis da SE (Figura 3.5), de forma ao operador de turno da SE ter um conhecimento minimamente fiável de todo o estado da rede agregada à SE que comandava, da mesma maneira que o auxiliava a elaborar registos cronológicos de alarmes, que muitas das vezes continham erros e informações menos corretas o que originou históricos de alarmes errados.

Figura 3.5 – Sinalizador de alarmes dos vários painéis da SE (Distribuição, 2013)

A disposição do equipamento era realizada em dois painéis distintos, um de controlo e o outro de proteção. Para SE´s pertencentes à RND normalmente era utilizado um painel de proteção para cada saída (LMT, LAT, TP, Bateria de Condensadores - BC, etc.) e um maior comum a

toda a SE para interligar todas as indicações das funções de cada painel. Não existia nenhum método de uniformização dos painéis. Os engenheiros dispunham estrategicamente os relés e os dispositivos de controlo no espaço do painel, porque dada a quantidade usada, em muitas das situações houve necessidade de instalar painéis com dimensões maiores, para não existirem sobreposições de componentes. Todos os painéis mencionados eram instalados numa divisão própria (sala de relés) dentro do edifício junto da sala de comando da SE, para onde se canalizaram por meio de condutas, calhas, ductos e esteiras, todas as cablagens necessárias para cada sinalização ou ordem de controlo.

A sala de relés devido a alojar toda a aparelhagem instalada nos painéis de forma ordenada, apesar de não ser a maior divisão do edifício da SE, a sua construção minuciosa de cablagem e fiação era uma das causas que fazia aumentar o custo da construção do edifício. Essa cablagem era necessária devido à lógica dos circuitos de controlo, a qual era realizada através de uma ligação física por fios condutores de contactos em série e/ou paralelo dos blocos de contactos dos disjuntores, seccionadores, relés de proteção e relés auxiliares, o que originava sempre quilómetros de cabos com um número avultado de fios por vão, distribuídos desde essa divisão, até às respetivas celas (MT interiores) ou painéis (AT com disjuntores fixos ou MT com disjuntores de carro extraíveis no parque de linhas exterior), onde se encontrava a aparelhagem de corte e isolamento como disjuntores, seccionadores de linha, de barramento, de ligação à terra, etc.

Com a utilização desse tipo de tecnologia nos sistemas de proteção, existiram várias dificuldades como:

- As empresas distribuidoras de eletricidade tinham em consideração que os sistemas eram compostos por circuitos demasiado complexos e com pouca fiabilidade, logo possuíam técnicos exclusivos para a realização de ensaios, verificações e reparações, o que elevava monetariamente a manutenção mas mesmo assim, algumas das falhas só eram detetadas quando o sistema fosse solicitado com alguma ordem de comando.

- A lógica dos circuitos (Figura 3.6), utilizava encravamentos em série com vários contactos mecânicos (de várias posições) distanciados fisicamente, que estavam distribuídos quer pelos vários seccionadores das celas de MT interiores, como dos painéis de AT no parque de linhas, dos relés temporizados e ainda dos relés auxiliares, o que originava a possibilidade de ocorrência de falhas (por indicações dadas erradamente), dificultava alterações de construção (transformando a sala de relés em autênticos cubículos), as manutenções e a localização de avarias.

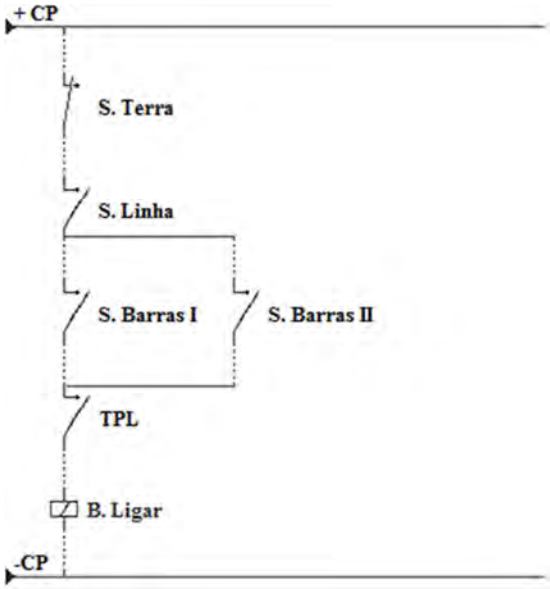


Figura 3.6 – Esquema de encravamento feito por seccionadores (elaborada pelo autor)

Ao longo dos anos a RND foi evoluindo com a colocação de grupos de geradores de maior potência e aumento de potência consumida, de tal forma que os fabricantes de material elétrico viram-se obrigados a desenvolver relés de proteções com eletrónica analógica (relés estáticos), devido às correntes medidas em regime transitório (no caso de curto circuitos) serem bastante elevadas e exigirem tempos de eliminação de defeitos ainda menores, onde os relés eletromecânicos se tornaram obsoletos podendo comprometer todo o sistema, apesar de cumprirem os requisitos.

Nas décadas de 1930 e 1940 os relés estáticos foram produzidos com válvulas eletrónicas, e o seu modo de funcionamento era diferente dos relés eletromecânicos, fazendo com que estes últimos passassem a ter uma fiabilidade menor e as suas aplicações começaram a ser limitadas. Nessa fase de transição esses foram designados de relés semi-estáticos, por integrarem no mesmo equipamento elementos eletromecânicos e circuitos eletrónicos. Nos primeiros anos da década de 1960 as válvulas nos relés foram substituídas por transístores e semicondutores que juntamente com outros componentes, fizeram com que os relés estáticos ganhassem uma credibilidade tal que a maior parte dos relés eletromecânicos foram substituídos. O seu funcionamento era baseado em entradas de sinais contínuos, o processamento era realizado através de uma série de amplificadores operacionais (flip-flops), e as saídas eram em sinais digitais (binário). Com a inserção dos relés estáticos (Figura 3.7) nos sistemas de proteção da rede elétrica, para além das recolhas das medidas efetuadas com maior exatidão, conseguiu-se obter tempos de resposta menores (incluindo a abertura do disjuntor), onde com o relé eletromecânico até a essa altura não tinha sido possível obter. Nessa altura as parametrizações dos relés (correntes, tensões e tempos) para eliminação de defeitos de todas as zonas definidas no âmbito dos sistemas de proteções da RND tiveram que ser redefinidas, não só devido aos geradores e cargas mas também devido à seletividade que era realizada pelos relés de proteção.

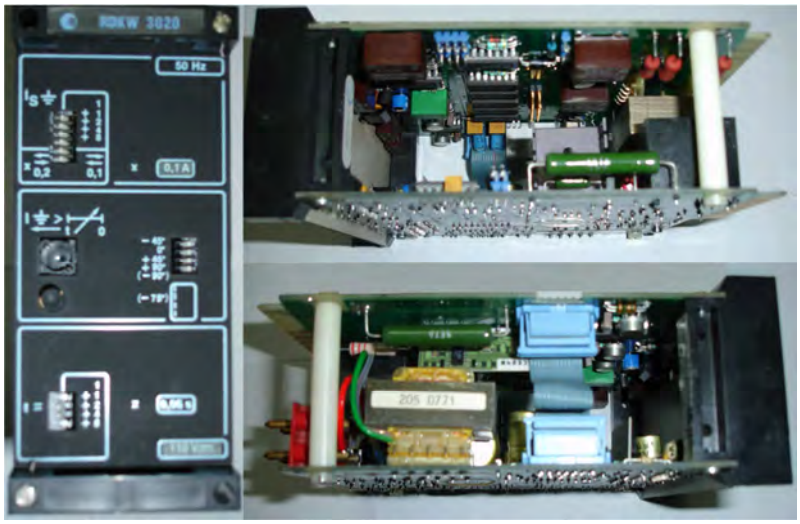


Figura 3.7 – Exemplo de relé estático de proteção usado na RND (Distribuição, 2013)

Como se constata o relé estático trouxe bastantes melhorias para os sistemas de proteção, não só devido ao que já foi mencionado mas também porque os relés nos circuitos de potência tinham um fraco consumo e necessitavam de uma menor manutenção. Como qualquer dispositivo, também trouxe alguns inconvenientes para os quais as empresas tiveram que se precaver, como a necessidade de ter alimentação de uma fonte de corrente contínua (fiável) externa, serem suscetíveis à temperatura (gama de trabalho mais reduzida), aos transitórios de sinais parasitas (necessitando de maior isolamento na instalação) e terem um tempo de vida útil muito reduzido, em relação aos relés eletromecânicos (Delgado M. , 2011). Devido aos problemas apresentados as empresas, começaram a substituir a maior parte dos relés estáticos no início da década de 1990.

Como o mercado da energia elétrica continuava em crescimento os sistemas de proteção foram adquirindo maior complexidade. Os operadores das redes também sentiram a necessidade, de realizar o envio em tempo real das informações e atuações das proteções e dados das medições das grandezas elétricas assim como do estado dos equipamentos de manobra, logo seguindo o desenvolvimento tecnológico da eletrónica, para os sistemas de proteção continuarem a manter os níveis desejados de segurança da rede elétrica. Os fabricantes de material elétrico para responder às necessidades das empresas, tiveram de reformular a conceção dos relés de proteção, de forma a conseguir maior desempenho e características intrínsecas mais sofisticadas como maior rapidez, tecnologia digital, maior informação disponível sobre os acontecimentos de defeitos (osciloperturbografia), etc.

Devido a essa necessidade, adotando um princípio de funcionamento diferente dos relés eletromecânicos e estáticos, foi iniciada a criação dos relés digitais de proteção microprocessados com o auxílio de um estudo que já tinha sido elaborado por M. George D. Rockefeller da Westinghouse Electric Corporation em 1969, que consistia no modo de alterar sinais analógicos em digitais por amostragem dos valores instantâneos, das leituras das correntes e das tensões que eram necessárias a todos os 0,5 ms. Nesse estudo era proposto o

uso de um computador digital que realizasse as funções de proteção no sistema geral da uma SE, do mesmo modo que estava a ser usado nas aplicações a nível industrial. Como na altura um computador era uma unidade com um tamanho muito avultado, foi usado no projeto um microprocessador para realizar o processamento digital e a amostragem de sinais analógicos para serem convertidos em digital com recurso a filtros digitais. Desse modo conseguia-se tirar partido das mesmas leituras de tensões e correntes analógicas oriundas dos TT's e dos TI's respetivamente e o algoritmo implementado no microprocessador encarregava-se de todo o processo, garantindo assim a medida correta de centenas de parâmetros com um erro máximo de poucos pontos percentuais, tendo em consideração as precauções a tomar em relação a fenómenos parasitas e a operações de controlo para assegurar a fiabilidade.

Foi a partir de 1980 que as quatro entidades (EN, CENEL, LTE e a SLE) dessa época pertencentes à RND começaram a instalar os primeiros relés digitais de proteção microprocessados. Hoje em dia quem conhece os relés de proteção microprocessados, sabe o quanto são complexos porque além das funções de proteção, tem outras típicas de computadores, como a comunicação por protocolos normalizados, multiplexagem e armazenamento de dados, realiza cálculos auxiliares e conseguem comunicar com outros por redes locais ou mesmo na internet, o que trouxe bastantes alterações para o conceito de automação nas SE's, o que originou a que passassem a chamar-se de IED. Aproveitando as funcionalidades que os IED's disponibilizam algumas alterações nas SE's foram realizadas, como:

- Criaram-se os SPCC com a teleinformação de dados digitais, os sistemas de proteções começaram a enviar indicações remotamente para um centro de condução de rede, o qual tinha acesso completo das indicações e ordens de comando de todos os órgãos das SE's, o que originou a extinção dos postos de trabalho dos operadores locais de cada SE;
- Os registadores de defeitos (de papel) foram retirados, por já existir a osciloperturbografia assim como o registador de eventos (impressoras);
- Foi possível reduzir sensivelmente o número de cabos e das estruturas necessárias de suporte (dutos, esteiras, caleiras, etc.).

3.5. Requisitos de qualidade das proteções a instalar

As proteções a instalar pelo operador da rede de distribuição, devem assegurar em todas as situações de defeito que, colocam fora de tensão os elementos da rede em defeito e com a mesma relevância, não colocam os elementos sãos fora de tensão.
Para ter essa resposta de acordo com as exigências impostas, as proteções têm de garantir os seguintes requisitos: Zonas de proteção e redundâncias, Seletividade, Velocidade de atuação, Simplicidade, Segurança, Sensibilidade e Fiabilidade.

3.5.1. Definição de zonas de proteção e redundâncias

Para garantir uma coordenação melhor entre a atuação dos vários sistemas de proteção é necessário definir zonas de proteção na rede elétrica. Uma das formas possíveis para definição dessas zonas encontra-se esquematizada (Figura 3.8), estando representado pela letra R todo o

equipamento de proteção da rede e cada zona assinalada a azul. Todas as áreas abrangem uma zona com uma proteção primária (pertencendo essa à zona) e uma de *backup* (pertencendo à zona vizinha da proteção primária, normalmente a montante), garantindo maior fiabilidade (Delgado M. , 2011).

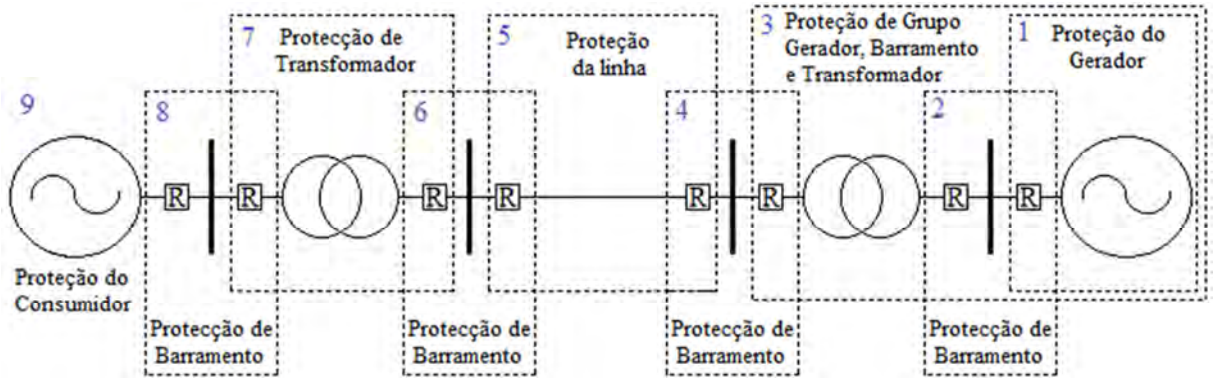


Figura 3.8 – Diagrama simples da definição das zonas de proteção (elaborada pelo autor)

Os tempos em cada uma das proteções devem estar definidos de forma a existir coordenação (com o mínimo tempo possível) para que a proteção que se encontre instalada numa zona, seja a primeira a atuar sempre nessa zona e não interfira noutra zona com a sua proteção primária.

3.5.2. Seletividade ou coordenação de relés

É a garantia que o sistema de proteções tem que oferecer ao SEE para que no surgimento de um defeito, seja realizado apenas o isolamento com disjuntores dos equipamentos que se encontrem defeituosos, de forma a minimizar a interrupção do serviço de energia em zonas da rede que se encontrem em perfeitas condições (Blackburn & Domin, 2006). A coordenação deve ser realizada de forma a isolar o defeito tão próximo quanto possível da sua origem e tão rápido quanto possível. Para se conseguir uma boa coordenação é necessário conhecer as condições normais de funcionamento e os valores das correntes de curtos-circuitos, além das características dos componentes do sistema e dos dispositivos de proteção. A segurança assim como a seletividade nos sistemas de proteção são detalhes de extrema importância.

A seletividade pode ser realizada por duas formas diferentes, dependente e independente. Na forma dependente são recebidas pelo relé de proteção apenas leituras de um único ponto da rede (próximo do disjuntor que o relé comanda), o que origina limitações na pesquisa de defeitos (poderão estar próximos ou distantes do disjuntor), devido a isso não são seletivas relativamente à pesquisa de defeitos e além do mais, os relés têm de ser obrigatoriamente temporizados criando dessa forma um escalonamento no tempo do seu funcionamento. Quanto à forma independente, o relé compara as leituras das extremidades do equipamento protegido, logo deteta com maior precisão o defeito (apenas internamente ao equipamento protegido). Através de uma rede de telecomunicações o relé de proteção está sistematicamente em comunicação com o da outra extremidade. Devido ao funcionamento são relés que funcionam instantaneamente. Nesta forma os dois disjuntores são comandados em simultâneo

para isolar o defeito no equipamento defeituoso, por exemplo uma linha de distribuição, ou um transformador (Figura 3.9) (Delgado M. , 2011).

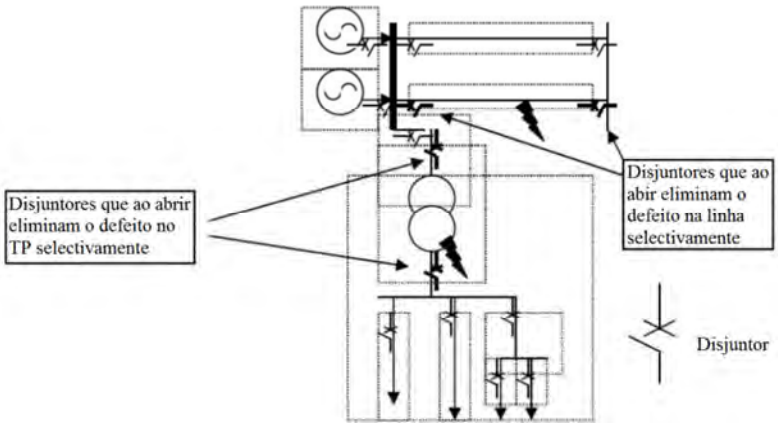


Figura 3.9 – Seletividade da forma independente (elaborada pelo autor)

3.5.3. Velocidade de atuação

Os relés que estiverem instalados nos sistemas de proteção, como já foi referido têm que atuar com a maior rapidez possível, para garantir que não existe propagação do defeito para outras zonas da rede elétrica e consequentemente deteriorações de mais equipamento ou oscilações prejudiciais em grandezas que se querem estáveis. A zona de defeito é reconhecida através da leitura dos valores das correntes de curto-circuito, fazendo atuar os relés de imediato, salvo a exceção desses terem temporizações definidas devido à seletividade com outros. Nessa situação prevalece a mesma funcionalidade com a temporização adicionada. O tempo de atuação (Figura 3.10) é medido desde o reconhecimento do defeito pelo relé até à abertura dos contatos no interior dos polos do equipamento de corte em carga, normalmente disjuntores. Se houver religações configuradas (ver ponto 4.2.1), essas dão origem a novos registos de tempo.

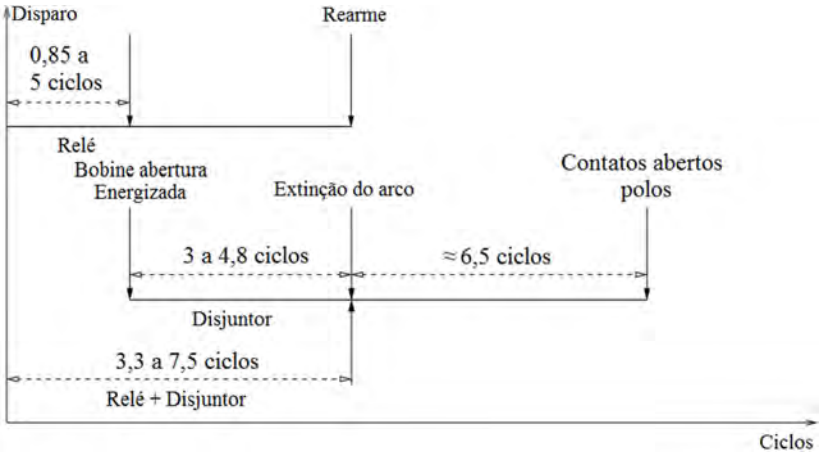


Figura 3.10 – Tempos de atuação em sistemas sem temporização (elaborada pelo autor)

A velocidade de atuação dos relés nas proteções, pode ser definida em quatro categorias. Essas foram definidas através de um estudo que foi realizado à infinidade de relés existentes

no mercado, do qual surgiram os seguintes valores médios do tempo de atuação (Blackburn & Domin, 2006).

Atuação Instantânea: Os relés atuam sem qualquer temporização configurada intencionalmente. Normalmente situam-se entre 17 e 100 ms.
Atuação Temporizada: Para além da atuação instantânea é acrescido intencionalmente um tempo entre o início da ordem dos relés e o início da manobra de contatos desses.
Atuação rápida: São velocidades de atuação em que os relés conseguem manobrar em tempos superiores a 4ms e inferiores 50ms (0,2 a 2,5 ciclos na base de 50 Hz).
Atuação ultra rápida: Os relés atuam em tempo inferior a 4 ms.

3.5.4. Preço

Após a entrada no mercado dos IED's, esta particularidade já não é tao preocupante como nas fases anteriores de instalação de relés de proteções eletromecânicos e estáticos, porque estes contemplam num único equipamento funções disponíveis para atuar em diversos tipos de defeitos, apenas se têm de parametrizar por *software*. Nas eras anteriores o preço para os relés de proteção era definido consoante o nível de tensão e corrente a proteger, logo era maior que hoje em dia, mas se relacionarmos com o restante equipamento de um painel, não era o equipamento mais caro. Apesar dos tempos económicos difíceis que estamos a atravessar talvez seja o equipamento mais barato de um painel. O preço de todo o equipamento do sistema de proteção de um painel (relé, TI's, TT's, TORO, etc.), nunca deve ser tido muito em consideração rigorosamente, até porque na danificação do restante equipamento da rede poderão surgir custos muito mais avultados (Blackburn & Domin, 2006).

3.5.5. Proteções simples, são seguras, sensíveis e fiáveis….

Todos os IED's têm diversas funções disponíveis, contendo esses, *software* com muitas linhas de programação, sendo que nalgumas funções poderão nem todas as linhas serem usadas, o que nessas situações não compromete de alguma forma a fiabilidade, a qual também é melhorada nas manutenções periódicas, apesar de serem muito diminutas neste tipo de equipamento, não só devido à construção eletrónica mas também pelos testes realizados ao *software* aquando da instalação.

Por não terem uma construção muito simplista, houve algum receio no início da aplicação em painéis, porque havia a ideologia de quanto mais simples fosse o relé, mas fiável seria, mas após verificarem que a controlabilidade por *software* e a comunicação com outros componentes do sistema de proteções evitava muitos relés adicionais e cabos com vários condutores, alterou as mentalidades dos instaladores. Caso a SE ou o PCS já se encontre equipado com um sistema de controlo e comando digital a integração do relé será maior (tirar-se-á maior partido das suas funcionalidades). Além disso desde os primeiros IED's, que os fabricantes sempre tiveram em consideração a particularidade de garantir a segurança, ou seja devido a manterem-se nas instalações mais tempo em espera do que a comandar os aparelhos

de corte, devem ter uma coordenação de funcionamento que para além da seletividade (em grupo), devem atuar em situações fidedignas dentro ou fora da zona de proteção a que se encontra associado.

Existem considerações a ter na parametrização das funções dos IED's, das quais nunca nos podemos abster devido à sua sensibilidade, é caso das variações de corrente de arranque originadas pela magnetização de grandes máquinas como transformadores ou motores (designada pela função Inrush - ver ponto 4.1.7), das variações normais de tensão e de frequência, dos desequilíbrios normais nas correntes de carga máxima, das manobras normais da exploração da rede, das oscilações e operações que sejam realizadas fora do sincronismo.

É a sensibilidade que o IED apresenta em cada uma das funções que o auxilia na atuação, tanto em defeitos francos como em defeitos resistivos que ocorram. Deve ser de tal modo que deve detetar defeitos com o mais baixo nível atingível da grandeza considerada em cada uma das funções (Delgado M. , 2011).

A dificuldade maior no desenvolvimento de projetos de sistemas de proteção está em satisfazer todos os requisitos de qualidade em simultâneo. A maior parte das situações prende-se com o facto de a simplicidade, segurança, sensibilidade, fiabilidade, rapidez de atuação, seletividade e o preço, serem contraditórios.

3.6. Proteção principal e proteção de backup

Muitos sistemas de proteção conseguem ter um grau elevado de proteção, através da combinação de vários sistemas de proteção de forma a abranger toda a gama de defeitos suscetíveis de acontecerem. Com essa combinação é inevitável que surjam zonas recobertas parcialmente ou mesmo na totalidade, mas só dessa forma é que é possível garantir uma maior fiabilidade, em relação a uma única proteção. Todos os sistemas de proteção verificam instantaneamente numa determinada zona delimitada por disjuntores quando ocorre um defeito, se esse se encontra no interior ou no exterior do sistema protegido.

Se o defeito for interior e a abertura dos disjuntores dessa zona for realizada pela proteção que lhe está afeta, significa que foi isolada pela proteção principal. As proteções são concebidas não só para examinar defeitos na sua zona, mas também em todos os pontos que não estejam cobertos por uma proteção principal ou ainda para compensar a falha dessa proteção. No caso dos disjuntores de uma zona, serem abertos por uma proteção que não lhe esteja afeta diretamente, significa que foi isolada pela proteção de *backup*. Também pode ocorrer o isolamento da mesma zona pela proteção de *backup*, através da abertura do disjuntor da zona a montante, quando ocorre alguma falha com a proteção principal da primeira zona (Figura 3.11).

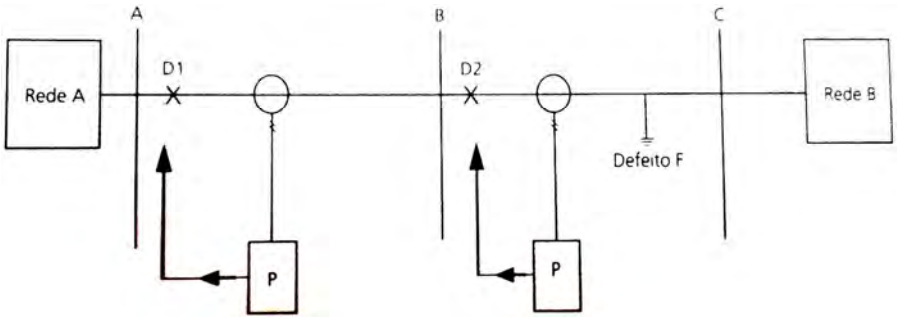


Figura 3.11 – P de A é a proteção de backup para P de B (Delgado M., 2011)

As situações mais frequentes que originam a ativação de uma proteção de *backup* são as falhas no relé de proteção da zona a jusante, os disjuntores ou TI's associados a essa zona ou a tensão auxiliar da bateria (normalmente 110 V ou 48 V) no caso de outra instalação (SE ou PCS).

Quando a proteção de *backup* se encontra instalada na mesma SE que a principal e a funcionar em paralelo, é designada de local e dependente, por usar recursos do mesmo sistema de proteções de painel, como leituras, sinalizações de estado, etc., no caso de se encontrar na outra extremidade da linha e noutra SE, designa-se de remota e independente por não usar recursos da proteção principal.

Para além dos tipos de proteção referidos, nas LMT normalmente são mais usadas as proteções com coordenação de escalonamento de tempos, exceto se existir limitação térmica, corrente de sobrecarga ou afetação da estabilidade. Outra forma de reforçar os sistemas é usar disjuntores em que as caixas de comando contêm uma bobina de desligar suplementar.

Apesar do sistema de proteções ficar redundante com o referido, é um reforço ao nível de fiabilidade, de forma a nunca ficar nenhuma zona desprotegida. Outras formas não tão usadas nas LMT por inviabilidade económica, são sistemas de proteções em duplicado mas de fabricantes diferentes ou sistemas baseados em métodos de operação diferente, tendo em ambas as formas os tempos de atuação das proteções iguais (Delgado M. , 2011).

3.7. Exigências estruturais das redes de Média Tensão

Qualquer consumidor de energia elétrica espera que o produto recebido tenha a maior qualidade possível. Para dar resposta a essa exigência, além dos sistemas de proteção das linhas que constituem as redes, quando as linhas são projetadas, são definidos métodos de exploração, que implicam que seja realizada a interligação das redes segundo as tipologias estruturais descritas de seguida, as quais garantem controlo e a minimização dos efeitos que os defeitos possam originar, de forma a garantir a continuidade de fornecimento do serviço e auxiliar a função das proteções de forma a suprir todos os requisitos de alimentação e consumo.

3.7.1. Tipologia estrutural radial ou em antena

A tipologia radial (Figura 3.12) apresenta uma disposição arborescente, porque é constituída por linhas que se vão ramificando, desde o único ponto de alimentação numa das suas extremidades até aos consumidores, sem nunca existir nenhuma interligação com outra linha ou ponto de alimentação, o que condiciona a realimentação no caso de ocorrência de defeitos. Têm a particularidade de apresentarem baixos custos de instalação. É uma tipologia que não requer o uso de proteções direcionais, porque existe a possibilidade de circulação das correntes de carga e de curto-circuito numa única direção (Delgado M. , 2010). É particularmente usada na distribuição aérea e em zonas rurais, com baixa densidade de clientes/consumo, por ter uma instalação mais económica e usar uma única LMT de saída da SE.

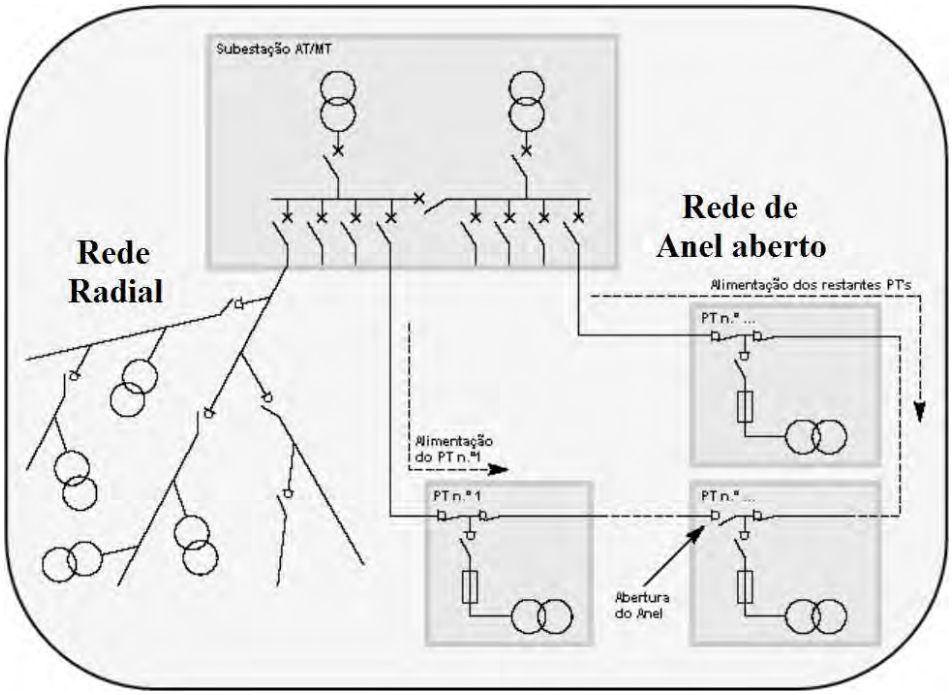


Figura 3.12 – Tipologia estrutural de rede de MT radial e em anel (Puret, 1992)

3.7.2. Tipologia estrutural em anel de malha fechada ou aberta

Nesta tipologia as instalações dos consumidores podem receber alimentação com duas LMT pelo menos, sendo a ligação das LMT realizada de forma a criar um circuito fechado ou malha (Figura 3.12). Esta tipologia garante muito boa segurança, porque em caso de perda de uma linha, toda a carga é assegurada pelas restantes da malha, cumprindo a regra N-1, as quais estão dimensionadas com reserva suficiente para a alimentação das cargas totais no caso de falha de uma das linhas. A exploração desta tipologia pode ser realizada tanto em malha fechada, com a continuidade elétrica sempre assegurada, como em malha aberta, encontrando-se interrompida em algum ponto de forma a não assegurar a continuidade. Nesta tipologia deve-se usar proteções direcionais, porque existe a possibilidade de circulação das correntes de carga e de curto-circuito em várias direções (Delgado M. , 2010).

