



## **Ensaaios, localização de avarias e traçados em cabos subterrâneos**

**RAÚL FILIPE QUEIRÓS MONTEIRO**

Julho de 2021

# ENSAIOS, LOCALIZAÇÃO DE AVARIAS E TRAÇADOS EM CABOS SUBTERRÂNEOS

RAÚL FILIPE QUEIRÓS MONTEIRO



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

2021



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

Candidato: Raúl Filipe Queirós Monteiro, Nº 1161523, 1161523@isep.ipp.pt

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

Empresa: MATELFE, INSTALAÇÕES ELÉTRICAS, S.A

Supervisão: Henrique Gilberto de Araújo Sá, matelfe@matelfe.pt



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

**2021**



Aos meus pais



## *Agradecimentos*

A realização deste trabalho só foi possível devido à colaboração preciosa de algumas pessoas, que quero prestar aqui o meu sincero agradecimento.

Ao meu orientador, professor doutor José Beleza Carvalho, agradecer a sua disponibilidade e todo o seu interesse com que me orientou ao longo deste período.

À Matelfe Instalações Elétricas, S.A., nomeadamente, ao senhor engenheiro Henrique Sá pela grande oportunidade que me foi dada e pelo seu apoio. Ao engenheiro Bárto Simões por toda a cooperação e disponibilização de material. Ao engenheiros João Pinto e Pedro Pereira que me acompanharam ao longo do estágio, pela disponibilidade, pela partilha de conhecimentos e pela compreensão.

A toda a restante equipa da Matelfe, desde o engenheiro Jorge Rei, engenheiro Daniel Azevedo, engenheiro Miguel Pereira, doutora Carla Ribeiro, engenheira Andrea Taveira, entre outros, pelo ambiente fantástico que me proporcionaram.

Por último, mas não menos importante, à minha família e amigos, que me apoiaram de forma incansável e que são responsáveis por tudo aquilo que sou hoje.

A todos muito obrigado.



## *Resumo*

Com o desenvolvimento e evolução social que se verifica atualmente a nível global, verifica-se uma preocupação crescente com o bem-estar e qualidade de vida das pessoas. Neste âmbito, torna-se imprescindível o melhoramento dos serviços elétricos, minimizando as falhas e defeitos na rede elétrica. Em Portugal, a maioria da rede elétrica de distribuição é aérea. Este tipo de rede requer um menor investimento, no entanto possui um forte impacto visual e um maior número de ocorrências de defeitos, sendo por isso menos fiável.

O maior número de ocorrência nas redes aéreas é fruto de condições meteorológicas adversas. Portugal, apesar de ser um país com um clima temperado onde as estações ainda são bem definidas, há zonas do país em que não acontece o mesmo, nomeadamente o centro e o norte do país. Os ventos fortes, as chuvas e a neve ou gelo que geralmente se verificam nesses locais, promovem o aumento de avarias e, por vezes, até mesmo a queda dos apoios e dos condutores. Uma das principais causas de avaria nas redes aéreas são as descargas atmosféricas, que ocorrem em todo o País com incidências diferentes, dependendo do seu nível cerâmico.

As redes subterrâneas, para além do seu custo, têm outras desvantagens, nomeadamente na sua exploração, pois dado serem enterradas, é muito mais difícil determinar o local de uma qualquer avaria e proceder à sua reparação em tempo útil. Assim, é fundamental realizar ensaios para verificação do bom estado de conservação dos cabos, bem como da sua correta instalação, por forma a garantir a sua fiabilidade. A localização precisa da avaria é muito importante, para se conhecer o local onde é necessário intervir. Esta localização está estritamente ligada ao conhecimento exato do traçado, do seu comprimento, bem como a localização das uniões eventualmente existentes nos cabos. Verifica-se assim a importância dos ensaios de localização de avarias e definição de traçados, tema desta dissertação de mestrado, dando um contributo para uma boa exploração das redes subterrâneas.

### *Palavras-Chave*

Cabos Subterrâneos, Ensaios, Localização de Avarias, Rede Elétrica.



## *Abstract*

With the development and social evolution that is currently taking place at a global level, there is a growing concern with people's well-being and quality of life. In this context, it is essential to improve electrical services, minimizing failures and defects in the electrical network. In Portugal, most of the electricity distribution network is aerial. This type of network requires less investment. However, it has a strong visual impact and a greater occurrence of defects and is therefore less reliable.

The greatest number of occurrences in aerial networks is the result of adverse weather conditions. Portugal, despite being a country with a temperate climate where the seasons are still well defined, there are areas of the country where the same does not happen, namely the center and the north of the country. The strong winds, rain and snow or ice that usually occur in these places, promote the increase of damage and, at times, even the fall of supports and conductors. One of the main causes of damage to aerial networks is atmospheric discharges, which occur throughout the country with different incidences, depending on their keraunic level.

Underground networks, in addition to their cost, have other disadvantages, particularly in their operation, as they are buried, it is much more difficult to determine the location of any damage and repair it in good time. Thus, it is essential to carry out tests to verify the good conservation status of the cables, as well as their correct installation, in order to guarantee their reliability. The precise location of the fault is very important in order to know where to intervene. This location is strictly linked to the exact knowledge of the route, its length, as well as the location of eventually existing connections in the cables. Thus, it is verified the importance of fault location tests and definition of tracings, theme of this master's dissertation.

### ***Keywords***

Underground Cables, Tests, Fault Location, Electrical Network.



# Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO .....	III
ABSTRACT .....	V
ÍNDICE .....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XI
ÍNDICE DE TABELAS .....	XIII
SIGLAS E ACRÓNIMOS .....	XV
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1.ENQUADRAMENTO.....	1
1.2.OBJETIVOS .....	4
1.3.ESTRUTURA .....	5
<b>2. CONCEITOS GERAIS SOBRE CONDUTORES E CABOS ELÉTRICOS .....</b>	<b>7</b>
2.1.INTRODUÇÃO .....	7
2.2.CONSTITUIÇÃO DOS CONDUTORES E CABOS DE ENERGIA .....	9
2.2.1. <i>Alma condutora</i> .....	10
2.2.2. <i>Camada isolante</i> .....	13
2.2.3. <i>Blindagem</i> .....	17
2.2.4. <i>Bainha exterior</i> .....	18
2.2.5. <i>Situações especiais</i> .....	18
2.3.ENSAIOS E CONTROLOS .....	18
2.3.1. <i>Características construtivas e dimensionais</i> .....	19
2.3.2. <i>Características mecânicas, físicas e químicas</i> .....	19
2.3.3. <i>Características elétricas</i> .....	19
2.4.IDENTIFICAÇÃO DOS CONDUTORES E CABOS DE ENERGIA.....	20
2.5.DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES E CABOS DE ELÉTRICOS .....	22
2.5.1. <i>Lei de aquecimento</i> .....	22
2.5.2. <i>Critério das sobrecargas</i> .....	24
2.5.3. <i>Critério dos curto-circuitos</i> .....	25
2.5.4. <i>Critério da queda de tensão</i> .....	26
2.5.5. <i>Critério da secção técnica e económica</i> .....	27

2.6.CONCLUSÃO .....	28
<b>3. CÁLCULOS ELÉTRICOS E MECÂNICOS .....</b>	<b>29</b>
3.1.INTRODUÇÃO.....	29
3.2.CÁLCULOS ELÉTRICOS .....	30
3.2.1. Resistência .....	30
3.2.2. Coeficiente de auto indução e indução mútua .....	31
3.2.3. Perdas joule.....	32
3.2.4. Impedância direta, inversa e homopolar .....	32
3.2.5. Capacidade .....	34
3.2.6. Perdas dielétricas .....	35
3.3.CÁLCULOS MECÂNICOS .....	36
3.3.1. Esforços eletrodinâmicos em curto-circuito .....	36
3.3.2. Secção das armaduras .....	36
3.3.3. Esforços de tração durante o enfiamento do cabo em tubos .....	37
3.4.CONCLUSÃO .....	38
<b>4. ENSAIOS DE CABOS SUBTERRÂNEOS .....</b>	<b>39</b>
4.1.INTRODUÇÃO.....	39
4.2.LABORATÓRIO MÓVEL.....	40
4.3.ENSAIOS A REALIZAR E RESPECTIVAS CONDIÇÕES .....	44
4.3.1. Ensaio de tensão contínua da bainha exterior.....	45
4.3.2. Medição da resistência elétrica da blindagem .....	46
4.3.3. Medição da capacidade e da tangente de delta.....	48
4.3.4. Medição das descargas parciais.....	52
4.3.5. Ensaio de tensão alternada sinusoidal sobre a isolação .....	54
4.4.CONCLUSÃO .....	56
<b>5. LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM REDES SUBTERRÂNEAS.....</b>	<b>57</b>
5.1.INTRODUÇÃO.....	57
5.2.PRINCIPAIS CAUSAS E TIPOS DE DEFEITOS .....	58
5.3.TÉCNICA DE LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS.....	59
5.3.1. Pré- localização.....	59
5.3.2. Localização exata .....	66
5.4.CONCLUSÃO .....	72
<b>6. DADOS ESTATÍSTICOS SOBRE A REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>73</b>
6.1.INTRODUÇÃO.....	73
6.2.CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	74
6.3.QUALIDADE DE SERVIÇO .....	75

6.3.1.	<i>Indicadores gerais de continuidade de serviço</i> .....	77
6.3.2.	<i>Análise dos resultados</i> .....	78
6.4.	CONCLUSÃO .....	84
<b>7.</b>	<b>FERRAMENTA DESENVOLVIDA E ANÁLISE DE DADOS DE ENSAIOS REALIZADOS</b>	<b>85</b>
7.1.	INTRODUÇÃO .....	85
7.2.	FERRAMENTA INTERATIVA .....	86
7.2.1.	<i>Localização de avarias e Traçados</i> .....	86
7.2.2.	<i>Medição da capacidade e tangente de delta</i> .....	89
7.2.3.	<i>Ensaio das descargas parciais</i> .....	90
7.2.4.	<i>Ensaio medição da resistência elétrica da blindagem</i> .....	91
7.3.	PROCEDIMENTOS DOS ENSAIOS .....	92
7.3.1.	<i>Ensaio da medição da capacidade e tangente de delta</i> .....	92
7.3.2.	<i>Ensaio das descargas parciais</i> .....	92
7.4.	EXEMPLO TIPO DE UM RELATÓRIO .....	94
7.5.	COMPARAÇÃO DE DIFERENTES CASOS.....	98
7.6.	CONCLUSÃO .....	103
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>105</b>
8.1.	PERSPETIVAS PARA TRABALHOS FUTUROS .....	107
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>109</b>
	<b>ANEXO A - DETERMINAÇÃO DA SECÇÃO ATRAVÉS DO COEFICIENTE DE CORREÇÃO E DA RESISTIVIDADE TÉRMICA</b> .....	<b>113</b>
	<b>ANEXO B – TEMPERATURA NA ALMA CONDUTORA DURANTE CURTO-CIRCUITOS</b> ..	<b>115</b>
	<b>ANEXO C - VALOR DO COEFICIENTE K APLICADO AOS ESFORÇOS ELETRODINÂMICOS</b> .....	<b>117</b>
	<b>ANEXO D - FATOR DE CORREÇÃO <math>W_c</math></b> .....	<b>117</b>
	<b>ANEXO E - VALOR COEFICIENTE DE ATRITO APLICADO AOS ESFORÇOS ELETRODINÂMICOS</b> .....	<b>117</b>
	<b>ANEXO F - CÓDIGO VISUAL BASIC: LOCALIZAÇÃO DE AVARIAS E TRAÇADOS EM CABOS SUBTERRÂNEOS</b> .....	<b>119</b>
	<b>ANEXO G - CÓDIGO VISUAL BASIC: ENSAIO MEDIÇÃO DA TANGENTE DE DELTA</b> .....	<b>125</b>
	<b>ANEXO H - CÓDIGO VISUAL BASIC: ENSAIO MEDIÇÃO DAS DESCARGAS PARCIAIS</b> ..	<b>129</b>
	<b>ANEXO I - CÓDIGO VISUAL BASIC: ENSAIO MEDIÇÃO RESISTÊNCIA ELÉTRICA DA BLINDAGEM</b> .....	<b>135</b>



## *Índice de Figuras*

Figura 1- Cabo monopolar [8]	9
Figura 2- Cabo Tripolar [8]	9
Figura 3- Constituição típica de um cabo de MT [9]	10
Figura 4- Lei de aquecimento em regime variável [13]	23
Figura 5- Esquema aproximado de cálculo da queda de tensão	26
Figura 6- Determinação da secção económica	28
Figura 7- Corte transversal de um cabo de campo radial [8]	34
Figura 8- Sistema PHG 80 TD/PD	40
Figura 9- Calibrador, condensador e cabo de dados	41
Figura 10- Caixa VSE	42
Figura 11- Shirla	43
Figura 12- Miliohmímetro	43
Figura 13- Esquema de ligações: tensão contínua da bainha exterior	45
Figura 14- Esquema de ligações: ensaio resistência elétrica da blindagem [22]	46
Figura 15- Circuito equivalente da tangente de delta	49
Figura 16- Representação fasorial da tangente de delta [25]	50
Figura 17- Esquema de ligações: medição da capacidade e tangente de delta [20]	50
Figura 18- Princípio da propagação de impulsos perante uma descarga [28]	53
Figura 19- Esquema de ligações: ensaio medição das descargas parciais [20]	53
Figura 20- Esquema de ligações: ensaio tensão alternada sinusoidal sobre a isolação [20]	55

Figura 21- Esquema de ligação: método de reflexão de impulsos	61
Figura 22- Esquema de ligação: método SIM/MIM [30]	62
Figura 23- Exemplo explicativo do método ICM [30]	63
Figura 24- Exemplo explicativo do método de decaimento [30]	65
Figura 25- Esquema de ligações para uma Murray (esquerda) ou duas Glasser (direita) [30]	66
Figura 26- Registo do recetor	67
Figura 27- Esquema de ligação: método pós-localização acústica [33]	69
Figura 28- Esquema explicativo método tensão de passo [30]	71
Figura 29- Esquema de ligação: identificação do cabo com defeito [33]	72
Figura 30- Resultado obtido pelo programa na localização de avarias	87
Figura 31- Registo de avarias	88
Figura 32- Avaliação de conformidade: ensaio da medição da tangente de delta	89
Figura 33- Avaliação de conformidade: medição das descargas parciais	90
Figura 34- Avaliação de conformidade: medição da resistência da blindagem	91
Figura 35- Forma de onda obtida na calibração	93
Figura 36- Gráfico com o valor da tangente de delta	95
Figura 37- Descargas parciais verificadas na fase 1	96
Figura 38- Descargas parciais verificadas na fase 2	96
Figura 39- Descargas parciais verificadas na fase 3	97

## *Índice de Tabelas*

Tabela 1- Características do cobre e alumínio [9]	11
Tabela 2- Simbologia para a designação dos cabos elétricos [13]	21
Tabela 3- Coeficientes de efeito pelicular e proximidade [18]	31
Tabela 4- Ensaaios em circuitos de MT [19]	44
Tabela 5- Ensaaios em circuitos AT [19]	44
Tabela 6- Critérios de aceitação da resistência elétrica da blindagem [19]	47
Tabela 7- Ativos de rede da EDP Distribuição entre 2015 e 2019 [34]	74
Tabela 8- Interrupções AT entre 2015 e 2019	79
Tabela 9- Indicadores da rede AT globais entre 2015 e 2019	80
Tabela 10- Interrupções de MT entre 2015 e 2019	81
Tabela 11- Indicadores globais da rede de MT entre 2015 e 2019	82
Tabela 12- Interrupções na rede de BT entre 2015 e 2019	83
Tabela 13- Indicadores globais da rede de BT entre 2015 e 2019	84
Tabela 14- Dados do cabo a ensaiar	94
Tabela 15- Capacidade do cabo	95
Tabela 16- Resultados da tangente de delta	95
Tabela 17- Caracterização dos cabos	98
Tabela 18- Valores médios de $\text{tg } \sigma$ para cada fase e diferentes níveis de tensão	99
Tabela 19- Valores máximos de descarga parcial verificados e sua localização	99



## *Siglas e Acrónimos*

AC	–	Corrente Alternada
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
DC	–	Corrente Contínua
DGEG	–	Direção-Geral de Energia e Geologia
END	–	Energia Não Distribuída
EPM	–	Borracha de Etileno Propileno
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ICM/DCIM	–	Método de Corrente de Impulso/ Método de Corrente de Impulso Diferencial
MAIFI	–	Momentary Average Interruption Frequency Index
MAT	–	Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
ORD	–	Operadores das Redes de Distribuição
ORT	–	Operador da Rede de Transporte
PDIRD-E	–	Plano Quinquenal de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição
PE	–	Polietileno
PEBD	–	Polietileno de Baixa Densidade

PEX	–	Polietileno Reticulado
PVC	–	Policloreto de Vinilo
PTD	–	Posto de Transformação e Distribuição
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço público
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
RRC	–	Regulamento das Relações Comerciais
SAIDI	–	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	–	System Average Interruption Frequency Index
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SIM/MIM	–	Método de Impulso Secundário/Múltiplo
TDR	–	Método de Reflexão de Impulsos
TIEPI	–	Tempo de Interrupção Equivalente de Potência Instalada
U	–	Tensão composta
$U_0$	–	Tensão simples





# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. ENQUADRAMENTO

Numa sociedade cada vez mais evoluída e dependente da energia elétrica há uma exigência no que se refere à qualidade e continuidade do serviço [1]. Atualmente, é assumido como garantido a disponibilidade de energia elétrica necessária para efetuar as diversas tarefas, e para que isso aconteça, sem interrupções, é fundamental garantir a eficiência e a continuidade do serviço.