É particularmente utilizada na distribuição em zonas urbanas, com alta densidade de clientes/consumo, por ter uma instalação mais flexível quer em termos de colocação de novos PT's na rede, como isolamentos de barramentos de MT em SE's para manutenção ou em alternativas de recurso no caso de situação de avarias de forma a mitigar as consequências associadas. Normalmente são mais usadas outras tipologias descendentes desta, as quais se misturam muitas das vezes por razões económicas, mas também por falta de espaço para as infraestruturas, o que origina o aproveitamento das existentes. Essas tipologias são em fuso, ou em espiga, as quais apresentam as suas características próprias.

Tipologia estrutural em fuso: Possibilita a ligação entre duas SE's ou entre uma SE e um barramento comum, devem ter menos de 50% da capacidade máxima para existir recurso no caso de N-1, é limitada em avarias simultâneas em ambos os lados do fuso (Figura 3.13).

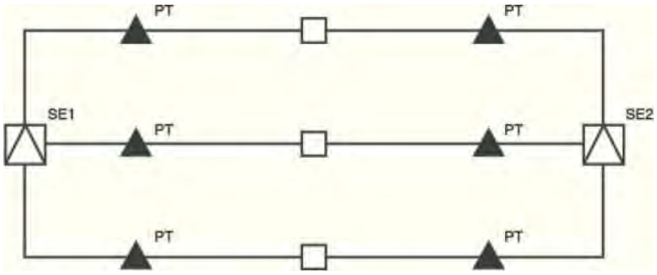


Figura 3.13 – Tipologia estrutural de rede de MT em fuso (EDP, 2010)

Tipologia estrutural em espiga: Tem uma ligação com cabos de elevada secção, de recurso às várias saídas da SE. É reconfigurada por OCR, IART, IAT e DAR de forma extremamente rápida. Apresenta alguma flexibilidade inclusive para expansão da rede (Figura 3.14).

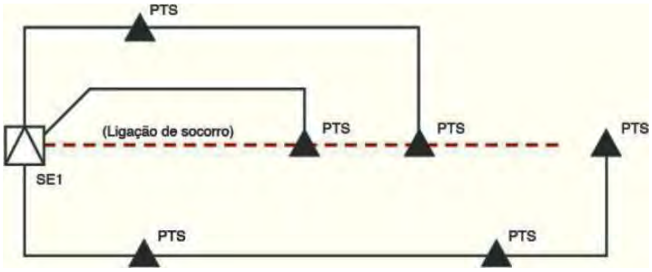


Figura 3.14 – Tipologia estrutural de rede de MT em espiga (EDP, 2010)

3.8. Exigências estruturais das Subestações

Para além das linhas que compõem as redes existem as SE's. Não há um modelo único, porque diferem na construção, tamanho, complexidade e custo. O papel principal de uma SE da RND idêntica ao apresentado no Anexo 1, é a interligação das linhas que alimentam as/os cargas/consumidores com as fontes de alimentação, como produtores ou transformadores AT/MT ligados no parque exterior/interior de painéis de linhas de AT oriundas da RNT. Para além do nível da MT, a maioria das SE's faz a interligação dos 60 kV sobre diversas linhas, para permitir o funcionamento em malha da rede de AT.

De acordo com a estrutura funcional da SE assim se adequa o sistema de proteções, porque qualquer equipamento de AT ou MT instalado tem de obrigatoriamente estar protegido. Apesar de uma cela de MT incluir sempre a aparelhagem descrita no Anexo 2, existe a jusante um TORO fixo na cela ou no fundo dessa a envolver os três cabos de saída de MT (Figura 3.15), o qual permite realizar leituras dos valores da corrente homopolar na rede, para funções de proteção como Máximo Intensidade Homopolar Direcional (MIHD) ou não direcional (MIHND) e Proteção de Terras Resistentes (PTR).

Figura 3.15 – Toro de corrente aplicado numa LMT (Distribuição, 2013)

Um aspeto a ter também em consideração é o tipo de ligação realizada sobre o ponto neutro independentemente do grupo de ligações das bobinas do andar de MT dos transformadores, o qual normalmente se designa de regime de neutro, outro aspeto será a seletividade que deverá ser garantida pela localização do PLMT na rede, como se pode observar no Anexo 1 está sempre a jusante de um barramento que se encontra alimentado a montante pelo disjuntor do secundário do TP associado, logo os IED's de ambos os painéis têm de se encontrar em constante comunicação, para que em situação de defeito que atue o IED associado ao TP, o IED possa isolar o barramento para isolar a linha, apesar de todas as linhas MT associadas ao barramento ficarem interrompidas, mas nessa situação é porque o defeito se propagou para o barramento, e o mesmo tem de ser isolado no local mais próximo.

3.8.1. Regimes de Neutro

A escolha do regime de neutro é importante para o sistema de proteções, pois ele tem influência direta sobre a rede elétrica, relativamente às correntes e tensões que ocorrem num defeito fase terra e desequilíbrios, reduzindo de alguma forma as cavas de tensão, as sobretensões e as correntes de fuga à terra. Os principais objetivos da ligação à terra do ponto neutro, são contribuir para a deteção e eliminação rápida de defeitos à terra, reduzir as interferências nos sistemas de comunicação e minimizar o limite térmico e de tensão nos equipamentos. No caso de haver uma escolha errada, causa no sistema de proteções falhas na deteção de curto-circuitos ou mesmo aberturas dos disjuntores desnecessárias. Para as redes de MT em Portugal, dos cinco tipos de regime de neutro possíveis são adotados três, que são descritos nas secções seguintes. Progressivamente a maioria das redes deverão ser transformadas para o último tipo de regime de neutro descrito. É de realçar que na escolha,

para além dos aspetos técnicos tem-se em consideração o nível económico e a segurança de pessoas e bens.

3.8.1.1. Regime de Neutro Isolado

Pode ser usado em rede aérea ou mista. É caracterizado por ter uma impedância de ligação entre o ponto neutro e o ponto da terra muito elevada, pelo facto dos dois pontos se encontrarem isolados galvanicamente. O isolamento é realizado através das capacidades das linhas da rede que se interligam na SE (Figura 3.16), cabos subterrâneos e transformadores de distribuição, originando desse modo correntes homopolares muito reduzidas. Nestes casos verifica-se que são provocados pequenos danos na zona de defeitos e a possibilidade de autoextinção do arco em redes curtas. Com a utilização do regime de neutro isolado existe a possibilidade de manter o serviço sob condições de exploração controladas, porque não há abertura dos disjuntores ao primeiro defeito. No entanto, pode originar defeitos com maior gravidade podendo surgir curto circuitos bifásicos à terra no caso de um defeito noutra fase. A tensão nas fases sem defeito, poderá assumir valores da tensão composta (√3) relativamente à tensão inicial, pelo que o isolamento deve ser dimensionado para suportá-la. As proteções a instalar devem incorporar a proteção direcional de fuga à terra ANSI 67N[1] e a proteção de sobretensão homopolar ANSI 59N[1]. É ótimo em termos de continuidade de serviço (Delgado M. , 2010).

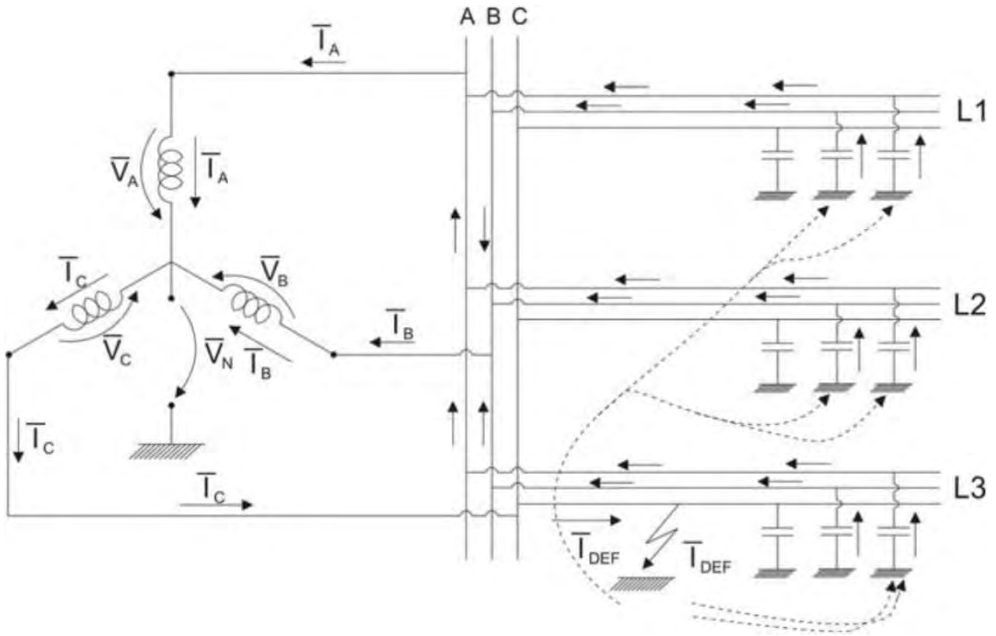


Figura 3.16 – Exemplo de SE de neutro isolado com circulação de correntes num defeito fase-terra (Louro, 2008)

3.8.1.2. Regime de Neutro sólido à terra

É caracterizado por ter uma impedância de ligação muito baixa entre o ponto neutro e a terra. Quando ocorre um defeito fase-terra, circula uma corrente homopolar elevada nessa fase

[1] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

sobre um circuito de malha fechada devido à inexistência de um componente limitador (Figura 3.17), sendo as correntes capacitivas das fases sem defeito muito diminutas desprezando-se, ao contrário das sobretensões originadas que pouco se alteram mas, podem rondar valores até 80% da tensão nominal entre fases, sendo o isolamento dimensionado normalmente para a tensão simples, assim como os descarregadores de sobretensão. A corrente homopolar elevada é de acordo com a localização do defeito, o que facilita a deteção e a eliminação pelas proteções simples, baratas e seletivas, que devem atuar no primeiro defeito ocorrido mas, os danos na zona de defeitos podem ser elevados devido aos esforços eletrodinâmicos, assim como poderão ocorrer correntes induzidas nos circuitos paralelos, sobretudo nas redes de telecomunicações e podem aparecer tensões de contacto acidental ao nível das massas, o que torna a situação mais perigosa para os seres vivos em relação ao neutro de regime isolado (Delgado M. , 2010). Normalmente a proteção usada é a de MIH temporizada ANSI 51N[2], sendo a seletividade fácil de garantir, uma vez que a saída da SE com a corrente mais elevada é a que se encontra sob defeito. A rede ligada à saída, não é possível manter-se em serviço durante o defeito.

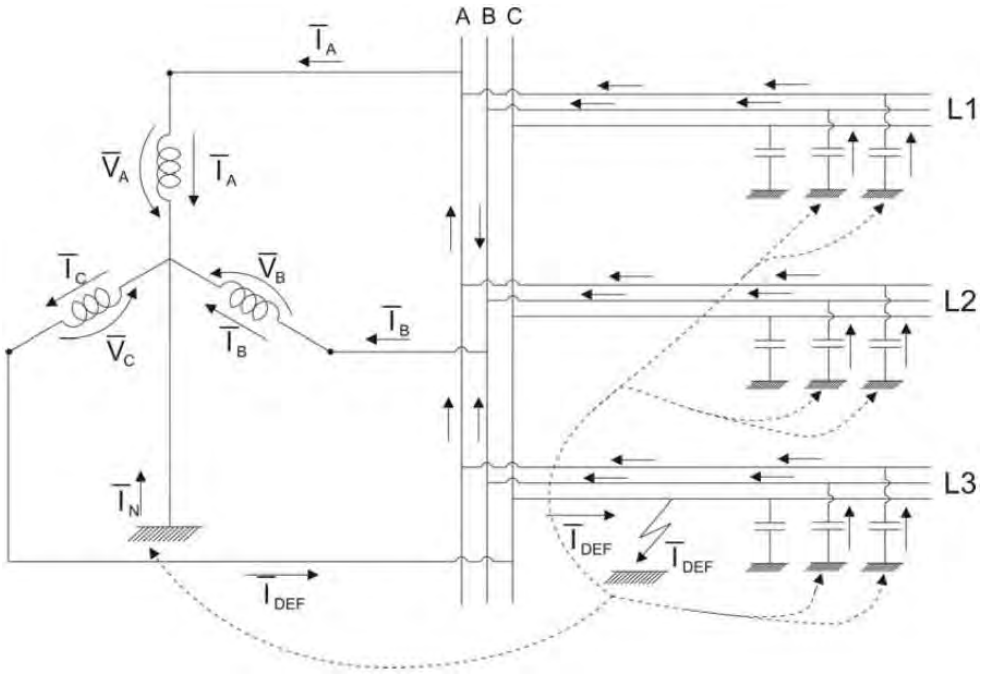


Figura 3.17 – Exemplo de SE de neutro sólido à terra com circulação de correntes num defeito fase-terra (elaborada pelo autor)

3.8.1.3. Regime de Neutro com reactância limitadora

É o tipo de regime mais aplicado nas redes elétricas portuguesas, por permitir regular as correntes de defeito num nível nem muito elevado, de modo a não colocar em causa o nível de isolamento da rede, nem muito baixo, de forma a permitir que a deteção seja relativamente simples. É caracterizado por ter uma impedância indutiva que limita a corrente de fuga à terra

[2] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

a valores na ordem de umas centenas de amperes, normalmente acima da corrente capacitiva da rede, e elimina muitas das sobretensões originadas nas fases sem defeito para níveis de acordo com o isolamento do equipamento instalado, não comprometendo a deteção das proteções, as quais devem efetuar a abertura dos disjuntores ao primeiro defeito e seletivamente de acordo com as saídas da SE que apresentarem a corrente mais elevada.

Para a ligação do ponto neutro, estando esse acessível ou não no TP de AT/MT, utiliza-se uma reactância de fabrico baseado num transformador de distribuição de MT (Figura 3.18), com ligação ziguezague e ponto neutro acessível, ficando o secundário ligado à terra em série com um TI que mede a corrente homopolar (Delgado M. , 2010). Como a reactância não é pura, há que considerar a componente resistiva associada, pois influencia a sensibilidade dos relés direcionais de potência homopolar do sistema de proteções, pelo fator de qualidade[3].
Este regime pode ser usado em qualquer rede, diferindo apenas o valor da reactância limitadora sendo normalmente nas redes subterrâneas ou mistas de 1000 A e no caso das redes aéreas de 300 A (Louro, 2008).

Apesar de na atuação das proteções poder estar contemplada a função de religação (ver ponto 4.2.1), a continuidade do serviço será comprometida, uma vez que existirá sempre micro cortes. Além disso ocorrem esporadicamente algumas sobretensões elevadas devido à ressonância entre a reactância e a capacitância da rede.

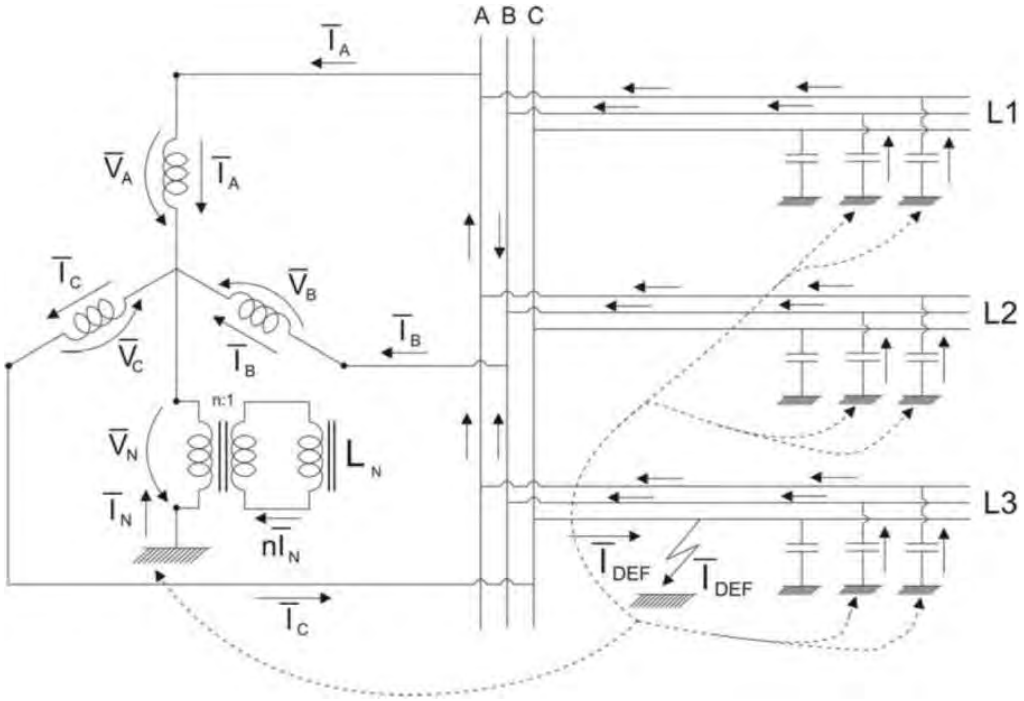


Figura 3.18 – Exemplo de SE de neutro com reactância limitadora com circulação de correntes num defeito fase-terra (Louro, 2008)

[3] O fator de qualidade $Q = X_n/R_n$ mede a relação entre a reactância e a resistência de uma bobina.

3.8.2. Equipamentos integrantes de um sistema de proteção

Como ilustrado (Figura 3.4) e já várias vezes referido o IED pode-se designar de "cérebro" do sistema de proteção de qualquer PLMT de saída, mas fazendo parte de um sistema, necessita de equipamento que o auxilia na realização das suas funções, como tal são necessários sempre TI's, TT's, um TORO de corrente, relés auxiliares de painel, a fonte de alimentação auxiliar por baterias e o disjuntor de MT que na sua maioria se encontram completamente fechados em compartimentos distintos num quadro de MT (Figura 3.19) do tipo blindado e isolado a ar.

Figura 3.19 – Quadro de MT, 15 kV – Normabloco - com as várias celas (Distribuição, 2013)

3.8.2.1. Transformadores de Intensidade

São transformadores de medida nos quais a corrente dos enrolamentos secundários é proporcional à do primário, tendo uma diferença de fase nula, gerando valores de corrente nominal de 1 ou 5 A, os quais são facilmente aceites pelo IED, garantindo assim o isolamento da MT sem riscos para o pessoal da exploração e manutenção. Também é uma forma de evitar as perturbações eletromagnéticas das correntes elevadas e reduzir os valores das correntes de curto-circuito que teriam de ser suportadas pelos aparelhos de proteção e medida. Como são ligados em série com o circuito onde se pretende uma medida ou realizar uma proteção por corrente, devem suportar os mesmos esforços mecânicos sobre as condições elétricas de sobretensões e curto circuitos. O enrolamento secundário (da função de proteção) que esteja ligado ao IED não deve saturar antes do IED, ao contrário do enrolamento secundário de medida que se encontra ligado aos aparelhos de medida (Delgado M. , 2010). Normalmente são instalados 2 (nas fases laterais da cela) ou 3 TI's por cada PLMT de saída da RND nas celas de MT do género do Anexo 2 (componente 4), do tipo bobinado seco indutivo com núcleo magnético saturado, sem entreferro com resinas sintéticas de elevada resistência mecânica, resistentes à propagação da chama e não absorventes de humidade, conforme as características apresentadas (Quadro 3.2) de acordo com a norma IEC 60044-1 (EDP, 2007b), devido aos IED's funcionarem corretamente mesmo com os TI's sob saturação.

Quadro 3.2 – Exemplo de características dos TI's dos PLMT de saída na RND (EDP, 2007b)

Características		Tensão estipulada (kV)		
		12 kV	17,5 kV	36 kV
Relação de Transformação (A)		200-400	200-400	100-200
Valor Eficaz da corrente Nominal de Curta Duração (3 s) (kA)		16	16	12,5
Valor de Pico da Corrente Nominal de Curta Duração (kA)		40	40	31,5
Medida	Potência de Precisão (VA)	15		
	Classe de Precisão	0,5		
	Factor de Segurança	≤ 5		
Protecção	Potência de Precisão (VA)	15		
	Classe de Precisão e Factor Limite de Precisão	5P15		

3.8.2.2. Toro de corrente para linhas MT

Têm um funcionamento muito semelhante aos TI's, mas neste caso são transformadores de medida de corrente mais sensíveis e precisos, sem enrolamento primário, sendo o mesmo feito por a passagem dos cabos secos de MT das 3 fases de potência (representando uma espira) justapostos em triângulo em conjunto com o cabo geral de ligação à terra das malhas de proteção (Figura 3.20) do lado do quadro de MT, através do centro do núcleo do TORO, o qual normalmente é constituído por dois "C's", com uma resistência baixa para o campo magnético nas aberturas que fazem a união das duas peças constituintes, apresentando menor consumo em vazio, logo tendo menor aquecimento no funcionamento.

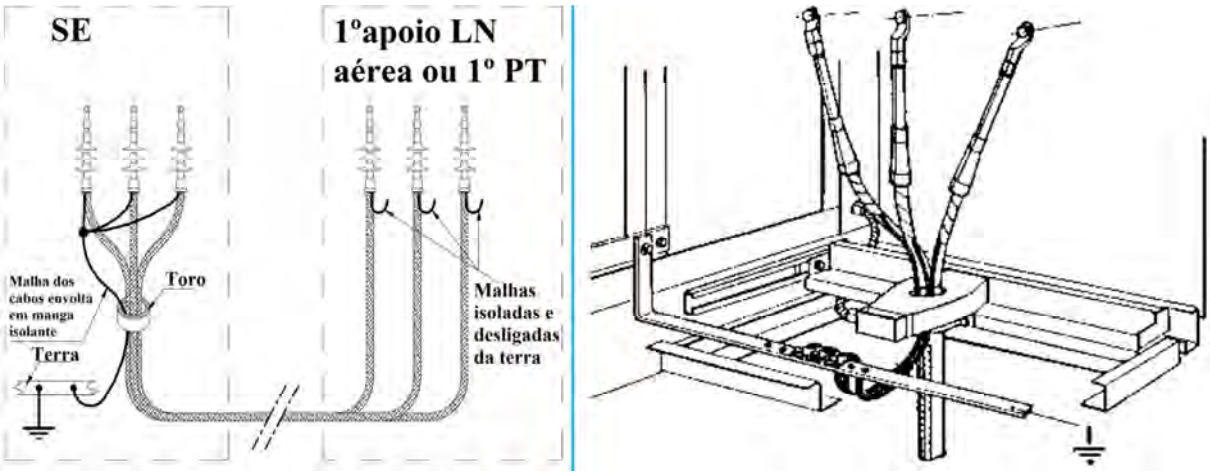


Figura 3.20 – Exemplos de aplicação de toros para linhas de MT (Distribuição, 2013)

Normalmente na RND são instalados os que têm apenas um enrolamento secundário (Quadro 3.3), do tipo descrito, com abertura rápida para fácil colocação dos cabos no interior. Quando

é bem dimensionado e devido às suas características, é considerado o "Rolls Royce" dos transformadores de medida.

Quadro 3.3 – Características dos toros dos PLMT de saída na RND (Distribuição, 2013)

Tensão Nominal das redes:		10 kV	15 kV	30 kV
Características		Tensão Nominal		
		0,6 a 4 kV	0,6 a 4 kV	0,6 a 4 kV
Correntes	Enrolamento Primário (A)	100	100	200
	Enrolamento Secundário (A)	1 ou 5	1 ou 5	1 ou 5
Potência de Precisão (VA)		2	2	15
Diametro Interior (mm)		53 a 250		
Classe de Precisão e Factor Limite de Precisão		5P10		

3.8.2.3. Transformadores de Tensão

À semelhança dos TI´s, os TT's reduzem os valores de tensão garantindo assim o isolamento da MT sem riscos para o pessoal da exploração e manutenção. Normalmente são instalados por cima da cela do Transformador dos Serviços Auxiliares (TSA) e Reactância de Neutro (RN) três TT's do tipo indutivo num compartimento próprio em cada semibarramento, munidos de uma estrutura móvel própria que permite a extração desses da zona de tensão, seccionando os circuitos primário e secundário, de forma a realizar todas as intervenções necessárias. Cada TT está ligado entre o potencial da terra e uma das fases, tendo uma proteção individual por fusível de MT de 6 A ou inferior desde que mantenha a sua robustez. O principal objetivo é fornecer leituras em níveis adequados, que sejam facilmente rececionados por todos os IED's de todos os PLMT que estejam ligados ao mesmo semibarramento, sendo a tensão dos enrolamentos secundários proporcional à dos primários com uma diferença de fase nula. Um dos dois pontos de ligação do enrolamento secundário é sempre ligado à terra por razoes de segurança e de estabilidade das tensões medidas. Para além disso no outro ponto de ligação é colocado um fusível que protege o TT até à sua potência térmica limite e deve estar em seletividade com os disjuntores de BT do circuito de alimentação de tensão (Delgado M. , 2010). Na RND usam-se os do tipo indutivo, de resinas sintéticas de elevada resistência mecânica (tipo TI's), por terem uma resposta muito fiável no secundário quando ocorrem variações bruscas na tensão primária, sendo muito semelhantes aos TP´s de acordo com a rapidez de atuação dos IED's, de acordo com as características apresentadas (Quadro 3.4) as quais estão em conformidade com a norma IEC 60282-1 (EDP, 2007b). Em algumas situações, devido às exigências de espaços reduzidos para a instalação, opta-se por instalar aparelhos que tenham as duas funcionalidades, medir corrente e tensão em simultâneo.

Quadro 3.4 – Características dos TT's usados em PLMT de saída na RND (EDP, 2007b)

Características		Tensão estipulada (kV)		
		12 kV	17,5 kV	36 kV
Enrolamento Primário		10000/√3	15000/√3	30000/√3
Enrolamento Secundário de Medida	Tensão Nominal (V)	100/√3		
	Potência e Classe de Precisão	120 VA, cl. 0,5		
Enrolamento Secundário de Tensão residual	Tensão Nominal (V)	100/3		
	Potência e Classe de Precisão	60 VA, cl. 3		

3.8.2.4. Disjuntor de Média Tensão

Qualquer PLMT de saída tem um disjuntor de extração manual da cela (Figura 3.21), com a capacidade de abrir em carga o circuito de MT da linha para a qual está a fornecer alimentação, proveniente de um barramento do quadro de MT e extinguir o arco produzido através das câmaras de corte dentro dos polos, nas condições de curto-circuito durante o tempo estipulado pelo fabricante, sobrecarga, ou mesmo numa manobra de rede. A velocidade média de resposta, é cerca de 100 ms na abertura e 80 ms no fecho. Numa situação de religação (ver ponto 4.2.1) as duas primeiras manobras (abertura e fecho) são sempre mais rápidas, devido ao aproveitamento da energia mecânica obtida através do jogo de molas da caixa de comando. O isolamento exterior dos polos é semelhante aos TI's, TT's ou toroidais, tendo maior robustez porque no interior existem pressões maiores quando são realizadas aberturas e isolados os arcos originados. A atuação da caixa mecânica de comando além de manual, é sobretudo realizada por a atuação de mecanismos que funcionam com a excitação de bobinas, uma de fecho e duas de abertura. Para sinalizações de estado e auxílio do controlo, têm incorporado blocos de contactos auxiliares, um pressostato em cada polo ou um comum e um contador de manobras para o controlo das escassas atividades de manutenção. Apesar de existirem outros tipos de instalações, são os disjuntores mais usados na RND pela sua compacticidade e pela facilidade que o fabricante tem em instalar os sistemas de proteção num único quadro, além do IED por cima da cela de MT do género do Anexo 2 (compartimento D), estando normalmente de acordo com as características apresentadas (Quadro 3.5) as quais estão em conformidade com a norma IEC 62271-100 e IEC 60694 (EDP, 2007b).

Figura 3.21 – Disjuntor de MT de SF6 de celas de saída (Distribuição, 2013)

Quadro 3.5 – Características dos disjuntores dos PLMT de saída na RND (EDP, 2007b)

Características	Tensão estipulada (kV)		
	12 kV	17,5 kV	36 kV
Isolamento pressurizado nos 3 polos	SF6 ou em Vácuo		
Tensão suportável ao choque atmosférico (valor de pico)	75 kV	95 kV	170 kV
Tensão suportável à frequência industrial durante 1 minuto (valor eficaz)	28 kV	38 kV	70 kV
Corrente estipulada em serviço contínuo	630 A	630 A	400 A
Poder de corte em curto-circuito - componente periódica (valor eficaz)	16 kA	16 kA	12,5 kA
Sequência de manobras estipulada (A = Abertura, F= Fecho)	A-0,3 s-FA-15 s-FA-15 s-FA		
Duração estipulada de curto-circuito	3 s		
Tempo de corte	≤ 70 ms		

3.8.2.5. Relés auxiliares

Pelo descrito nas secções anteriores verifica-se que o sistema de proteção associado a cada painel da SE, não deixa de funcionar como um pequeno automatismo, porque para além de desempenhar as funções de proteção, também emite e adquire informações do exterior, como sinalizações, ordens de comando, etc. Para que exista um correto funcionamento de todo o automatismo que é maioritariamente desempenhado pelo IED de cada painel, é necessário que sejam instalados alguns relés auxiliares no quadro de BT do PLMT do género do Anexo 2 (compartimento D). Normalmente esses relés são do tipo extraíveis com 4 contactos de 8 A, e podem ter alimentação de 110 V CC ou 230 V CC, com uma atuação rápida que seja inferior a 10 ms. As funções necessárias são as ordens de ligar e desligar para as bobinas da caixa mecânica de comando e o regime especial de exploração (ver ponto 4.2.3.2), (EDP, 2007b).

CAPÍTULO 4 – FUNÇÕES DE PAINEL DE SAÍDA DE MÉDIA TENSÃO

4. Funções de um PLMT

Neste capítulo são descritas todas as funções que um PLMT de saída atual de uma SE pode ter. Como existem diversas topologias de rede, apenas se aborda as que contêm só consumidores sem injeções de auto produção ao longo das LMT aéreas ou mistas. As funções estão divididas em três conjuntos diferentes, proteção, automatismo e complementares devido ao mecanismo onde são desencadeadas, mas veremos que estão diretamente relacionadas para que os processos de automatização dos PLMT, possam ser desencadeados de forma correta como são configuradas a quando da sua instalação na SE, os quais normalmente seguem o modelo da Topologia A das SE da RND, que é a mais utilizada e completa em termos de funcionalidades das três topologias (A, B e C) como se pode ver no Anexo 4.

4.1. Funções de proteção

Para garantir a proteção eficaz de um PLMT, todas as funções de proteção que estejam ativas num painel, devem ter condições lógicas implementadas que permitam efetuar o bloqueio e o encravamento. Com a aplicação no quadro BT dos IED's que dispõem de lógica programável, é possível essa implementação de uma forma flexível. Quando são programados nos PLMT, são comtemplados pelo menos dois grupos de parâmetros, onde cada um dos quais deverá conter as seguintes funções de proteção descritas. Há que salientar que para a aplicabilidade das funções o regime de neutro da SE tem de ser com reactância ou resistência limitadora, no caso de isolado não podem ser executados trabalhos em tensão (TET) descritos no Anexo 5.

4.1.1. Máximo de intensidade de fase (50[4])

A função de proteção de máximo de intensidade de fase (MIF) realiza a análise de sobrecargas existentes sobre a linha ou, defeitos de curto-circuitos que envolvam apenas duas ou três fases. O IED é regulado para um valor de corrente que se situa acima da carga máxima da LMT, o qual pode ser no mínimo 10%. Esta função pode ter três tipos de funcionamento, por corrente definida atuando instantaneamente quando a corrente de regulação do IED for ultrapassada, por tempo definido quando se define um atraso temporal para além da corrente anterior ou, por tempo inverso utilizando a parametrização das curvas de tempo inverso disponíveis, parametrizando o IED de forma a atuar segundo o critério de quanto maior for a corrente recebida, menor será o tempo de atuação. A função MIF pode ser executada com três níveis de deteção (I>, I>>, I>>>), os quais funcionam por tempo independente, seguindo a tipologia por tempo inverso. Para as tensões usadas em MT os parâmetros definidos (Quadro 4.1 e 4.2), foram calculados tendo em consideração os requisitos (1), (2) e (3) (EDP, 2011).

[4] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

Quadro 4.1 – Regulações da função de proteção de MIF dos PLMT da RND (EDP, 2011)

MIF		Tensão estipulada (kV)			Tempo Operação
		10	15	30	
Nível Deteção	I>	1,4*In	1,4*In	1,4*In	1 seg
	I>>	2,0*In	2,0*In	2,0*In	0,5 a 0,7 seg.
	I>>>	4000 A	2000 A	1500 A	0,1 a 0,3 seg.

Quadro 4.2 – Características da função de proteção de MIF dos PLMT da RND (EDP, 2007c)

Características	Gamas
Corrente de arranque	50% a 1000% In, passos de 5
Informação de aranque	≤ 50 ms
Tempo Independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

I_N = mínimo (Corrente máxima suportada pelo condutor a frio; Corrente nominal do TI) (1)

$(I>>)_{\text{Saída MT}} < (I>)_{\text{TP}}$ (2)

Se o IED tiver bloqueio por $I_{2^a\ \text{harmónica}}$, I>> e I>>> devem ser bloqueados sempre que:

$I_{2\text{harmónica}} / I_{1\text{harmónica}} \geq 15\%$ (3)

A função de MIF quando ativada no IED pela corrente de arranque que é sempre superior a I_N, envia uma ordem de abertura ao disjuntor de MT do painel e simultaneamente pode desencadear a função de religação automática (ver ponto 4.2.1) dependendo do modo de funcionamento selecionado das religações (EDP, 2007c). Dessa forma, se o defeito for fugitivo (ver Anexo 7), o serviço será restabelecido no menor tempo possível.

4.1.2. Máximo de intensidade homopolar não direcional (50N[5])

Esta função funciona de modo semelhante à MIF, só que realiza a análise de defeitos de curto-circuitos à terra, os quais normalmente não geram correntes suficientemente elevadas para serem analisados pela função MIF, designada de corrente residual. A intensidade de corrente residual a analisar, depende da impedância que é criada com o modo de ligação do neutro à terra, da resistência inerente ao próprio defeito pela sua localização, tipo e configuração existente na rede associada. Na RND é sobretudo usada nas SE´s com ligação de regime de neutro com reactância limitadora (ver ponto 3.8.1.3). A corrente residual é obtida com a ligação em paralelo dos secundários dos três TI's do PLMT, somando assim as correntes das três fases, apresentando apenas valor em situações de defeito que é quando circula uma corrente para a terra, porque teoricamente numa situação sem defeito, a corrente residual ($I_{residual}$) deveria ser nula mas, há que contemplar para o seu cálculo a influência das correntes capacitivas desequilibradas ($I_{capacitiva}$), as cargas desiguais dos TI's, as características desses, a simultaneidade de abertura dos polos do disjuntor, etc. (Delgado M. , 2011). Logo os requisitos a considerar para o arranque (Corrente - $I_{operação}$ e tempo - $T_{operação}$) da função de MIHND do IED a instalar são (EDP, 2011):

$I_A + I_B + I_C \geq I_{capacitiva}$ (4)

$I_{capacitiva} < 90$ A (5)

$I_{operação} = 90$ A (6)

Se $I_{capacitiva} > 90$ A então $I_{operação} = 1.3 * I_{capacitiva}$ (7)

$T_{operação}$ = [0,15 s e 0,5 s] (8)

[5] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

E ainda as características (Quadro 4.3) que normalmente se usam na RND de MT são:

Quadro 4.3 – Características das proteções de MIHND dos PLMT da RND (EDP, 2011)

Características	Gamas
Corrente de arranque	50% a 150% In, passos de 1
Informação de aranque	≤ 50 ms
Tempo Independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

O 2º escalão da função (Io>>) executa religações (ver ponto 4.2.1) quando é ativada.

4.1.3. Máximo de intensidade homopolar direcional (67N[6])

A função de MIHD é muito idêntica à MIHND, com a exceção que esta realiza apenas a análise de defeitos que geram correntes capacitivas que circulam no sentido da LMT para o barramento da SE. Como é uma função de grande sensibilidade a medida da corrente homopolar, provém do TI tipo TORO instalado no PLMT e a tensão homopolar provém da medida realizada através dos TT's de barramento ligados em triângulo aberto. A direccionalidade é determinada através da diferença angular entre a corrente e a tensão homopolar, sendo que em avanço (+90º) não existe defeito na LMT de saída da SE onde se encontra o IED instalado, pelo contrário em atraso (-90º) existirá defeito pela circulação de correntes capacitivas do barramento para a LMT, garantindo dessa forma a seletividade entre as diversas LMT's da SE. A função de MIHD pode ser executada com três níveis de deteção (Io>, Io>>, Io>>>), os quais funcionam por tempo independente, devendo ser considerado uma ativação instantânea e outra temporizada, assim como a direccionalidade deve ser configurável de forma individual em todos os níveis de deteção. Os parâmetros de regulação (Quadro 4.4) dependem do regime de neutro da SE, devido à corrente residual ou homopolar que cada um dos regimes (ver ponto 3.8.1) pode apresentar em situação de defeito. A MIHD usada na RND deve ainda respeitar as seguintes características (Quadro 4.5).

Quadro 4.4 – Regulações das funções de proteção de MIHD dos PLMT da RND (EDP, 2011)

MIHD	Reactância 300 A	Reactância 1000 A	Resistência	Neutro Isolado
$I_{operação}$	40 A	40 A	40 A	2 A
(Vh)min	2%*VN/√3	2%*VN/√3	2%*VN/√3	5%*VN/√3
α	10°	15°	45°	90°
$T_{operação}$	0,5 s	0,5 s	0,5 s	0,5 s

Notas: VN -> Tensão de neutro
Vh - > Tensão homopolar = (VA+VB+VC)/3
α -> Ângulo mínimo que arranca a MIHD, depende da corrente de defeito proveniente da rede

Para os valores calculados para os regimes de reactância, considerou-se que a relação (Reactância/resistência) = 3, porque se for superior a função poderá não reconhecer os defeitos. A MIHD quando ativada no IED pela corrente de arranque homopolar, envia uma

[6] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

ordem de abertura ao disjuntor de MT do painel e simultaneamente pode desencadear a função de religação automática (ver ponto 4.2.1) dependendo do modo de funcionamento selecionado das religações (EDP, 2007c). Dessa forma, se o defeito for fugitivo (ver Anexo 7), o serviço será restabelecido no menor tempo possível.

Quadro 4.5 – Características das proteções de MIHD dos PLMT da RND (EDP, 2011)

Características	Gamas
Corrente homopolar de arranque	1% a 300% de In, passos de 5 %
Tensão de polarização mínima	1%*V_N
Informação de arranque	≤ 50 ms
Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

No terceiro nível (Io>>>) a função realiza o cálculo da corrente homopolar através de uma soma vetorial das correntes de fase. Em regime de neutro isolado a corrente operacional é de 2 A devido à MIHD apresentar um comportamento mais seletivo em relação à PTR (EDP, 2011).

4.1.4. Máximo de intensidade homopolar de terras resistentes (PTR, 51N[7])

Na função homopolar à semelhança das anteriores, o principal objetivo do máximo de intensidade homopolar de terras resistentes (PTR), é realizar a proteção em linhas aéreas ou mistas associadas a um barramento (ou semibarramentos), identificando defeitos fase-terra de elevada resistência que possam ocorrer e que não tenham sido detetados por falta de sensibilidade. Em defeito apresentam resistências na ordem dos 16,5 kΩ, o que gera variações muito pequenas na corrente residual, normalmente em SE's que contém o regime de neutro com reactância limitadora e com neutro isolado (ver ponto 3.8.1). O funcionamento deve ter um nível de deteção (Io>), obedecendo a uma curva de atividade segundo a norma CEI 60255 do tipo Inversa de Tempo Longo ou Muito Inversa (ver Anexo 6), garantindo dessa forma a seletividade da saída com defeito relativamente às restantes saídas de MT da SE, porque se todos os IED's da SE nas LMT usarem curvas idênticas, devido à corrente de defeito nessa linha ser sempre mais elevada que a corrente capacitiva que circula nas restantes linhas (Louro, 2008), o IED instalado na LMT com defeito será sempre o primeiro a fazer a deteção e o posterior isolamento pelo disjuntor do PLMT. Na RND opta-se por adotar a curva de *Ensemble de Protections Ampèremétriques de Terre Résistante* (EPATR) definida pela RND francesa a Électrecité de France (EDF). Como se trata de uma função de alta sensibilidade, a leitura da corrente residual provém do TI tipo TORO instalado no PLMT, em montagens como a descrita na Figura 3.20. Para as tensões usadas em MT os parâmetros definidos (Quadro 4.6) e as características (Quadro 4.7) foram calculados tendo em consideração os requisitos (9), (10) e (11) (EDP, 2011).

[7] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

Quadro 4.6 – Parametrizações da PTR usada nas proteções dos PLMT da RND (EDP, 2011)

Parâmetro		Valores	
$I_{operação}$ "Io>"		2 A	2 A
Fator Multiplicativo de Tempo "TM"		0,4	3,55
Curva CEI 60255	α	1	1
	β	120	13,5
Tipo de Curva CEI 60255		Inversa de Tempo Longo	Muito Inversa

$T_{operação[min]}$ → Se a zona de operação da proteção inversa for limitada a 20*$I_{operação}$ (tal como especificado na norma CEI 60255) ou a 40* $I_{operação}$, o valor está na gama apresentada (9)

Em função da amplitude da corrente de defeito ou residual nas LMT, são definidas três zonas de operação as quais são delimitadas pelos seguintes intervalos, tendo dado origem às curvas aproximadas adotadas:

$$T_{\text{operação}}[s] = \begin{cases} \frac{459{,}14*TM}{I_{residual}^{0{,}655}}, & 0{,}5\ A \leq I_{residual} < 5\ A \\ \frac{800*TM}{I_{residual}}, & 5\ A \leq I_{residual} < 200\ A \\ 4*TM \quad , & I_{residual} \geq 200\ A \end{cases} \tag{10}$$

Normalmente a regulação do fator TM é de 0,2 (EDP, 2007c), o que faz com que as curvas adotadas da EDF possam não ser cumpridas criteriosamente, mas serem reconvertidas por definição do próprio utilizador através de um conjunto de diversos pontos (corrente, tempo), ou pela construção de uma curva através da associação de várias curvas de tempo inverso e independente, devidamente associadas a lógica configurável.

Quadro 4.7 – Características da PTR usada nas proteções dos PLMT da RND (EDP, 2011)

Características	Gamas
Ligação a toro	0.5 A a 50 A (corrente primária)
Informação de aranque	≤ 50 ms

Quer localmente na SE ou à distância, a PTR pode ser retirada de serviço em qualquer PLMT. Quando ativada no IED, a PTR envia uma ordem de abertura ao disjuntor de MT do painel e simultaneamente, pode desencadear a função de religação automática rápida e ou lenta de disjuntores (ver ponto 4.2.1), dependendo do modo de funcionamento selecionado das religações (EDP, 2007c). Dessa forma, se o defeito for semi-permanente (ver Anexo 7), o serviço será restabelecido no menor tempo possível, garantindo coordenação com os OCR instalados na rede que está a ser alimentada pela saída da LMT com defeito.

4.1.5. Deteção de Condutor Partido (50BF[8])

Quando um condutor parte numa LMT que liga normalmente a SE com as cargas (Figura 4.1), podem ocorrer três casos que se devem ter em consideração para as metodologias de deteção,

[8] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

em cada um deles o defeito é eliminado através do disparo realizado apenas pelas funções que estão mencionadas na descrição, apesar de poderem atuar outras para além das referidas.

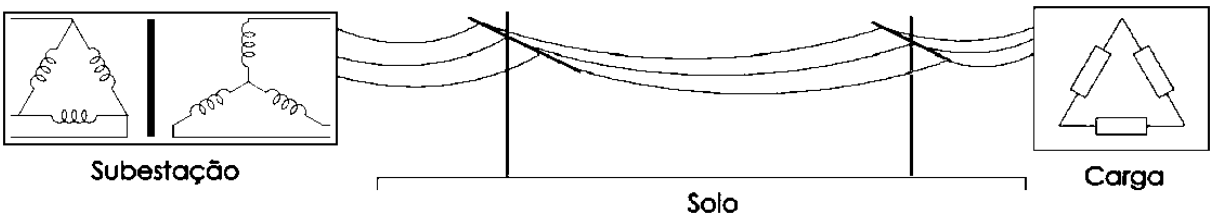


Figura 4.1 – Exemplo de LMT que interliga a SE com a carga - Rede (elaborada pelo autor)

Caso 1 – Condutor partido e caído sobre o solo pouco resistivo do lado da SE (as funções de MIH/MIHD se atuadas, disparam o disjuntor);

Caso 2 – Condutor partido e caído sobre o solo muito resistivo do lado da SE (a função de PTR se atuada, dispara o disjuntor);

Caso 3 – Condutor partido e caído sobre o solo pouco resistivo do lado da carga (a função de sinalização de condutor partido é atuada, não disparando o disjuntor);

A deteção de condutor partido, por vezes são situações de difícil reconhecimento. Para isso é usada uma função de proteção nos PLMT, a qual é executada no IED instalado no próprio painel quando ocorre uma interrupção de uma das três fases nessa LMT. Na rutura de um condutor existem sempre alterações nas correntes da linha na componente direta, inversa e homopolar (se o solo onde o condutor cair for pouco resistivo), as quais são usadas para as três metodologias de deteção.

Metodologia 1 – Deteção por corrente residual

Quando um condutor cai no solo, existe a circulação de corrente para a terra através do condutor, podendo ser determinada pela corrente residual, mas só no caso de o solo ser pouco resistivo, devido à maior eficácia da deteção por correntes homopolares. Esta metodologia é definida pela condição:

$$I_{residual} > I_{operação} \tag{11}$$

Para que seja eficaz, segundo (Louro, 2008) é necessário que a corrente operacional seja cerca de 1/3 da corrente da carga pré-defeito. Esta função de proteção deve ser regulada no valor mínimo possível, dado que a LMT pode ter um valor de corrente baixo. Na regulação há que ter em consideração o valor da corrente homopolar originada pelos desequilíbrios capacitivos da rede adjacente em situações difíceis de recurso, pois a regulação tem que ser sempre superior à corrente homopolar.

Metodologia 2 – Deteção por corrente de sequência inversa

Na situação de queda quando o condutor é interrompido em todos os casos de rutura, aparecem correntes de sequência inversa na LMT que são usadas numa função de proteção de

máxima corrente inversa, para que essa consiga reconhecer o estado do condutor caído. Esta metodologia é definida pela condição:

$$I_{Inversa} > I_{operação} \tag{12}$$

A sua regulação no IED não é pacífica, porque na LMT podem surgir correntes inversas provenientes de desequilíbrios capacitivos e indutivos da rede, desequilíbrios na tensão de alimentação, desequilíbrios de carga ou erros de medida dos TI's instalados. Além disso devem ser salvaguardadas todas as falsas deteções, para não originar procura de condutores caídos inexistentes, ou condutores partidos e não reconhecidos por indicações erradas. Para isso a corrente operacional deve ser parametrizada considerando a corrente de defeito mais elevada possível, o que origina a que a deteção de condutores partidos numa percentagem elevada da rede em situações de vazio não seja realizada. Segundo (EDP, 2010) a corrente máxima para a maioria das LMT da RND, situa-se nos 400 A, logo pela análise realizada em (Louro, 2008) podemos ver que a corrente operacional da função é de cerca de 10% da corrente máxima. Além disso a corrente operacional deve ser normalmente cinco vezes maior que a corrente máxima de sequência inversa que percorre a linha. Neste caso a $I_{operacional}$ é de 30 A.

Metodologia 3 – Deteção por relação entre corrente de sequência inversa e direta

Como a metodologia anterior é limitada, os fabricantes de IED's optaram por criar uma metodologia que relaciona a corrente de sequência inversa com a de sequência direta, garantindo desse modo uma proteção que o alcance não seja dependente da corrente de carga. Esta metodologia é definida pela condição:

$$\frac{I_{Inversa}}{I_{Direta}} > I_{operação} \tag{13}$$

Na regulação do IED há que ter em consideração que a corrente de sequência direta pode alcançar um valor pequeno como por exemplo com a LMT em vazio, de tal forma que para garantir a atuação apenas em situações de carga que possa ser medida, a função nesta metodologia é bloqueada pelo valor da corrente de sequência inversa. Como é compreensível não se trata de uma regulação pacífica, devido à dificuldade em saber quais os valores que são considerados errados e que podem afetar a função. Porém independentemente do fabricante do IED usado e tentando seguir as suas recomendações para esta metodologia, sabe-se que das três é a mais eficaz para a deteção de todos os casos de condutor partido (Louro, 2008).

O caso 3 só é reconhecido pela metodologia 2. Esta função não provoca disparos mas apenas sinalizações para o centro de condução de rede, num período máximo de operação de 20 s (EDP, 2011).

4.1.6. Cold load pickup

Também chamada de arranque a frio, esta função de proteção é característica dos PLMT, a qual previne disparos indesejados do disjuntor de painel pelo IED, originados pela função de

proteção MIF quando surge uma ligação de cargas numa LMT ou arranques diretos de motores de potência considerável, causando picos de corrente. Os valores de regulação da MIF são alterados temporariamente quando ocorrem essas ligações, sendo o tempo de abertura do disjuntor assim como o da ativação da função de 1 a 240 minutos permitindo ajustes com variações de 1 minuto (Distribuição, 2013).

4.1.7. Inrush restraint

É uma função que realiza a restrição da MIF, a quando do aumento súbito de corrente que ocorre ao energizar transformadores ou motores de potência considerável numa LMT devido à re-magnetização. Nessa situação ocorrem picos de corrente, o IED bloqueia a atuação instantânea da MIF, quando deteta sobreintensidade através do 2º harmónico da corrente na LMT. A parametrização usada na RND normalmente situa-se entre 10 e 50% da componente fundamental (EDP, 2007c).

4.2. Funções de Automatismo

Estas funções além de outras particularidades complementam o funcionamento das funções de proteção dos PLMT realizadas pelos IED's. São desencadeadas através de lógica programável no autómato do SPCC em conjunto com os IED's existentes na SE instalados nos painéis e permitem executar funções, como atualizar a informação de comandos enviados do centro de condução de rede e posto de comando local (pela unidade central) para a aparelhagem da SE, bem como a informação de medidas de alarmes e de sinalizações provenientes dos IED's da SE para o centro de condução. Para além disso garantem a seletividade entre IED's de painéis ligados ao mesmo barramento de MT, como outras LMT, chegadas de TP, inter-barras, RN/TSA, condensadores, etc. De seguida são descritas as funções de automatismo desencadeadas sobre os PLMT de saída, com maior relevância para o tema do trabalho.

4.2.1. Religação rápida e/ou lenta de disjuntores (79[9])

A função de religação rápida e/ou lenta de disjuntores serve para eliminar automaticamente defeitos fugitivos e defeitos semipermanentes (ver Anexo 7) em PLMT, assegurando a recolocação do serviço automaticamente (sem intervenção do pessoal operador no centro de condução) após o acontecimento das interrupções de curta duração. Dependendo do tipo de defeito que origina a abertura instantânea/temporizada do disjuntor de proteção do PLMT, quando não inibida a função de religação é executada dando origem a religações rápidas e/ou lentas, constituídas por ciclos rápidos e/ou lentos (ver Anexo 7). A combinação dos dois tipos de religações dá origem a seis modos de funcionamento diferentes (Quadro 4.8), sendo que o modo 7 é o mais utilizado na RND de MT.

[9] Funções da tabela do Código ANSI do anexo 3

Quadro 4.8 – Modos de funcionamento das religações dos PLMT da RND (EDP, 2007d)

Modos de funcionamento	Descrição sumária	Tempos Típicos
0	"Religação" inibida	Sem religação
4	1 "religação rápida"	300 ms
2	1 "religação lenta"	15 s
3	2 "religações lentas"	15 + 15 s
6	1 "religação rápida" + 1 "religação lenta"	300 ms + 15 s
7	1 "religação rápida" + 2 "religações lentas"	300 ms + 15 s + 15 s

Para que o disjuntor do PLMT possa realizar religações rápidas e/ou lentas, são necessárias cumprir cumulativamente as considerações seguintes:

- Todo o comando do PLMT tem de se encontrar em modo distância, com acesso via telecomando (operador);

- A função de religação rápida e/ou lenta deve encontrar-se em serviço no PLMT e não poderá estar encravada (mesmo que provisoriamente), seja por comando direto ou por um acontecimento que tenha ocorrido;

- O comando do disjuntor de proteção do PLMT deve encontrar-se funcional e com as condições de permissão de manobra reunidas (desencravado, com mola de fecho tensa, fechado e a sinalizar todos esses estados, etc.) para admitir aberturas e fechos automáticos.

No decorrer das religações, as funções fornecem sinalizações referidas ao PLMT a que o IED esteja associado, como ciclo de religação em curso, religação rápida em curso, religação por função PTR em curso, religação lenta em curso, falha de manobra do disjuntor, disparo definitivo e religação interrompida, mantendo-se ativas as duas últimas até que o disjuntor seja fechado (qualquer que seja a via do comando). Ainda durante a execução de ambos os ciclos de religação, se for fornecido ao comando do disjuntor do PLMT uma ordem de abertura ou fecho manual ou via telecomando, o ciclo em curso é terminado. No caso de abertura é emitida a sinalização de disparo definitivo, quando a ordem for de fechar é tratada como um comando manual saindo da função automática.

Os vários tempos que têm de ser aplicados para a execução das funções de religação, são definidos tendo em conta as gamas de variação para cada operação, os tempos de atuação dos equipamentos (IED's, disjuntores, etc.) e as funções de seletividade onde se pretende inserir o PLMT de saída (EDP, 2007d). Estão previstas as religações em qualquer regime de neutro.

De seguida (Quadro 4.9) são apresentadas todas as situações de funções do PLMT de saída que podem desencadear religações, assim como os tempos que estão definidos para cada tipo de religação.

Quadro 4.9 – Características das religações e funções de desencadeamento (EDP, 2007d)

Designação			Tipo de Religação			
			Rápida		Lenta	
Modos com religações rápidas (4,6 e 7)			Temporização	0,05 s		
			Tempo de isolamento	0,3 s		
			Tempo de encravamento	60 s		
1ª religação lenta nos modos (2,3,6 e 7)					Temporização	0 s
					Tempo de isolamento	15 s
					Tempo de encravamento	60 s
2ª religação lenta nos modos (3 e 7)					Temporização	0 s
					Tempo de isolamento	30 s
					Tempo de encravamento	60 s
			Arranque	Disparo	Arranque	Disparo
Neutro com Reactância	prot. contra defeitos à terra	I0>_PTR		X	X	
		I0d>	X			X
		I0>>	X			X
	prot. contra defeitos entre fases	I>				
		I>>	X			X
		I>>>				
Neutro Isolado	prot. contra defeitos à terra	I0>_PTR		X	X	
		I0d>	X			X
		I0>>				X
	prot. contra defeitos entre fases	I>				
		I>>	X			X
		I>>>				

4.2.2. Pesquisa de Terras Resistentes

Esta função de automatismo é assegurada por proteções específicas instaladas no painel de MT de RN onde se encontra também o TSA, sendo desencadeada pela atuação do Detetor de Terras Resistentes (DTR) associado a cada barramento de MT (ou semibarramento). Tem como objetivo identificar de uma forma automática e em coordenação com a função de religação (segundo o modo que se encontrar definido), a/as linha/s aérea/s, a/as linha/s subterrânea/s ou o/s barramento/s de MT (com transformadores associados) onde se verificou um defeito à terra muito resistivo que não seja detetável pelos IED's dos PLMT das saídas. Funciona como *backup* desses PLMT. Os painéis que apresentem defeito são desligados definitivamente e sinalizados no centro de condução de rede com a sinalização correspondente da etapa da função de DTR e os painéis sem defeito, são recolocados em serviço quer seja pela função de religação ou por ordem direta aos disjuntores de MT pela função de DTR. Se o defeito for no barramento de MT (ou semibarramento) são retirados de serviço os PLMT de transformadores, os painéis de paralelo de barras ou acoplamento de barras que lhe estiverem associados. Quanto à parametrização do primeiro escalão de proteção de Máxima Intensidade Homopolar ($I_{o>}$) não deve ser superior a 5 A, só deve ser excedida se a rede for apenas subterrânea e se a corrente de desequilíbrio em situações normais que passa pela RN (I_{o_normal}) for superior a 5 A, caso onde se usa a equação:

$$I_{o>} => 1{,}3 * I_{o_normal} \tag{14}$$

Outros parâmetros característicos a ter em consideração são apresentados no Quadro 4.10.

Quadro 4.10 – Parâmetros da pesquisa de terras resistente da RND (EDP, 2007e)

Parâmetro	Valor (s)	Precisão
Tempo de início da pesquisa	0 - 20	+/- 5%
Tempo de passagem à linha seguinte	0 - 30	+/- 5%
Tempo de regresso ao repouso - Toperação	0 - 180	+/- 5%

Quando o DTR atua em simultâneo pela pesquisa de terras com o IED de qualquer PLMT, tem menor prioridade sobre esses. Para além disso ao desempenhar a sua pesquisa, bloqueia o comando automático da BC. A ordem de pesquisa é configurada segundo o grau de prioridade dos PLMT, mas dentro dessa normalmente são, LMT aéreas, LMT subterrâneas, TP e paralelo ou acoplamento de barras. Quando surge o defeito é iniciada a pesquisa tendo em consideração a base de dados representativa da SE, a qual contém todas as sinalizações, condições iniciais de toda a aparelhagem, esquema de exploração e modo de funcionamento da função segundo (EDP, 2007e), assim como da topologia existente (ver Anexo 4). Quando o regime de neutro da SE é isolado a DTR é realizada no painel de chegada de MT associado a cada TP.

4.2.3. Modos de funcionamento do regime do PLMT

Devido à qualidade de serviço exigida sobre o operador da RND é que existe também as funções de proteção, mas por vezes como há necessidade de realizar intervenções nas LMT da rede, é necessário adotar mais do que um regime de exploração de LMT.

4.2.3.1. Regime Normal de Exploração (RNE)

Todas as funções de proteção nos PLMT têm o seu regime normal de funcionamento, sendo que existe neste modo, as temporizações programadas em cada função, assim como religações se aplicável ao modo de funcionamento em que essas se encontram.

4.2.3.2. Regime Especial de Exploração (REE) – Trabalhos TET

Quando o operador da RND anteveja a conveniência de executar TET (ver Anexo 5) na rede, todas as temporizações das funções de proteção dos IED's das linhas a intervir, caso não sejam nulas, devem ser anuladas por um comutador físico na SE ou à distância via centro de condução de rede e encravável pelo operador da RND, o qual corresponde ao REE. Além disso a sensibilidade das funções de proteção devem ser reguladas para o máximo, porque se trata de uma medida indispensável à segurança das equipas de TET, visando garantir a rápida desligação das linhas intervencionadas em caso de contacto humano com condutores em tensão. Para que o REE tenha efeito, só pode ser aplicado em redes onde o ponto neutro não se encontre isolado. Nos IED's existem parametrizações já definidas que contemplam dois tipos de REE.

REE A – Neste regime as funções de proteção assumem o seguinte modo:
- Temporização de MIF, MIHD e MIH em 0,02 s;
- Religações Bloqueadas;
- Defeitos à Terra eliminados pelo DTR em *bacukp* ($T_{operação}$ = 1,5 s e $I_{operação}$ = 2,0 A);
- Bloqueio da PTR da saída:

REE B – Neste regime as funções de proteção assumem o seguinte modo:
- Temporização de MIF em 0,02 s;
- Religações Bloqueadas;
- Defeitos à Terra eliminados pelo DTR ($T_{operação}$ = 0 s e $I_{operação}$ = 2,0 A);
- Bloqueio da PTR da saída:

O REE A é usado para todas as intervenções de TET com a exceção das operações em que consista ligar ou separar eletricamente duas saídas da SE alimentadas pelo mesmo TP, nessa situação é usado o REE B (EDP, 2011).

4.3. Funções Complementares

Estas funções têm como particularidades auxiliar o funcionamento das funções de proteção do IED nos PLMT, devido a indicarem diversos fatores essenciais para as manobras sobre os disjuntores de MT. Nestas funções circulam dados como leituras, registos de sinalizações, tempos de atuação, etc., o que para além do auxílio em tempo real no centro de condução de rede, faz com que se melhore a qualidade de serviço da rede, na resposta a reparações sobre defeitos, manutenções ou substituições de equipamento.