As redes de distribuição de energia asseguram a transmissão de energia elétrica entre a Rede Nacional de Transporte (RNT) e as instalações consumidoras. A eletricidade transmitida em grandes distâncias pela rede de transporte, em Muito Alta Tensão (MAT), é depois entregue à rede de distribuição. As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos, de Alta Tensão (AT) de 60 kV, de Média Tensão (MT), essencialmente 30 kV, 15 kV e 10 kV, e de Baixa Tensão (BT) de 400/230 V [2]. Ainda segundo [2], além destes parâmetros, as redes de distribuição compreendem as Subestações, os Postos de Transformação, os Postos de Seccionamento, os equipamentos acessórios ligados à sua exploração, as instalações de iluminação pública, as ligações a instalações consumidoras e os centros eletroprodutores.

Não há dúvida que a tendência atual (excluindo para já a MAT que no nosso País é de 150, 220 e 400 kV) nas redes de BT, MT e AT, é a de cada vez mais se optar, pela solução subterrânea. Esta tendência deve-se essencialmente a uma maior exigência dos consumidores na garantia do serviço (maior fiabilidade das redes subterrâneas), e pelo muito menor impacto visual. Acresce que o maior custo das redes subterrâneas face às aéreas tem diminuído, devido à diminuição do preço dos cabos (nomeadamente para tensões mais elevadas). Por outro lado, verifica-se o aumento das indemnizações aos proprietários dos terrenos para autorizarem a implantação dos apoios, e a grande dificuldade em a obter no caso das redes aéreas.

A exploração das redes subterrâneas, de igual modo como qualquer outro sistema de exploração, está sujeita a situações de degradação e desgaste dos elementos que constituem o sistema. Deve-se manter o funcionamento do sistema nas condições previstas, de forma manter as características dos cabos em bom estado, o mais tempo possível. No entanto, quando surge uma rotura de serviço existem inúmeros problemas associados que podem originar estragos. Na sua ocorrência, um rápido restabelecimento do serviço é fulcral, para atenuar a propagação de danos, danos esses que podem ser muito elevados uma vez que as redes subterrâneas se situam, na generalidade, em zonas urbanas, onde há uma elevada densidade populacional, e em áreas comerciais ou industriais em que o consumo é alto.

Uma vez que os consumidores de eletricidade são cada vez mais exigentes e de forma a reduzir o impacto na exploração da rede elétrica, o campo dedicado à localização de avarias possui um papel importante, pois uma correta deteção da avaria permite diminuir o tempo e o custo da intervenção.

Para combater da melhor maneira esta possível ocorrência, existem Operadores das Redes de Distribuição (ORD) destinados a asseguram a gestão, operação e manutenção da rede, assim como o alargamento do fornecimento para novos locais. Em Portugal, a E REDES, S.A. é a entidade que possui uma maior relevância, pois desempenha funções determinantes em AT, MT e BT. Os restantes ORD apenas desempenham atividades na BT. Os ORD apenas interagem com os consumidores em situações como as leituras dos contadores (situação em alteração rápida com a substituição/instalação de contadores inteligentes), ligações à rede e qualidade de serviço.

Cada ORD, de 2 em 2 anos, juntamente com o Operador da Rede de Transporte (ORT) realiza um plano designado de Plano Quinquenal de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição (PDIRD-E), baseando-se no investimento com uma perspetiva de 5 anos. Este Plano é sujeito a uma consulta pública e a um parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e é aprovado pelo Governo, após debate na Assembleia da República. A ERSE tem o papel de regulação económica da atividade de distribuição, ao determinar as tarifas de utilização da rede de distribuição [3].

De acordo com [4], apesar de as redes subterrâneas apresentarem custos maiores na aquisição, estas devido à sua fiabilidade superior e ao facto de não causarem qualquer tipo de impacto visual, acabam por ser valorizadas, por exemplo ao nível de empreendimentos imobiliários.

São cada vez mais os países que estão a optar pelo investimento em cabos subterrâneos. A Holanda é um caso interessante, pois a totalidade dos seus cabos de BT e MT são subterrâneos e no caso da AT e MAT o número de apoios de linhas aéreas não pode ultrapassar o já existente (a construção de novas linhas aéreas a estabelecer implicam a desmontagem de apoios existentes). Em contrapartida, Portugal apresenta valores percentuais baixos.

Nas situações de defeito, uma boa organização dos departamentos assim como uma adequada interligação entre eles possibilita uma maior rapidez no tratamento das avarias, o que faz com que possibilite uma melhor qualidade de serviço e uma maior satisfação por parte dos consumidores. A combinação destes fatores proporciona um maior rendimento económico e um aumento da qualidade da imagem da organização.

## 1.2. OBJETIVOS

A presente dissertação tem como principal objetivo analisar a problemática das avarias e sua localização em cabos subterrâneos e descrever algum dos ensaios que possam descrever o estado dos mesmos. Pretende-se ainda analisar as situações com maior capacidade de influenciar negativamente os resultados dos ensaios. Aquando a ocorrência de uma avaria, independentemente do motivo, espera-se ter capacidade para saber os procedimentos a utilizar, de forma a localizá-la.

O trabalho está estruturado em alguns pontos e tem os seguintes objetivos a alcançar:

- Estudar a constituição típica de condutores e cabos elétricos, analisar os indicadores gerais de continuidade de serviço e caracterizar a rede de distribuição entre 2015 e 2019 e potencial evolução da mesma;
- Estudar os ensaios de cabos subterrâneos e elaboração de relatórios;
- Identificar as diversas causas e tipos de defeito mais recorrentes nos cabos elétricos e analisar os métodos atualmente utilizados na identificação de avarias;
- Analisar os resultados obtidos em 6 ensaios de cabos efetuados;
- Desenvolver uma ferramenta interativa, que permita a de uma forma expedita ajudar os utilizadores nos trabalhos de campo: nos procedimentos relativos à localização de uma avaria e avaliação da conformidade dos ensaios.

### **1.3. ESTRUTURA**

O presente documento encontra-se dividido em oito capítulos. No primeiro capítulo é feita uma introdução ao tema, onde se apresenta o contexto e os principais objetivos da dissertação.

No capítulo 2 é abordado os conceitos gerais sobre os condutores e cabos elétricos, nomeadamente os seus constituintes e as especificações técnicas, os ensaios e controlos que devem ser feitos aos cabos na fase de produção e o processo quanto ao seu dimensionamento.

O capítulo 3 dedica-se à apresentação dos principais cálculos elétricos e mecânicos referentes aos cabos elétricos e as situações em que os valores se tornam críticos.

O capítulo 4 apresenta os diversos ensaios e equipamentos utilizados em cada um deles, os esquemas de ligações e as condições a cumprir.

No capítulo 5 é feita uma identificação das causas e defeitos mais vulgares nos cabos subterrâneos e a apresentação dos diversos métodos de localização de avarias.

O capítulo 6 analisa os dados estatísticos referentes à qualidade de serviço entre 2015 e 2019 e a caracterização da rede de distribuição, em termos de rede aérea e subterrânea, e perspetivas futuras relativas ao seu desenvolvimento.

O capítulo 7 apresenta a aplicação computacional desenvolvida que consiste num programa de fácil utilização, concebido para auxílio em trabalhos de campo, o qual engloba a localização de avarias e os ensaios. Também é apresentado um exemplo tipo de um relatório desenvolvido sobre os ensaios de cabos, e é feita uma comparação dos resultados obtidos para seis situações distintas.

Por fim, no capítulo 8, são reunidas as principais conclusões deste trabalho e as perspetivas de trabalhos futuros.



## 2. CONCEITOS GERAIS SOBRE CONDUTORES E CABOS ELÉTRICOS

### 2.1. INTRODUÇÃO

A mudança de paradigma no ponto de vista de utilização dos cabos elétricos deveu-se, essencialmente, à introdução dos cabos isolados que remonta a 1816, motivado pelo uso do telégrafo [5]. Os materiais isolantes foram aqueles que sofreram maior evolução. Inicialmente os cabos utilizados na distribuição de energia eram isolados com borracha não vulcanizada e cobertos com chumbo, só em 1880 a borracha vulcanizada veio a ser utilizada, sendo que na época a sua aplicação era na iluminação em BT [5].

Posteriormente, foi utilizado o papel impregnado de betume para reduzir a perdas das características com a presença de humidade. A utilização deste material proporcionou o aumento das tensões em cabos, contudo começou a surgir problemas relacionadas com descargas parciais, que provocaram perfurações na isolação.

No começo do século 20, deu-se início à criação dos cabos isolados com papel impregnado a óleo, que foram aprimorados por Emanuelli da Pirelli Company em 1917. Este material isolante permite aplicações em cabos com níveis de tensão superior a 69 kV [6].

Durante muitos anos os cabos elétricos mais utilizados eram isolados em papel impregnado a óleo, sendo que alguns destes ainda se encontram instalados e em funcionamento. A mudança surgiu com os desenvolvimentos em técnicas de extrusão que levaram à introdução de cabos com isolantes secos, sendo que o Polietileno (PE) e Polietileno Reticulado (PEX) apresentam maior relevância. Estes dois materiais apresentam características funcionais mais evoluídas que os materiais anteriormente utilizados. O PE trata-se dum material com espessura reduzida, na qual a sua plasticidade se altera com o aumento da temperatura, tornando-se indicado para situações em que a tensão não é muito elevada (máximo recomendado em torno dos 10 kV). Para tensões superiores a 10 kV o material o PEX acaba por ser o mais indicado, pelo facto de conseguir manter a sua estrutura, independentemente da temperatura.

Os cabos isolados com papel impregnado a óleo foram aos poucos sendo substituídos pela nova geração de cabos, sendo que os principais motivos foram os seguintes [7]:

- Consciencialização ambiental, devido aos nefastos problemas causados pelo chumbo;
- Dificuldade técnica na execução de uniões e extremidades;
- Perda de profissionais capacitados a trabalharem com os cabos impregnados a óleo;
- Redução de custos de manutenção e instalação;
- Redução do peso dos cabos.

Essa evolução possibilitou o desenvolvimento da rede subterrânea nos grandes centros urbanos, através da substituição das linhas aéreas [5]. Apesar do seu custo de instalação ser bastante superior às linhas aéreas, os cabos subterrâneos possuem menores perdas de joule, necessitando de uma menor manutenção, daí ser uma opção preferencial nos locais com grandes densidades de carga.

## 2.2. CONSTITUIÇÃO DOS CONDUTORES E CABOS DE ENERGIA

Do ponto de vista morfológico, as linhas aéreas possuem uma constituição diferente em relação às linhas subterrâneas, mais especificamente no tipo de isolamento. Nas linhas aéreas os cabos não possuem qualquer tipo de revestimento elétrico na sua zona exterior, ou seja, possui condutores nus. Já as linhas subterrâneas possuem o condutor revestido e protegido por um material isolante, de forma a evitar contactos diretos entre o condutor e o meio externo que envolve o cabo ou até o condutor de uma fase diferente.

Um cabo subterrâneo é constituído por três partes essenciais: alma condutora, camada isolante e bainha exterior. A utilização da designação condutor refere-se à parte da alma condutora em conjunto com a camada isolante [8].

Os cabos subterrâneos divergem quanto à sua tipologia, podendo estes serem cabos monopolares ou cabos tripolares. Os cabos monopolares (figura 1) possuem apenas um condutor com revestimento exterior, enquanto os multipolares têm, pelo menos, dois conjuntos de condutores isolados e, agrupados, com o revestimento exterior comum. A figura 2, apresenta um cabo com 3 condutores isolados, sendo designado cabo tripolar [8].

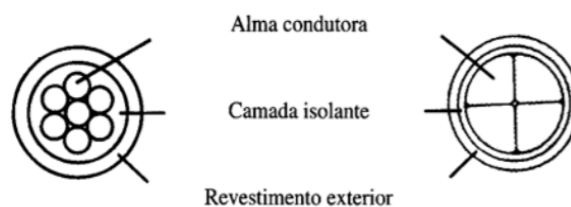


Figura 1- Cabo monopolar [8]

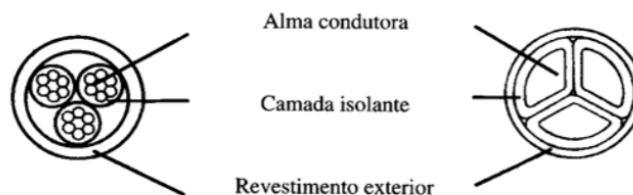


Figura 2- Cabo Tripolar [8]

Costuma ser mais usual o uso de cabos monopolares, uma vez que estes ocupam um volume inferior e são mais fáceis de verificar as condições técnicas. Sendo assim, é normal optar-se por três cabos monopolares por circuito [8].

A produção dos cabos está sujeita a normas apertadas em termos nacionais e internacionais, para aferir a qualidade do produto durante toda a fase de produção até ao produto final.

Os cabos de MT e AT em termos de elementos constituintes são iguais, existe por norma uma espessura muito superior dos elementos no cabo AT, pois estes tipos de cabo funcionam a tensões elevadas, e têm parâmetros rigorosos a cumprir. Já o cabo de BT não possui nenhuma camada semicondutora interior e exterior, tal como acontece na MT e na AT. Tirando essa particularidade, os cabos apresentam são bastante idênticos. Assim, será identificado e explicado a função de cada elemento de um cabo típico, optou-se por mencionar um cabo de MT.

Assim, de acordo com [9], os cabos típicos de MT são constituídos pelos seguintes elementos (Figura 3):

1. Alma condutora
2. Blindagem da alma condutora
3. Camada isolante
4. Blindagem da camada isolante
5. Bainha exterior



**Figura 3- Constituição típica de um cabo de MT [9]**

### **2.2.1. ALMA CONDUTORA**

A alma condutora dos cabos era, usualmente, de cobre, no entanto, e por questões de custo e peso, tem vindo a ser substituída pelo alumínio. Apesar do cobre ter uma excelente condutividade elétrica, ou de uma outra forma uma baixa resistência elétrica. A resistência elétrica está associada ao aquecimento dos cabos, aquando da circulação duma corrente elétrica, e por isso a sua resistência deve ser o menor possível.

O alumínio como é um material mais barato e leve do que o cobre, quando não existe constrangimentos na sua secção nominal é utilizado, pois permite manter a condutância, suportar iguais valores de tensão e limitar as perdas provocadas pelo aquecimento [9].

Na tabela 1 estão citadas as características típicas dos condutores referidos:

**Tabela 1- Características do cobre e alumínio [9]**

<b>Características</b>	<b>Cobre (recozido)</b>	<b>Alumínio (3/4 duro)</b>
Grau de pureza (%)	>99.9	>99.5
Densidade (kg / (km <sup>3</sup> ))	8.89	2.70
Resistividade a 20°C ( $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ )	$17.24 \times 10^{-3}$	$28.26 \times 10^{-3}$
Coefficiente da dilatação linear ( $\text{C}^{-1}$ )	$17 \times 10^{-6}$	$23 \times 10^{-6}$
Coefficiente da variação resistência óhmica com a temperatura. ( $\text{C}^{-1}$ )	$3.93 \times 10^{-3}$	$4.03 \times 10^{-3}$
Ponto de fusão (°C)	1080	660
Condutividade elétrica (W /cm.°C)	3.8	2.4
Tensão mecânica de rotura (MPa)	220 a 250	120 a 205
Modulo de elasticidade (N /mm <sup>2</sup> )	26	14
Alongamento à rotura (%)	20 a 40	1 a 4

Através dos valores apresentados na tabela 1 serão tiradas algumas conclusões acerca das situações onde uma tecnologia tira partido em relação à outra.

Conhecendo a fórmula da resistência elétrica e, igualando as resistências elétricas para o alumínio e cobre, fica:

$$R_{Al} = R_{Cu} \Leftrightarrow \rho_{Al} \frac{l}{SAI} = \rho_{Cu} \frac{l}{SCu} \quad (1)$$

Onde  $R_{Al}$  é a resistência elétrica do alumínio,  $R_{Cu}$  é a resistência elétrica do cobre,  $\rho_{Al}$  é a resistividade do alumínio a 20°C,  $\rho_{Cu}$  é a resistividade do cobre a 20°C,  $l$  é o comprimento do cabo,  $S_{Al}$  é a secção do cabo de alumínio e  $S_{Cu}$  é a secção do cabo de cobre.

Recorrendo à expressão (1) para um qualquer comprimento do cabo e com a substituição dos valores das resistividades apresentada na tabela 1 para cada um dos condutores, e, admitindo uma igualdade de perdas, obtém-se a expressão (2), em que:

$$S_{Al} \cong 1.64 S_{Cu} \quad (2)$$

Como se dá para constatar, em igualdade de resistência elétrica, um condutor de alumínio possui uma secção de, aproximadamente, 1.64 vezes superior em comparação a um condutor de cobre.