4.3.1. Registo cronológico de acontecimentos

Ao ser executada a função de registo cronológico de acontecimentos, é incluído toda a informação da atuação das funções de proteção durante um defeito assim como todas as alterações de estado dos órgãos que constituem o PLMT, como o disjuntor, o seccionador, os comutadores, os arranques e disparos das proteções, etc. O registo é realizado com um tempo de resolução máximo de 10 ms. Como a memória do IED é limitada a um determinado número de ocorrências, mais de 500, existe um *buffer* cíclico no qual se vai substituindo os dados mais antigos, de forma ao ciclo de leitura do autómato do SPCC fazer a recolha pelo menos uma vez por dia, com a mesma resolução e armazenar todos os dados da SE, num disco não volátil com maior capacidade. Os IED's devem apresentar a possibilidade de comunicação remota, fazer a exportação dos acontecimentos em formato digital num formato compatível com o *Microsoft Excel* e datar os dados, segundo o seu relógio o qual está em sincronismo com o SPCC (EDP, 2007c).

4.3.2. Osciloperturbografia

É uma função que complementa o registo cronológico de acontecimentos, a qual deve registar as formas de onda de todas as grandezas analógicas e as transições de todos os sinais digitais quer sejam internos ou externos (Quadro 4.11), sempre que uma das condições de arranque seja ativada no surgimento de um defeito sobre o PLMT. Esses registos devem conter dados

do período antes defeito (0,1s), durante (máx. 2,2s) e após (0,1s), contendo o ultimo dois períodos, um com maior frequência de gravação e outro, com menor devido a ser menos interessante num defeito mais longo. O armazenamento é realizado da mesma forma que a função descrita no ponto 4.3.1, assim como a comunicação e a datação. Os IED's devem apresentar a possibilidade de fazer a exportação dos registos para o formato *Common Format for Transient Data Exchange* (COMTRADE), assim como parametrizações para alterar a gravação e impressão para alta e baixa velocidade (EDP, 2007c).

Quadro 4.11 – Parâmetros mínimos exigidos nas osciloperturbografias da RND (EDP, 2011)

Tipo	Parâmetros (mínimos)	Sinais	Despoletar da Oscilografia	
			Arranque	Disparo
Analógicos	Tensão (simples) Fase - terra	V_A, V_B, V_C		
	Tensão Neutro - TT triangulo aberto (caso exista)	V_N		
	Corrente de fase	I_A, I_B, I_C		
	Corrente de neutro no TI Toroidal	I_N		
Digitais	Posição do disjuntor de painel			
	Sinalização de disparo do IED			
	Sinalização de Arranque e Disparo	I>	x	
		I>>	x	
		I>>>	x	
		Io> (PTR)		x
		Iod>	x	
		Io>>	x	
		Cond. Partidos	x	

4.3.3. Monitorização do disjuntor

É uma função dedicada ao estado do disjuntor, com ela consegue-se contabilizar, arquivar e disponibilizar a informação da energia cumulativa que foi manobrada pelo disjuntor do PLMT, quer localmente ou à distância, para além de fornecer o número de manobras (abertura e fecho) é bastante útil para a programação de intervenções de manutenção (EDP, 2007c).

4.3.4. Comutação de parâmetros

Esta função realiza a regulação do conjunto de parâmetros das funções de proteção, de pelo menos dois conjuntos distintos, quer localmente ou via telecomando, disponibilizando ao mesmo tempo a informação do conjunto que se encontra ativo no Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) (EDP, 2007c).

CAPÍTULO 5 – RELÉ DE PROTEÇÃO MICROPROCESSADO - IED

5. Dispositivos eletrónicos inteligentes

Neste capítulo é exposto o funcionamento e constituição de um relé de proteção microprocessado, que frequentemente é chamado nas atividades ligadas ao ramo energético de IED, o qual como já referido neste trabalho, é responsável pela execução das funções que desempenham um papel ativo na proteção de qualquer PLMT. São apresentados diagramas lógicos de blocos, detalhes gerais e a forma de como é processada toda a informação no seu interior entre os diversos módulos constituintes. Como referência para os dados de exemplo e ilustrações, o IED escolhido é o Alstom MICOM modelo P142, devido a ser o modelo com mais instalações ultimamente nos PLMT de saída da RND. Para maiores detalhes consultar a informação disponível (MICOM, 2011). São ainda referidas algumas características do *software* de programação disponibilizado pela Alstom, uteis para a parametrização.

5.1. Arquitetura

O IED para desempenhar a sua função, necessita de ter presente todas as informações relativas ao elemento que está a proteger, no caso da RND os PLMT. Devido a isso é que a sua arquitetura pode ser interpretada como sendo a conjugação de vários módulos físicos de *hardware* com um algoritmo de *software* que realiza comparações com os valores das regulações pré-determinados ou de referência (*set-points*), o qual é executado dentro do programa de *firmware* existente sobre o microprocessador, sendo considerado este último o cérebro das operações. Além disso tirando partido das tecnologias, são enviados/recebidos para o exterior/interior do IED por portas de comunicação, muitas das informações que necessita para as regulações e o controlo. Como principais funções a desempenhar por um IED podemos citar:

- Partilha de informação numérica com os restantes equipamentos do SPCC;
- Aquisição de medidas analógicas do formato *Root Mean Square* (RMS), por filtros digitais do tipo Fourier ou através do cálculo das componentes simétricas;
- Execução de comandos para os disjuntores com receção e envio de sinalizações da diversa aparelhagem;
- Armazenamento de todos os eventos, indicações e configurações em memória não-volátil;
- Realizar uma monitoração contínua dos seus próprios circuitos e funções (*watchdog*);
- Possuir um módulo com fonte de alimentação de CA/CA e CC com regulação automática de forma a garantir uma gama de funcionamento em tensões contínuas ou alternadas.

No microprocessador todas as informações têm de ser tratadas em formato digital, como tal as tensões e correntes analógicas passam por um conversor analógico digital, chegando ao microprocessador através de um barramento série. A restante informação digital não necessita dessa conversão, como a posição do disjuntor do PLMT, sinalização de BT dos TT's, os encravamentos diversos, etc. Como pode existir ruído, todas as entradas são munidas de

isolamento galvânico, sendo o das analógicas realizado por transformadores de isolamento e o das digitais realizados por opto acopladores (díodo foto emissor e um foto-transístor recetor). Para além disso existem os filtros passa baixo, as várias portas de comunicação, o interface do homem máquina (IHM) por *Liquid Crystal Display* (LCD) mais o teclado e para auxílio da memória diminuta disponível no microprocessador, existem a *Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory* (EEPROM) a *Static Random Access Memory* (SRAM) e a *Erasable Programmable Read-Only Memory* (EPROM). De seguida são apresentadas (Figura 5.1) e detalhadas todas as características com maior relevância.

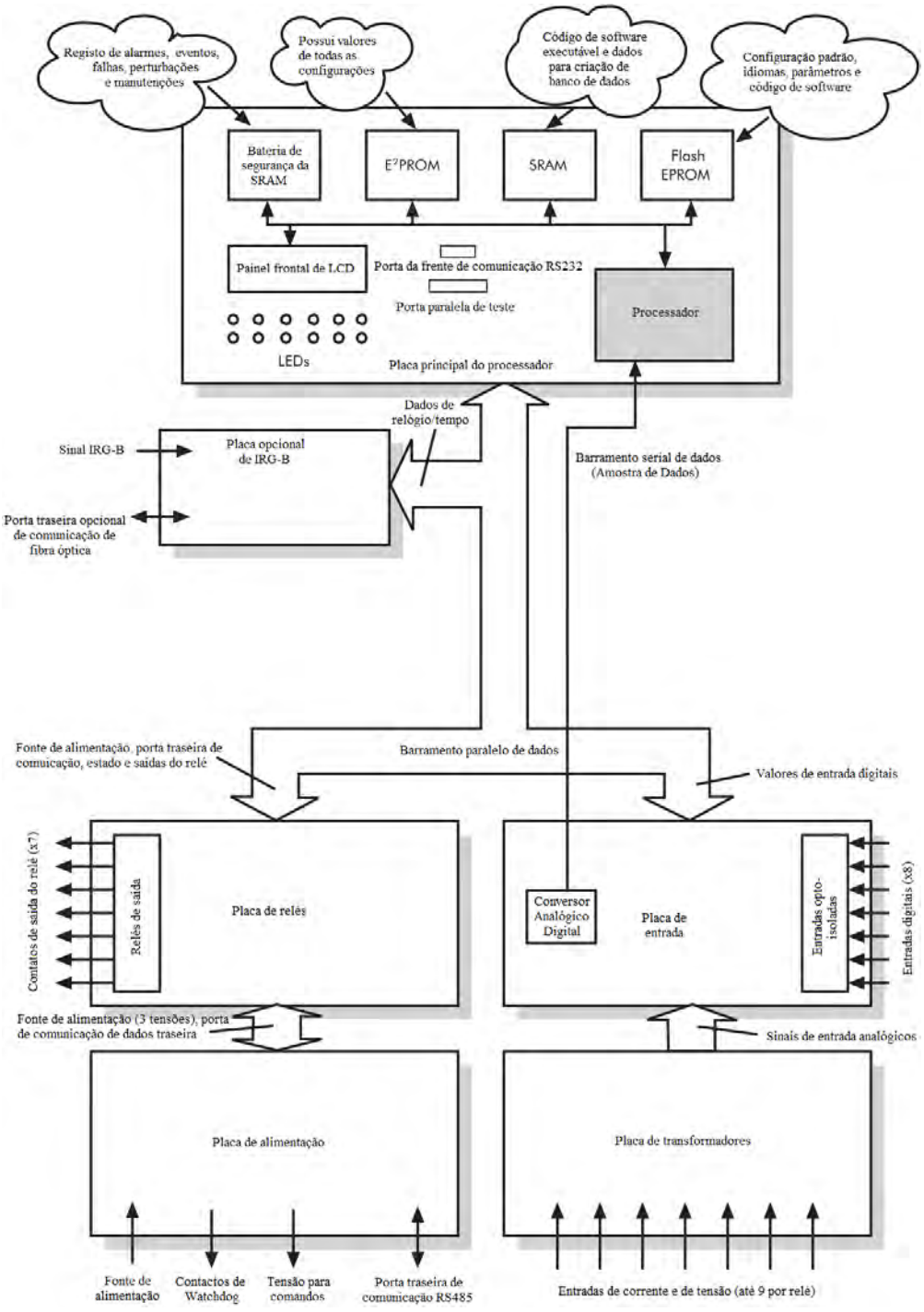


Figura 5.1 – Exemplo de diagrama e blocos interno de um IED (elaborada pelo autor)

5.2. Entradas analógicas

Como entradas analógicas nos IED's existem as tensões do barramento e as correntes do PLMT, provenientes dos transformadores de medida (segundo o ponto 3.8.2.3 para TT's, 3.8.2.1 para TI's e 3.8.2.2 para TORO de corrente), as quais normalmente são nove (V_A, V_B, V_C, V_N, I_A, I_B, I_C, I_N, $I_{NSENSITIVE}$) e ligadas conforme apresentado no esquema da Figura 5.2. Existem duas ligações de I_N para assegurar a função de proteção de MIH e PTR tanto em situação de regime de neutro isolado como com reactância limitadora (ver ponto 4.1.4). V_N é a tensão de defeito à terra usada em ambos os regimes citados. Na instalação do IED no PLMT é colocado um módulo auxiliar de teste (designado de test block Areva P142), que tem como função usando um punho especial inserido, curto circuitar os bornes das correntes medidas, e isolar (abrindo) os bornes das tensões medidas a montante do IED. Estas entradas localizam-se na parte traseira do IED no módulo com a designação C (Figura 5.5).

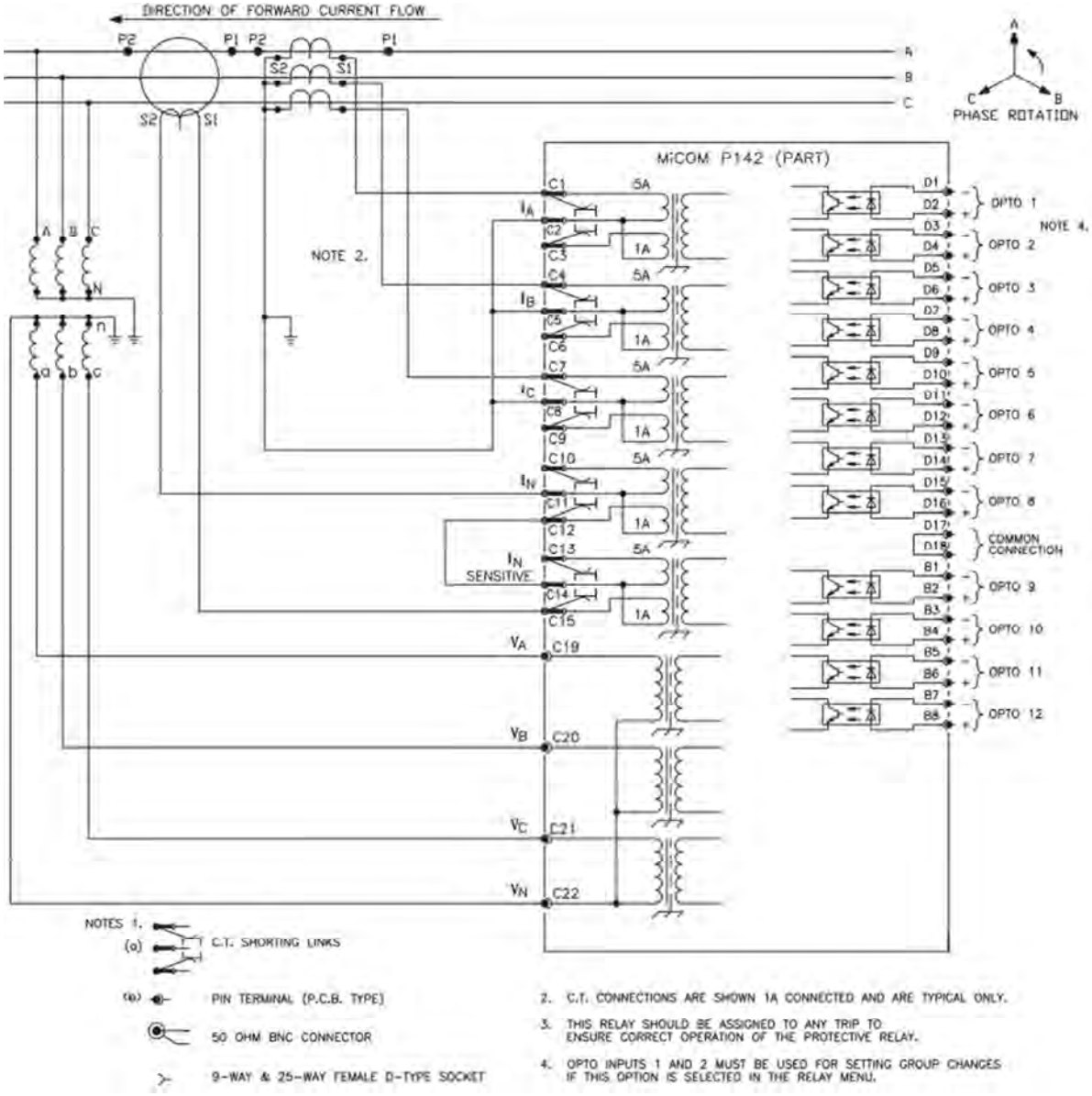


Figura 5.2 – Esquema de entradas de um IED num PLMT da RND (MICOM, 2011)

5.3. Entradas e saídas digitais

No IED as entradas digitais (lado direito Figura 5.2) fornecem o estado da aparelhagem do PLMT, como do disjuntor, da sinalização de BT dos TT's, dos encravamentos, etc., já as saídas digitais (Figura 5.3) fornecem o estado do IED pelas sinalizações das funções, ciclos, estados, etc. ou ordens de comando principalmente para o disjuntor. As entradas quando ativadas de acordo com a lógica de programação inserida, desencadeiam funções como registo de eventos, osciloperturbografia, etc. Dependendo dos módulos usados, pode variar de 8 a 16 entradas assim como de 7 a 15 saídas. A tensão de trabalho é de 110 V CC oriundos das baterias auxiliares de alimentação da SE. As entradas digitais localizam-se na parte de trás do IED no módulo D e as saídas digitais no módulo E e B (Figura 5.5).

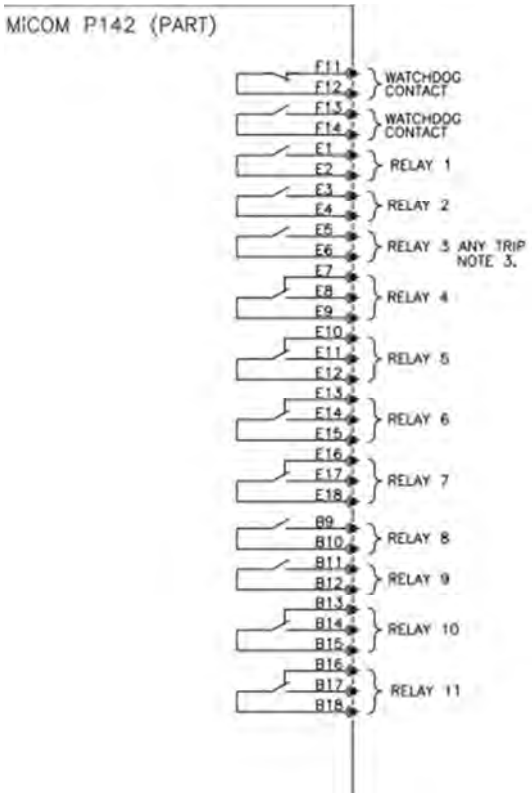


Figura 5.3 – Esquema de saídas de um IED num PLMT da RND (MICOM, 2011)

5.4. Painel frontal de Interface Homem-Máquina

É onde se situa um dos acessos à informação contida no IED (Figura 5.4). Através do auxílio de algumas ferramentas como é o caso do LCD na parte central, dos díodos emissores de luz (LED's) de sinalização de alarmes fixos do lado esquerdo e configuráveis do lado direito, das portas de comunicação na parte inferior, sendo a do lado esquerdo (SK1) do tipo série RS232 de 9 pinos e a do lado direito (SK2) do tipo paralela de 25 pinos e do teclado na zona central.

LCD - é do tipo matriz gráfica, mostrando o esquema unifilar dinamicamente com toda a simbologia associada do PLMT, para além da informação das medidas de tensão, corrente, valores calculados de energia ativa em quilowatt-hora (kWh), a energia reativa em quilovolt-ampere reativo (kVar), o fator de potência, a impedância da LMT, etc.

LED's de sinalização de alarmes – os fixos são: ***Trip*** – indica um disparo do PLMT, é retirado após executar a limpeza no LCD, ***Alarm*** – pisca quando tem presente qualquer registo de defeito no PLMT, evento ou manutenção, passando a indicação constante após a aceitação dos alarmes, é retirado após serem apagados, ***Out of service*** – indica que o IED se encontra fora de serviço, ***Healthy*** – indica que está tudo em conformidade com o IED relativamente ao *hardware* ou *software*, é auxiliado pelo *watchdog*, os restantes oito LED's são definidos pelo programador, normalmente na RND nos PLMT de saída são: 1- Arranques de MIF, PTR, MIHD, MIH e condutor partido, 2- Disparo de MIF, 3- Disparo de MIHD ou MIH, 4- Disparo de PTR, 5- REE A, 6- REE B, 7- Disparo de disjuntor de BT de TT´s do barramento associado, 8- Condutor partido.

Porta (SK1) – para comunicação com um computador local até 15m, não sendo adequada para ligações permanentes às comunicações da SE.

Portas (SK2) – para monitorização interna, descarregar *software* ou a linguagem de configuração.

Teclado na zona central – navega nos menus de forma a visualizar e alterar parâmetros e configurações, cancelar mensagens ou alarmes.

Figura 5.4 – Vista do painel frontal do IED num PLMT da RND (Distribuição, 2013)

5.5. Comunicações

Para que exista circulação (transmissão e receção) de informações do IED com unidades externas, por exemplo o posto de comando local ou remoto ou outros IED's, são necessários existir meios físicos e um tipo de linguagem reconhecida (protocolos) por todos os envolventes. Como tal irão ser descritos os métodos de ligação usados sobre as portas de comunicação traseiras (Figura 5.5), a sua função e os protocolos mais habituais nas comunicações com todas as portas dos IED's.

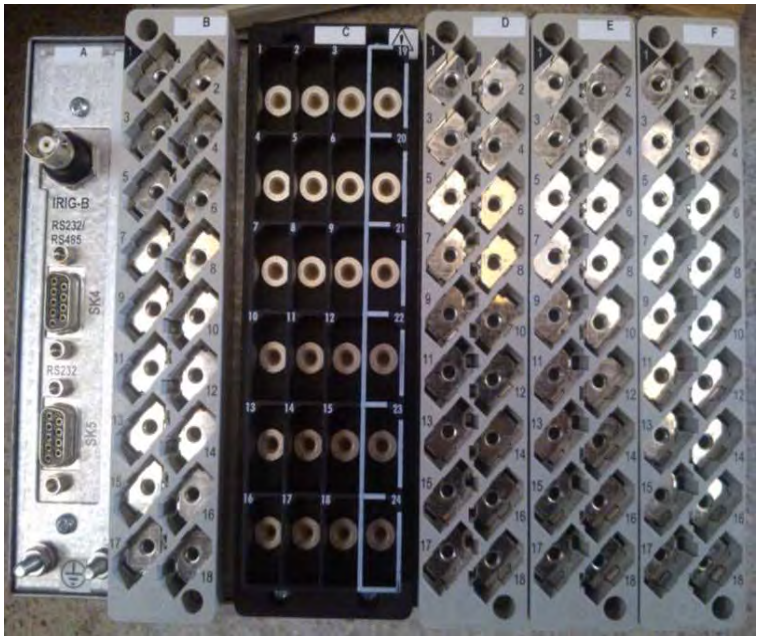


Figura 5.5 – Esquema de ligação traseira de um IED num PLMT da RND (MICOM, 2011)

Porta *Inter-Range Instrumentation Group* de 100 Hz (IRIG-B), é usada para sincronização do relógio com o restante SPCC da SE, sendo nela ligado cabo coaxial de 50 Ω ou fibra ótica. No caso desta ultima serve também para estabelecer a comunicação remota com a SE.

1ª Porta (SK4), é usada para ligação remota ao autómato do SPCC da SE, ao SCADA, etc. sendo ligada a um cabo de pares entrançados. O regime de comunicação é o de mestre/escravo, onde o IED (escravo) envia dados quando solicitado pelo autómato da SE (mestre).

2ª Porta (SK5), é usada para acesso à distância via modem pelos engenheiros da atividade, para aceder a todas as configurações do IED. Tem proteção local e remota completa de tal modo que, tem controlo de acesso para o *software* de configuração MiCOM S1 Agile. Não pode ser usada como porta de ligação para o autómato da SE.

5.5.1. Protocolos das comunicações

Os protocolos são conjuntos de regras que definem como os dados serão transmitidos e recebidos numa comunicação. Podem ser compreendidos como a linguagem "falada" pelos equipamentos envolvidos. Para que dois ou mais equipamentos se comuniquem, é necessário que ambos comutem dados no mesmo protocolo. Quanto aos IED's usados nos PLMT da RND, os protocolos usados sobre as portas de comunicação são o EIA(RS)232 ou série, o paralelo, o EIA(RS)485, o K-Bus, o Modbus, o IEC 60870-5-103, o DNP 3.0 e o IEC 61850, sendo que para além das portas mostradas anteriormente (Figura 5.4 e Figura 5.5) também existem algumas adicionais sob pedido ao fabricante, caso da rede *ethernet* de *Unshielded Twisted Pair* (UTP) a 100 Mbps ou fibra ótica de 1 Gbps. Para cada uma não há um protocolo exclusivo, exemplo da SK4, devido a existirem certas funcionalidades em protocolos exclusivos (MICOM, 2011). Na RND é usado entre o autómato do SPCC das SE's e o centro

de condução de rede o protocolo IEC 60870-5-104 (EDP, 2009), o qual é uma extensão do IEC 60870-5-103 entre outros como o IEC 60870-5-101, o Framework For Frameworks (F4F), o Compagnie Européenne de Télétransmission (CETT) ou o EDP. Nas SE's entre a rede de IED's e o autómato do SPCC, normalmente usa-se a topologia de rede de área local (LAN) em anel com o protocolo *Rapid Spanning Tree Protocol* (RSTP) juntamente com o IEC 61850, que no caso de uma falha de qualquer de um dos canais de comunicação, o RSTP reconfigurará logicamente a rede para a topologia estrela de forma a rede não ficar comprometida. Ainda a nível da LAN com o IEC 61850 usa-se uma estrutura de priorização das mensagens, designado de *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE), o que origina aceleração na resposta dos IED's, realiza lógica de encravamentos via barramento de dados e executa automatismos na SE de forma partilhada (Morais, 2009).

5.6. Funções de registos

Como já foi dito, por os IED's conterem várias memórias (ver ponto 5.1) é facilmente realizado o armazenamento de registos, para efetuar melhoramentos na rede, auxiliar a manutenção dos equipamentos instalados e melhorar sistematicamente a análise de defeitos. Os registos que normalmente são realizados pelos IED's, são os registos cronológicos de acontecimentos e os registos de osciloperturbografia.

5.6.1. Registo cronológico de acontecimentos

O P142 consegue armazenar até 512 eventos em memória não volátil (EPROM), o registo é realizado com um tempo de resolução de 1 ms. Além de ser visualizado posteriormente no visor de LCD pelo menu correspondente *VIEW RECORDS*, ou remotamente pela porta de comunicação apenas no modo *courier ou MODBUS*, podem ser acedidos nos bancos de dados existentes em discos não voláteis de maior capacidade existentes no posto de comando local, como o exemplo descrito (Quadro 5.1). Ver mais detalhes no ponto 4.3.1. (MICOM, 2011).

Quadro 5.1 – Registo cronológico de acontecimentos em formato *excel* (Distribuição, 2013)

Ordem	Data	Hora	Módulo	Evento	Estado
0	14-03-2012	11:40:01.247	Máximo de Corrente de Fases	Protec MI Temp Def Fase A	Arranque
1	14-03-2012	11:40:01.247	Máximo de Corrente de Fases	Protec MI Temp Def Fase B	Arranque
2	14-03-2012	11:40:01.247	Sequência Inversa	Protec Razão Seq Inv/Dir	Arranque
3	14-03-2012	11:40:01.253	Carta I/O Expansão 1	Saída 1 Carta Expansão 1	Comando
4	14-03-2012	11:40:01.256	Máximo de Corrente de Fases	Protec MI Amperim Fase A	Arranque
5	14-03-2012	11:40:01.256	Máximo de Corrente de Fases	Protec MI Amperim Fase B	Arranque
6	14-03-2012	11:40:01.309	Frequência	Bloq Freq por Min Tensão	Activo
7	14-03-2012	11:40:01.331	Máximo de Corrente de Fases	Disparo MI Amperim Fase B	Comando

5.6.2. Registo de osciloperturbografia

O mesmo IED para os registos de osciloperturbografia, tem a particularidade de ter uma área da memória especificamente reservada para um mínimo de 50 gravações do tipo VDEW (subgrupo do IEC 60870-5-103), as quais normalmente têm durações de 1,5 s, no caso de maiores (máximo de 10 s) obviamente dará origem a menos registos. Os registos são

realizados com uma taxa de 24 amostras por ciclo, podendo armazenar 8 sinais analógicos e 32 digitais distintos. Os tempos de gravação são, antes do defeito (0,5 s), disparo do disjuntor MT (configurado para 33,3% de 1,5 s) e após defeito (1 s). Através do LCD na parte central, não é possível visualizar estes registos devido ao formato. Normalmente são extraídos através do acesso remoto ou pelo *software* de configuração MiCOM S1 Agile e visualizados em computador já em formato COMTRADE (Figura 5.6). Através do mesmo *software*, são configurados os sinais digitais que dão inicio à gravação dos registos, os quais são detetados pela mudança de amplitude rápida (alta/baixa) (MICOM, 2011).

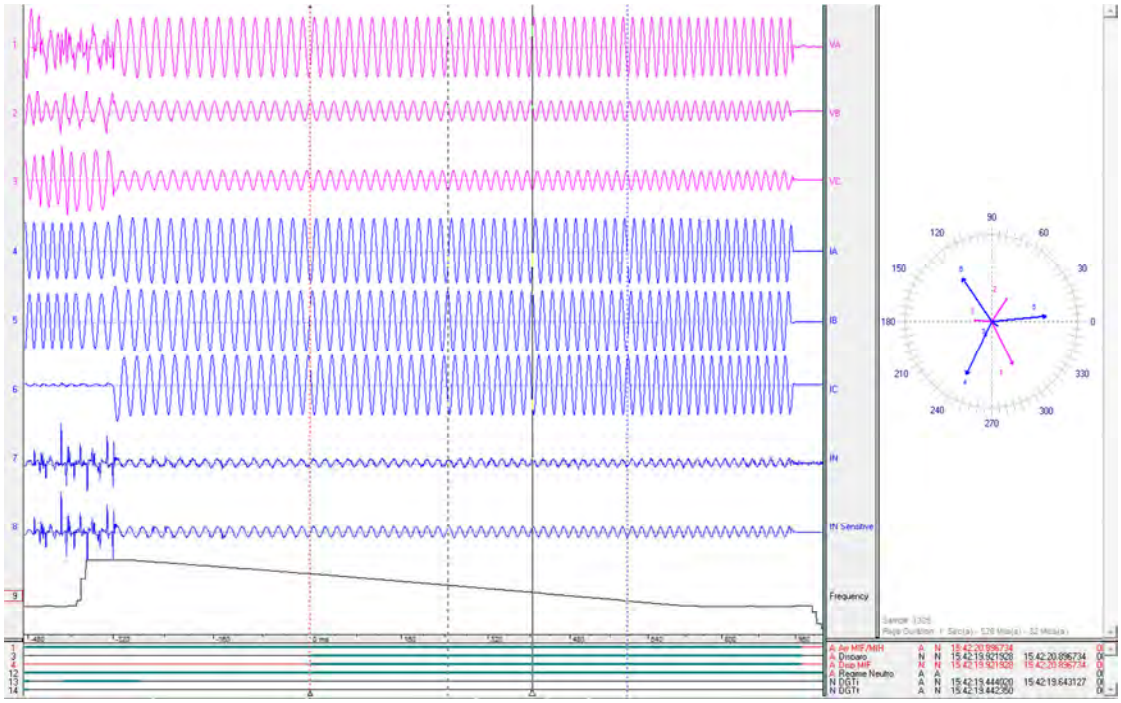


Figura 5.6 – Osciloperturbografia de um IED em COMTRADE (Alstom, 2012)

5.7. Supervisão autónoma - watchdog

Como qualquer IED, no P142 existem funções de autodiagnóstico para verificação do funcionamento do *hardware* e do *software* dos módulos funcionais constituintes quando o IED se encontra em serviço, as quais também resolvem situações de falha através de uma reinicialização do sistema, implicando cortes de funcionamento até 5 s no máximo, ativando o IED de *backup* a montante durante esse tempo de forma a não comprometer os critérios de seletividade, sendo que em problemas mais severos que não seja possível a resolução imediata, o IED manterá ativa tanto a sinalização no LED *Healthy* frontal como na porta de comunicação para a rede do SPCC e SCADA. As anomalias mais frequentes geradoras de sinalização são:

− Falta de comunicação entre os módulos físicos de entradas ou saídas digitais e o microprocessador;

− Ocorrência de defeitos de gravação na memória com registos de osciloperturbografia ou registos cronológicos de acontecimentos;

− Erros de calibração dos valores das medidas das entradas analógicas;

− Falta de comunicação do microprocessador e o conversor analógico/digital de sinais, após o módulo de entradas analógicas.