Apesar do alumínio ter um preço mais baixo do que o cobre, ainda assim existem situações em que continua a ser preferível a utilização do cobre como condutor uma vez que precisa de uma menor secção nominal para obter a mesma resistência a 20°C tal como se comprovou matematicamente. Situações essas em que podem passar por canalizações entubadas para permitir utilizar tubos com menores diâmetros ou também em canalizações embebidas, pois assim reduz-se as dimensões das perfurações nas paredes. O cobre tem ainda a vantagem de possuir características mecânicas mais apropriadas, devido à maior flexibilidade traduzida pelo maior alongamento à rotura.

Uma outra análise que pode ser feita é a comparação da massa associada a cada um dos condutores. A expressão geral da massa corresponde à multiplicação da densidade pela secção e comprimento.

As expressões (3) e (4) referem o valor da massa do alumínio e cobre, respetivamente. Expressões essas em que se substituí os valores de densidades pelos valores mencionados na tabela 1.

$$M_{Al} = 2.70 S_{Al} l \quad (3)$$

$$M_{Cu} = 8.89 S_{Cu} l \quad (4)$$

Através da substituição da expressão (3), nomeadamente a parte do  $S_{Al}$  por  $1.64 S_{Cu}$ , e eliminando, em seguida, o termo “ $S_{Cu} l$ ” devido à expressão (4), provem a expressão (5), em que:

$$M_{Al} = 1.64 \times \frac{2.70}{8.89} \Leftrightarrow M_{Al} \cong 0.5 M_{Cu} \quad (5)$$

Concluiu-se que, em igualdade de perdas, o uso do condutor cobre acarreta o dobro do peso comparativamente ao alumínio. Daí que nas linhas aéreas o alumínio acaba por ser o condutor preferencialmente utilizado.

A alma condutora quanto à composição pode ser maciça ou multifilar. Maciça quando a alma condutora é constituída apenas por um único condutor, esta composição é mais utilizada para secções reduzidas. Para secções maiores é mais utilizada a composição multifilar, sendo que nesta configuração os fios são cableados entre si, tornando a alma condutora mais flexível.

Quanto à forma da alma, esta pode ser circular ou sectorial. A primeira forma é, preferencialmente, empregue em cabos com poucos condutores. Já a forma sectorial é sobretudo utilizada para cabos com 3 e 4 condutores, possibilitando uma redução do espaço utilizado pelos condutores e, conseqüentemente, uma redução do peso dos cabos, permitindo manuseá-los de forma mais eficiente. Esta estrutura ainda proporciona uma redução do efeito pelicular e de proximidade [8].

### **2.2.2. CAMADA ISOLANTE**

A camada isolante, também designada de “isolação” por diversos autores, tem como objetivo isolar a alma condutora do exterior na sua generalidade, isto é, proteger quer ao nível eléctrico quer ao nível mecânico. Para a qualidade da isolação considera-se as propriedades intrínsecas do material isolante, a sua espessura e a qualidade do seu processamento [10].

Esta camada é feita exclusivamente de isolantes sintéticos/secos, no entanto, antes da descoberta deste tipo de isolação, era feita a papel impregnado a óleo. A utilização de isolantes sintéticos, ao invés de papel impregnado a óleo, proporciona segundo [11] um conjunto de vantagens, entre elas, temperaturas de funcionamento mais elevadas, maior

capacidade de transporte de energia, para secções iguais, maior simplicidade na execução de acessórios, menor probabilidade de avaria simultânea nos três condutores, são algumas das vantagens do uso de isolantes sintéticos, que conferem uma maior fiabilidade à instalação.

Os diferentes isolantes sintéticos podem ser divididos em 3 grupos:

- Materiais termoplásticos;
- Materiais termoendurecidos;
- Elastómeros.

Os materiais termoplásticos são aqueles que alteram a sua plasticidade por aumento da temperatura, sendo essa alteração reversível. Os mais utilizados são o Policloreto de Vinilo (PVC) e o Polietileno (PE).

Relativamente aos termoendurecidos são plásticos rígidos com ligações químicas covalentes (reticulações) entre as cadeias poliméricas. Apresentam dificuldade em deformarem-se, não fundem ou amolecem, têm boa resistência térmica, são insolúveis e dificilmente aumentam de volume. Neste grupo o mais vulgar é o Polietileno Reticulado (PEX).

Por fim, os elastómeros são constituídos por cadeias moleculares longas e com grande capacidade de modificação. Não amolecem nem se dissolvem, podem aumentar de volume se colocados em solventes. Possuem um grau de elasticidade elevado e as suas propriedades dependem do grau de reticulação. Encaixam-se neste grupo a Borracha de Etileno Propileno (EPM) e a Borracha de Silicone.

Em seguida vai ser citado as características técnicas de cada um dos principais isolantes e a sua principal aplicação.

### **A. Policloreto de vinilo**

Quanto ao seu processo de fabricação ocorre a polimerização do monómero cloreto de vinilo, sendo esta resultante das ações do ácido clorídrico sobre o acetileno e do cloreto sobre o etileno.

É um material com características interessantes, pois possui resistência ao fogo e às intempéries, baixa permeabilidade, isolamento térmico, elétrico e acústico, elevada transparência, boa relação preço/qualidade, facilidade de transformação, a reciclabilidade e a versatilidade. Todas estas vantagens inerentes ao PVC tornam-no um polímero com uma elevada gama de utilizações [12]. No entanto, a tangente de delta toma valores relativamente elevados, o que proporciona perdas dielétricas significantes, podendo tornar-se críticas. Também a permitividade dielétrica e capacidade linear são muito elevadas. A sua reduzida flexibilidade torna o PVC mais adequado para canalizações fixas.

De acordo com [8] este é largamente utilizado como isolante em BT e MT, mas só até aos 10 kV, pois para níveis superiores de tensão os valores de tangente são elevados. Também é o material usado como bainha exterior, o que explica as suas boas propriedades isolantes.

## **B. Polietileno**

Caracteriza-se por muitas propriedades e famílias de produtos, permitindo uma larga variedade de aplicações. Segundo [13] foi realizado um estudo comparativo entre vários isolantes e concluiu-se que o PE é o material isolante mais apropriado para o fabrico de cabos de AT e MAT.

Possui muitas vantagens descartando-se: o seu elevado grau de pureza obtido por polimerização, pode ser exposto a elevadas temperaturas durante a extrusão em condições ideais de viscosidade e a sua utilização nos cabos é perfeitamente controlável, garantindo a ausência de vacúolos e um teor de água abjeto.

Possui características elétricas muito favoráveis como uma permitividade dielétrica e tangente de delta com valores muito reduzidos e uma elevada rigidez dielétrica e resistência de isolamento. As características mecânicas também revelam ser favoráveis, pois o PE apresenta ser um material resistente e uma certa flexibilidade. No entanto, possui uma fraca resistência à propagação da chama, sendo indesejável o seu uso em funções que não correspondem a isolamento [8].

### **C. Polietileno reticulado**

O PEX é caracterizado elevada resistência aos possíveis impactos e tem uma proporção ótima de força e flexibilidade. Segundo [14] este material é muito utilizado devido às suas excelentes propriedades elétricas e também pelo facto de conseguir manter a sua estabilidade dimensional em temperaturas elevadas, devido as vantagens do processo de reticulação. A utilização do PEX estende-se por todos os níveis de tensão, no entanto, com maior proporção para os cabos de MT e AT.

É um material que suporta elevadas temperaturas (90°C de temperatura máxima para a alma condutora em regime permanente, de 110°C a 130°C em regime de sobrecarga e de 250°C em curto-circuito).

### **D. Borracha de etileno propileno**

No caso da EPM é caracterizada por uma elevada resistência ao oxigénio, ao ozono e às intempéries, uma flexibilidade elevada mesmo a temperaturas reduzidas, resistência à migração do isolante, permitindo temperaturas de funcionamento semelhantes às do PEX e características elétricas favoráveis [13]. Possui ainda fatores interessantes no que se refere à sua resistência ao calor, envelhecimento, resistência mecânica. Em contrapartida, apresentam comportamentos insatisfatórios na presença de óleos, pouca resistência à chama e um preço não muito acessível.

Este material pode ser empregue em situações na BT e na MT tanto em cabos flexíveis como rígidos.

### **E. Borracha de silicone**

Já para o caso da Borracha de Silicone, cujas cadeias são formadas por ligações simples de silício e oxigénio, facto esse que explica as características seguintes, entre elas o bom comportamento às temperaturas externas, distinção pela grande resistência ao efeito coroa e bom comportamento dielétrico, mesmo em ambientes com humidade e excelente resistência aos agentes exteriores, permitindo resistir de forma notória ao envelhecimento [13].

Uma característica interessante é que quando exposta diretamente à chama, apesar da borracha de silicone arder, o dióxido de silício que se forma durante a combustão, permite manter o isolamento do cabo. Daí que a sua utilização seja adequada para isolamentos de circuitos de segurança e outros circuitos nos quais devem resistir a situações de fogo.

### **2.2.3. BLINDAGEM**

A blindagem está presente na alma condutora e na camada isolante.

Relativamente à alma condutora esta é revestida com uma camada semicondutora, normalmente aplicada por extrusão, e tem como intuito uniformizar o campo elétrico. A camada semicondutora é composta por materiais isolantes, termoplásticos e elastómeros. Após a sua aplicação, o campo elétrico deixa de ser influenciado pela superfície irregular da alma condutora prevenindo a acumulação de carga num ponto específico do condutor [9].

Essas camadas semi-condutoras, habitualmente, só aparecem acima dos 10 kV para criarem uma transição perfeita entre alma condutora e a camada isolante, e entre a camada isolante e a blindagem. Atualmente é muito utilizado o fenómeno de tripla extrusão simultânea, de modo assegurar uma aderência perfeita, entre as duas camadas semicondutoras e a camada isolante, além disso economiza-se tempo no processo produtivo dos cabos.

Relativamente à parte da isolação, a blindagem é compreendida por duas partes: metálica e não metálica.

A parte metálica funciona como condutor à terra das correntes de curto-circuito e capacitivas, evitando o efeito de coroa ou até mesmo descargas parciais, e garante a proteção das pessoas no caso do cabo ser perfurado tem, portanto, função essencialmente elétrica.

A parte não metálica tem como finalidade a uniformização do campo elétrico e a proteção da isolação, tal como já foi dito através da inserção da camada semicondutora.

#### **2.2.4. BAINHA EXTERIOR**

A bainha exterior proporciona ao cabo uma proteção química e mecânica adicional. Numa primeira fase era usado o PVC, contudo com o aparecimento dos materiais termoplásticos como o Polietileno de Baixa Densidade (PEBD) estes ganharam o seu espaço, pois a sua característica torna o cabo mais flexível e mais resistente à penetração de água. [15].

Além disso, a bainha exterior deve ser feita de acordo com os requisitos específicos para a aplicação em concreto, isto pode incluir resistência a óleos, gorduras, roedores, térmitas e emissões sem halogéneos.

#### **2.2.5. SITUAÇÕES ESPECIAIS**

Além das camadas mencionadas que correspondem às mais frequentes em cabos de MT e AT existem algumas situações que não são tão frequentes, no entanto, merecem ser citadas, sendo elas a armadura e a bainha interior.

A armadura é utilizada preferencialmente em cabos de BT em situações que exigem uma proteção mecânica adicional, quando o cabo é submetido a esforços transversais ou longitudinais. Para o caso dos cabos unipolares no qual possuem armadura, devem ser constituídas por material não magnético, de modo a evitar a circulação de correntes induzidas na armadura [16].

A bainha interior acaba por ser utilizada em situações que seja necessária uma proteção suplementar face à humidade, por isso o material que a compõem possui propriedades estanques.

### **2.3. ENSAIOS E CONTROLOS**

Durante todas as etapas e processo de fabrico de cabos e condutores existem rígidos controlos aplicado aos mesmos. Esses controlos servem para atestar a qualidade dos materiais utilizados, de maneira a verificar se há conformidade com os documentos normativos.

Quanto aos ensaios, a sua classificação pode ser feita da seguinte forma [13]:

- Ensaios de tipo efetuados segundo padrões com intuito de proceder à homologação dos cabos. Trata-se de ensaios que não carecem de repetição por cada fornecimento de material, sendo renovados de forma periódica.
- Ensaios de controlo face à totalidade ou parte do fornecimento realizado.
- Ensaio de receção realizada por um dado indivíduo da entidade que efetuou a encomenda, na altura da entrega.

Devido à elevada quantidade de ensaios e controlo exequíveis serão identificados, de uma forma geral, as três categorias subjacentes.

### **2.3.1. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E DIMENSIONAIS**

Nesta categoria procede-se à verificação de diversos componentes do cabo como o número e dimensões dos fios que compõem a alma condutora, espessura das camadas dos cabos e bainhas (interior e exterior caso existam), diâmetro exterior, passo de cablagem de um fio correspondente a uma alma condutora multifilar, entre outras características inerentes à composição e forma do cabo.

### **2.3.2. CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS, FÍSICAS E QUÍMICAS**

Trata-se de uma categoria mais ampla devido à diversidade de aplicações e características singulares. Do ponto de vista mecânico pode verificar-se critérios relativos à resistência aos choques e desgastes, capacidade à mudança de forma, alongamento à rotura e carga suportada.

Quanto aos fatores físicos e químicas analisa-se fatores como resistência a intempéries, temperaturas extremas, comportamento na presença de fogo, aos produtos químicos e harmonia das camadas existentes, entre outros fatores.

### **2.3.3. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS**

De forma a analisar a qualidade elétrica dos materiais, procede-se a vários tipos de ensaios tais como ensaios de continuidade e resistência da alma condutora, ensaio da tangente de delta e resistência de isolamento. Também é feito o ensaio da rigidez dielétrica, isto é averiguar a intensidade do campo elétrico que determinado dielétrico é capaz de suportar

sem se tornar condutor. Segundo [13], para cabos de BT o controle pode ser feito no decurso do processo de fabricação do cabo. Já para os cabos de MT e AT, como requerem condições mais apertadas de funcionamento, além dos ensaios mencionados habitualmente verifica-se o comportamento perante a injeção de tensão contínua ou alternada e o comportamento às ondas de choque.

Na MT e na AT, após a passagem do cabo estes são sujeitos a ensaios específicos mediante o comprimento do troço, tensão e da presença de acessórios incorporados ao longo do mesmo. Esses ensaios vão ser descritos de forma pormenorizada no capítulo 4.

## **2.4. IDENTIFICAÇÃO DOS CONDUTORES E CABOS DE ENERGIA**

A codificação de condutores isolados e cabos elétricos, segue a NP 665, de 1972. Em 1984, houve uma alteração na forma de codificação relativa à maioria dos cabos de BT, com a publicação da norma NP 2361. Apesar disso, ainda existem alguns cabos de BT e cabos de MT a aplicar-se o sistema de codificação definido pela NP 665 [8].

Resumidamente, a designação de condutores isolados, ou cabos, compreende três campos fundamentais, sendo eles:

- Descrição dos elementos e materiais constituintes do cabo, numa sequência a partir do centro para a periferia;
- Composição do cabo, em termos de número de condutores e correspondente secção;
- Tensão estipulada.

Os cabos mais habituais na rede de distribuição de MT são os LXHIOV, já na rede de distribuição de BT os mais usuais são os LSVAV e os LSVV [11]. Na AT é mais normal o uso do LXHIOLE.

Os cabos de BT mais usados utilizam o condutor maciço (classe 1), enquanto os cabos de MT e AT utilizam o condutor multifilar (classe 2) que permite aumentar a resistência mecânica do cabo. Ainda existem os cabos de classe 5 e 6 sendo eles cabos flexíveis e ultra-flexíveis.

A simbologia adotada para a sua composição é  $n \times s / b$ , onde  $n$  corresponde ao número de condutores,  $s$  à secção nominal dos condutores e  $b$  à secção nominal da blindagem.

Para a tensão a simbologia é  $U_0/U$ , onde  $U_0$  corresponde à tensão entre cada um dos condutores de fase e a terra, ou seja, tensão simples, e  $U$  corresponde à tensão entre condutores de fase, ou seja, tensão composta. A designação simbólica adotada para um cabo segundo a NP 665, está descrita na tabela 2, de acordo com o guia técnico [13].

Após apresentar a simbologia inerente aos cabos elétricos, será apresentado um exemplo da constituição completa de um cabo normalmente utilizado.

**Tabela 2- Simbologia para a designação dos cabos elétricos [13]**

<b>Descrição</b>	<b>Designação</b>	<b>Simbologia</b>
Material condutor	Cobre maciço	
	Alumínio multifilar	L
	Alumínio maciço	LS
Flexibilidade condutor	Rígidos (classe 1 ou 2)	
	Flexíveis (classe 5)	F
	Extra Flexíveis (classe 6)	FF
Isolação / Bainhas	Borracha de etileno propileno	B
	Etileno acetato de vinilo	G
	Polioléfina (baixa emissão de fumos e gases corrosivos)	Z
	Termoplástico (baixa emissão de fumos e gases corrosivos)	Z1
	Papel isolante	P
	Policloreto de vinilo	V
	Policloreto de vinilo com resistência aos hidrocarbonetos	Vh
	Polietileno	E
	Polietileno reticulado	X
	Juta	J
	Fita de alumínio revestida com copolímero	L
	Chumbo (bainha coletiva)	C
Chumbo (bainha individual)	CI	
Blindagens	Blindagem individual	HI
	Blindagem coletiva	H
	Blindagem estanque	1 (antes do H)
Concêntricos	Fios de cobre	O
	Flexíveis (classe 5)	F
	Extra Flexíveis (classe 6)	FF
Revestimentos metálicos (conferindo proteção mecânica)	Fitas de aço	A
	Fitas de aço corrugado	2A
	Fios de aço	R
	Barrinhas de aço	M

Revestimentos metálicos (conferindo proteção mecânica)	Trança de aço galvanizado	1Q
	Fitas (não magnéticas)	1A
	Fios (não magnéticas)	1R
	Barrinhas (não magnéticas)	1M
	Fitas corrugadas (não magnéticas)	3A
	Trança de cobre	Q
Agrupamento condutores	Cableados ou torcidos	
	Dispostos paralelamente sem cableamento ou torção	D
Indicações diversas	Cabos auto-suportados	S

Por exemplo, a designação LXHIOV 1 x 150/16 12/20 kV, corresponde a um cabo monopolar, com condutor de alumínio, multifilar, de 150 mm<sup>2</sup> de secção, com isolamento a polietileno reticulado para uma tensão composta de 20 kV. Dotado de um écran metálico em fios de cobre com uma secção de 16 mm<sup>2</sup>. A sua bainha exterior é em policloreto de vinilo (PVC).

## 2.5. DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES E CABOS DE ELÉTRICOS

Para determinação da secção dos condutores e cabos a utilizar é necessário seguir um conjunto de leis/critérios. O valor da secção e o tipo de cabo a utilizar obtido em cada critério no final será ponderado, de forma a determinar qual a secção mais económica a optar, tendo em consideração a perspetiva de tempo de vida útil.

### 2.5.1. LEI DE AQUECIMENTO

Após a determinação do valor da corrente de serviço da canalização a dimensionar é possível ter a indicação do valor da secção a adotar, com base na lei de aquecimento dos condutores. Esta lei indica que a corrente máxima admissível tem de ser superior à corrente de serviço do cabo e ao calibre da proteção a colocar.

A necessidade desta imposição resulta para que os condutores estejam salvaguardados a nível de problemas térmicos, podendo o cabo funcionar em regime permanente sem sofrer qualquer tipo de degradação.

Caso o cabo seja para operação em regime permanente, o cálculo da secção depende fundamentalmente do coeficiente de correção e da resistividade térmica do terreno. Genericamente, o coeficiente de correção (k) é necessário ser calculado quando a

temperatura do solo verificar um valor diferente de 20°C, sendo a fórmula de cálculo a seguinte:

$$K = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_o}{\theta_p - 20}} \quad (6)$$

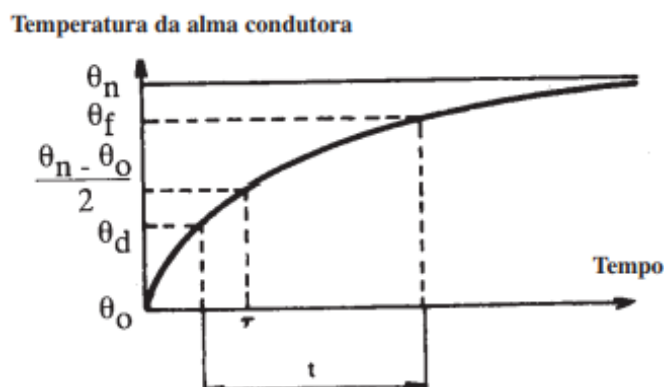
Onde:

$\theta_p$  - Temperatura máxima admissível do isolante em °C, em regime permanente;

$\theta_o$  - Temperatura do solo em °C.

Através da interseção do gráfico que contem a informação da resistividade e do coeficiente de correção, determina-se a secção mais conveniente. No Anexo A encontra-se um gráfico com 3 curvas distintas ao qual corresponde intervalos de secções diferentes. A determinação da secção a partir desse anexo só é válida em situações que os cabos estejam colocados a 0.80 m de profundidade e a temperatura do solo a 20 °C. Em situações mais específicas o valor da coeficiente de correção é determinado recorrendo a tabelas próprias, nomeadamente em circunstâncias de proximidade térmica com outras canalizações e em situações cujos cabos são entubados, no entanto, essas variantes não serão estudadas.

Em regime variável, a lei do aquecimento da alma condutora, perante o efeito da passagem de uma intensidade de corrente constante, pode ser simplificada através de uma hipérbole, tal como se observa na figura 4 [13].



**Figura 4- Lei de aquecimento em regime variável [13]**

Para obtenção da temperatura da alma condutora ( $\theta_f$ ) devido à passagem corrente, durante um intervalo de tempo  $t$ , considerando a temperatura inicial do cabo, é dado pela seguinte expressão:

$$\theta_f = (\theta_n - \theta_o) \frac{t}{\tau + 1} \quad (7)$$

Em que:

$\theta_n$  - Temperatura atingida no estado de equilíbrio;

$\theta_o$  - Temperatura ambiente;

$\tau$  - Tempo necessário para atingir 50% do aquecimento correspondente ao regime permanente.

### 2.5.2. CRITÉRIO DAS SOBRECARGAS

Muito dos problemas de dimensionamento de cabos resultam da não apreciação da evolução da temperatura ao longo do tempo, devido à perda das suas características iniciais.

Trata-se de um critério em que o princípio de cálculo corresponde a uma relação direta com a lei do aquecimento, a partir do qual se determina a temperatura da alma condutora antes da aplicação da sobrecarga e logo após a temperatura atingida no final da mesma.

Através da aproximação da lei do aquecimento a uma hipérbole, como foi representado na figura 4, e pela relação da expressão (8), determina-se a temperatura (em °C) a que pode estar sujeita a alma condutora [13].

$$\frac{t_s}{\tau} = \frac{(\theta_s - \theta_o)(\theta_f - \theta_d)}{(\theta_s - \theta_f)(\theta_s - \theta_d)} \quad (8)$$

Sendo:

$t_s$  - Duração da sobrecarga admissível, em minutos;

$\tau$  - Tempo em minutos que demora atingir 50% do aquecimento em regime permanente;

$\theta_d$  - Temperatura da alma condutora antes da sobrecarga em °C;

$\theta_f$  - temperatura admissível na alma no fim da sobrecarga em °C;

$\theta_s$  - Temperatura da alma associada à transmissão permanente da intensidade de sobrecarga em °C;

$\theta_o$  - Temperatura ambiente.

Existem quadros específicos que permitem calcular a intensidade de sobrecarga admissível, mediante diferentes valores percentuais de carga inicial e da duração da sobrecarga. Os quadros diferem consoante o cabo seja instalado no solo ou ao ar livre.

### 2.5.3. CRITÉRIO DOS CURTO-CIRCUITOS

Em condições de curto-circuito os cabos transportam uma intensidade muito superior do que a capacidade de transporte em regime permanente. No entanto, como o tempo de passagem desta intensidade acaba por ser muito curto, devido à atuação dos dispositivos de proteção, acaba por não existir danificação do isolante.

Quanto ao método de cálculo, é admitido que só existe durante o curto-circuito aquecimento na alma, sendo assim a secção a escolher pode ser determinada pela razão entre a intensidade de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) a transmitir, em A, e a densidade de corrente admissível ( $\delta$ ), em A/mm<sup>2</sup> [13].

$$S = \frac{I_{cc}}{\delta} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (9)$$

O valor da densidade de corrente admissível pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$\delta = \frac{\delta_o}{\sqrt{t}} \quad (10)$$

Usa-se a expressão (10) quando a duração de curto-circuito é diferente de um segundo, pois a densidade de corrente para um segundo ( $\delta_o$ ) é retirado do Anexo B, no qual o valor depende da natureza do metal condutor, da temperatura antes do curto-circuito e da temperatura do isolante no final do curto-circuito.

Normalmente, a problemática dos curto-circuitos agrava-se especialmente na MT e AT fruto do elevada intensidade provocada pela impedância dos elementos da rede colocados a montante do defeito.

#### 2.5.4. CRITÉRIO DA QUEDA DE TENSÃO

A queda de tensão corresponde ao valor da tensão medida no ponto de alimentação da canalização e o local de medição. Existem valores percentuais definidos de queda de tensão permitidos, sendo que podem ser facilmente consultados, e devem ser cumpridos para permitir o funcionamento razoável de todos os recetores. Em certas ocasiões, admite-se quedas de tensão aos limites especificados, por exemplo em arranque de motores, em que as correntes de arranque atingem valores muito elevados.

O esquema representado pela figura 5 trata-se de uma aproximação ao cálculo da queda de tensão, uma vez que se despreza a influência da corrente capacitiva [17].

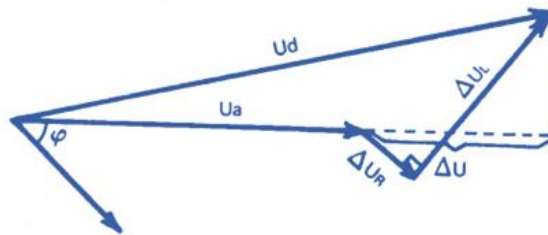


Figura 5- Esquema aproximado de cálculo da queda de tensão

Onde:

$U_d$  - Tensão na origem;

$U_a$  - Tensão no ponto de utilização;

$\Delta U_R$  - Queda de tensão resistiva;

$\Delta U_L$  - Queda de tensão indutiva;

$\cos\phi$  - Fator de potência.

O cálculo da queda de tensão diverge consoante o tipo de rede considerada.

$$\text{Em corrente contínua} \rightarrow \Delta U = 2 \times l \times R \times I \quad (11)$$

$$\text{Em corrente alternada monofásica} \rightarrow \Delta U = 2 \times l \times (R \cos\varphi + X_L \sin\varphi) \quad (12)$$

$$\text{Em corrente alternada trifásica} \rightarrow \Delta U = \sqrt{3} \times l \times (R \cos\varphi + X_L \sin\varphi) \times I \quad (13)$$

Em que:

$\Delta U$  - Queda de tensão em volts. Em corrente alternada trifásica considera-se a tensão entre fases;

$l$  - Comprimento da canalização, em km;

$I$  - Corrente transmitida pela canalização, em A;

$R$  - Resistência aparente de um condutor, em  $\Omega/\text{km}$ ;

$X_L$  - Reatância em  $\Omega$ ;

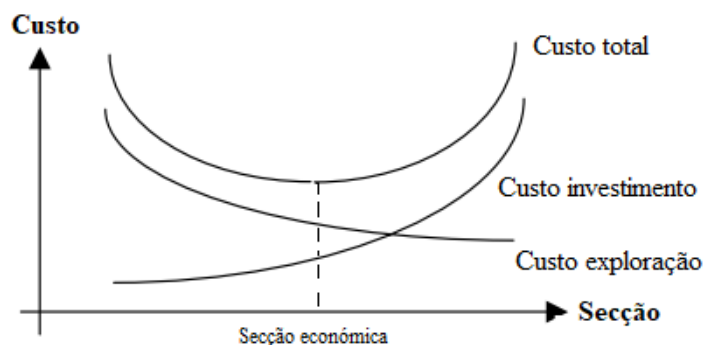
$\varphi$  - Desfasamento introduzido, entre a corrente e a tensão.

Após o cálculo da queda de tensão aproximada, recorre-se a um gráfico adequado dependendo do fator de potência e do condutor, de forma a interseção a queda de tensão com a multiplicação da intensidade pelo comprimento (A/km). A secção a escolher será a secção normalizada superior à verificada.

### **2.5.5. CRITÉRIO DA SECÇÃO TÉCNICA E ECONÓMICA**

A secção técnica a adotar corresponde ao maior valor de secção encontrado no cálculo dos critérios anteriores, de modo a satisfazer dessa forma todas as condições. Em oposição, a secção de menor valor obtido nos critérios não corresponde necessariamente à solução mais económica no momento de aquisição, visto que o cálculo para a escolha da secção tem em conta a duração do tempo de vida útil da instalação.

A figura 6 apresenta um exemplo da determinação económica. Essa determinação resulta da verificação dos custos, sendo que o custo total corresponde a soma do custo de exploração e do investimento inicial.



**Figura 6- Determinação da secção económica**

Dito isto, tal como se observa na figura 6, a secção a optar tendo em conta o fator económica deve ser aquela que apresenta o custo total mais baixo.

## **2.6. CONCLUSÃO**

Neste capítulo fez-se uma descrição completa das camadas que constituem um cabo típico e a função desempenhada por cada uma delas, para o exemplo escolhido foi mencionado um cabo típico de MT. Foi também feito uma análise à evolução dos materiais, e foi verificado que a camada isolante foi aquela que sofreu maiores alterações, sendo que atualmente o PEX é o material preferencialmente usado.

Foi identificado o processo para a codificação dos cabos e assim perceber detalhadamente a constituição do mesmo e a respetiva tensão. Durante o processo de fabrico foi apresentado os possíveis ensaios e controlos que devem ser realizados, com vista à verificação dos requisitos de qualidade construtiva e dos parâmetros mecânicos, físicos e químicos e elétricos.

No processo de dimensionamento dos condutores e cabos isolados, o cálculo da secção da alma condutora verificou ser um processo imprescindível. Inicialmente, foi verificado a condição de aquecimento e sobrecarga tendo em conta a intensidade de corrente máxima admissível no cabo. O cálculo da queda de tensão garante que as canalizações definidas cumpram com os pressupostos regulamentares, assim como o bom funcionamento e longevidade da instalação. Após isso, a secção a escolher deve corresponder ao melhor compromisso entre as considerações técnicas e económicas.

# 3. CÁLCULOS ELÉTRICOS E MECÂNICOS

## 3.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo surge com a necessidade de averiguar os fatores elétricos e mecânicos que promovem maiores influências no desempenho dos cabos, para isso será apresentado os principais cálculos elétricos e mecânicos. Quando a canalização é simétrica e alimentada por um sistema polifásico equilibrado, considera-se que o número de circuitos monofásicos é igual ao número de fases existentes. Assim, assume-se que cada circuito é formado por um condutor de fase e um condutor fictício, que são ligados ao ponto de neutro da rede e percorrida por uma corrente nula. As características verificadas são designadas de aparentes.

Dito isto, um bom funcionamento de determinado circuito depende das características elétricas lineares dos diferentes condutores, entre elas encontram-se a resistência, capacidade e indutância, assim como as características mecânicas.

## 3.2. CÁLCULOS ELÉTRICOS

### 3.2.1. RESISTÊNCIA

A resistência linear de um dado condutor é calculada, em corrente contínua (DC), à temperatura de 20 °C ( $R_{20}$ ), é expressa pela equação:

$$R_{20} = \frac{\rho_{20} \times L}{A} \text{ (}\Omega/\text{km)} \quad (14)$$

Onde a constante de proporcionalidade,  $\rho$ , é a resistividade do material que depende da natureza do material e da temperatura,  $L$  corresponde ao comprimento do condutor e  $A$  representa a área transversal. A resistividade do alumínio a 20°C corresponde a 28.264  $\Omega \text{ mm}^2/\text{km}$  e o cobre tem o valor de 17.241  $\Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ .

Em casos de verificação de uma temperatura diferente de 20°C, o valor da resistência à temperatura  $T$  ( $R_T$ ), em °C, exprime-se em função do seu valor à temperatura de 20°C por:

$$R_T = R_{20} [1 + \alpha_{20} (T - 20)] \text{ (}\Omega) \quad (15)$$

Sendo que  $\alpha_{20}$  corresponde ao coeficiente de variação da resistividade a 20°C. O coeficiente do alumínio tem um valor de  $4.03 \times 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  e o do cobre de  $3.93 \times 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ .

Em situações cujo o condutor seja percorrido por uma corrente alternada (AC), a densidade de corrente verificada no condutor não apresenta uniformidade, sendo maior na periferia que no centro do condutor e, caso exista uma proximidade entre vários condutores, é provocado um desequilíbrio na repartição da densidade de corrente. A ocorrência destes fenômenos designados de efeito pelicular e efeito de proximidade, respetivamente, alteram a forma de cálculo da resistência. Trata-se de um cálculo semelhante ao representado na expressão (15) mas com a introdução dos coeficientes de efeito pelicular ( $Y_s$ ) e de proximidade ( $Y_p$ ).

Assim, a resistência aparente de um condutor à temperatura  $T$  é dada pela seguinte expressão:

$$R = R_{20} [1 + \alpha_{20} (T - 20)] [1 + Y_s + Y_p] \text{ (}\Omega/\text{km)} \quad (16)$$

Tal como se pode verificar, a presença mais intensa dos dois efeitos mencionados traduz-se no aumento do valor da resistência de condutores.

Os coeficientes  $Y_s$  e  $Y_p$  dependem do tipo de condutor e da forma do mesmo. Estes são obtidos experimentalmente e são dados na tabela 13, segundo a norma europeia IEC 60287-1-1 [18].