As técnicas utilizadas pelas funções de autodiagnóstico são:

− **Valores ajustados dos parâmetros** – grava em três áreas distintas da memória ciclicamente e verifica se estão dentro da gama (máxima/mínima) de ajuste;

− **Entradas analógicas** – injeção de um micro sinal nos circuitos sem que o IED seja atuado inadvertidamente, sendo verificada sistematicamente a saída do conversor analógico/digital pelo microprocessador;

− **Bobinas dos relés das saídas digitais** – injeção de um micro sinal numa pulsação muito rápida, verificando a resposta temporal e detetando bobinas curto circuitadas ou mesmo interrompidas (Gurevich, 2006).

5.8. Parametrização

À semelhança de outros, é um item de grande importância, porque é nela que são ajustadas grande parte das funções de proteção descritas no capítulo 4 - Funções de um PLMT. No caso do IED Alstom P142 pode ser configurado tanto pelo teclado e o LCD no painel frontal, como pelo *software* de configuração MiCOM S1 Agile V1.0, disponibilizado pela marca até este documento ser redigido. A parametrização no *software* torna-se mais amigável, devido à manipulação e visualização de todos os itens de cada função. Nela são escolhidos parâmetros como por exemplo curvas de disparo, comportamento das saídas digitais, taxa de amostragem das osciloperturbografias, etc., tudo relacionado com o funcionamento interno do IED. Assim sendo nas duas formas de parametrização, são escolhidas funções e itens correspondentes (ver Anexo 8) que o IED tem disponível no *firmware* que está alocado na memória EPROM. Para existirem as funções adequadas ao tipo de PLMT onde irá ser instalado, é exigido algum cuidado quando é realizada a aquisição do IED junto do fabricante.

5.8.1. Software Alstom - MiCOM S1 Agile V1.0

Apesar de esta versão ser a mais recente, as anteriores são muito semelhantes quer em termos de menus, funcionalidades e particularidades sendo algumas destas últimas comuns a outros fabricantes. De seguida estão descritas as mais importantes, que são de bastante utilidade para alguém que esteja a começar a atividade.

Para ter acesso a todas funções que o P142 disponibiliza no *software*, podemos:

− Liga-lo ao computador pela porta RS232 para extração do modelo de dados;

− Instalar o modelo de dados disponibilizado pelo fabricante (tendo de ser pedido anteriormente);

Após iniciar o *software* devemos criar um explorador de sistema (novo sistema), onde se gere toda a informação como, SE's de instalação, níveis de tensão, IED's, pastas, arquivos, extrações etc., após se ter inserido um novo IED (*device*) há 8 opções disponíveis (Figura 5.7).

− ***Connections*** – Configura os parâmetros das portas de comunicação do IED;

− ***Settings*** – Edita, envia e recebe ficheiros com os parâmetros de programação para serem armazenados na memória EPROM e executados na SRAM do IED;

− ***PSL*** – Edita, envia e recebe ficheiros com o esquema lógico de programação para serem armazenados na memória EPROM e executados na SRAM do IED;

− ***Menu Text*** – Edita, envia e recebe ficheiros de linguagem e etiquetagem para facilitar a navegação entre menus do IED;

− ***MCL 61850*** – acede às informações de configuração relativas ao modelo do protocolo IEC 61850 usado na transferência/recolha de dados entre o IED e o computador;

− ***Measurements*** – Acede às medidas disponibilizadas de forma a se visualizarem no computador;

− ***Events*** – Realiza a extração de registos de acontecimentos existentes em memória, para serem visualizados no computador;

− ***Disturbance Records*** – Realiza a extração de registos de osciloperturbografias existentes em memória, para serem visualizados no computador;

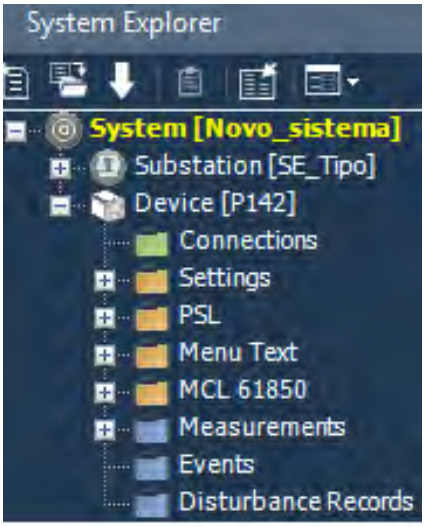


Figura 5.7 – Menu característico de um IED Micom P142 RND (Alstom, 2012)

O fabricante não disponibiliza manual para o MiCOM S1 Agile V1.0, mas após alguma familiaridade com as ferramentas, ver-se-á que apresenta uma complexidade de nível médio para qualquer pessoa que trabalhe com IED's (Alstom, 2012). O manual técnico (MICOM, 2011) auxilia bastante estas operações.

CAPÍTULO 6 – EQUIPAMENTO DE ENSAIOS

6. Mala de Ensaios

Desde o início da instalação dos Sistemas de Proteção nas SE's que, para manter a sua fiabilidade têm de ser periodicamente e aquando da sua instalação ensaiados. Com a integração dos IED's e os sistemas digitais, as inspeções visuais deixaram de fazer sentido devido aos tempos de atuação menores inclusive dos próprios disjuntores dos PLMT. Houve a necessidade por parte da RND de adquirir equipamento com tecnologia e ferramentas disponíveis que permitisse identificar defeitos e avaliar o funcionamento dos IED's através de simulações das condições reais. Um dos equipamentos adquiridos foi o OMICRON CMC 256-6 (Figura 6.1) (Distribuição, 2013). Apesar de ser um equipamento com várias funcionalidades e apresentar módulos para ensaio dos IED's em laboratório, irá ser descrito da forma e com os componentes que é usado nos ensaios elaborados na RND com o IED de referência do trabalho, quando já se encontra instalado no PLMT.

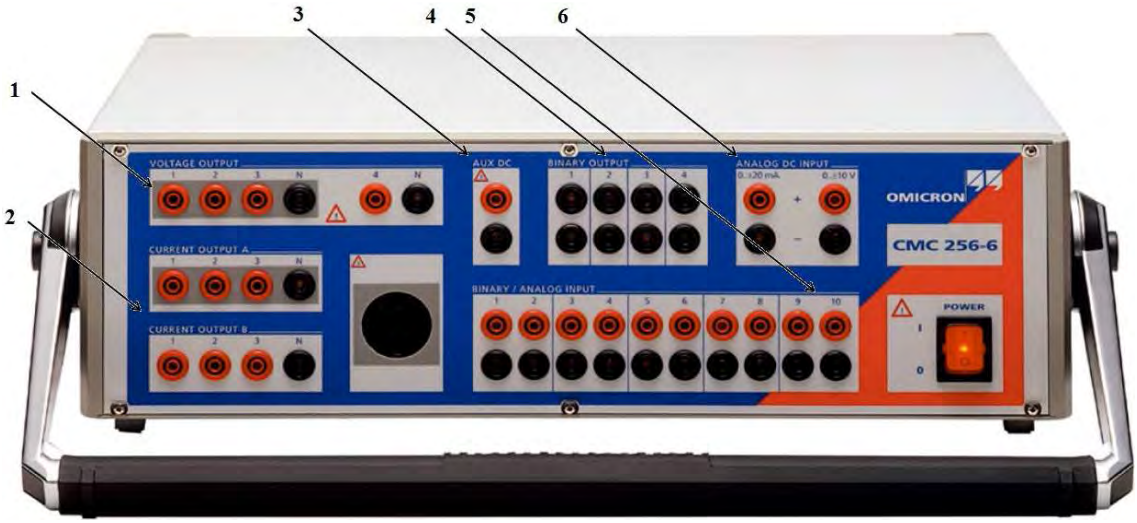


Figura 6.1 – Equipamento de teste OMICRON CMC 256-6 da RND (Distribuição, 2013)

6.1. Especificações internas e do painel frontal do OMICRON CMC 256-6

Este equipamento contém todos os módulos necessários à simulação do IED, com a finalidade de realizar a injeção de correntes e tensões sinusoidais de forma isolada no próprio PLMT. Com as injeções consegue-se obter a atuação das funções de proteção e como se encontra ligado no PLMT através de módulos específicos, obtém-se registos das sinalizações e comandos do SPCC da SE para o PLMT.

6.1.1. Módulos de saídas analógicas de tensão

Existem dois módulos (Zona 1- Figura 6.1), um trifásico e outro monofásico, os quais entre bornes de ligação são isolados galvanicamente com exceção dos neutros. O monofásico simula a tensão homopolar, e o trifásico as tensões do barramento de MT da SE. Ambos

contêm amplificadores lineares de CC. Trabalham com duas gamas de variação, uma de 0 a 150 V e a outra de 0 a 300 V (Omicron, 2004).

6.1.2. Módulos de saídas analógicas de corrente

Há semelhança dos módulos das saídas de tensão, também existem dois (Zona 2- Figura 6.1) trifásicos, os quais entre bornes de ligação são isolados galvanicamente. Normalmente o módulo A simula as correntes do barramento do PLMT da SE, já o B simula a corrente homopolar do TORO de desequilíbrio. Ambos funcionam com duas gamas de variação, uma de 0 a 1,25 A e a outra de 0 a 12,5 A e contêm amplificadores lineares de CC o que origina reproduções precisas de qualquer transitório com componente contínua e teste de distorções harmónicas. Para além destes módulos ainda existe um auxiliar de uma fonte de CC (Zona 3- Figura 6.1) que ao fornecer tensão superior a 42 V, acende um *LED*, devido a sua perigosidade (Omicron, 2004).

6.1.3. Módulos de saídas digitais

Existem quatro módulos (Zona 4- Figura 6.1) de saídas digitais que são controlados por *software*, os quais não contêm potencial próprio mas apresentam contatos preparados para funcionar em 300 V/ 8 A em CA ou CC. Normalmente são usados para fornecer ordens de comando para o disjuntor do PLMT (Omicron, 2004).

6.1.4. Módulos de entradas digitais ou analógicas

O equipamento tem dez módulos (Zona 5- Figura 6.1) de entradas digitais sem potencial ou analógicas com potencial controlado por *software* nas tensões eficazes de 100 mV, 1 V, 10 V, 100 V e 600 V. A corrente pode variar de 0 a 80 A. Normalmente para estes módulos são canalizadas todas as sinalizações de operacionalidade do PLMT para análise. São módulos isolados galvanicamente entre si. No caso de funcionamento analógico têm a aptidão de contador, realizando contagens de frequência máxima de 3 kHz. Além disso o equipamento consegue realizar a recolha do espectro harmónico dos sinais periódicos ou mesmo transitórios, etc. (Omicron, 2004).

6.1.5. Módulos de entradas de corrente e tensão

Há dois módulos (Zona 6- Figura 6.1), o primeiro para a entrada de corrente protegido internamente por um fusível de alta sensibilidade, que trabalha com duas gamas de variação e o segundo para a entrada de tensão de alta precisão que usa apenas uma gama de variação. Na corrente as gamas são de 0 a ± 1 mA e de 0 a ± 20 mA, na tensão a gama é de 0 a ± 10 V. Com estes dois módulos irão ser medidos os valores da corrente e da tensão de curto-circuito respetivamente (Omicron, 2004).

6.2. Software Test Universe para utilização do OMICRON CMC 256-6

O equipamento OMICRON CMC 256-6 visto ser um simulador de teste, além da componente física, tem um *software* de interface (Figura 6.2) que funciona em ambiente *Windows*, que realiza o controlo e todas as parametrizações necessárias para os ensaios dos IED's. Depois de

ligado apresenta sete opções principais as quais têm várias subopções. As opções principais são:

- **Módulos de teste** – configura o arranque autónomo do equipamento para testes simples de acordo com as funções dos IED's;

- **Control Center** – cria ou acede documentos com testes multifuncionais de IED's;

- **Administração de Teste** – é um banco de dados do IED e de outros testes já realizados;

- **Ferramentas de Teste** – são opções suplementares a incluir nos testes realizados, como por exemplo a introdução de harmónicas;

- **Setup** – Onde são introduzidas as configurações do equipamento de teste;

- **Suporte** – Onde se encontram todos os esclarecimentos de dúvidas e manuais de ajuda;

- **Usuário** – Onde se encontram as definições e ferramentas pessoais do utilizador.

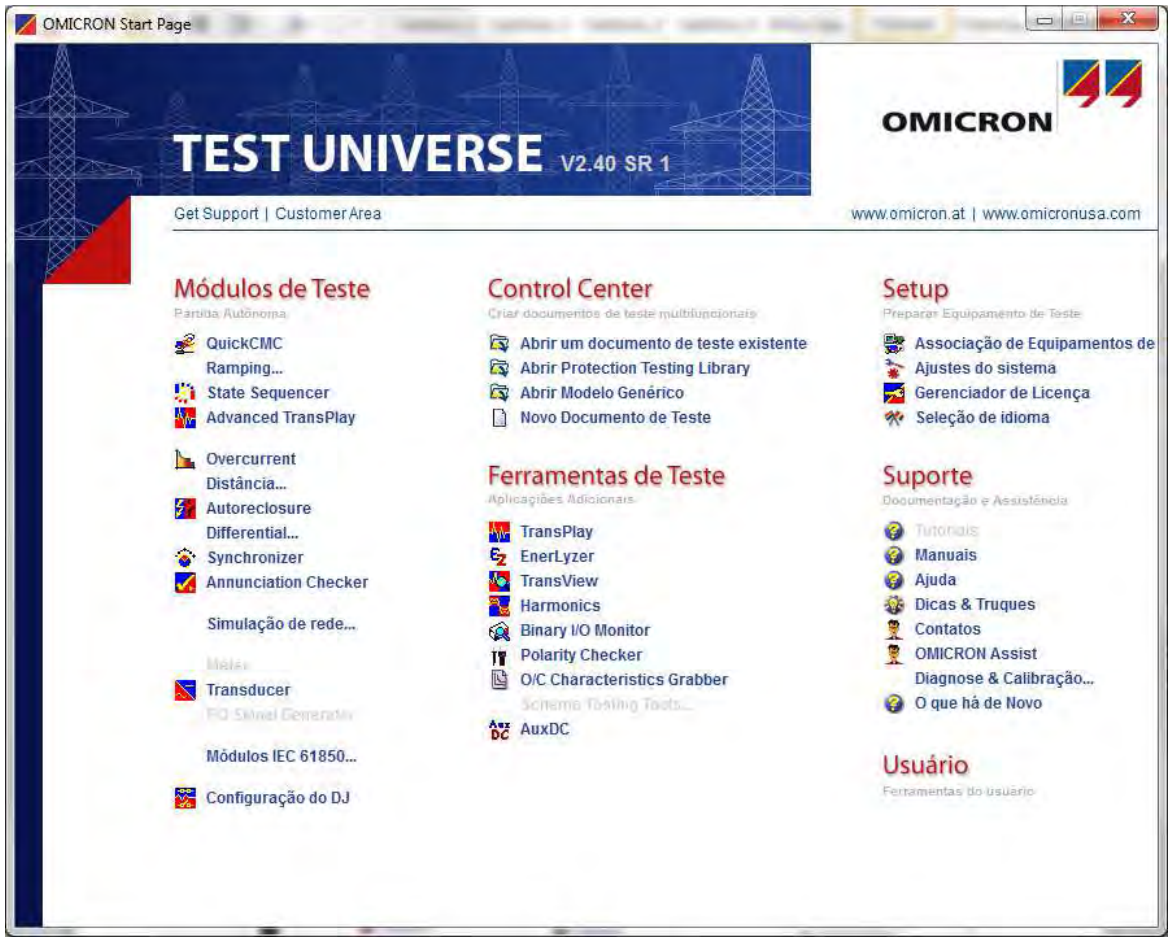


Figura 6.2 – Janela inicial do *software Test Universe* – OMICRON (OMICRON, 2013)

Devido à necessidade de realizar os testes para verificação da parametrização do IED Alstom P142, apenas vão ser descritas todas as subopções dos módulos de teste usados nesses IED's. As parametrizações do IED e as configurações do CMC 256-6, como não diferem nos módulos de teste são descritas antes de qualquer um dos módulos, podendo ser acedidas e

alteradas dentro de qualquer módulo. A maioria das imagens obtidas do *software* não são apresentadas neste capítulo, por ser apresentado um exemplo prático no capítulo 7 (OMICRON e. , 2007).

6.2.1. Janela de parâmetros do equipamento em teste

Nesta janela são colocados todos os parâmetros do IED, desde os meramente informativos, (marca, fabricante, etc.) até aos numéricos referentes aos valores de cada função (ângulos, tipo de curva, valores de arranque e disparo, etc.), através da importação de um ficheiro (.XRIO) que é convertido (válido para a maioria dos modelos) da parametrização realizada no *software* de comunicação do IED. Após ser carregado o ficheiro, todos os parâmetros são apresentados em duas secções, uma intitulada com o modelo do IED a testar que contém todos os parâmetros definidos e outra intitulada de Relé Interface OMICRON (RIO) que, contém todos os parâmetros do OMICRON correspondentes a cada função do IED para testar (ver Figura 7.20). Para cada IED tem de ser criado um modelo de teste (.XRIO), segundo as parametrizações aplicadas (OMICRON e. , 2007).

6.2.2. Janela de configuração de Hardware

Através desta janela são realizadas as configurações físicas do equipamento, que servem de varáveis base para a aprovação dos testes a realizar ao IED. Para além das designações das entradas e saídas é selecionado o tipo de estado em repouso (aberto ou fechado). Quanto às entradas analógicas são escolhidas as variações e/ou patamares de tensão. Para cada PLMT tem de ser definido um modelo de teste, segundo as especificações próprias (ver Figura 7.22) (OMICRON e. , 2007).

6.2.3. Módulo de teste QuickCMC

É o módulo que permite ajustar todas as opções do equipamento e executar vários tipos de ensaio como especificações de tempos de atuação (ex: abertura e atuação do disjuntor), funções de rampa e até injeção de correntes e tensões com as variáveis passo a passo, parametrizando as tensões e correntes dos módulos de saída, através da introdução de valores numéricos ou ajuste no diagrama fasorial. É possível gerar sinais assimétricos, testar o cálculo das correntes de arranque, disparo, etc. Este é o módulo de teste mais versátil, daí ser o mais utilizado pelos utilizadores menos familiarizados com o *Test Universe*. No caso de estudo apresentado posteriormente, os valores para as funções já estão definidos pela RND, daí este módulo não ser utilizado, mas não deixa de ter aplicação para as situações referidas nesta descrição (OMICRON e. , 2007).

6.2.4. Módulo de teste Ramping

Este módulo realiza testes semelhantes ao *QuickCMC*, tendo como objetivo principal a medição e reconhecimento dos limites das rampas utilizadas para verificar as zonas de funcionamento. Permite definir rampas de curvas de atuação em termos de amplitude, ângulo de fase e frequência, nas saídas de tensão e corrente. Consegue realizar testes com duas rampas diferentes em simultâneo, podendo chegar a um limite de cinco dependendo das

características dessas. Nos testes são realizadas várias medidas de acordo com os parâmetros definidos, no caso do P142 são a direccionalidade, teste de disparos e arranques nas várias funções. Além disso tem a particularidade de controlar as variáveis das saídas em qualquer altura no decorrer do teste (ver Figura 7.26). Dentro deste módulo podemos escolher, o modo tipo *ramping* com vários tipos de rampas de curvas mas em modo discreto e modo *pulse Ramping* onde as curvas têm a mesma inclinação mas são fornecidas por pulsos, o qual é usado na maioria dos testes em IED's para não existirem problemas relacionados com a comutação de contactos extremamente rápida (OMICRON e. , 2007).

6.2.5. Módulo de teste State Sequencer

Os testes realizados neste módulo consistem em simulações de curto-circuitos utilizando os módulos das saídas analógicas de tensão e/ou de corrente (ver ponto 6.1.1 e 6.1.2), podendo-se selecionar de forma independente cada valor de amplitude, ângulo de fase e frequência, retratando desse modo qualquer tipo de defeito. O objetivo é testar o funcionamento do IED em ocorrências sucessivas, para determinar os tempos de atuação na avaliação do tempo assim como o cumprimento das condições lógicas na avaliação do nível. Além das saídas analógicas juntamente com as binárias, como se podem correlacionar vários estados, são configurados tempos de transição pelo utilizador ou pelas condições de disparo alteradas numa entrada binária do equipamento. Com recurso aos diagramas vetoriais e osciloperturbografias disponibilizados no final dos testes, visualiza-se mais detalhadamente o cumprimento dos estados anteriormente definidos, não só pelo tempo fornecido pelo equipamento, mas também poderão ser adicionados os tempos de configuração do IED, para que seja realizada uma comparação dos tempos reais com os tempos pretendidos. Cada estado é composto por três períodos, pré-defeito, defeito e pós-defeito (ver Figura 7.27 e 7.28). Outra das particularidades deste módulo é controlar as variáveis de estado que se encontram disponíveis e sujeitas a variações indesejáveis, efetuando o registo das condições iniciais e finais do teste. É um módulo tão versátil que pode realizar alterações bruscas entre dois estados, criando condições para a simulação da função de religação do disjuntor do PLMT, realizada pelos automatismos na RND no caso prático apresentado (OMICRON e. , 2007).

6.2.6. Módulo de teste Overcurrent

Com o módulo de teste Overcurrent, é possível realizar testes de defeitos do tipo fase-terra, fase-fase, trifásico de sequência inversa ou homopolar. Através de diagramas com curvas definidas pelos parâmetros atribuídos a cada função, é possível obter as curvas características dessas funções que são construídas através da gama de variação que existe, entre os tempos de disparo definidos para cada função e os tempos de atuação nos testes. Se o tempo de atuação se encontrar dentro da variação pré-definida, o tempo é aceite para construção da curva. Normalmente as curvas obtidas referem-se às funções de proteção de MIF, MIH e MIHD nos vários níveis. Em conjunto com os diagramas existe uma tabela com os pontos de teste (OMICRON e. , 2007). No caso de estudo deste trabalho, como se usam valores para as funções já definidos pela RND, este módulo não é utilizado, mas não deixa de ter aplicação para as situações referidas nesta descrição no P142.

CAPÍTULO 7 – CASO DE ESTUDO – PARAMETRIZAR UM IED

7. Parametrizar um IED

Neste capítulo irá ser abordada a forma como é parametrizado um IED Alstom P142 num PLMT de saída da RND quando é realizada a sua instalação. Inicialmente são apresentados os valores recomendáveis para as funções a configurar, que foram definidos criteriosamente tendo em conta os valores pré-estabelecidos pela RND, através da experiência de PLMT semelhantes e ajustados por um *software* de simulação de rede o *Distribution Planning*, visto o PLMT não ser comum. De seguida descrevem-se pormenorizadamente todos os parâmetros de todas as funções de proteção usando o MiCOM S1 Agile V1.0., vai ser mostrado dentro de cada opção do menu do IED no Agile, como são introduzidos os valores das regulações pela RND, seguindo a sua metodologia e ordem de execução. Para além disso vai ser exposto um teste que se realiza utilizando a mala de ensaios OMICRON CMC 256-6 para verificação do correto funcionamento do IED Alstom P142 com as parametrizações já inseridas.

7.1. Parametrização

7.1.1. Recolha de dados da instalação do PLMT

Todos os valores definidos pelo operador da RND para os parâmetros das funções de proteção (ver ponto 4.1) de um PLMT de saída (Quadro 7.1), têm em consideração para além dos aspetos referidos nos capítulos anteriores (ex: regime de neutro, seletividade com outras zonas, etc.), **(A informação omitida foi considerada como confidencial)** (EDP, 2011).

Quadro 7.1 – Parâmetros de todas as funções de proteção definidos pela RND (EDP, 2011)

Função de Protecção				
MIF				
PTR				
MIHD				
MIH				
Condutor Partido				

A informação omitida foi considerada como confidencial

Na RND existem dois tipos de SE's relativamente aos PLMT, as que têm quadro normabloco fechado com blindagem em chapa metálica e as com várias celas fechadas por portas em rede metálica.

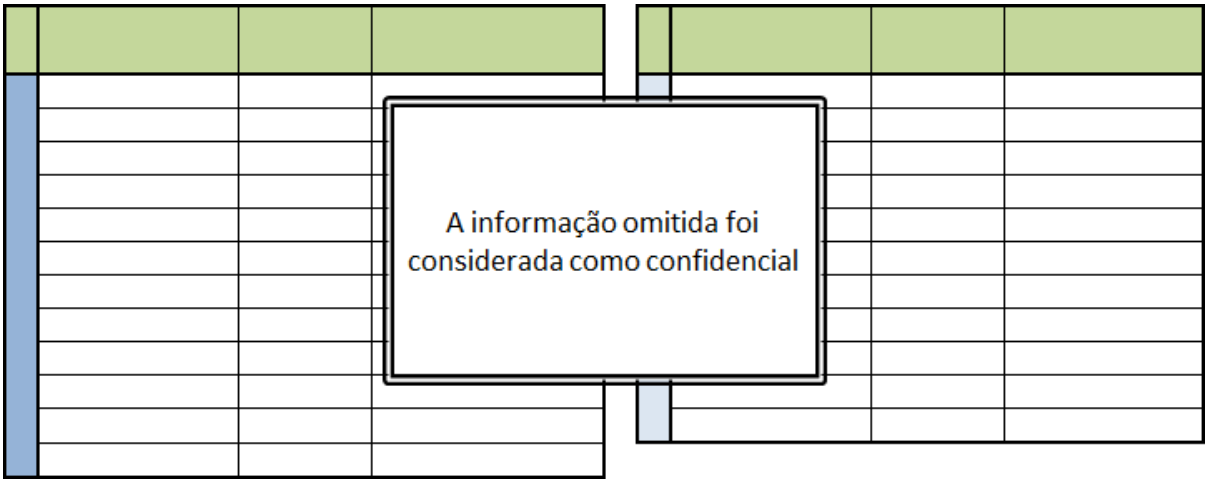
(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Quadro 7.2),

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

.

Quadro 7.2 –



7.1.2. Menu definições

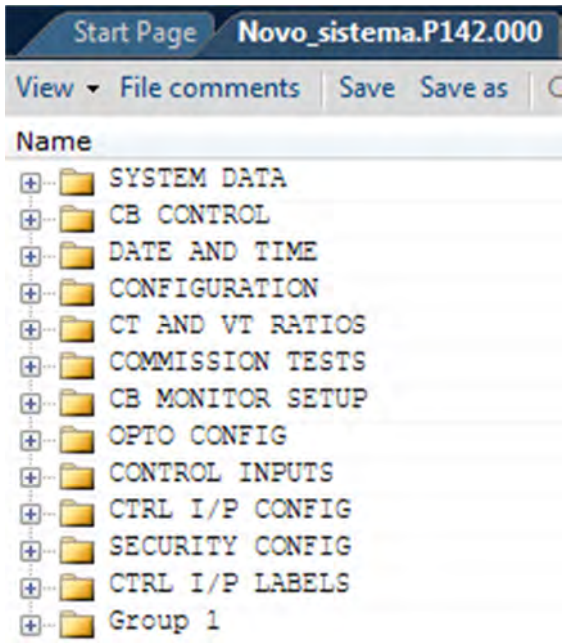


Figura 7.1 – Opções das definições de um IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

Após os passos descritos no ponto 5.8.1, abrindo o menu *Settings* (Definições) surge uma árvore de opções (Figura 7.1), a qual tem de ser alterada para o PLMT a configurar. Em

(Figura 7.2).

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.2):

(ver *User note* Figura 7.2);

A informação omitida foi considerada como confidencial

(Figura 7.2).

A informação omitida foi considerada como confidencial

(Figura 7.3).

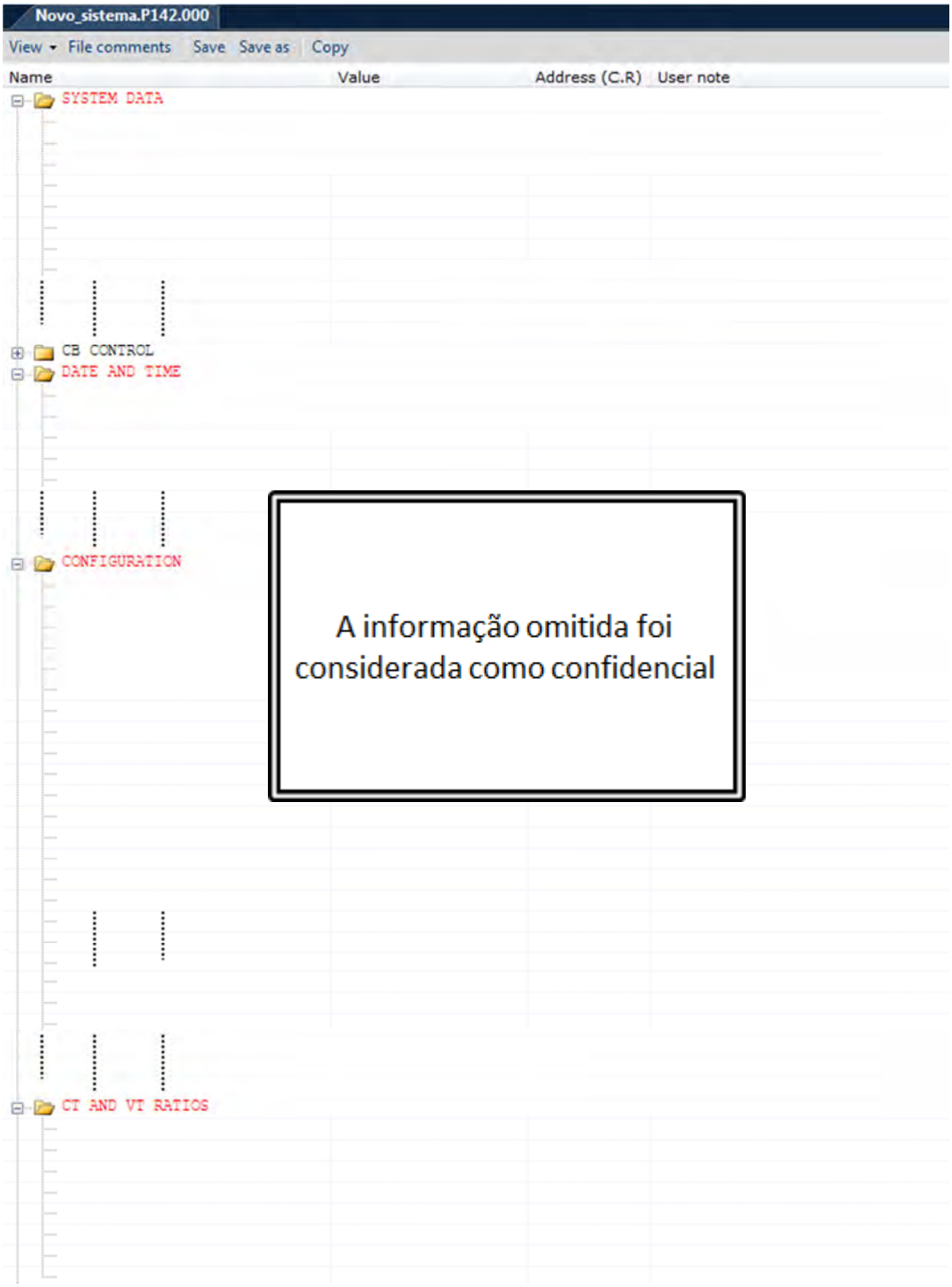


Figura 7.2 – Detalhes das opções de um IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

(Figura 7.3).