**Tabela 3- Coeficientes de efeito pelicular e proximidade [18]**

<b>Tipo de condutor</b>	<b><math>Y_s</math></b>	<b><math>Y_p</math></b>
<b>Cobre</b>		
Circular, multifilar	1	0.8
Circular, segmentado	0.435	0.37
<b>Alumínio</b>		
Circular, multifilar	1	0.8
Circular, 4 segmentos	0.28	0.37
Circular, 5 segmentos	0.19	0.37
Circular, 6 segmentos	0.12	0.37

### 3.2.2. COEFICIENTE DE AUTO INDUÇÃO E INDUÇÃO MÚTUA

Num circuito elétrico a indução ocorre entre os seus elementos e depende da disposição dos condutores.

O coeficiente de auto indução ( $L$ ) correspondente a uma canalização simétrica tem o valor igual para todos os condutores, sendo que a sua expressão de cálculo é dada por:

$$L = \left[ 0.05 + 0.46 \log \frac{2a}{d} \right] \times 10^{-3} \text{ (H/km)} \quad (17)$$

Onde:

a - Distância entre os eixos dos condutores (mm);

d - Diâmetro da alma condutora (mm), incluindo a camada semicondutor caso haja.

A distância entre os eixos está intimamente relacionadas com a disposição dos condutores e o tipo de sistema, isto é, a necessidade de verificar se os condutores estão em esteira ou triângulo e se corresponde a um sistema monofásico ou trifásico.

Por outro lado, o fenómeno de auto indução mútua apenas é considerada nos cabos unipolares com bainha de chumbo, devido ao facto de nesse tipo de cabos existir possibilidade de indução de corrente nos écrans. No caso dos cabos unipolares cujos écrans são constituídos por fitas, e também nos cabos multifilares, os fenómenos de auto indução mútua são muito reduzidos, sendo o seu valor desprezável. Assim, para os cabos unipolares com bainha de chumbo, o coeficiente de indução mútua (M) e pode ser calculada através da seguinte fórmula.

$$M = 0,2 \ln \frac{2a}{d} \text{ (H/km)} \quad (18)$$

a - Distância média entre eixos dos condutores (mm)

d - Diâmetro médio do écran (mm).

### **3.2.3. PERDAS JOULE**

As perdas óhmicas por efeito de joule numa alma condutora que transmite uma corrente eficaz I são dadas pela expressão (19) já conhecida.

$$W = R \times I^2 \text{ (W/km)} \quad (19)$$

Na expressão R representa a resistência em AC definida em  $\Omega/\text{km}$ , em que o seu cálculo é feito recorrendo à expressão (16).

### **3.2.4. IMPEDÂNCIA DIRETA, INVERSA E HOMOPOLAR**

A impedância de um circuito é a razão entre a tensão aplicada aos seus terminais e a intensidade de corrente que o atravessa. Além dos cabos, os constituintes das redes elétricas têm uma impedância interna associada, que podem ser divididas em três componentes simétricas (direta, inversa e homopolar), no qual estão associadas ao campo eletromagnético [16]. Em situação de disposição simétrica das fases, a impedância direta

$(\overline{Z}_d)$  e inversa  $(\overline{Z}_i)$  apresentam o mesmo valor. Quanto à fórmula de cálculo, à exceção dos cabos unipolares com bainha de chumbo pelo facto de as correntes induzidas nos écrans não serem desprezáveis, o cálculo difere, pois, entra no cálculo a indutância mútua e a resistência do écran. Para as outras situações, ditas mais comuns, o valor da impedância direta e inversa é calculada pela expressão:

$$\overline{Z}_d = \overline{Z}_i = R + jL\omega \text{ (}\Omega/\text{km)} \quad (20)$$

Na expressão R é a resistência aparente do condutor em AC à temperatura de serviço ( $\Omega/\text{km}$ ), L corresponde ao coeficiente de autoindução (H/km) e  $\omega$  à frequência angular (rad/s).

Quanto à componente homopolar, o seu valor depende do meio envolvente e da maneira que é efetuado o retorno. O retorno da corrente homopolar pode ser feito pelo solo ou pelo écran ligado à terra em ambas as extremidades, ou até pelas duas situações. Assim, a fórmula de cálculo diverge para cada situação.

Os termos  $\overline{Z}_A$ ,  $\overline{Z}_E$  e  $\overline{Z}_M$  correspondentes a um terno de cabos monopolares são dados pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} \overline{Z}_A &= R + 3R_S + j4\pi f \ln \left[ \frac{2h^3}{0,779 d.a} \right] 10^{-4} \text{ (}\Omega/\text{km)} \\ \overline{Z}_E &= R_E + 3R_S + j4\pi f \ln \left[ \frac{2h^3}{d.a} \right] 10^{-4} \text{ (}\Omega/\text{km)} \\ \overline{Z}_M &= 3R_S + j4\pi f \ln \left[ \frac{2h^3}{0,779 d.a} \right] 10^{-4} \text{ (}\Omega/\text{km)} \end{aligned} \quad (21)$$

Sendo  $R_E$  a resistência do ecrán à temperatura de serviço ( $\Omega/\text{km}$ ),  $R_S$  a resistência do solo em AC ( $\Omega/\text{km}$ ), f a frequência (Hz), h corresponde à profundidade equivalente de retorno pelo solo, d é o diâmetro médio do écran (mm) e a corresponde à distância média entre condutores (mm).

Os valores de  $R_S$  e h a utilizar na expressão (21) são calculados pelas equações que se seguem.

$$R_S = \pi^2 \times f \times 10^{-4} \quad (22)$$

$$h = 659 \times \sqrt{\frac{\rho_s}{f}} \times 10^3 \quad (23)$$

em que  $\rho_s$  corresponde à resistividade do solo.

O valor da impedância homopolar para cada situação é determinado por umas das fórmulas

- Retorno pelo écran:  $\overline{Z}_O = \overline{Z}_A + \overline{Z}_E - 2\overline{Z}_M$  ( $\Omega/\text{km}$ )
- Retorno pelo solo:  $\overline{Z}_O = \overline{Z}_A$  ( $\Omega/\text{km}$ ) (24)
- Retorno pelo écran e solo:  $\overline{Z}_O = \overline{Z}_A - \frac{(\overline{Z}_M)^2}{\overline{Z}_E}$  ( $\Omega/\text{km}$ )

### 3.2.5. CAPACIDADE

A tensão aplicada entre dois condutores separados por um meio dielétrico varia no tempo, e circulará da mesma forma uma corrente entre eles, dada por:

$$i = C \times \frac{dE}{dt} \quad (25)$$

Na expressão C é a capacidade do sistema, em Farad (F), e os termos i e  $\frac{de}{dt}$  são expressos em Ampere (A) e volt/segundo (V/s), respetivamente.

O cálculo da capacidade aparente de um condutor diverge consoante o tipo de campo elétrico verificado. Na situação mais vulgar, em que se verifica um campo radial, a capacidade é calculada entre a alma condutora e, o elemento referencial, que pode ser o ecrán metálico ou fita metálica. De forma a melhorar a compreensão do cálculo, a figura 7 apresenta um corte transversal de um cabo de campo radial [8].

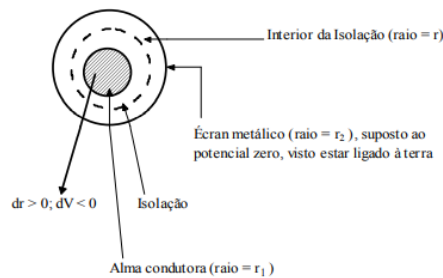


Figura 7- Corte transversal de um cabo de campo radial [8]

Nas condições apresentadas, a capacidade referida é dada por:

$$C = \frac{2\pi\varepsilon'}{\ln\frac{r_2}{r_1}} \quad (26)$$

Assumindo que  $\varepsilon' = \varepsilon \times \varepsilon_0$ , em que  $\varepsilon$  é a permissividade relativa do dielétrico e  $\varepsilon_0$  a permissividade dielétrica do vácuo ( $\varepsilon_0 = 8,8419 \times 10^{-9}$  (F/km)). A capacidade determina-se por:

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \times \ln\frac{r_2}{r_1}} \text{ (}\mu\text{F/km)} \quad (27)$$

Sendo que  $r_1$  é o raio da alma condutora e  $r_2$  o raio da camada isolante, ambos expressas em milímetros (mm).

Para situações de cabos que apresentem um campo não radial, a expressão de cálculo torna-se mais complexa, pois entra o parâmetro correspondente à distância do eixo do condutor ao eixo do cabo.

### 3.2.6. PERDAS DIELÉTRICAS

As perdas dielétricas, ou também designadas de fator de perdas por alguns autores, dependem da tensão, da frequência e da tangente de delta ( $\text{tg } \delta$ ). Esse fator traduz a perda de energia provocada pelo aquecimento da camada isolante. A norma IEC 60287-1-1 exhibe o valor típico de tangente de delta para um dado material isolante e consoante a tensão de funcionamento do cabo. Outra forma de obter um valor mais real é efetuar o ensaio da medição da capacidade e tangente delta, e a partir dos valores obtidos, facilmente se calcula as perdas dielétricas.

As perdas dielétricas ( $W_d$ ) são dadas por:

$$W_d = \omega \times C \times U_0^2 \times \text{tg } \delta \text{ (W/m)} \quad (28)$$

Onde:

$U_0$  – Tensão simples (V);

$C$  – Capacidade linear (F/m);

$\omega$  – Frequência angular (rad/s).

A expressão diz-nos que as perdas dielétricas crescem com o quadrado da tensão, por esse motivo em níveis de tensões mais elevados não se utilizam materiais isolante com alto fator de perdas, que é o caso do PVC. Utiliza-se ao invés o PEX.

### **3.3. CÁLCULOS MECÂNICOS**

#### **3.3.1. ESFORÇOS ELETRODINÂMICOS EM CURTO-CIRCUITO**

Durante os curto-circuitos são desenvolvidos esforços eletrodinâmicos entre os condutores de fase. Esses esforços não têm implicações graves no caso dos multipolares ou monopolares enterrados.

A principal preocupação passa pela utilização de cabos unipolares colocados ao ar livre. Caso não se verifique a adoção de medidas preventivas durante a instalação, os esforços são passíveis de provocar deslocamentos prejudiciais, quer à segurança das pessoas, quer à boa conservação do material [13].

Assim, a força responsável pelo esforço eletrodinâmico, desenvolvido por metro de canalização, é dado por:

$$F = K \frac{I_{cc}^2}{a} 10^{-5} \text{ (daN/m)} \quad (29)$$

Em que:

$I_{cc}$  - Intensidade de curto-circuito (A);

$K$  - Coeficiente que depende da forma dos condutores e da disposição, do número e da natureza do curto-circuito, sendo determinado pelo Anexo C;

$a$  – Distância entre eixos das fases com defeito (mm).

#### **3.3.2. SECÇÃO DAS ARMADURAS**

As armaduras são constituídas por fios de aço e destinam-se assegurar a proteção mecânica, quando o cabo é submetido as esforços longitudinais e transversais. Para determinar a secção (S) a utilizar perante esforços de tração longitudinais, utiliza-se a

expressão que se segue, sendo que dependendo da força aplicada pode ser necessário utilizar mais que uma camada de fios de aço.

$$S = \frac{F \times k}{C_r} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (30)$$

Onde:

F - Esforço de tração previsto (daN);

k - Coeficiente de segurança, compreendido entre 3 e 6;

C<sub>r</sub> - Resistência à rotura do aço (daN/mm<sup>2</sup>). Normalmente os valores de resistência à rotura está compreendido entre 45 e 60 daN/mm<sup>2</sup>.

Nas situações onde o cabo é colocado verticalmente, a armadura terá de suportar todo o peso do cabo, sendo que a secção nestes casos é calculada pela expressão seguinte:

$$S = \frac{p \times h \times k}{C_r} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (31)$$

Onde:

p - Peso do cabo com inclusão da armadura (daN/m);

h - Altura da suspensão (m).

As restantes simbologia já foram referidos no cálculo da secção através dos esforços longitudinais. No entanto, a altura da suspensão está limitada à carga de rotura e ao coeficiente de segurança, através da seguinte equação:

$$h \leq \frac{C_r}{8 \times k} \quad (32)$$

### 3.3.3. ESFORÇOS DE TRAÇÃO DURANTE O ENFIAMENTO DO CABO EM TUBOS

Os esforços de tração (F) dependem de diversos parâmetro não sendo possível calcular com exatidão o seu valor, no entanto através da expressão que se segue, dá para ter uma ideia do valor estimado.

$$F = n \times W_c \times k_0 \times p \times l \quad (33)$$

Nesta expressão:

$n$  - Número de cabos enfiados simultaneamente no mesmo tubo;

$W_c$  - Fator de correção que depende da disposição relativa do cabo. Em situações de passagem de um único cabo por tubo  $W_c = 1$ . Quando há passagem de 3 cabos por tubo, o fator de correção pode ser determinado segundo o Anexo D;

$p$  - Peso por metro de cabo em daN/m;

$k_0$  - Coeficiente de atrito. Esse valor depende principalmente da natureza da bainha exterior do cabo e da natureza do tubo. A tabela do Anexo E mostra o valor para cada situação;

$l$  - Comprimento aparente do percurso (m). O comprimento em treços inclinados ou em curvaturas quer no plano horizontal, quer vertical está sujeita a cálculos mais complexos que não é pertinente abordar no âmbito desta dissertação.

### **3.4. CONCLUSÃO**

Os cálculos elétricos apresentados dependem de vários parâmetros como a distância entre condutores, da temperatura, do tipo de campo verificado (radial ou no radial), do tipo de condutor, do raio do mesmo, entre outras características.

Enquanto os cálculos mecânicos permitem calcular a força conseqüente dos esforços, sendo que essa força tende a ser superior nas linhas aéreas, por razões lógicas. Também a partir dos cálculos mecânicos é possível determinar a secção a utilizar na armadura. Em situações em que o cabo esteja numa posição transversal, ou próxima disso, por exemplo em situações de subida a poste, a secção da armadura terá de ser necessariamente superior, de maneira a conseguir suportar todo o peso do cabo.

Posto isto, pode-se afirmar que os cálculos apresentados devem ser efetuados e também permitem ter uma ideia da performance de um dado cabo, através da consideração das perdas joule e perdas dielétricas. Com a realização dos cálculos é possível verificar a melhor disposição dos cabos, a distância entre eles e o tipo de condutor a seleccionar, de forma a tirar o melhor partido para uma situação solicitada.

# 4. ENSAIOS DE CABOS SUBTERRÂNEOS

## 4.1. INTRODUÇÃO

De maneira a garantir a qualidade técnica de todos os circuitos/troços subterrâneos novos, constituídos por cabos de MT e AT, antes da sua entrada em serviço e após a sua colocação nas valas, é necessário definir os ensaios a que os cabos devem ser submetidos, de acordo com a E REDES. A finalidade deste procedimento prende-se com a confirmação se os cabos não foram danificados durante a instalação, e se a montagem dos acessórios foi efetuada de forma correta.

A não realização dos ensaios mencionados de seguida poderá condicionar a entrada em exploração de um circuito, no ato do comissionamento, sendo que este ato, consiste num conjunto de ações estruturadas e direcionadas para a qualidade.

A metodologia para a realização dos ensaios rege-se por um documento normativo da EDP Distribuição, designado por “DPE-C33-290” [19]. No entanto, antes de definir o procedimento e as condições de aceitação dos critérios, será apresentado todo o equipamento necessário à realização dos ensaios, assim como a sua descrição.

## 4.2. LABORATÓRIO MÓVEL

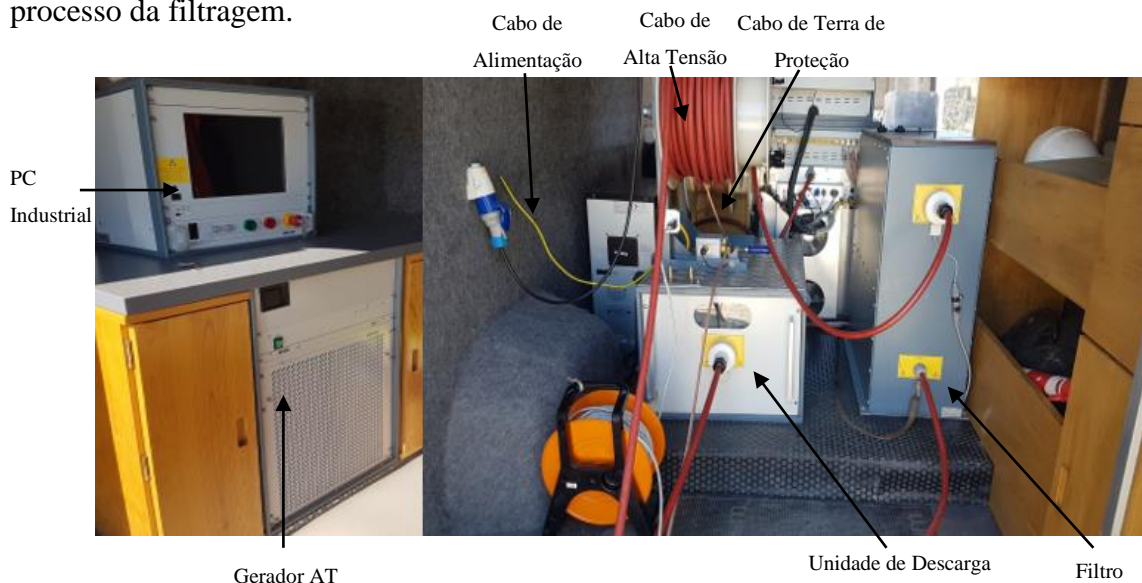
A Matelfe possui um laboratório móvel, local onde se procede os ensaios, com características adequadas, sendo de destacar os seguintes equipamentos:

- **Sistema PHG 80 TD/PD**

Trata-se de um sistema com capacidade multifuncional para diagnóstico e testes aos cabos de média tensão até 36 kV. Este sistema permite realizar os ensaios da medição da capacidade e da tangente de delta, medição das descargas parciais e o ensaio da tensão alternada sinusoidal sobre a isolação. A realização destes ensaios permitem ficar com uma ampla visão sobre a qualidade e o grau de envelhecimento dos cabos em análise [20].

Este sistema é constituído por diversos equipamentos. O PC industrial destinado à recepção da informação, no qual apresenta o resultado das medições, é um aparelho onde se acompanha em tempo real todos os campos inerentes aos ensaios associados. Após a conclusão do ensaio, como este aparelho possui entrada usb, transfere-se a informação obtida para posteriormente merecer uma análise mais aprofundada. O gerador AT permite o fornecimento de energia elétrica necessária para alimentar todo o sistema. Este sistema é constituído por três bobinas de cabos, uma com o cabo de alta tensão, outra com o cabo da terra de proteção e, a última, com os cabos de alimentação do sistema.

Este sistema encontra-se representado na figura 8, e ainda possui uma unidade de descargas e um filtro para eliminar todas as possíveis interferências que surgem no processo da filtragem.



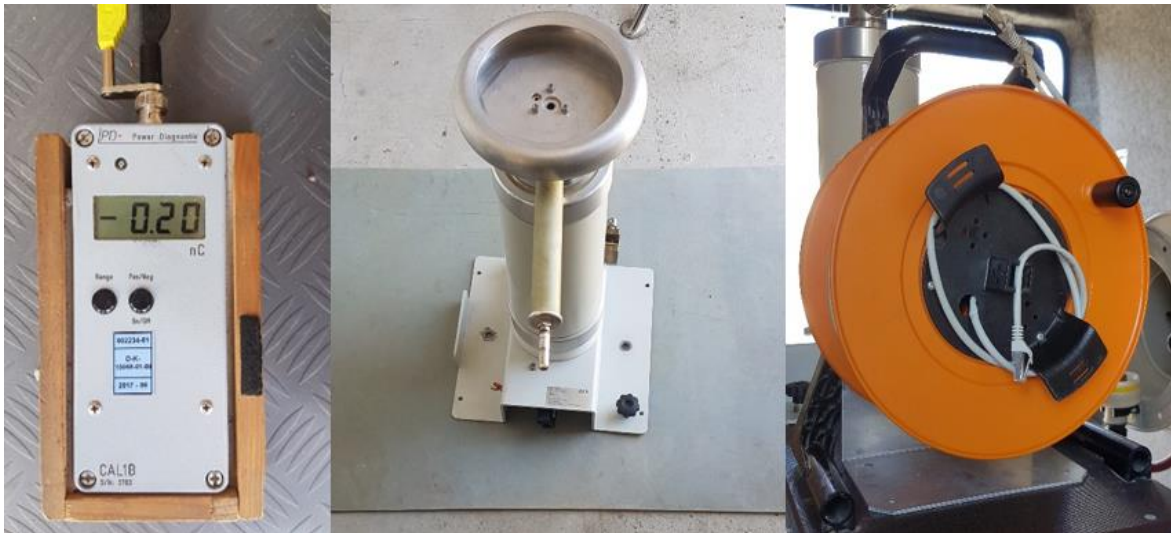
**Figura 8- Sistema PHG 80 TD/PD**

- **Calibrador, condensador de acoplamento e cabo de dados**

Começando pelo calibrador, este tem como função calibrar, tal como o nome indica, o equipamento de teste antes de realizar a medição de descargas parciais. Normalmente para cada fase é feita duas calibrações, com sensibilidades diferentes (em nC). A calibração permite conhecer a distância do cabo (m) quando não é conhecida, pois ao colocar a velocidade de propagação do sinal (m/ $\mu$ s), o pc industrial consegue receber a informação exata do comprimento. A velocidade a introduzir depende do tipo de cabo (seco, papel óleo ou misto). Os cabos mais recorrentes são os cabos do tipo seco, sendo que neste caso a velocidade indicada a usar é de 80 m/ $\mu$ s.

O condensador tem como papel converter os impulsos de descargas parciais em sinais de tensão equivalentes, esses sinais são detetados e processados, para, em seguida, serem determinadas as descargas parciais.

Por fim, o cabo de dados é utilizado para fazer a ligação entre o condensador e o detetor de descargas parciais. Todos os equipamentos mencionados, encontram-se na figura 9, e são equipamentos utilizados no ensaio da medição das descargas parciais.



**Figura 9- Calibrador, condensador e cabo de dados**

- **Caixa VSE**

A caixa VSE, presente na figura 10, tem como função o registo de correntes de fuga através da utilização da terra de proteção sendo, em seguida, apreciadas na parte da análise dos resultados. A caixa VSE é conectada à bindagem do cabo de alta tensão no ensaio da tangente de delta.



**Figura 10- Caixa VSE**

- **Shirla**

Este aparelho designa de “shirla” tem como função verificar o estado de isolamento dos cabos. Além disso, possui a capacidade de pré-localização de defeitos em cabos, no qual este processo se baseia no princípio de pontes de medição de Murray e Glaser, aplicando-se em cabos de energia, iluminação e comando [21] .

O “shirla”, presente na figura 18, é utilizado na realização do ensaio de tensão contínua da bainha exterior, permitindo nesse ensaio a observação da intensidade de corrente, tensão e resistência do defeito. Tem possibilidade de exportar dados via interface USB para posteriormente merecer uma análise.



Figura 11- Shirla

- **Miliohmímetro**

O miliohmímetro, cuja marca e modelo é Extech 380580 e representado na figura 12, trata-se de um equipamento portátil que se destina principalmente a medir resistências de baixo valor com elevada precisão ( $\pm 0,5\%$  rdg +2 dígitos). Este aparelho acaba por ser utilizado no ensaio da medição da resistência da blindagem dos cabos [22].



Figura 12- Miliohmímetro

### 4.3. ENSAIOS A REALIZAR E RESPETIVAS CONDIÇÕES

Os ensaios dependem das características do circuito, mais precisamente, em termos de nível de tensão, comprimento e dos diversos acessórios inerentes ao mesmo. A tabela 4 apresentam as condições e os ensaios que devem ser efetuados para a MT.

**Tabela 4- Ensaio em circuitos de MT [19]**

Circuito MT	Comprimento (m)	Ensaio a realizar				
		DC da bainha exterior <sup>3)</sup>	AC sobre isolação	Resistência elétrica da blindagem	Capacidade e tg $\delta$	Descargas parciais
Com acessórios	$\leq 100$	X	X	X <sup>1)</sup>	Não aplicável	Não aplicável
	$100 < L \leq 3000$	X	X <sup>2)</sup>	X <sup>1)</sup>	X	X
	$\geq 3000$	X	X	X	X	Não aplicável
1) Ensaio a realizar apenas se existirem junções no circuito. 2) Ensaio a realizar sempre que não for possível realizar o ensaio de descargas parciais. 3) Ensaio não aplicável a cabos de alta resistência ao fogo, ou também designados de cabos ignífugos.						

De igual forma, a tabela 5 apresentam as condições e os ensaios que devem ser efetuados, no entanto, refere-se para a AT.

**Tabela 5- Ensaio em circuitos AT [19]**

Circuito AT	Comprimento (m)	Ensaio a realizar		
		DC da bainha exterior	AC sobre isolação	Resistência elétrica da blindagem
Com acessórios	Qualquer	X	X	X <sup>1)</sup>
1) Ensaio a realizar apenas se existirem junções no circuito.				

#### 4.3.1. ENSAIO DE TENSÃO CONTÍNUA DA BAINHA EXTERIOR

Este ensaio, efetuado com tensão contínua, deve ser efetuado em todos os circuitos subterrâneos novos ou troços de circuito ligados a circuitos com menos de um ano em serviço.

Neste ensaio, no que se refere ao seu procedimento, deve ser aplicado entre cada uma das blindagens e a camada condutora sobre a bainha exterior, com uma duração de 1 minuto, uma tensão contínua, com uma amplitude de 4 kV por cada milímetro de espessura da isolação, com um máximo de 10 kV. A tensão deverá ser incrementada de forma crescente até se atingir o valor de ensaio previsto [19].

O objetivo deste ensaio passa pela verificação se todas as fases (L1, L2 e L3) apresentam uma corrente de fugas nulas, isto acontece quando não há perfuração da bainha. Na figura 13 pode-se ver o esquema de ligações para este ensaio.



Figura 13- Esquema de ligações: tensão contínua da bainha exterior

Para um melhor entendimento do esquema, tem-se:

- 1- Eléctrodo de terra de proteção;

- 2- Ligação da massa do equipamento e da blindagem dos cabos à terra;
- 3- Ligação da alta tensão à blindagem dos cabos de teste.

#### 4.3.2. MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA ELÉTRICA DA BLINDAGEM

Trata-se de um ensaio efetuado com tensão contínua, deve ser executado em todos os circuitos subterrâneos novos ou troços de circuito ligados a circuitos com menos de um ano em serviço e que incluam junções, pois correspondem a pontos críticos do circuito.

A medição da resistência elétrica da blindagem tem como objetivo garantir a continuidade da blindagem no circuito inserido, e também verificar os parâmetros estão dentro do intervalo admissível.

Este ensaio é executado em tensão contínua e com uma corrente de 10 mA para circuitos inferiores ou iguais a 1000 metros ou com uma corrente de 1 mA para distâncias superiores a 1000 metros. As blindagens dos cabos deverão ser, num dos extremos do circuito, ligadas entre si e isoladas da terra, sendo que o intuito dessa ligação é a evitar quedas de tensão complementares. No outro extremo das blindagens deverá ligar-se, sequencialmente, o equipamento de medição da resistência entre cada um dos pares possíveis de blindagens [19]. O esquema de ligações pode ser visto na figura 14.

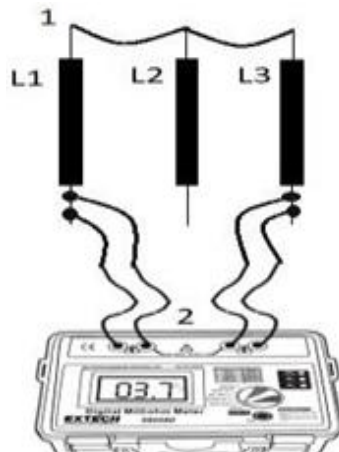


Figura 14- Esquema de ligações: ensaio resistência elétrica da blindagem [22]

Para um melhor entendimento das ligações, tem-se:

- 1- Blindagens dos cabos interligados entre si;
- 2- Ligação das pontas de prova nas blindagens dos cabos.

Para o cálculo da resistência da blindagem das três fases são utilizadas o seguinte conjunto de condições:

$$\begin{aligned} R_{L1} &= (R_A + R_C - R_B) / 2 \\ R_{L2} &= (R_B + R_A - R_C) / 2 \\ R_{L3} &= (R_B + R_C - R_A) / 2 \end{aligned} \quad (34)$$

Onde:

$R_{L1}$  – Resistência da blindagem na fase L1 ( $\Omega$ );

$R_{L2}$  – Resistência da blindagem na fase L2 ( $\Omega$ );

$R_{L3}$  – Resistência da blindagem na fase L3 ( $\Omega$ );

$R_A$  – Medição entre a fase L1 e L2 ( $\Omega$ );

$R_B$  – Medição entre a fase L2 e L3 ( $\Omega$ );

$R_C$  – Medição entre a fase L3 e L1 ( $\Omega$ ).

Quanto aos critérios de aceitação, expresso na tabela 6, o cabo está em conformidade caso se verifiquem as seguintes situações:

**Tabela 6- Critérios de aceitação da resistência elétrica da blindagem [19]**

<b>Tipo de circuito</b>	<b>Critérios de aceitação</b>
Circuito MT	$R_{L1}, R_{L2}, R_{L3} \leq 1.19 \Omega/\text{km}$ $0,85(R_{L1}+R_{L2}+R_{L3})/3 \leq R_{L1}, R_{L2}, R_{L3} \leq 1.15 (R_{L1}+R_{L2}+R_{L3})/3$
Circuito AT	$R_{L1}, R_{L2}, R_{L3} \leq 0.16 \Omega/\text{km}$ $0,85(R_{L1}+R_{L2}+R_{L3})/3 \leq R_{L1}, R_{L2}, R_{L3} \leq 1.15 (R_{L1}+R_{L2}+R_{L3})/3$

### 4.3.3. MEDIÇÃO DA CAPACIDADE E DA TANGENTE DE DELTA

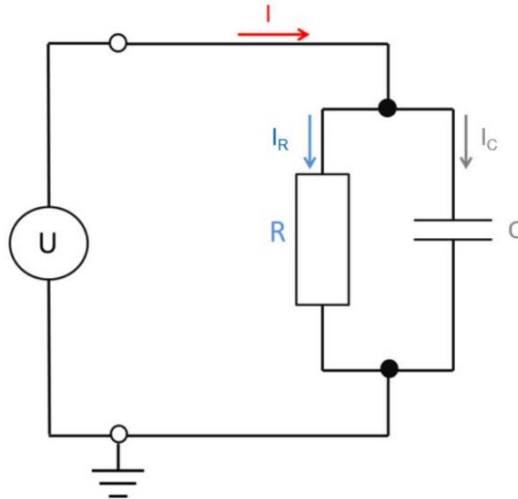
O ensaio de medição da capacidade (C) e da tangente de delta ( $\text{tg } \delta$ ) destina-se a verificar as perdas dielétricas nos cabos, sendo que o cálculo dessas perdas foi referido no capítulo 3.

Este ensaio baseia-se na aproximação de um cabo a um condensador ideal, em que o material dielétrico está contido entre a alma condutora e a blindagem. Se por algum motivo o isolamento ou até mesmo os semicondutores não forem dielétricos perfeitos, o cabo deixa de ser um condensador ideal, e, por consequência irão verificar-se perdas dielétricas [23]. Neste ensaio aplica-se uma forma de onda sinusoidal de AC na frequência de 0.1 Hz.

Deve ser realizado sobre as três fases de todos os circuitos de MT novos, logo após a sua instalação, sempre que apresentem um comprimento superior a 100 metros, conter todos os acessórios terminais instalados (circuito completo), ter as duas extremidades desligadas do circuito, e, os condutores não sujeitos ao ensaio e as respectivas blindagens devem estar ligadas à terra. Nos cabos com terminações amovíveis, devem ser tomadas as medidas necessárias para evitar o aparecimento de descargas parciais no seu interior, bem como, garantir as distâncias de isolamento entre as terminações e a terra/massas metálicas. No caso de não ser possível garantir as referidas distâncias de isolamento, deve-se recorrer a fontes de isolação adicionais, que pode por exemplo ser mantas isolantes [19].

Segundo [24], “nos casos em que a máquina está fora de operação, quer seja para manutenção ou por outras razões, a medição de capacitância e tangente de delta também podem ser realizadas e são importantes mecanismos de avaliação da condição estatórica do isolamento.”

A tangente de delta, de forma simplista, corresponde a um circuito equivalente (figura 15) no qual estão dois elementos associados, uma resistência e um condensador. Após a injeção de tensão nos cabos, a corrente total (I) corresponde à contribuição da corrente capacitiva ( $I_C$ ) e da corrente resistiva ( $I_R$ ).



**Figura 15- Circuito equivalente da tangente de delta**

Os resultados, apurados através deste método acerca da tangente de delta, devem ser compreendidos através da relação entre a densidade de corrente de condução ( $I_C$ ) e a densidade de corrente de deslocamento ( $I_d$ ).

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_C}{I_d} = \frac{\sigma}{\omega \varepsilon_0 \varepsilon_R} \quad (35)$$

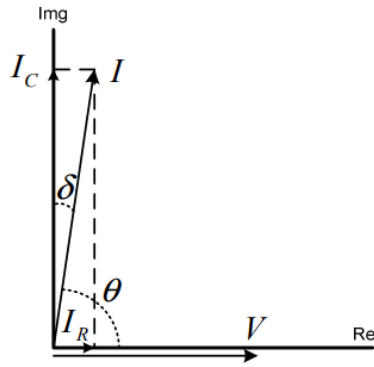
Pode-se concluir que, pela expressão (35), o valor da tangente de delta depende da frequência, pois através da seguinte equação:

$$\omega = 2\pi f \quad (36)$$

Para facilitar a compreensão do valor da tangente, pode-se recorrer à decomposição da corrente: corrente resistiva ( $I_R$ ) e corrente capacitiva ( $I_C$ ).