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.3).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.3 – Continuação dos detalhes das opções de um IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

7.1.3. Menus dos Grupos

(Figura 7.1)

7.1.3.1.

A informação omitida foi considerada como confidencial

(Figura 7.4).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.4 – IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

(Figura 7.5).

Quadro 7.2

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.5 – IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

7.1.3.2.

Figura 7.6.

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.6 – IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

7.1.3.3.

(Figura 7.7).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.7 – IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

Todas as opções que se encontram assinaladas com um cadeado amarelo encontram-se protegidas, sendo possível a sua modificação apenas no IHM do próprio IED.

7.1.4. Esquemas Lógicos Programáveis - PSL

No PSL é realizada toda a logica de programação que se pretende executar com as funções de proteção desempenhadas pelo IED. No PSL podem ser construídos vários diagramas onde é realizada a associação de entradas óticas, saídas a relé, funções internas associadas a cada função de proteção e portas lógicas, desencadeando as funcionalidades pretendidas no IED.

Após ser criado um novo ficheiro dentro do menu PSL no IED inserido no explorador de sistema dentro do MiCOM S1 Agile V1.0, vamos ter uma janela dividida por páginas onde se encontram os diagramas padrão definidos, estando divididos em entradas óticas, leitura do estado do disjuntor, registo de defeitos, ordens de comando de disparos, saídas a relé e *LED´s* de sinalização. De seguida vai ser mostrada a forma como é realizado cada um dos esquemas. O primeiro passo será fazer a extração de etiquetas ou funções que foram atribuídas dentro do menu *Settings* para cada uma das entradas e saídas do P142. Para isso acede-se ao menu *Tools* (ferramentas) e ao item *Extract Names From .set File* (extração de nomes do ficheiro .set), na janela seguinte escolhe-se o ficheiro de *settings* ao qual se pretende associar o PSL. De seguida seleciona-se o grupo de nomes e conclui-se a extração (Figura 7.8). A simbologia usada no PSL é percetível, sendo constituída por 6 tipos diferentes como principais (Figura 7.9). Também existem portas lógicas com simbologia comum, como qualquer programa que desenvolva esquemas do mesmo tipo.

Figura 7.8 – Detalhes dos menus para criação de um PSL de um IED Alstom P142 (Alstom, 2012)

A escolha das funções internas associadas a cada uma das funções de proteção, é realizada segundo os requisitos estipulados pela RND e pela descrição apresentada na informação

disponível (MICOM, 2011).

(Figura 5.7),

Figura 7.9 – Simbologia usada no PSL (Alstom, 2012)

7.1.4.1. Diagrama das Entradas Óticas

(Figura 7.10)

(Quadro 7.3).

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Quadro 7.3 – P142 (MICOM, 2011)

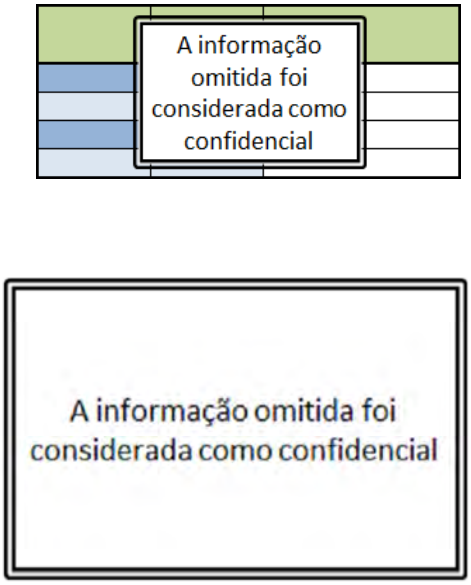


Figura 7.10 – Diagrama lógico das entradas óticas do P142 da LMT da RND (Alstom, 2012)

7.1.4.2. Diagrama da leitura do estado do disjuntor

(Figura 7.11)

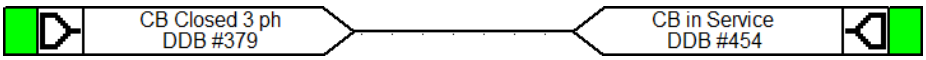
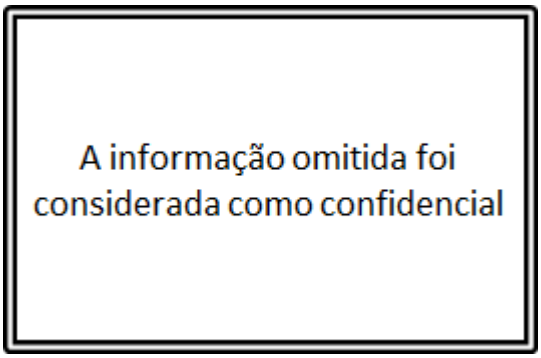


Figura 7.11 – Diagrama da leitura do estado do disjuntor do P142 da RND (Alstom, 2012)

7.1.4.3. Diagrama do registo de defeitos

(Figura 7.12).



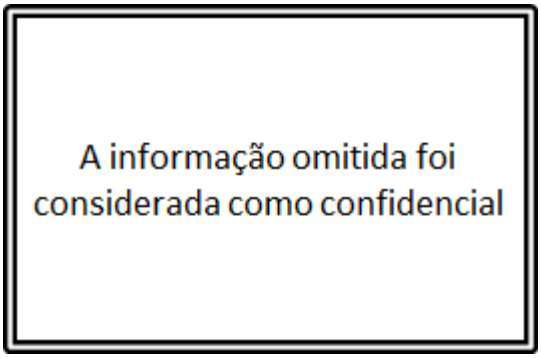


Figura 7.12 – Diagrama do registo de defeitos do P142 da RND (Alstom, 2012)

7.1.4.4. Diagrama de ordens de comando de disparos

(Figura 7.13)

A informação omitida foi considerada como confidencial

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.13 – Diagrama de ordens de comando de disparos do P142 da RND (Alstom, 2012)

7.1.4.5. Diagrama das saídas a relé

(Figura 7.14).

(ver ponto 7.1.4.4),

A informação omitida foi considerada como confidencial

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.14 – Diagrama das saídas a relé do P142 da RND (Alstom, 2012)

(Figura 7.14)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Visualizando a continuação do diagrama das saídas a relé (Figura 7.15),

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.15 – Continuação do diagrama das saídas a relé do P142 da RND (Alstom, 2012)

7.1.4.6. Diagrama dos LED´s de sinalização

(Figura 7.16)

(Figura 7.17)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.16 – Diagrama dos LED's de sinalização do P142 da RND (Alstom, 2012)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.17 – Continuação do diagrama dos LED's de sinalização do P142 (Alstom, 2012)

7.1.5. Ligação do P142 ao computador para envio da parametrização

Com o MiCOM S1 Agile aberto, acede-se ao menu superior esquerdo *Quick Connect…*, selecionando na janela seguinte (*Type*) o tipo *Px40 series*, passando de imediato para a janela de seleção da porta (*Port selection*) de comunicação escolhendo nessa a *Front port* (porta frontal - onde se encontra ligado o cabo de comunicação). Por último é apresentada a janela para configuração dos parâmetros da ligação (*Connection Parameters*), na qual se seleciona apenas a porta COM 1 (que no caso de não estar ativa no computador terá de ser forçada – consultar gestor de dispositivos) e as restantes opções que surgem por defeito são mantidas, finalizando a ligação em *Finish* (Figura 7.18). Se tudo estiver em ordem (como a alimentação do PLMT, etc.) é reconhecido o modelo e o tipo de IED (no caso P142218B1M0460J) de acordo com a versão do *firmware* e *hardware*. Com o P142 já ligado e estando todos os ficheiros de acordo com o modelo selecionado, para descarregá-los do MiCOM S1 Agile acede-se ao explorador de sistema (como o da Figura 5.7) e sobre o *Device [P142]*, usando a tecla direita do rato escolhe-se a opção *Send…*, surgindo de imediato uma janela com todos os ficheiros existentes no *Device* do explorador, na qual selecionamos para enviar as

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.19).

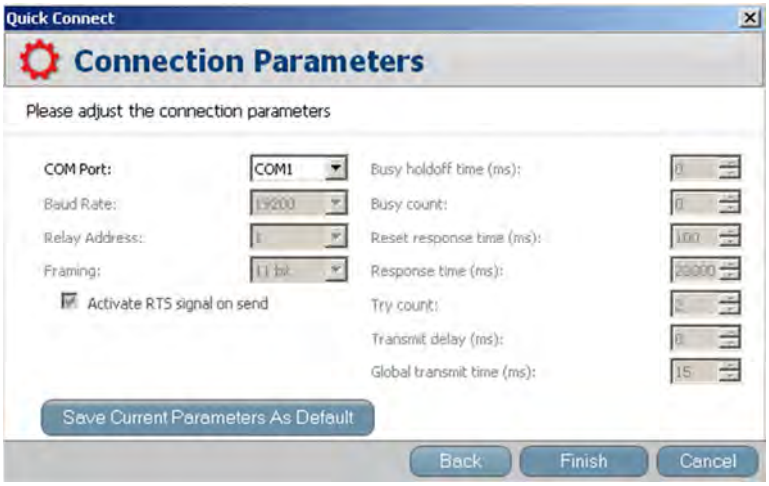


Figura 7.18 – Janela *Connections Parameters* do MiCOM S1 Agile (Alstom, 2012)

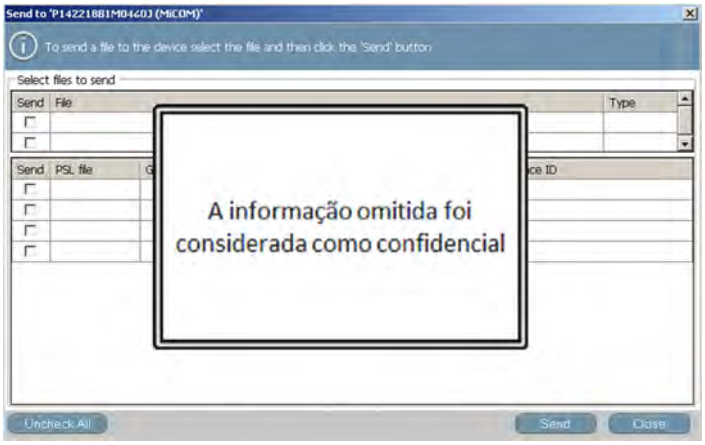


Figura 7.19 – Janela *Send to….* do MiCOM S1 Agile (Alstom, 2012)

7.2. Ensaio da Parametrização do IED com o OMICRON CMC 256-6

Após a inserção da parametrização no Alstom P142, realiza-se o ensaio do funcionamento, através da mala de ensaios e calibração OMICRON CMC 256-6. Acedendo ao *software Test Universe* (ver ponto 6.2), na opção principal *Control Center* escolhe-se um Novo Documento de Teste e na janela obtida, configuram-se todos os ensaios a realizar (com os vários módulos de teste inseridos) assim como o IED a ensaiar (equipamento em teste) e a configuração de *hardware* (características que o OMICRON deve conter durantes os ensaios).

7.2.1. Equipamento em teste

Com a janela do Novo documento de Teste aberta, acede-se à secção ou módulo do IED *Test Object* **(A informação omitida foi considerada como confidencial)**

Relay Interface Omicron (RIO)

(Figura 7.20)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

São apresentados de seguida os parâmetros mais relevantes inseridos em cada uma das janelas dos pontos da secção RIO quando acedidos (Quadro 7.4), alguns dos quais são mostrados em figuras (Figura 7.21).

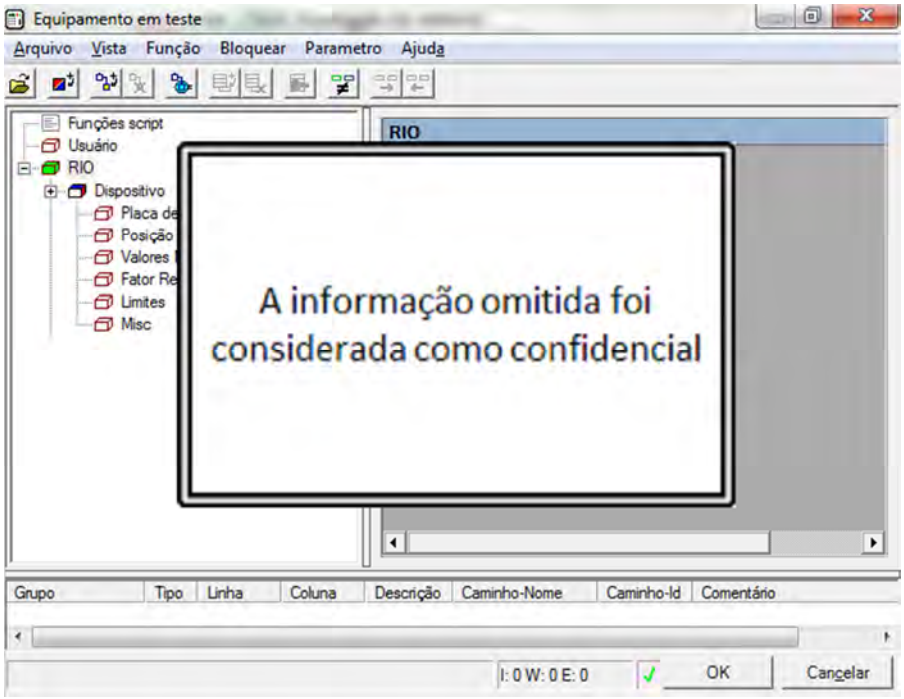


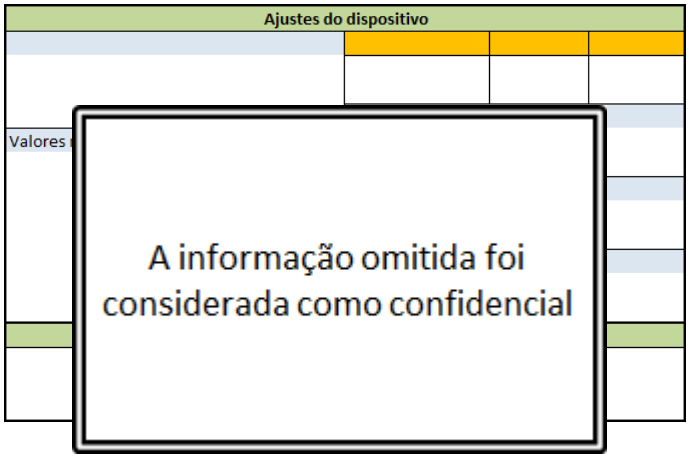
Figura 7.20 – Constituição da árvore de pontos da secção RIO (OMICRON, 2013)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

como ilustrado no ponto 7.2.3 (ver Figura 7.24).

Quadro 7.4 – Parâmetros mais relevantes dos pontos da secção RIO (OMICRON, 2013)



(Figura 7.21),

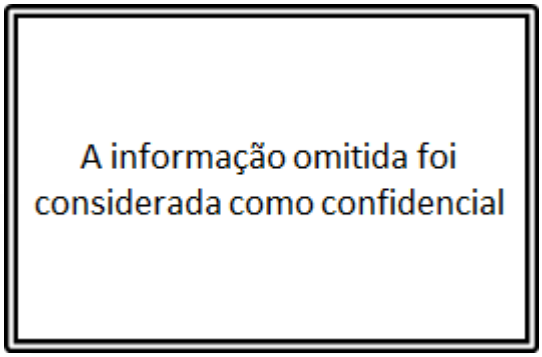


Figura 7.21 – RIO (OMICRON, 2013)

7.2.2. Configuração de hardware

Com a janela do Novo documento de Teste aberta, acede-se à secção *Hardware Configuration* na árvore da esquerda, abrindo uma janela com 6 separadores, Geral, Saídas

analógicas, Entradas binárias/analógicas, Saídas binárias, Entradas analógicas DC e IRIG-B & GPS, para configurar o OMICRON CMC 256-6.

A informação omitida foi considerada como confidencial

(Figura 7.22).

Saídas analógicas

Etiqueta	Terminal de conexão	CMC256-6 V A ?????? 1	2	3	N	CMC256-6 V B ?????? 1	N	CMC256-6 I A ?????? 1	2	3	N	CMC256-6 I B ?????? 1	2	3	N
V L1-E															
V L2-E															
V L3-E															
V(2)-1															
I L1															
I L2															
I L3															
I(2)-1															
I(2)-2															
I(2)-3															

Entradas bin

	CMC256-6 ??????
Função	Binário Binário Binário
Livre de potencial	☑ ☑ ☑
Faixa nominal	
Relação do clamp de corren	
Limiar	

Etiqueta	Terminal conexão	6+	6-	7+	7-	8+	8-
Entr.bin. 1							
Entr.bin. 2							
Entr.bin. 3							
Entr.bin. 4							
Entr.bin. 5							
Entr.bin. 6							
Entr.bin. 7							
Entr.bin. 8							
Entr.bin. 9							
Entr.bin. 10							

A informação omitida foi considerada como confidencial

Saídas binárias

Etiqueta	Terminal de conexão	CMC256-6 ?????? Saídas do relé 1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	Saídas por Transistor 11	12	13	14	N
Saída bin.														
Saída bin. 2														
Saída bin. 3														
Saída bin. 4														

Figura 7.22 – Saídas e entradas da configuração de *hardware* (OMICRON, 2013)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.23).

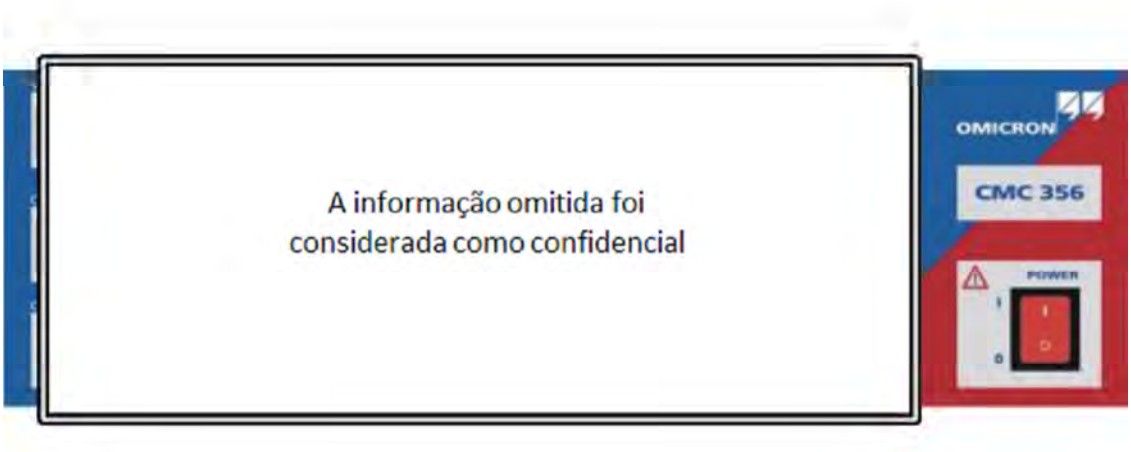


Figura 7.23 – Ligações do OMICRON CMC 256-6 ao IED (Distribuição, 2013)

7.2.3. Módulos de teste aplicados

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.24)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

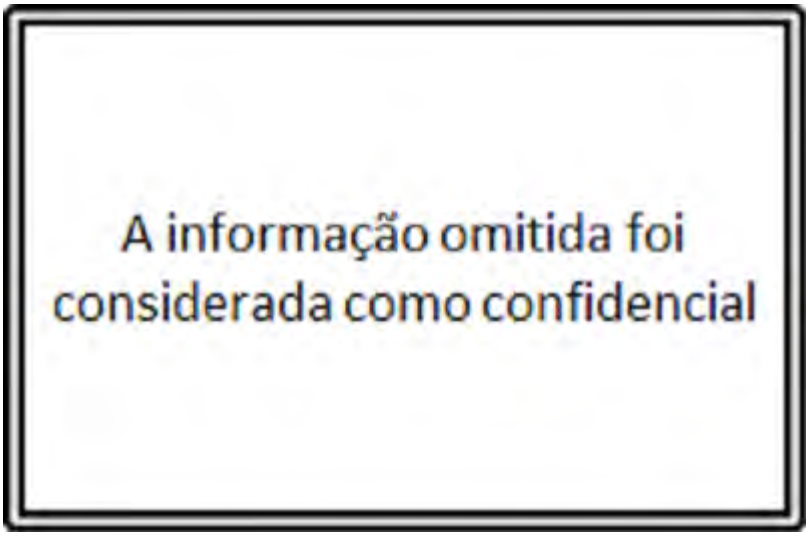


Figura 7.24 – Árvore dos módulos de teste aplicados no ensaio do P142 (OMICRON, 2013)

7.2.3.1.

(Figura 7.25)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Regressando à janela de visualização de teste, opta-se por inserir todos os valores como primários (escolhendo a opção no ícone da barra superior) por uma questão de simplicidade de raciocínio de cálculo apenas.

Após o preenchimento dos campos exigidos para o teste na janela de visualização (Figura 7.26) segundo os valores aplicados na função a testar e as características intrínsecas do P142 (MICOM, 2011), tem-se uma perspetiva do teste a realizar com os diagramas vetoriais na janela de visualização vetorial

(qualquer uma destas janelas podem ser ativas/desativas na barra superior de ícones).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.25 – P142 (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.26 – Janela de visualização (OMICRON, 2013)

(Figura 7.26)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(Figura 7.27).

Figura 7.27 – Janela de visualização (OMICRON, 2013)

Figura 7.28,

(Figura 7.28)

A informação omitida foi considerada como confidencial

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.28 – Janelas para os resultados do módulo (OMICRON, 2013)

Qualquer uma das janelas referidas podem ser ativas/desativas na barra superior de ícones. Relativamente ao que não foi referido nesta descrição de configuração dos módulos de teste , mantem-se as opções por defeito que surgem na inserção dos módulos no documento de teste. Desse modo os parâmetros e os resultados obtidos para o P142 usado, são (Quadro 7.5):

Quadro 7.5 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9 (Figura A9.4). Quanto aos parâmetros (Quadro 7.5) e os resultados obtidos para o P142 usado, são (Quadro 7.6):

Quadro 7.6 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Quadro 7.7) (Quadro 7.8) para o P142 usado, são apresentados de seguida. Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9 (Figura A9.1).

Quadro 7.7 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.8 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

para o P142 usado, são apresentados no Quadro 7.9 e Quadro 7.10 respetivamente.

Quadro 7.9 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.10 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9 (Figura A9.2). Podemos visualizar nos resultados obtidos para

7.2.3.2.

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Figura 7.29),

(Quadro 7.11)

(Quadro 7.12) para o P142 usado, são mostrados de seguida.

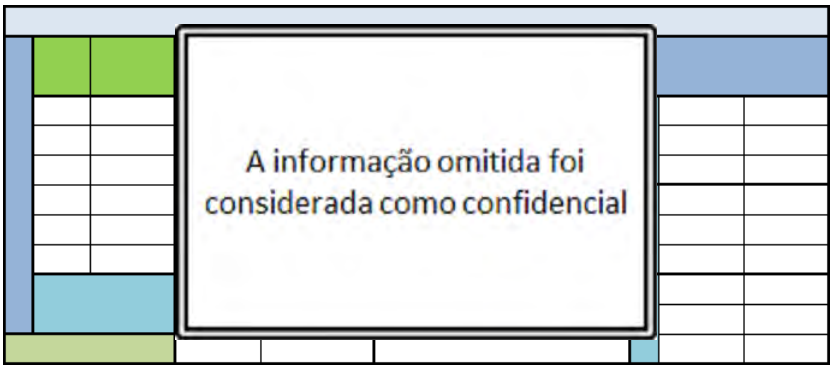
A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.29 – Árvore dos módulos de teste aplicados (OMICRON, 2013)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Quadro 7.11 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

Quadro 7.12 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



Os diagramas vetoriais podem ser consultados no Anexo 9 (Figura A9.3).

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

7.2.3.3.

(Figura 7.30)

(Quadro 7.13),

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.30 – Árvore dos módulos de teste aplicados (OMICRON, 2013)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Quadro 7.13 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

7.2.3.4.

(Figura 7.31)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Os parâmetros

os resultados obtidos do P142, são mostrados de seguida (Quadro 7.14).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.31 – Módulos de teste aplicados P142 (OMICRON, 2013)

Quadro 7.14 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9 (Figura A9.4). Quanto aos parâmetros (Quadro 7.14) e os resultados obtidos para o P142 usado, são os apresentados no Quadro 7.15.

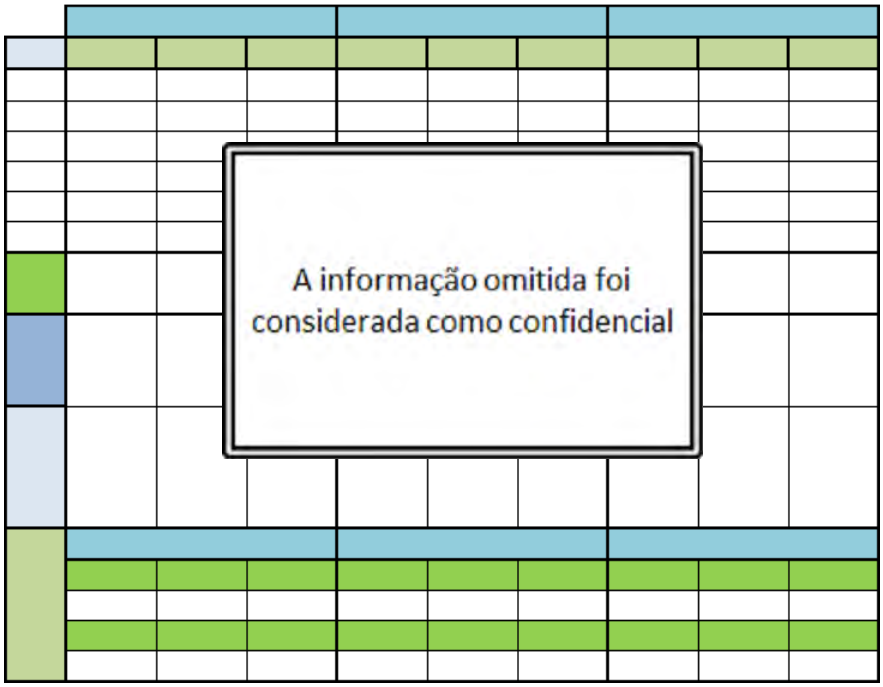
Quadro 7.15 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Toda a informação inserida e recolhida é apresentada no Quadro 7.16.

Quadro 7.16 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



Quadro 7.15

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

7.2.3.5.

módulos de teste aplicados (Figura 7.32)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Todos os parâmetros e os resultados obtidos

(Quadro 7.17) (Quadro 7.18)

para o P142 usado, são mostrados de seguida.

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.32 – Árvore dos módulos de teste aplicados (OMICRON, 2013)

Quadro 7.17 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Quadro 7.18 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Os diagramas vetoriais encontram-se no Anexo 9 (Figura A9.3).

7.2.3.6.

(Figura 7.33)

A metodologia usada

, não é aqui descrita por já ter sido feita em 7.2.3.4.

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Todos os parâmetros são mostrados de seguida,
(Quadro 7.19), (Quadro 7.20),
(Quadro 7.21)
(Quadro 7.22) assim como os resultados obtidos
Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9 (Figura A9.4).

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.33 – Módulos de teste aplicados (OMICRON, 2013)

Quadro 7.19 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.20 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

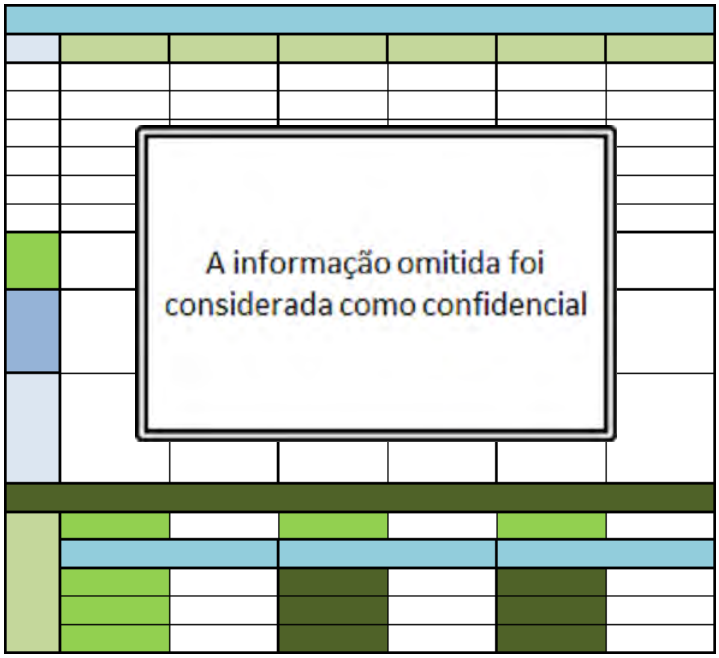
Quadro 7.21 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.22

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

Quadro 7.22 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



7.2.3.7.