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{1}{\omega CR} \quad (37)$$

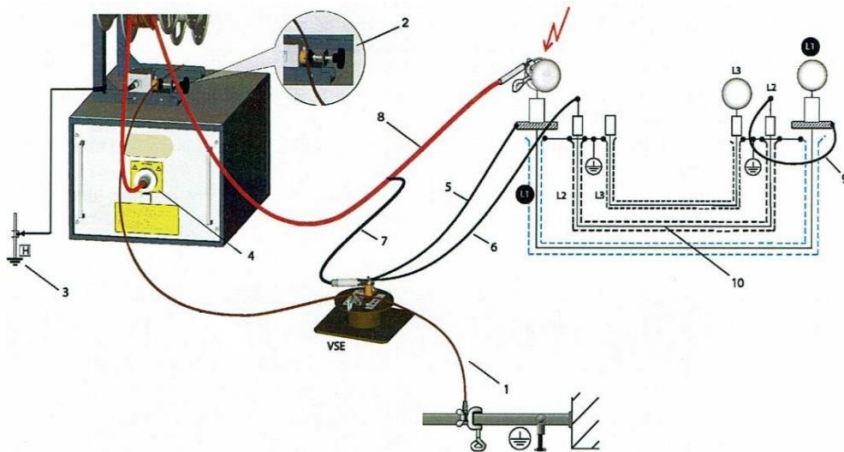
Na figura 16, encontra-se a representação fasorial da tangente do ângulo de perdas. Se a corrente for puramente resistiva, a corrente está em fase com a tensão. Caso isso acontecesse, teoricamente a tangente de delta seria infinito. Caso contrário, quando a corrente é puramente capacitiva, a tangente será zero. Perante este resultado ou perante um valor de tangente insignificante, pode-se interpretar que o cabo apresenta um valor de resistência de isolamento muito elevado e, sendo assim, concluiu-se que o isolamento do cabo está em ótimas condições [25].



**Figura 16- Representação fasorial da tangente de delta [25]**

Como já foi referido, elevados valores da tangente de delta indiciam que uma percentagem elevada da corrente que está a alimentar o circuito é de natureza resistiva. Esta facto pode dever-se a impurezas, descargas parciais, degradação ou até envelhecimento da isolação, levando assim a uma diminuição da resistência da isolação o que provoca um aumento da corrente de fuga [25].

Na figura 17 é apresentado um esquema ilustrativo das ligações que necessitam de efetuar-se para o ensaio da medição da capacidade e tangente de delta.



**Figura 17- Esquema de ligações: medição da capacidade e tangente de delta [20]**

Para uma melhor compreensão do ensaio, no esquema referido, tem-se:

- 1- Barra de terra do PT ou da subestação em causa;
- 2- Ligação à terra da armação das bobinas de cabo;

- 3- Terra auxiliar;
- 4- Ligação à unidade de descarga;
- 5- Ligação do anel de blindagem à caixa;
- 6- Ligação do anel de blindagem à caixa VSE através do retorno;
- 7- Ligação da blindagem do cabo de alta tensão à caixa VSE;
- 8- Ligação da alta tensão ao cabo a ser testado;
- 9- Ligação do anel da blindagem, correspondente à extremidade distante, a um condutor sem tensão;
- 10- Retorno do anel de blindagem correspondente à extremidade distante.

Quanto aos critérios de aceitação do cabo através deste ensaio, ele está conforme, caso se verifiquem as condições representadas. Se estes critérios não estiverem conformes, recorre-se à última condição para complementar a análise.

$$\begin{aligned}
 \operatorname{tg} \delta (2U_0) &\leq 1.2 \times 10^{-3} \\
 \operatorname{tg} \delta (2U_0) - \operatorname{tg} \delta (U_0) &\leq 0.6 \times 10^{-3} \\
 \operatorname{tg} \delta (U_0) &\leq (3.5 + 1,6 n) / C
 \end{aligned}
 \tag{38}$$

Onde:

$\operatorname{tg} \delta$  – Tangente de delta;

$U_0$  – Tensão simples (kV);

$n$  – Número de junções no circuito;

$C$  – Capacidade do circuito (nF).

#### **4.3.4. MEDIÇÃO DAS DESCARGAS PARCIAIS**

Este ensaio tem como finalidade identificar e localizar defeitos no circuito devidos, usualmente, a erros na montagem dos cabos e acessórios que, em certa altura, poderão provocar defeitos na sua isolação [19].

Uma descarga parcial é originada por uma imperfeição de um meio dielétrico sujeito a um campo elétrico, no qual o caminho formado pela descarga não une as duas extremidades dessa região de forma completa. As descargas parciais podem ser de vários tipos: descargas internas, superficiais, por efeito coroa e arborescência elétrica [26].

Este ensaio deve ser realizado nas três fases de todos os circuitos de MT novos, logo após a sua instalação, sempre que apresentem um comprimento entre 100 e 3000 metros. No caso de o comprimento do circuito estar fora do limite definido, ou quando o valor do ruído de fundo existente durante a execução do ensaio é superior a 100 pC, este ensaio deve ser substituído pelo ensaio especificado na tabela 4.

O conjunto de condições necessárias a garantir para que se possa realizar o ensaio de descargas parciais nos cabos, são iguais às dos ensaios da capacidade e tangente delta, com o acréscimo de duas novas condições: a implementação de medidas adequadas para reduzir ao máximo o ruído de fundo, e, reduzir ao máximo a probabilidade de ocorrência do efeito de coroa nas extremidades do circuito.

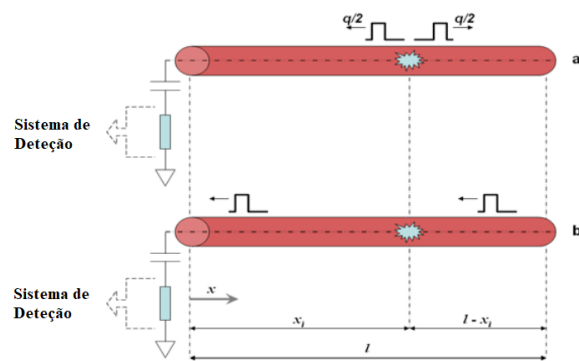
De acordo com [27], apesar deste ensaio ser classificado como procedimento não destrutivo, se o cabo a ensaiar estiver em condições muito deficientes ou apresentar níveis de descargas parciais muito elevados, este ensaio poderá levar à perfuração do cabo.

Este ensaio deve ser realizado com o circuito completo, ou seja, com todos os acessórios necessários instalados. O ensaio deve ser executado com uma tensão alternada sinusoidal, à frequência de 0.1 Hz e com a amplitude da tensão simples ( $U_0$ ) e tensão composta ( $U$ ). Antes da realização do ensaio propriamente dito, deve-se proceder à calibração recorrendo à injeção de um impulso de carga conhecido e, se possível, deve-se conhecer o comprimento exato do circuito. No caso de não ser conhecido, utiliza-se o comprimento resultante de um sinal cuja velocidade de propagação é de 80 m/ $\mu$ s.

Efetuar testes a frequências mais baixas significa uma menor requisição de potência para a sua realização e produzir um efeito no cabo semelhante ao gerado quando se realizam os testes a 50Hz.

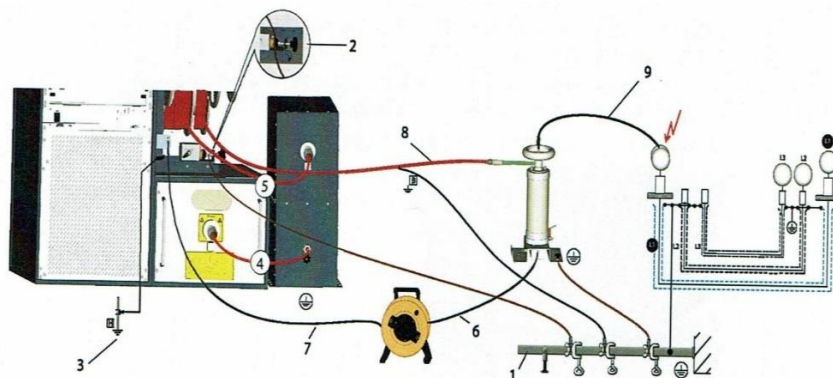
Perante a ocorrência de uma descarga parcial esta propaga-se através de dois impulsos de igual amplitude, como é ilustrado na Figura 18, levando a onda incidente menos tempo a chegar ao sistema de medição que a onda que é refletida no final do cabo.

A figura 18 apresenta dois momentos distintos: na primeira situação ambos os impulsos se movimentam em direções opostas, devido à presença da descarga. Na segunda situação, através da reflexão, os impulsos seguem a mesma direção [28]. A diferença de tempo de chegada dos impulso confirma que, em dada parte do circuito, haja a ocorrência de uma descarga elétrica.



**Figura 18- Princípio da propagação de impulsos perante uma descarga [28]**

A figura 19 exhibe o esquema de ligações para o ensaio em questão.



**Figura 19- Esquema de ligações: ensaio medição das descargas parciais [20]**

Para uma melhor percepção das ligações, tem-se:

- 1- Barra de terra do PT ou da subestação;
- 2- Ligação à terra da armação das bobinas de cabo;
- 3- Terra auxiliar;
- 4- Ligação do filtro à unidade de descarga;
- 5- Ligação do cabo de alta tensão ao filtro;
- 6- Ligação do cabo de dados ao condensador;
- 7- Ligação do cabo de dados ao detetor de descargas parciais;
- 8- Ligação do cabo de alta tensão ao condensador;
- 9- Ligação da alta tensão ao cabo sujeito a teste.

Relativamente aos critérios de aceitação, o cabo está a cumprir os requisitos, caso se verifiquem as condições seguintes:

$$\begin{aligned} DP (U_0) &< 10 \text{ pC} \\ DP (U) &< 100 \text{ pC} \end{aligned} \quad (39)$$

Onde:

DP – Descarga parcial;

$U_0$  – Tensão simples (kV);

U – Tensão composta (kV).

#### **4.3.5. ENSAIO DE TENSÃO ALTERNADA SINUSOIDAL SOBRE A ISOLAÇÃO**

O ensaio de tensão alternada sinusoidal, sobre a isolação, pretende identificar defeitos no isolamento do cabo. Este ensaio, consiste basicamente em aplicar um determinado valor de tensão alternada sinusoidal, entre a alma condutora e a blindagem do cabo, durante um

determinado período, e, com uma determinada frequência. Este ensaio deve ser realizado sempre que não se realize o ensaio da seção 4.3.4.

Para que se possa realizar este ensaio, têm de ser garantidas as mesmas condições já referidas no ensaio de medição da capacidade e da tangente de delta, com a exceção, da condição relativa ao comprimento do circuito [19].

O ensaio pode ser executado através de três métodos: no método de ensaio a baixa frequência é aplicada uma tensão de  $3U_0$  (três vezes a tensão simples), durante 15 minutos, à frequência de 0.1 Hz. No método de ensaio com sistema ressonante, é aplicada uma tensão de  $U$  (tensão composta), durante 15 minutos, a uma frequência compreendida entre 20 e 300 Hz. Já no terceiro método de ensaio à frequência industrial, é aplicada uma tensão de  $U_0$  (tensão simples), durante 24 horas, com uma frequência de 50 Hz. Quanto ao resultado do ensaio, o cabo está em conformidade, se durante o ensaio não existir nenhuma perfuração do seu isolamento. Na figura 20 é exibido o esquema de ligações para o cujo ensaio.

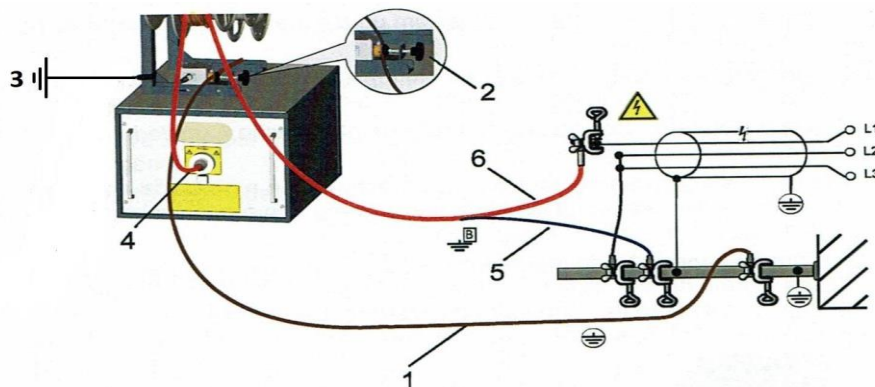


Figura 20- Esquema de ligações: ensaio tensão alternada sinusoidal sobre a isolamento [20]

Assim, tem-se:

- 1- Barra de terra do PT ou da subestação;
- 2- Ligação à terra da armação das bobinas;
- 3- Terra auxiliar;

- 4- Ligação à unidade de descarga;
- 5- Ligação da blindagem do cabo de alta tensão à terra de proteção;
- 6- Ligação da alta tensão ao cabo sujeito ao teste.

#### **4.4. CONCLUSÃO**

Este capítulo baseou-se no documento normativo da EDP referente aos protocolos de ensaios de aparelhos e instalações.

Numa primeira instância foi apresentado os possíveis ensaios a realizar tanto na MT como na AT aplicado a circuitos novos, sendo que a sua atribuição depende do nível de tensão, comprimento do circuito e das eventuais junções existentes.

Posteriormente, apresentou-se todos os aparelhos que compõem o laboratório móvel, os esquema de ligações para cada ensaio, assim como os elementos a utilizar em cada ensaio.

Explicou-se de forma pormenorizada a caracterização de todos os ensaios, os objetivos pretendidos e também as condições aplicáveis para a verificação dos critérios. Caso os critérios sejam cumpridos, será dado o parecer para a colocação dos cabos em serviço, efetuando a ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Num capítulo posterior, será apresentada a forma de elaboração dos relatórios consequentes dos ensaios, e as observações/conclusões a tirar.

# 5. LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM REDES SUBTERRÂNEAS

## 5.1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento da rede subterrânea, principalmente nos meios urbanos, torna-se imprescindível a introdução de tecnologias de detecção que vão ao encontro dos desenvolvimentos da rede. Como a rede subterrânea está enterrada, a sua exploração torna-se mais complicada, perante o aparecimento de uma avaria. Apesar disso, as vantagens destas redes são inúmeras sendo de destacar a insensibilidade quase total perante as condições climáticas e a ausência de riscos elétricos diretos para as pessoas.

Assim, neste capítulo será abordado os diversos equipamentos utilizados para localizar a avaria. Existem vários métodos para detetar a dita avaria, sendo que vai ser descrita cada um deles, assim como os equipamentos a utilizar e o seu princípio de funcionamento. Quanto ao traçado, normalmente, encontra-se representado em plantas, onde facilmente se consegue verificar o seu percurso. No entanto quando essas informações são inexistentes recorre-se a equipamentos destinados a detetar o seu percurso do cabo (traçador), e com

isso faz-se a devida marcação, para poder iniciar o processo de abertura de vala no local exato.

De acordo com [13], a frequência de defeitos em redes de cabos subterrâneos é bastante baixa e tende a diminuir de forma gradual. Este facto deve-se, sobretudo, ao aparecimento dos cabos com isolamento sintético. Um dado interessante é que nas redes de distribuição, a taxa de avarias é inferior a um defeito por cada 100 km de ligação trifásica e por ano.

## **5.2. PRINCIPAIS CAUSAS E TIPOS DE DEFEITOS**

Existem várias causas relativas aos cabos elétricos que podem provocar o defeito no cabo entre eles o envelhecimento do material que deixa de manter as características iniciais para o qual foi concebido, necessitando, por isso, de uma inspeção periódica para averiguar o seu estado. Outros defeitos podem ser danos mecânicos, sobretensões e sobrecarga por períodos superiores aos previstos. Podem existir defeitos devido à má instalação dos cabos ou acessórios, danos de transporte ou armazenamento e, até mesmo, danos de fabrico, no entanto, estes não são cada vez mais raros dado os numerosos e rigorosos ensaios de qualificação a que os cabos estão sujeitos.

Com base em [29] os tipos de defeitos, os mais habituais são os seguintes:

**Curto-circuitos:** Ocorrem devido a isolamentos com estragos que, conseqüentemente, promovem num ponto do circuito uma ligação de baixa impedância de dois ou mais condutores no local onde ocorre o defeito.

**Interrupções de cabos:** Trata-se de defeitos que surgem devido a danos mecânicos e movimentos do solo, gerando interrupções num ou mais condutores.

**Defeitos intermitentes:** Tal como o nome diz correspondem a defeitos instáveis. Existem vários motivos para que isso aconteça, pode o cabo começar a ficar ressequido, descargas parciais provocadas pelo envelhecimento do material ou por arborescência elétrica, este último motivo apenas é aplicado aos cabos com isolamento sintético. Trata-se de um fenómeno exclusivamente elétrico, e é identificado pela presença de uma ramificação. Os seus ramos começam a abrir o que provoca a diminuição da resistência volumétrica do polímero levando à perfuração total da isolação [9].

**Defeitos no revestimento de cabos:** Estes defeitos, a maioria das vezes não provocam avarias instantâneas, mas sim a longo período. Os maus revestimentos de cabos podem acarretar infiltrações de água ou danificar o isolamento, fruto por exemplo da ocorrência de arborescências de água, podendo estas se desenvolver tanto na fronteira com a camada semicondutora como na própria isolação, sendo designadas de arborescência aberta (vented tree) e fechada (bow-tie tree), respetivamente. Estes fenómenos progridem no sentido da perfuração do material dielétrico [31].