Pelo excerto da árvore dos módulos aplicados (Figura 7.34)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

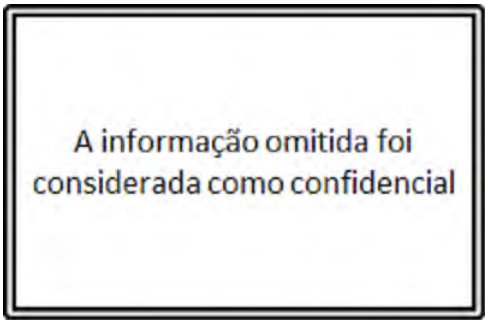


Figura 7.34 – Árvore dos módulos de teste (OMICRON, 2013)

Os valores a usar em todos os ensaios

sendo obtidos seguindo as recomendações do Quadro 4.4 e do Quadro 4.5 e usando os valores do Quadro 7.1. Deve-se considerar também:

(15)

A informação omitida foi considerada como confidencial

(16)

(17)

(18)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

diagrama vetorial

(Anexo 9 – Figura A9.7),

(Quadro 7.23)

Quadro 7.23 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.1

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Quadro 7.24),

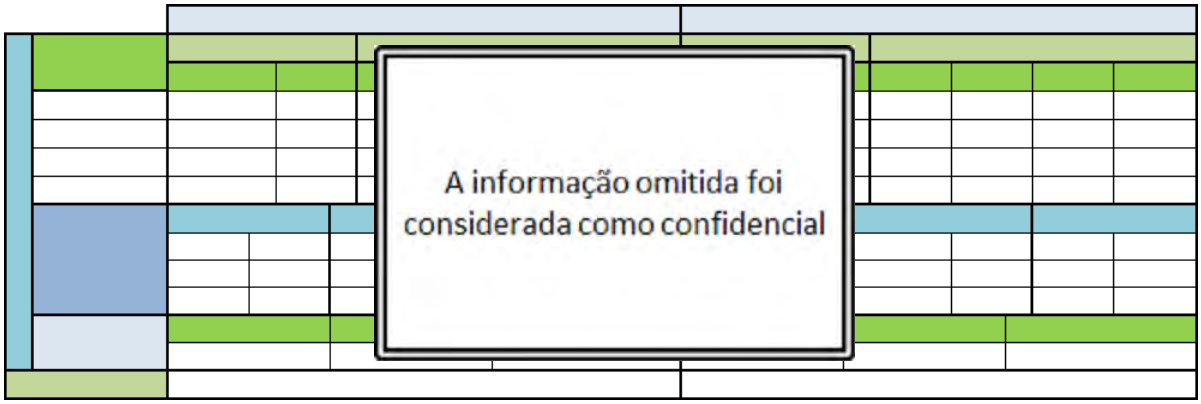
Quadro 7.24 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

(diagrama vetorial Anexo 9 – Figura A9.5) (diagrama vetorial Anexo 9 – Figura A9.6).

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(17) e (18) adotadas pela RND. Pelos valores inseridos (Quadro 7.25) (19) (17). (diagrama vetorial Anexo 9 – Figura A9.8) (17), (ver Anexo 9 - Figura A9.7). As restantes características do P142 (MICOM, 2011).

Quadro 7.25 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



7.2.3.8.

ponto 7.2.3.7, como se visualiza na árvore dos módulos aplicados (Figura 7.35).

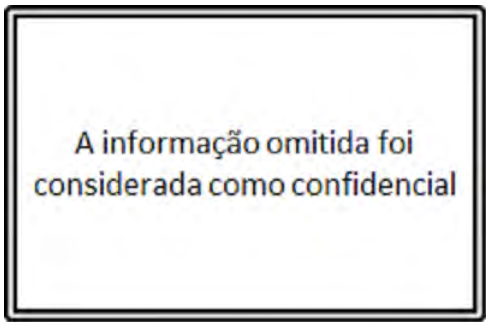


Figura 7.35 – Árvore dos módulos de teste (OMICRON, 2013)

Nesta descrição apenas se referem as alterações realizadas, relativamente a 7.2.3.7. Seguindo as recomendações do Quadro 4.4 e 4.5 e usando os valores do Quadro 7.1 nas equações (16) e

(17),

equação (18)

. Pelos valores inseridos (Quadro 7.26)

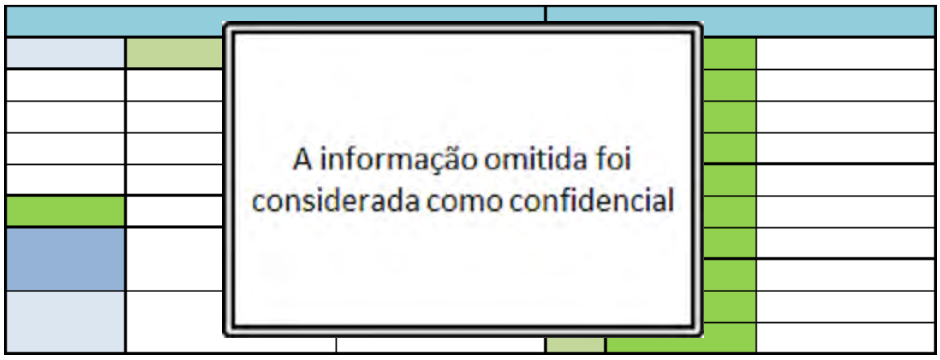
(A informação omitida foi considerada como confidencial)

o P142

obtidas na literatura do P142 (MICOM, 2011).

ponto 7.2.3.7.

Quadro 7.26 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



Quadro 7.1

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

(Quadro 7.27),

P142

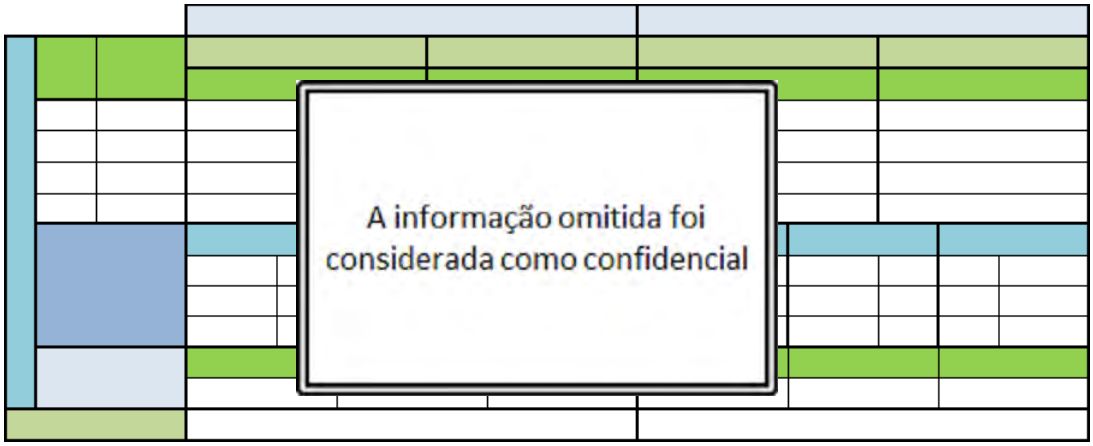
(diagrama vetorial Anexo 9 – Figura A9.9)

(diagrama vetorial Anexo 9 – Figura A9.10).

equação (18)

(17)

Quadro 7.27 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



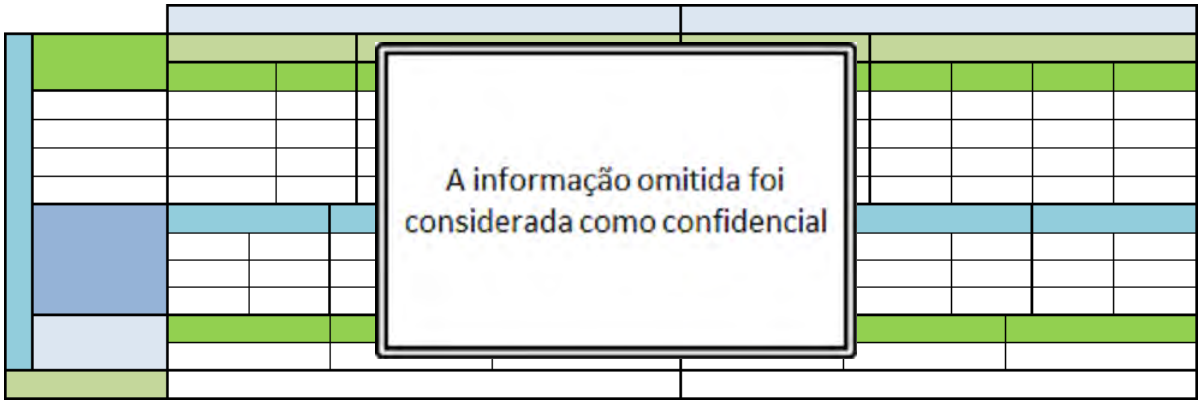
(A informação omitida foi considerada como confidencial)

vetorial Anexo 9 – Figura A9.12) (Anexo 9 – Figura A9.11)

os valores inseridos (Quadro 7.28)

As restantes variações aplicam-se devido às características intrínsecas do P142 (MICOM, 2011).

Quadro 7.28 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



7.2.3.9.

(Figura 7.36)

(Quadro 7.29), Quadro 7.1)

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

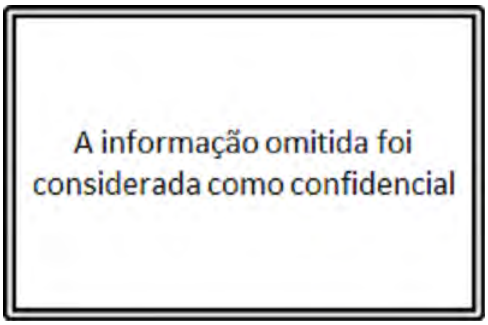


Figura 7.36 – Árvore do módulo de teste (OMICRON, 2013)

Quadro 7.29 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

7.2.3.10.

os módulos de teste aplicados (Figura 7.37)

são demonstrados todos os parâmetros e os resultados obtidos nos testes (Quadro 7.30) (Quadro 7.31), (Quadro 7.32)

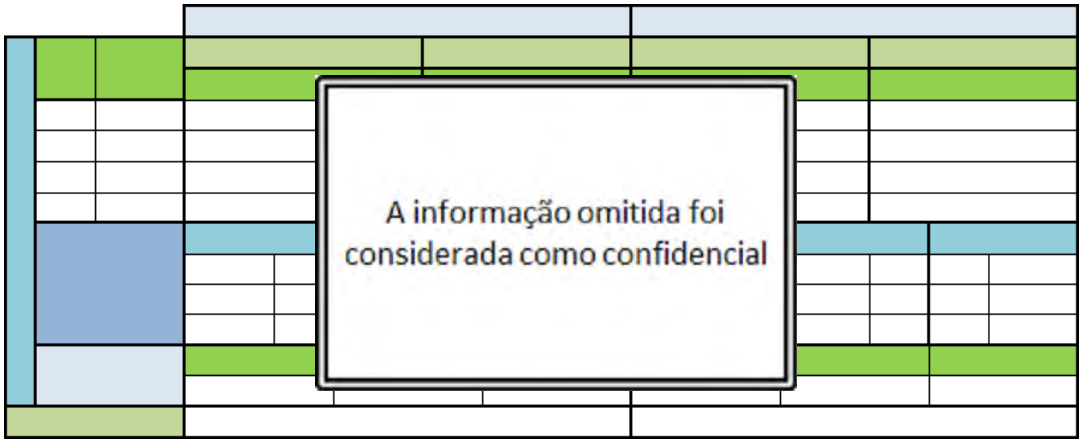
A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.37 – Árvore dos módulos de teste (OMICRON, 2013)

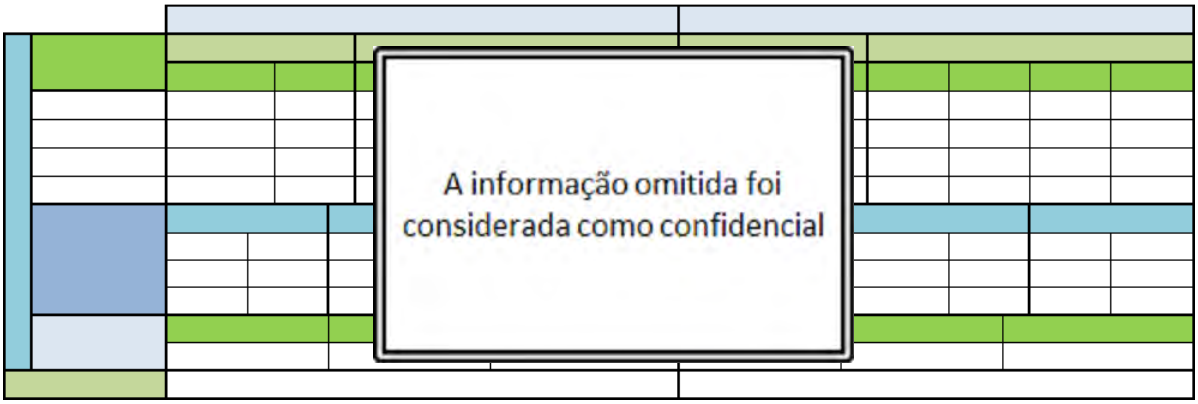
Quadro 7.30 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.31 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



Quadro 7.32 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



Os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9, Figura A9.5, Figura A9.6, Figura A9.7 e Figura A9.8

7.2.3.11.

ponto 7.2.3.10, (ponto 7.2.3.8), aplicação dos módulos de teste (Figura 7.38) no ensaio realizado, ponto 7.2.3.8,

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

os parâmetros inseridos e os resultados obtidos nos testes (Quadro 7.33) (Quadro 7.34), (Quadro 7.35) para o P142 parametrizado e testado ao longo deste trabalho.

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.38 – Árvore dos módulos de teste (OMICRON, 2013)

Quadro 7.33 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.34 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.35 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Todos os diagramas vetoriais podem ser visualizados no Anexo 9, Figura A9.9, Figura A9.10, Figura A9.13 e Figura A9.12

A informação omitida foi considerada como confidencial

7.2.3.12.

(ver ponto 7.2.3.6),

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

módulos (Figura 7.39),

(Quadro 7.36)

(Quadro 7.37) sendo de seguida mostrada toda a parametrização inserida assim como os resultados obtidos.

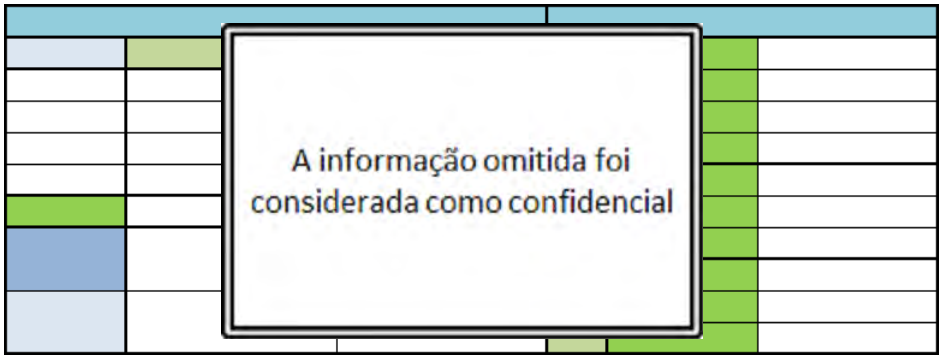
A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura 7.39 – Árvore dos módulos de teste (OMICRON, 2013)

Quadro 7.36 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Quadro 7.37 – Parâmetros e resultados (OMICRON, 2013)



(A informação omitida foi considerada como confidencial)

7.3. Testes complementares e adicionais às funções de proteção do IED

Normalmente são realizados vários testes visuais nos quais não existem dados para serem registados, como a atuação do *watchdog* quando se retira a alimentação do IED, ou a análise dos resultados obtidos pelas osciloperturbografias (ver características no ponto 4.3.2 e 5.6.2) criadas pela mala de ensaios OMICRON CMC 256-6.

(A informação omitida foi considerada como confidencial)

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES

8. Conclusões

Com a realização deste trabalho foi possível identificar muitos dos pormenores que se devem ter em consideração quando são realizadas operações de instalação, manutenção ou substituição de um IED nos PLMT da RND. Apesar de ser um trabalho minucioso, presentemente está muito facilitado porque tem havido progressos tecnológicos na área da engenharia de computação, relativamente aos tempos primordiais da instalação das redes elétricas em Portugal. Estas melhorias são o resultado de esforços simultâneos de aperfeiçoamento do desempenho dos sistemas de proteção das SE tanto da parte dos fabricantes como do operador da RND, com o objetivo de dar resposta às progressivas exigências de qualidade de serviço de todos os intervenientes nas redes elétricas.

Para garantir um sistema de proteções com qualidade, têm de ser cumpridos os requisitos mencionados no ponto 3.5, para originar assim a diminuição dos tempos de resposta quando solicitados e a consequente diminuição da interrupção do fornecimento de energia elétrica aos clientes, pela seletividade com os restantes equipamentos da LMT como dos restantes painéis de MT da SE que se encontrem a montante, minimizando dessa forma também os efeitos nefastos das correntes e tensões de curto-circuito para os diversos equipamentos da rede.

Com a integração dos IED's do tipo Alstom P142 obtiveram-se várias melhorias, a saber: diminuição da cablagem associada ao PLMT, velocidades de comunicação superiores usando protocolos específicos com o restante equipamento através de cabos de pares entrançados e acesso a maior quantidade de informação tanto no local (SE) como remotamente, caso do registo cronológico de acontecimentos, estado do disjuntor, oscilopertubografias, etc. As funções consideradas no caso da RND são a MIF, a MIH, a MIHD, a PTR, o condutor partido e o bloqueio da 2ª harmónica. Algumas destas funções já integravam os sistemas de proteção mais antigos. Além das funções e dos requisitos supracitados, existem outras condições com a mesma relevância, é o caso dos regimes de neutro de SE (impedante ou isolado), e os modos de funcionamento do regime de exploração do PLMT (normal, especial A e especial B).

Para a obtenção dos valores a colocar nas parametrizações dos IED's (como os do Quadro 7.1), é necessário conhecer em detalhe todos os valores característicos da rede em questão, com destaque para, os valores das impedâncias de defeito, os valores das potências de curto-circuito, as limitações máximas dos equipamentos e as condições associadas ao tipo de terreno, problemática da zona da rede da LMT, etc. Na maioria dos casos para além da determinação matemática, os valores obtidos são testados recorrendo a um simulador de defeitos computacional, uma vez que na RND não existem dois PLMT iguais, têm configurações iguais mas *settings* diferentes.

No caso prático apresentado, para além da descrição de como se realiza a parametrização no P142 através do Software Alstom - MiCOM S1 Agile V1.0, todas as funções nos vários grupos de funcionamento foram testadas utilizando a mala de ensaios OMICRON CMC 256-

6. Ao longo do mesmo verificou-se que todos os valores de atuação assim como as variações correspondentes das características intrínsecas foram cumpridos, não apresentando variações elevadas que nalgumas situações surgem como resultado de ordens de comutação de contactos extremamente rápida pelo microprocessador interno do IED. Os testes descritos no ponto 7.2 são sempre realizados nas operações supracitadas, devido a terem um índice de fidedignidade muito elevado, pois acabam por ser uma "radiografia" interna ao IED testado, através da injeção de correntes e tensões que permite a realização de simulações a defeitos reais.

Quem execute trabalhos relacionados com os sistemas de proteções, irá encontrar as dificuldades que foram superadas, como acesso aos vários *softwares* (alguns deles cedidos apenas na aquisição do equipamento), acesso aos modelos de dados com informações internas para reconhecimento do equipamento (disponibilizados pelo fabricante), ausência de manuais dos softwares (com exceção dos menus *help*), manuais com as características do IED excessivamente extensos, etc., porque todo o trabalho foi realizado em contexto real com recurso a esses meios (muitos deles cedidos gentilmente pela RND).

Com o trabalho desenvolvido pretendeu-se fornecer aos técnicos e engenheiros um suporte que permita facilitar a compreensão dos problemas associados à instalação de relés de proteção em linhas de saída de MT, auxiliar e disponibilizar informação sobre os procedimentos a seguir para, implementar toda a metodologia desenvolvida num PLMT da RND.

A elaboração deste trabalho foi bastante gratificante, uma vez que permitiu ao autor uma integração muito profunda sobre os assuntos explorados, os quais são sempre compensatórios, sobretudo sendo o autor conhecedor do funcionamento da RND em muitos aspetos.

8.1. Perspetivas de trabalhos futuros

O estudo efetuado foi apenas sobre o IED Alstom P142, como tal incentiva-se a que seja realizado de modo semelhante o mesmo estudo para IED's de outros fabricantes (Siemens, ABB, etc.), devido a ser uma área de atividade minuciosa, porque apesar dos fabricantes estarem sempre disponíveis para esclarecimento de dúvidas, há sempre situações pontuais que exigem estudos mais detalhados, que presentemente na maior parte das situações são resolvidas pelos técnicos afetos às diferentes marcas ou por pessoal equivalente com experiência.

Existem outras áreas afetas ao funcionamento dos IED's e à interligação desses nos PLMT na RND, que padecem dos mesmos tipos de problemas pelo que é necessário desenvolver estudos, com destaque para: comunicação via fibra ótica, e os protocolos de comunicação entre equipamento de variadas marcas incluindo os autómatos do sistema local do SPCC nas SE's.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. (2011). *ABB. REF610 – Technical Reference Manual.* Finlândia: ABB Oy.

Alstom. (2012). *Micom S1 Agile Version 1.0.0.* Alstom Grid.

Aparelhos de corte Automático e Telecomandado, Rede aérea de Média Tensão. (s.d.). Obtido em 02 de 2013, de http://paginas.fe.up.pt/~ee99017/IAT.PDF: http://paginas.fe.up.pt/~ee99017/IAT.PDF

Belchior, G. N. (2011). *Coordenação de Proteções de Redes de Alta Tensão.* Lisboa: Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.

Blackburn, J. L., & Domin, T. J. (2006). *Protective Relaying Principles and Applications3rd Edition.* Advisory.

Delgado, M. (2010). In *Sistemas Eléctricos Trifásicos a Média, Alta e Muito Alta Tensão – Análise de Problemas de Exploração.* Porto: Publindústria.

Delgado, M. (2011). *Protecção das redes eléctricas de distribuição, transporte e interligação Fundamentos e aplicações práticas.* Porto: Publindústria.

Distribuição, E. (2013). *Operador da Rede de Distribuição: Empresa do grupo EDP -> EDP Distribução - Energias S.A.* Portugal.

EDP. (2005). Manual da Qualidade da Energia Eléctrica. EDP distribuição: Portugal, 2005. Obtido de http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Qualidade%20da%20energia/manual_qualidade_edp.zip

EDP. (2007a). *Qualidade da Energia Eléctrica, Experiência EDP como operador da rede distribuição.* Obtido em 17 de Março de 2013, de http://www.docstoc.com/docs/112891398/Qualidade-da-Energia-Eléctrica---Experiência-EDP-como-operador-

EDP. (2007b). *DMA-C64-400/N, MATERIAIS PARA REDES – APARELHAGEM AT/MT, Quadros metálicos MT, Fev. 2007.* EDP Distribuição – Energia, S.A.

EDP. (2007c). *DEF-C13-570/N, INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de Protecção, Fev 2007.* EDP Distribuição.

EDP. (2007d). *DEF-C13-551/N, INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Função de Automatismo: "religação rápida e/ou lenta de disjuntores", Fev 2007.* EDP Distribuição.

EDP. (2007e). *DEF-C13-552/N, INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Função de automatismo: "pesquisa de terras resistentes", Fev 2007.* EDP Distribuição.

EDP. (2009). *DEF-C13-504/N, INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numéricos (SPCC), Protocolos de comunicação, Jun 2009.* EDP Distribuição.

EDP. (2010). *Guia Técnico de Planeamento de Redes de Distribuição.* Portugal, 2010: Direcção de Planeamento de Rede; EDP Distribuição – Energia, S.A.; Versão 1b.

EDP. (2011). *Guia Geral de Protecção e Automação da RND, Versão 3.0.* EDP Distribuição.

ERSE, 2013. (s.d.). Obtido em 10 de Março de 2013, de ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: http://www.erse.pt

Gurevich, V. (2006). *Electric Relays Principles and Applications* . Haifa, Israel: Israel Electric Corporation.

Helder Valdez. (s.d.). Obtido em 10 de Março de 2013, de Helder Valdez, Electrotenia e Computação: http://www.heldervaldez.com/redes-distribuicao-energia/241-rede-electrica-analise-de-perturbacoes.html

IPQ. (2001). *Norma Portuguesa (NP EN 50160:2001); "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica"*. Caparica, Portugal 2001.

Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., & Strbac, G. (2008). *Embedded Generation, Power and Energy Series 31*. Londres: The Institution of Engineering and Technology (em Inglês).

Louro, M. (2008). *O sistema de protecções na perpectiva da segurança de pessoas em redes MT* . Lisboa: IST.

MICOM. (2011). *MiCOM P141, P142, P143, Technical Manual, Feeder Management Relays, Platform Hardware Version: G, J, Platform Software Version: 20, 21, 30, Publication Reference: P14x/EN T/C54.* ALSTOM.

Morais, A. L. (2009). *Arquitectura de comunicações de Sistemas de Protecção, Comando e Controlo da EDP Distribuição.* Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Omicron. (2004). *OMICRON CMC 256 Hardware Reference Manual.* OMICRON electronics.

OMICRON. (2013). *Test Universe V2.40 SR 1*. Omicron electronics.

OMICRON, e. (2007). Obtido de Omicron Protection Package, User Manual, Test Universe, Version 2.2: http://files.brunosampaio.webnode.com/200000035-983f099399/Manual_Protection.pdf

Puret, C. (1992). *MV Public Distribution Networks Throughout The Word.* Lyon, 1992: Cahier Technique Merlin Gerin n.º 155; IPV -03-92 - 3500 (em Inglês).

Relaying, P. S. (2012). *ANSI/IEEE Standard Device Numbers* . Obtido de http://www.ee.uidaho.edu: http://www.ee.uidaho.edu/ee/power/EE525/Lectures/L9/RelayDeviceNumbers.pdf

RQS, 2005. (s.d.). Obtido em 13 de Março de 2013, de Regulamento da Qualidade de Serviço: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/RQS-Elect-PT-Mar2006.pdf

Torres, J. (2012). *O caso da EDP Distribuição, caminhos para melhor qualidade de serviço -> Edp Distribuição - Energias S.A; V Conferencia Anual RELOP* . Lisboa.

ANEXOS

Anexo 1 – Esquema unifilar de um SE AT/MT 60/30kV da RND

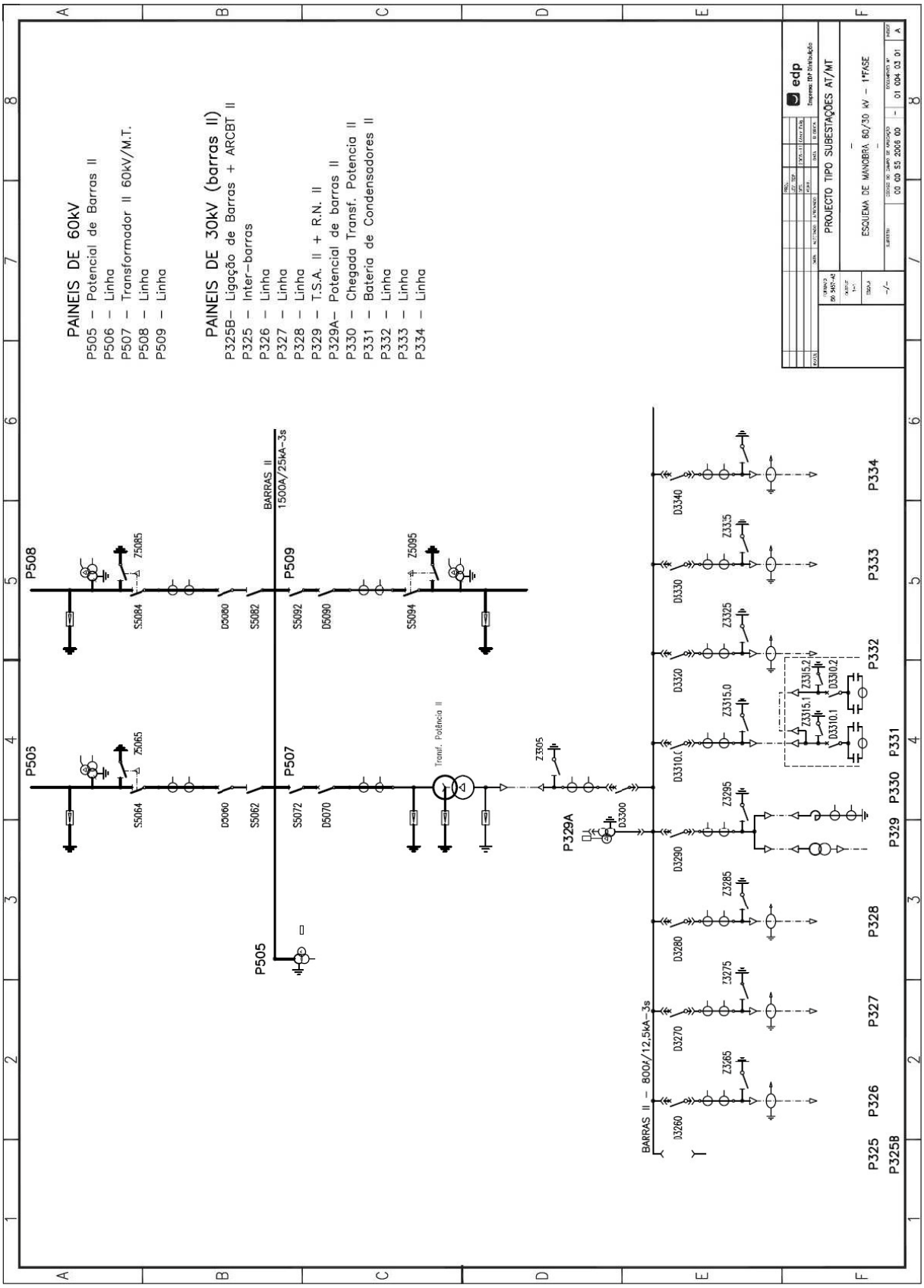


Figura A1.1 – Esquema unifilar de uma SE tipo AT/MT 60/30kV (Distribuição, 2013)

Anexo 2 – Constituição das celas de MT - Quadro Normacel - EFACEC

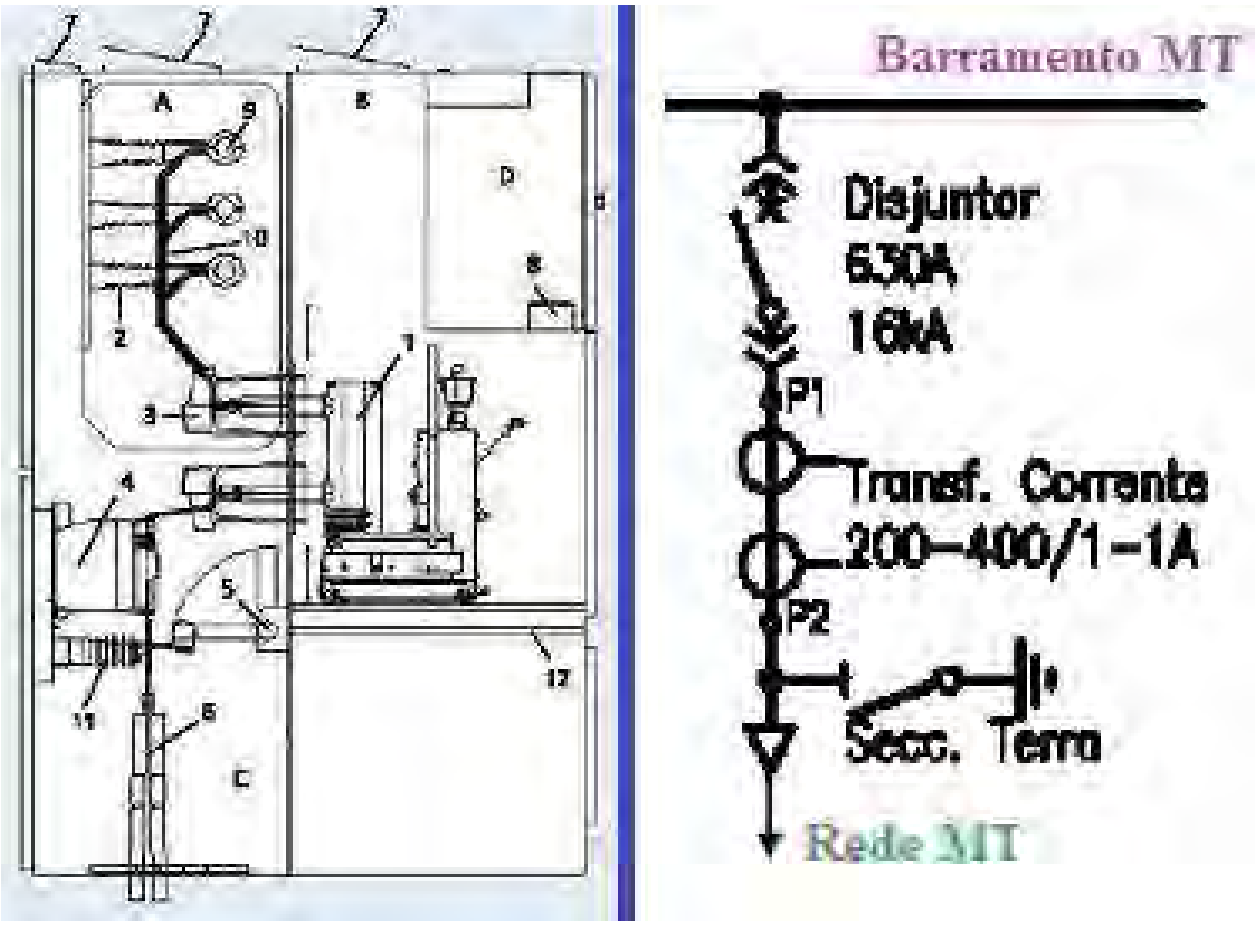


Figura A2.1 – Constituição de uma cela de MT de um normabloco (Distribuição, 2013)

Compartimento

A- Chaminé de Expansão de gases do barramento
B- Chaminé de Expansão de gases do disjuntor
C- Compartimento de Saída de Cabos MT
D- Quadro de BT do Sistema de proteções

Componentes

1- Disjuntor de MT de carro extraível a Vácuo
2- Isoladores de suporte do barramento
3- Cloche de isolamento de contacto amovível (do disjuntor) com o fixo (barramento)
4- Transformador de Intensidade 400/5A ou 200/5A
5- Seccionador de ligação da saída por cabos secos à terra
6- Caixas terminais dos cabos secos de saída MT
7- Tampas sinalizadores de libertação de gases dos vários compartimentos da cela MT
8- Conduta de cabos de BT para ligação ao quadro geral (de topo) de proteções
9- Barramentos em tubo de cobre (60 mm^2) para IN de 630A a 3150A
10- Barramentos em barra de cobre (ver medida) de ligação à cela
11- Isoladores de Suporte da ligação de Saída
12- Suporte do disjuntor, com calhas para remoção e separação de compartimentos

Anexo 3 – Codificação das proteções

As proteções que normalmente se instalam foram codificadas por entidades internacionais de forma a normalizar e padronizar conforme a sua finalidade de acuação perante um defeito na rede. Seguindo o padrão de codificação da American National Standards Institute (ANSI) que é utilizado por várias instituições internacionais, assim como, no caso nacional, as proteções utilizadas pelos operadores seguem as nomenclaturas enunciadas.

Tabela A3.1 – Codificação das funções ANSI mais frequentes (Relaying, 2012)

Código numérico ANSI/IEEE	Função de protecção
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	sobreexcitação ou V/Hz
25	Sincronismo (synchrocheck)
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de Potência
37	Mínimo de Corrente (motores)
38	Bearing
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de Corrente de Sequência Inversa
47	Sequência errada de fases da Tensão
48	Falta de fase na Tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de Corrente instantânea
50N	Máximo de Corrente instantânea homopolar
50BF	Falha de disjuntor (Breacker Failure)
51	Máximo de Corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de Corrente homopolar, temporizada
51V	Máx. de Corrente temp. com bloqueio por 27
59	Máximo de Tensão
59N	Máximo de Tensão homopolar
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de Corrente Direccional
67N	Máximo de Corrente Direccional homopolar
68	Relé bloqueante (auxiliar)
69	Relé permissivo (auxiliar)
71	Relé detector de gás
74	Relé de Alarme (auxiliar)
76	Máximo de Corrente contínua
78	Dessincronização (geradores)
79	Religação Automática (linhas aéreas)
81	Frequência (mínimo ou máximo)
85	Interface para tele-protecção
86	Bloqueio (usada para encravar ligações)
87	Diferencial
87B	Diferencial de Barramentos (bus)
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos à terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

Anexo 4 – Fluxograma para determinação da tipologia da SE, proteções MT

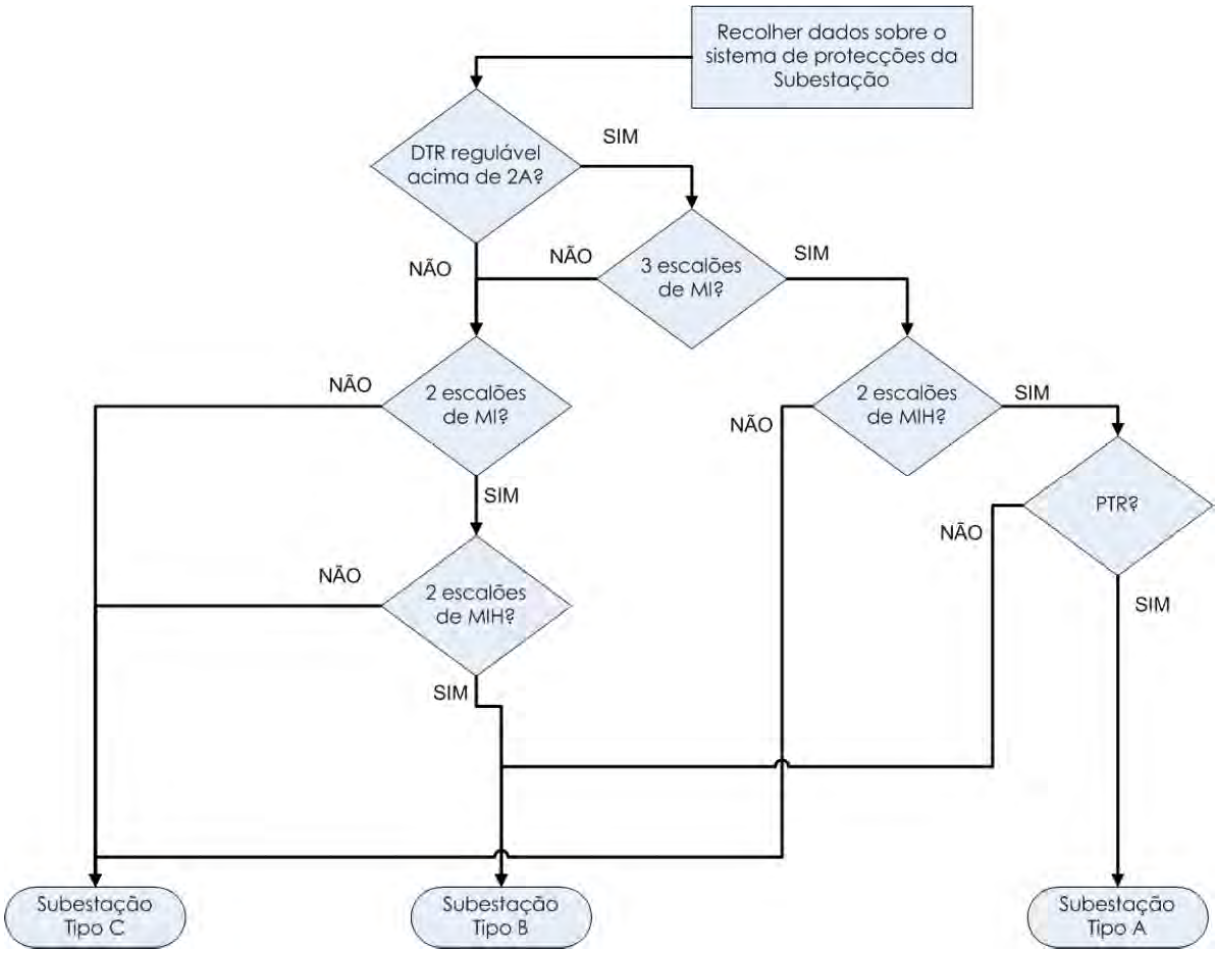


Figura A4.1 – Fluxograma das tipologias de SE da RND possíveis (EDP, 2011)

De acordo com os dados recolhidos do operador da RND ao nível do sistema de proteções de MT, verifica-se que o maior número de SE´s pertence a tipologia A, de seguida a tipologia B e por último a C, devido não só as funcionalidades mas a versatilidade das funções de proteção que as tipologias apresentam.

Anexo 5 – Breve descrição sobre Trabalhos Em Tensão (TET)

Os TET realizam modificações e manutenção às redes de energia elétrica de distribuição, de forma a garantir a continuidade de serviço de fornecimento/consumo. Na RND usam-se três métodos, à distância, ao contacto e ao potencial, sendo o primeiro de maior aplicação devido às limitações e exigências dos restantes métodos. O método à distância consiste no manuseio de ferramentas fabricadas com adaptações que funcionam através de varas isolantes, feitas em resinas sintéticas de alta resistência mecânica com revestimento em fibra de vidro de acordo com as devidas legislações aplicadas e recomendações do fabricante (ficha técnica). Para além das ferramentas são necessárias outras condições próprias, como colaboradores com formação específica cientes do risco da atividade, conhecedores das regras a aplicar e aptidão médica, muito treino, condições meteorológicas adequadas, etc., e garantias no local da rede (REE) onde se está a intervencionar, que no caso de um descuido por parte dos colaboradores ou defeito não originado pelo mesmo, não existirá reincidência de energia a percorrer a linha que se encontra a ser intervencionada nessa altura.

Os Trabalhos mais comuns são:

- Montagem de apoio em alinhamento;
- Colocação/remoção de travessas (ferragens adicionais);
- Abertura e fecho de “arcos” e “pontes”;
- Manutenção de seccionadores e OCR;
- Substituição de isoladores/cadeias de isoladores;
- Limpeza de PT’s e parques de AT de SE’s;
- Etc.

Figura A5.1 – Limpeza de parque de AT em SE (Distribuição, 2013)

Figura A5.2 – Substituição de seccionador de MT (Distribuição, 2013)

Figura A5.3 – Substituição de Isoladores de MT (Distribuição, 2013)

Anexo 6 – Curvas de Tempo Inverso usadas em IED's de proteções

São curvas normalizadas segundo o padrão CEI 60255-3, que podem ser cumpridas criteriosamente ou reconvertidas por cada entidade instaladora, para adequação do nível de proteção pretendido. Tendo em consideração as constantes α e β que variam com as curvas escolhidas, existem quatro tipos de curvas definidas conforme é mostrado na tabela seguinte, as quais servem de base para as reconversões elaboradas.

Tabela A6.1 – Classificação de curvas segundo a norma CEI 60255-3 (ABB, 2011)

Classificação	α	β
Normal Inversa	0,02	0,14
Muito Inversa	1,0	13,5
Extremamente Inversa	2,0	80,0
Inversa de Tempo Longo	1,0	120

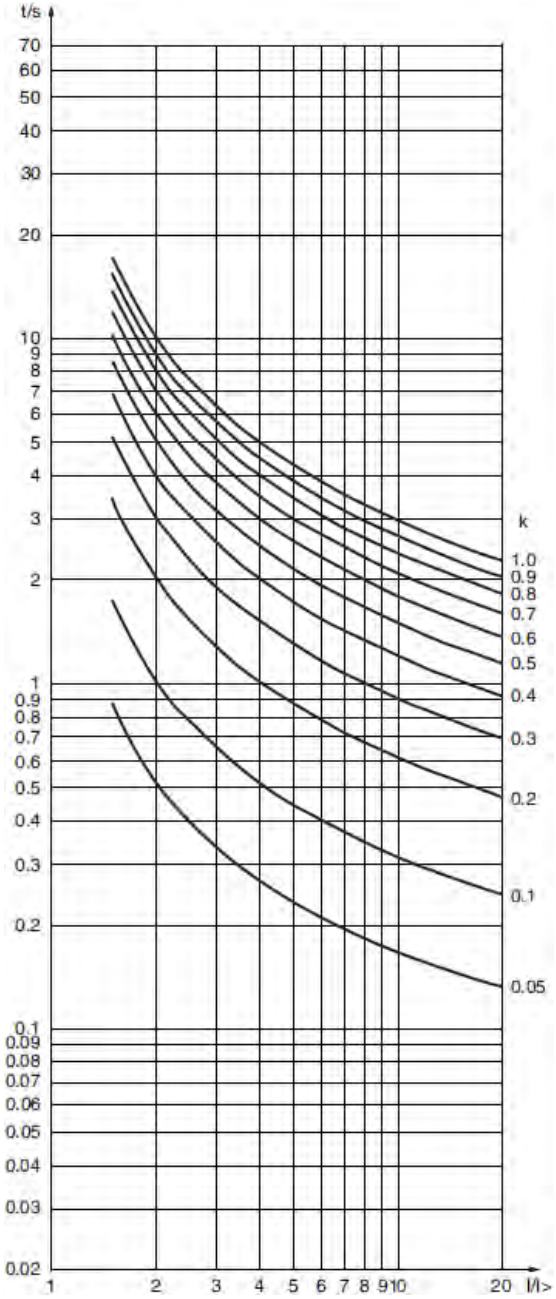


Figura A6.1 – Curva CEI Normal Inversa (ABB, 2011)

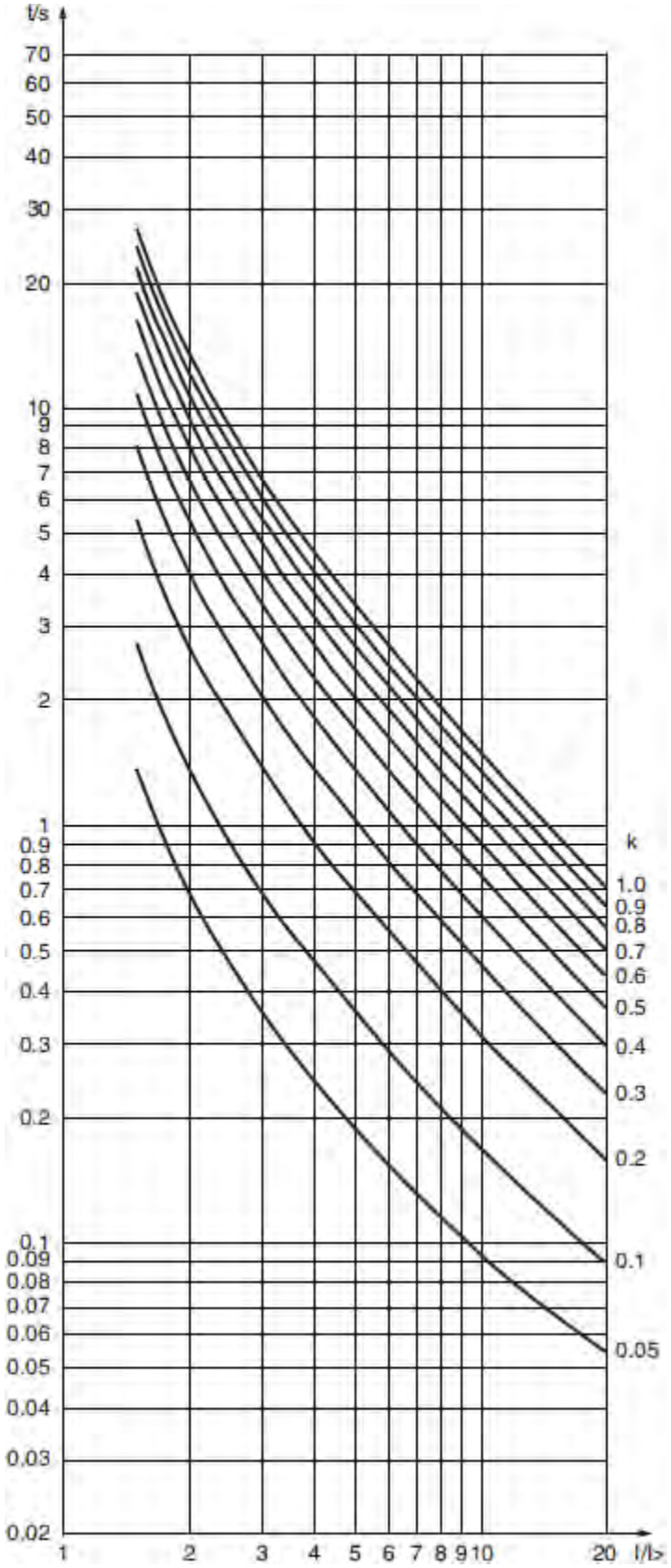


Figura A6.2 – Curva CEI Muito Inversa (ABB, 2011)

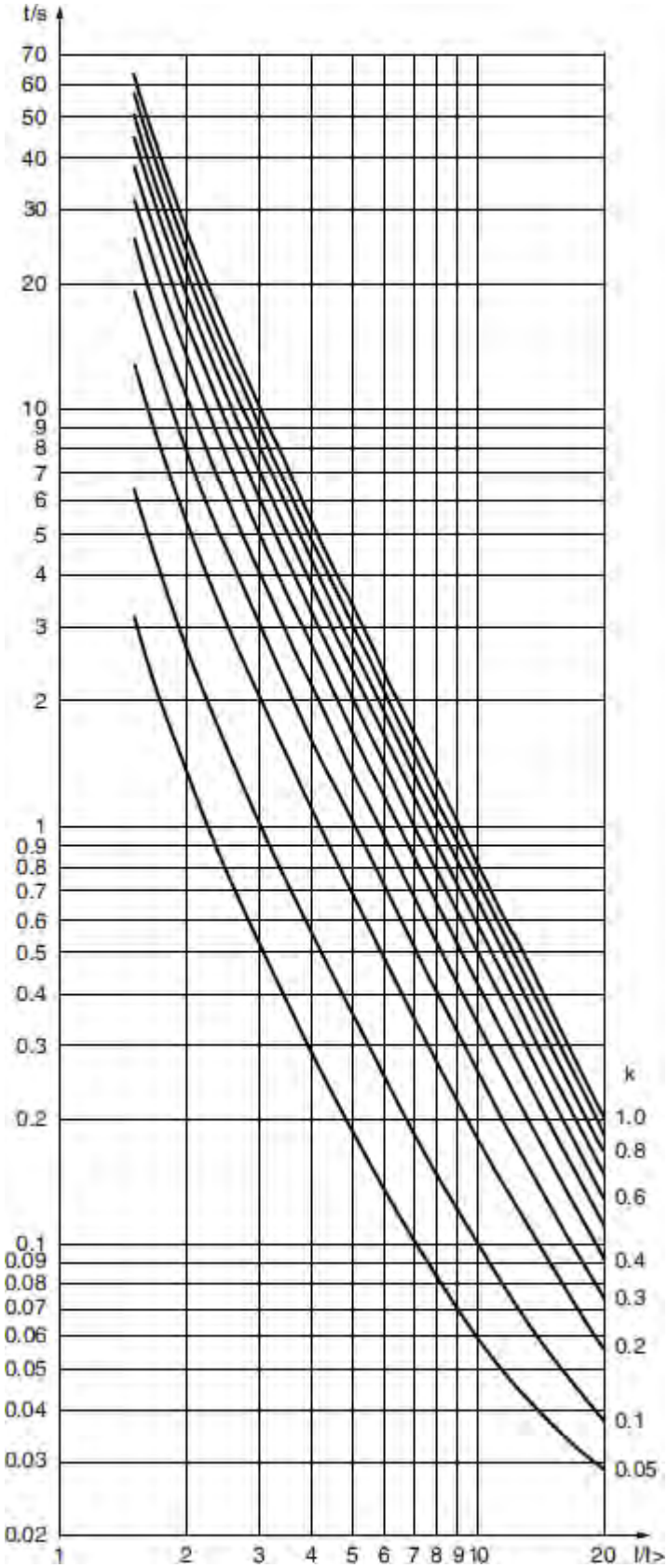


Figura A6.3 – Curva CEI Extremamente Inversa (ABB, 2011)

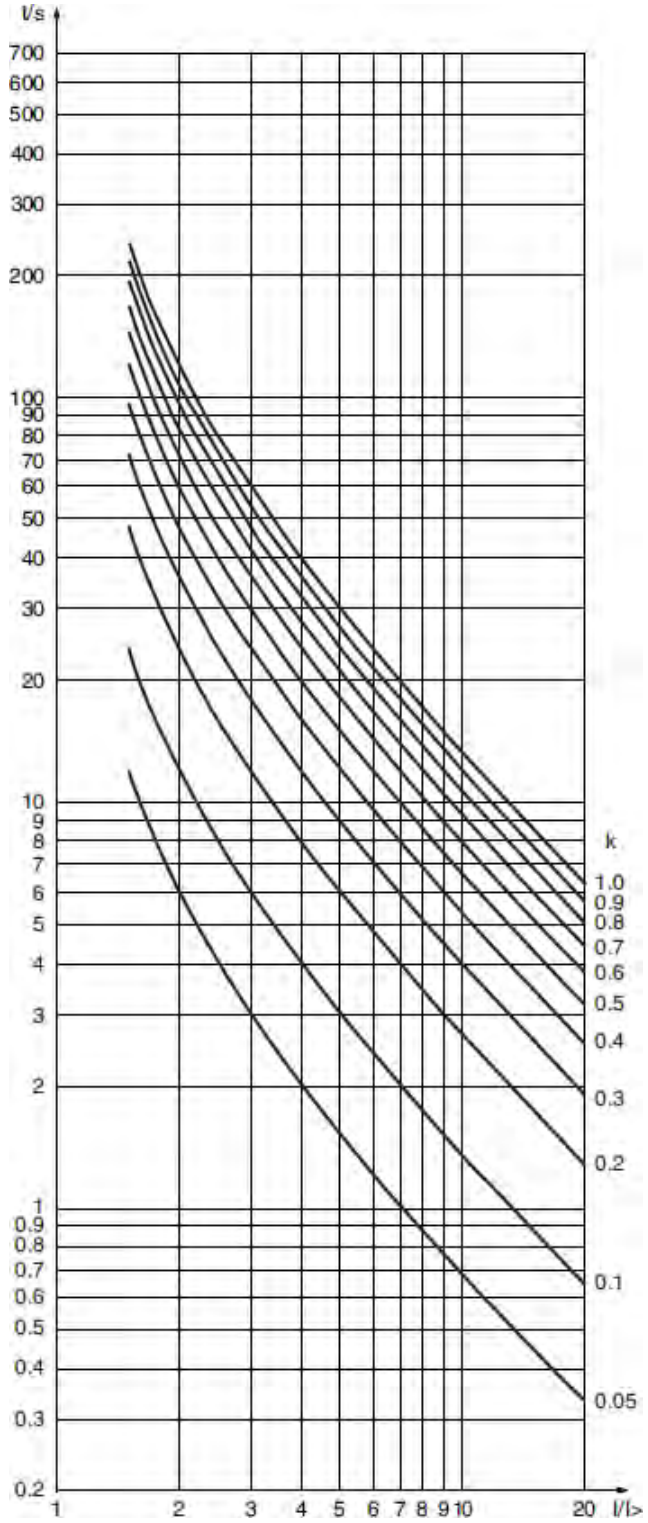


Figura A6.4 – Curva CEI Inversa de Tempo Longo (ABB, 2011)

Anexo 7 – Definições Importantes para a compreensão do documento

Tipos de defeito

Na RND de MT, os defeitos estão classificados em 4 categorias (EDP, 2007d)

Defeitos auto-extintor – Defeito que se elimina espontaneamente, em tempos geralmente muito curtos, sem provocar disparos da aparelhagem de corte da rede elétrica.

Defeito fugitivo - Defeito que provoca a atuação das funções de proteção e cuja supressão não necessita de nenhuma intervenção no local em que ocorreu. São eliminados com religações rápidas. Surgem na sua maioria com as disrupções consequentes das descargas atmosféricas.

Defeito semipermanente - Defeito que provoca a atuação das funções de proteção, cuja supressão não necessita de nenhuma intervenção no local em que ocorreu, e que se reproduz no mesmo local com intervalos de tempo curtos e sob o efeito da mesma causa. São eliminados por uma sequência de religações rápidas. Surgem em situações como contactos rápidos de ramos de árvores com os condutores ou aves entre condutores e a ferragem dos apoios da linha.

Defeito permanente - Defeito que provoca a atuação das funções de proteção e cuja supressão necessita de intervenção no local em que ocorreu. Não são eliminados por uma sequência de religações lentas, originando a abertura definitiva do disjuntor de proteção do PLMT em questão. Surgem em situações de avarias da aparelhagem da rede elétrica ou presença contínua de objetos estranhos sobre os condutores.

Tipos de Ciclos das religações de disjuntores de MT

Na RND de MT, existem nas religações os seguintes tipos de ciclos (EDP, 2007d)

Ciclo rápido – Este ciclo está associado à função de religação rápida. É uma sequência de manobras de comando efetuadas sobre o disjuntor de proteção de um PLMT de saída compreendendo um disparo instantâneo e uma religação rápida, na qual existe uma abertura temporizada muito pequena do disjuntor com um tempo até 100 ms e uma religação rápida que pode ir a 0,4 s, garantindo dessa forma o isolamento da religação (determinado tempo de espera entre a abertura e o fecho) do disjuntor de proteção do PLMT.

Ciclo lento - Este ciclo está associado à função de religação lenta. O seu funcionamento é muito semelhante à função de religação rápida, apenas difere nas temporizações realizadas e no número de vezes que o ciclo poderá ser efetuado (ver modos de funcionamento das religações). Pode-se afirmar que é um ciclo mais praticado que o anterior.
A sequência de manobras consiste numa abertura temporizada do disjuntor com um tempo entre 0,1 s e 1,5 s e uma religação que pode ir das dezenas de segundos até aos 120 s, garantindo dessa forma o isolamento da religação (tempo de espera entre a abertura e fecho) do disjuntor de proteção do PLMT.

Anexo 8 – Lista de funções/parâmetros selecionáveis no Alstom modelo P142

Tabela A8.1 – Lista de funções mais usadas na configuração do Alstom P142 (MICOM, 2011)

Designação da sigla / Opção / Função	Significado (técnico)
Battery Alarm	Alarme de Bateria
Commission Tests	Testes de comissionamento
CB Control (Circuit Breaker Control)	Controlo do Disjuntor
CB Monitor Setup (Circuit Breaker Monitor Setup)	Monitorização do estado do disjuntor
Configuration	Configuração
Control Inputs	Controlo de entradas
CT and VT Ratios (Current Transformer and Tension Transformer Ratios)	Relações dos TI's e dos TT's
Ctrl I/P Config (Control Inputs Config)	Configurações do controlo das entradas
Ctrl I/P Labels (Control Inputs Labels)	Etiquetas das Entradas de Controlo
Date and Time	Tempo e Data
DST (Date Setting Time)	Ajuste de tempo de data
E/F CT Primary (Earth Fault Current Transformer Primary)	Primário do Toro de defeito de terra
Earth Fault 1	Defeito à terra 1
Fault Locator	Localizador de defeitos
Global Nominal V	Tensão Nominal Global
Group	Grupo de regime de exploração
I> Blocking	Bloqueio de Sobre Corrente
I>lift 2H	Corrente Mínima de Bloqueio à 2ª harmónica
I>1 Current Set	Valor de Corrente
I>1 Function	Função do 1º nível de Corrente
I>2 Time Delay	Temporização do 2º nível de Corrente
I>4 Status	Estado do 4º Nível de Corrente
IRIG-B Sync	Sincronização de tempo por IRIG-B
Main VT Primary (Main Voltage Transformer Primary)	Primário dos TT's
Man close RstDly (Manual close reset delay)	Fecho manual com atraso defenido
Negative Sequence O/C (negative sequence overcurrent)	Sobrecorrente de sequência negativa
Opto Config	Configurações Óticas
Overcurrent	Sobre Corrente
Phase CT Primary	Primário dos TI's
Phase CT Sec'ry (Phase current transformer Secondary)	Secundário dos TI's
PSL (Programmable Scheme Logic)	Esquema Lógico Programável
Residual O/V (Residual overvoltage)	Sobretensão Residual
Security Config	Configurações de Segurança
SEF CT Primary (Sensitive Earth Fault - Current transformer Primary)	Primário Toro de corrente de defeito à terra sensível
SEF/REF Prot'n (Sensitive/Restricted Earth Fault Protection)	Proteção de defeito à terra Sensível/Resistivo
Settings	Definições
Setting Group	Definições de Grupo
SG Select (Setting Group Select)	Selecionar o Grupo de Definições
Supervision	Supervisão
System Config	Configuração do Sistema
System Data	Dados do Sistema
TMS (Time Multiplier Setting)	Definição do factor de tempo
VNpol Set (Voltage Polarisation Setting)	Tensão homopolar de polarização

Para qualquer dúvida para além da lista apresentada deve ser consultada a documentação (MICOM, 2011), onde foi recolhida todas as informações disponibilizadas na tabela.

Anexo 9 – Diagramas vetoriais dos testes realizados no Test Universe

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.1 – Diagramas vetoriais dos testes

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.2 – Diagramas vetoriais dos testes

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.3 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.4 – Diagramas vetoriais dos testes

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.5 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.6 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.7 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.8 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.9 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.10 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.11 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.12 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)

A informação omitida foi considerada como confidencial

Figura A9.13 – Diagramas vetoriais do teste

(OMICRON, 2013)