### **5.3. TÉCNICA DE LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS**

Com o surgimento de um defeito numa rede subterrânea, utilizam-se procedimentos que diferem de acordo com o defeito verificado. Para a sua localização, inicialmente recorre-se à pré-localização e em seguida à pós-localização, ou também designada de localização exata.

A pré-localização indica a distância entre o defeito e o início do cabo com uma incerteza associada a poucos metros. Enquanto, a pós-localização deteta a posição exata do defeito na área em questão.

Antes de proceder à fase da pré-localização, deve-se fazer uma análise de forma a constatar a característica do defeito e, desse modo, determinar os métodos que devem ser aplicados.

Deve-se efetuar medições de isolamento para todas as fases recorrendo a um megaohmímetro. Através dos resultados obtidos, define-se o tipo de defeito (baixa ou alta impedância), a fase com defeito e, desse modo, escolhe-se o método de pré-localização mais adequado à situação. Além desse ensaio, é recomendado realizar o teste de revestimento de cabos com auxílio do shirla e o teste de tensão, através da injeção de uma tensão com o intuito de verificar se o cabo suporta ou não a tensão nominal, e daí tirar conclusões acerca do tipo de defeito.

#### **5.3.1. PRÉ- LOCALIZAÇÃO**

Na fase da pré-localização, após efetuar as medições iniciais, deve-se optar por escolher os procedimentos adequados, de forma a localizar mais rapidamente e eficazmente a avaria.

De forma geral, os métodos a utilizar podem dividir-se fundamentalmente em dois grupos:

- Método de ponte;
- Métodos baseados na reflectometria.

O método de ponte utilizado tem como fundamento as medições efetuadas a partir de pontes resistivas, assentes no princípio de Murray ou Glasser, sendo que este método se aplica a defeitos de isolamento. Estes tipos de métodos foram bastante utilizados e de extrema relevância, no entanto, estão um pouco ultrapassados com o aparecimento dos métodos baseados na reflectometria, pois em muitos casos o tempo de intervenção eram elevados e o espetro de utilização era bastante limitado. A vantagem mais notória é o preço substancialmente inferior destes equipamentos.

Os métodos baseados na reflectometria têm como princípio de funcionamento a propagação e reflexão de impulsos e ondas eletromagnéticas ao longo do cabo. Conseguise a partir destes métodos obter resultados excelentes, mesmo em situações mais complexas, apesar de em cabos com comprimentos elevados poder verificar-se fenómenos de atenuação [13].

Uma característica que se deve ter em atenção para evitar reflexões múltiplas que podem induzir em erro o operador na análise dos registos gráficos é a escolha da impedância interna da fonte de impulsos, isto é, deve-se ajustar a impedância da fonte à impedância do cabo.

Através do uso do refletómetro é possível visualizar o gráfico resultante de forma conveniente, para isso é necessário que a frequência de emissão de impulsos seja elevada, mas não superior à frequência que corresponde ao tempo de ida e volta do impulso no cabo, de forma a não existir sobreposição de impulsos.

Para calcular o valor do comprimento ( $l_x$ ) ao defeito, na extremidade a que está a ser medida, é necessário saber o tempo de ida e volta da onda no cabo ( $t$ ) e a velocidade de propagação da onda no cabo ( $v$ ).

$$l_x = \frac{1}{2} vt \quad (40)$$

A velocidade de propagação da onda no cabo, depende da permissividade relativa do isolante e da velocidade de propagação da luz no vácuo, no caso dos cabos com isolamento a seco, a velocidade de propagação ronda os 80 m/μs.

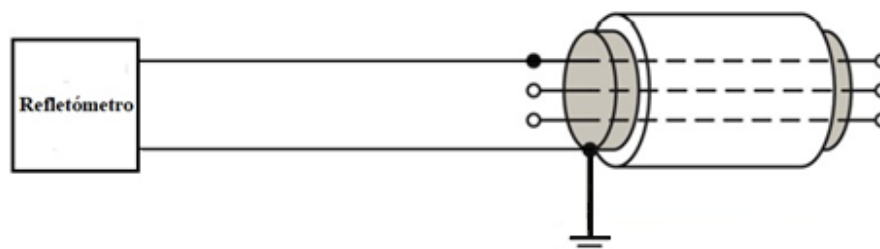
Através do tipo de gráfico registado consegue-se obter informação acerca do defeito. Após a injeção do impulso e caso obtenha-se um fator de reflexão positivo no local do defeito (impedância que provoca a reflexão é maior que a impedância do cabo) é um indício de um defeito de continuidade, por outro lado, caso o fator de reflexão seja negativo (impedância que provoca a reflexão é menor que a impedância do cabo) indica um possível defeito de isolamento. Além disso, também é possível localizar caixas de uniões.

Em seguida serão apresentados os métodos, segundo a BAUR, a utilizar na pré-localização de defeitos [29].

### **Método TDR**

Trata-se de um método de reflexão de impulsos muito conhecido e dos mais utilizados. Ele consegue detetar o comprimento total do cabo, assim como os curto-circuitos e a distância à origem do cabo, localizar defeitos de baixa impedância e roturas de cabos. É aplicado a qualquer nível de tensão de cabo. O equipamento utilizado é o IRG 2000, trata-se de um equipamento capaz de efetuar medições com uma faixa de deteção de defeitos até 65 km.

Tal como a figura 21 indica, para a realização deste ensaio apenas é necessário ligar o refletómetro à fase em que se espera medir e efetuara a ligação da trança à terra, enquanto as extremidades opostas devem estar desligadas. O gráfico obtido apresenta a distância, em metros, à origem do circuito, isto é, ao local onde se efetua a medição.



**Figura 21- Esquema de ligação: método de reflexão de impulsos**

## **Método de Impulso Secundário e Impulsos Múltiplos (SIM/MIM)**

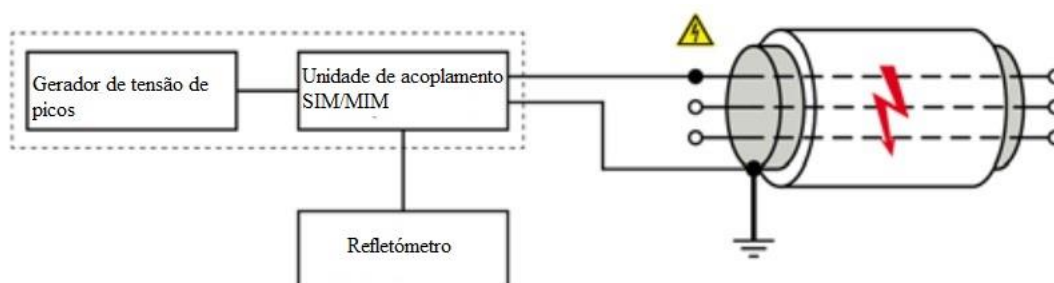
O SIM/MIM é talvez o método de medição mais eficiente e de comprovação para pré-localização de defeitos em cabos [29]. Este método inicialmente analisa os defeitos mais frequentes, sendo que com isso reduz-se o tempo na fase da pré-localização. A sua principal vantagem prende-se com a facilidade de interpretação da informação gerada. No modo DC o método SIM/MIM tem capacidade de localizar defeitos intermitentes, submetendo o cabo a uma tensão, sendo a capacitância do cabo incluída no teste [29].

Para localização do defeito segundo este método, deve-se efetuar os processos abaixo descritos pela ordem seguinte [29]:

1. Envio de um impulso tensão;
2. Utilização de uma fonte de alta tensão para queima do defeito de alta impedância;
3. Envio de um impulso de tensão (SIM) ou até cinco impulsos de tensão (MIM), quantidade que foi comprovada como ideal, de forma a garantir que se obtenha um gráfico convincente.
4. Reflexão dos impulsos no local do defeito;
5. Determinação da distância do defeito, em metros, através da análise do gráfico.

Para a realização deste ensaio é necessário um refletômetro juntamente com um gerador de tensão de pico.

A figura 22 exhibe o esquema de montagem relativo ao método SIM/MIM.



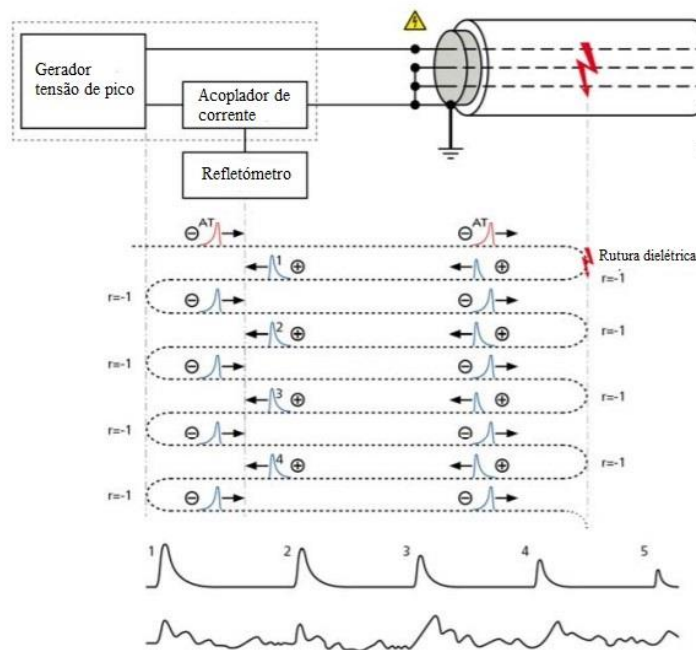
**Figura 22- Esquema de ligação: método SIM/MIM [30]**

Tal como se observa na figura 22, o gerador de tensão de pico é conectado a uma unidade de acoplamento, sendo que o refletómetro (IRG 2000) é ligado à fase que se pretende medir e à terra, para realizar a leitura.

### **Método de impulso de corrente (ICM) e método de corrente diferencial (DICM)**

Trata-se de um método indicado para testar cabos com dimensões elevadas, em que os métodos anteriormente descritos não sejam os mais indicados a utilizar, pois para esses cabos a atenuação do impulso é grande, o que torna a avaliação do impulso difícil. Neste método, um gerador de tensão pico gera um impulso de alta tensão que provoca uma quebra do meio dielétrico no local onde ocorre o defeito. Quanto maior for o comprimento do cabo melhor será a precisão do método ICM.

De forma a complementar o ICM usa-se o método DCIM. Neste método com a medição simultânea de dois fios de cabos em processo diferencial, consegue-se detetar defeitos de cabos mesmo que sejam difíceis de localizar, com comprimentos superiores a 10 km [29]. No modo DC, o método ICM permite a localização de defeitos de descarga elétrica. A figura 23 apresenta o exemplo da ligação a efetuar perante um defeito, assim como o típico resultado do uso deste método.



**Figura 23- Exemplo explicativo do método ICM [30]**

Como se pode observar através da figura 23 com base no intervalo de tempo em que se repete a reflexão é possível determinar a distância do defeito sendo que o impulso, de forma óbvia, após sucessivas reflexões acaba por ter uma amplitude cada vez menor. Os sinais provenientes do acopolador são representados pelo refletómetro. A distância pode ser calculada com base no tempo entre impulsos, normalmente faz-se a medição entre o segundo e terceiro pulso. Assim, após o usuário marcar no refletómetro as duas posições o equipamento consegue identificar a distância a que está o defeito.

No entanto, caso este método seja aplicado a cabos curtos muito provavelmente não se chega a conclusões, pois o impulso que se espalha através do cabo contém elevada energia, possibilitando a ocorrência de elevadas reflexões que acabam por se sobrepor.

### **Método de decaimento e método de decaimento diferencial**

Para as situações que exigem uma sobretensão superior a 32 kV para queimar o defeito, ou seja, para situações mais esporádicas recorre-se ao método de decaimento.

Nesse método, uma fonte AT queima um defeito de alta impedância. A onda resultante é identificada com o refletómetro, que determina a distância até o defeito. O método de decaimento diferencial serve como um complemento ao método descrito. Este método permite a identificação de defeitos de rigidez dielétrica.

Neste método, a fonte de tensão de teste e a capacitância do cabo é “carregada” até que a rotura do meio dielétrico ocorra. Após essa rotura, o refletómetro avalia a onda da tensão entre o local do defeito e a fonte de tensão.

A figura 24 exige as ligações a realizar e a interpretação do resultado através da exibição das ondas resultantes.

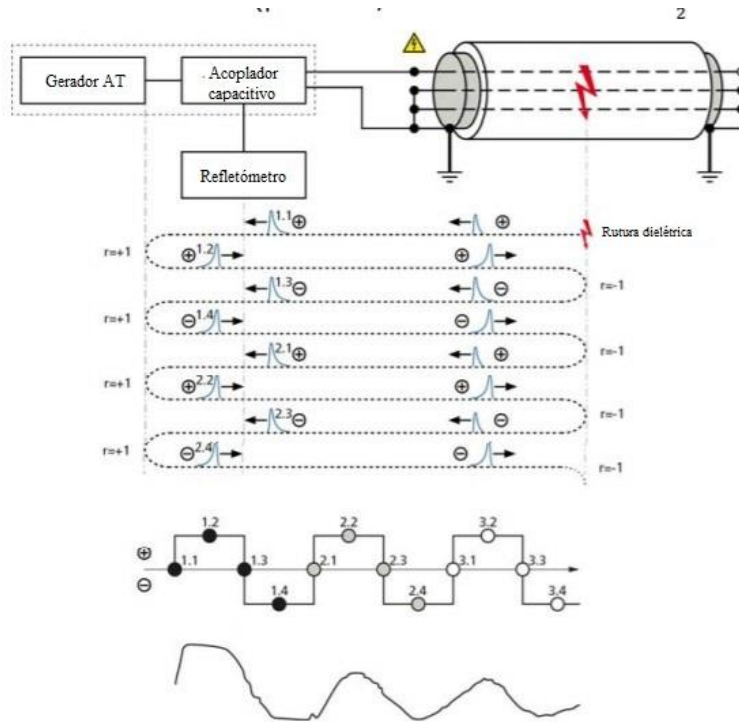


Figura 24- Exemplo explicativo do método de decaimento [30]

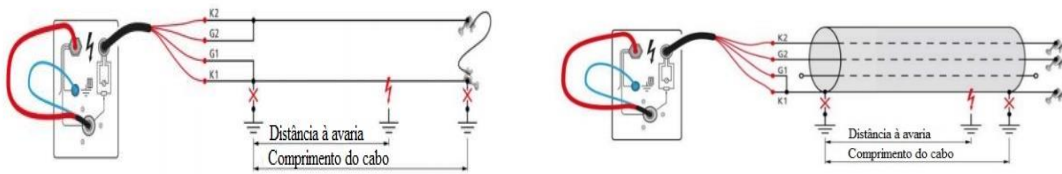
A medição da distância ao defeito é calculada selecionando 2 picos de tensão adjacentes, sendo que o resultado se traduz na diferença de tempo. O cálculo da distância é efetuado de forma semelhante ao apresentado na expressão (40), no entanto, neste caso, o valor é dividido por 2 e subtraído o comprimento dos cabos de prova ( $cp$ ). Matematicamente a distância ao defeito é dado por:

$$l_x = \frac{t \cdot v}{2} - cp \quad (41)$$

### Método da ponte

É um método utilizado para localizar defeitos em revestimentos de cabos. Neste método recorre-se à medição da ponte, de acordo com os princípios de Murray ou Glasser. Trata-se de pontes resistivas, que necessitam que uma (Murray) ou duas (Glasser) fases da linha não possuem qualquer tipo de defeito. Além disso, é obrigatório que sejam do mesmo material, que tenham a mesma secção e longitude.

A distância do defeito é detetada através da comparação das resistências das pontes. Na figura 37 encontra-se o esquema de ligações a utilizar neste método.



**Figura 25- Esquema de ligações para uma Murray (esquerda) ou duas Glasser (direita) [30]**

Na situação de apenas estar uma fase com de defeito (Murray), a fase com defeito é ligada com a fase não danificada do cabo na extremidade mais distante. Posteriormente, para o cálculo da distância do defeito ( $d$ ) no revestimento, o potenciômetro deve ser ajustado para um determinado valor ( $\alpha$ ) compreendido entre 0 e 1000. Matematicamente, a distância ao defeito é calculada através da equação (42).

$$d = \frac{\alpha}{1000} \times 2c \quad (42)$$

sendo  $c$  o comprimento do cabo.

Para a situação com duas fases defeituosas (Glasser), os condutores auxiliares não danificados ligam-se ao condutores defeituosos, e a medição da distância a que ocorre o defeito é calculada através da seguinte forma:

$$d = \frac{\alpha}{1000} \times c \quad (43)$$

Antes da medição propriamente dita, é necessário calibrar o circuito do internamente. Após isso, o shirla usa uma fonte de alta tensão (10 kV DC), no qual a impedância da falha entre a blindagem e cabo e a terra gera uma corrente de fuga no local de defeito. Com base nesse valor, o aparelho calcula a distância ao local de defeito. A precisão deste método está muito dependente da corrente de fugas no local do defeito. Perante uma fuga de corrente com um valor ínfimo o shirla terá mais dificuldades em calcular a distância e possivelmente o erro associado tende a ser maior, comparativamente a situações com correntes de defeitos elevadas.

### **5.3.2. LOCALIZAÇÃO EXATA**

O processo de pré-localização nunca poderá detetar os desvios do percurso do cabo existentes no solo. Daí que seja necessário recorrer à localização exata.

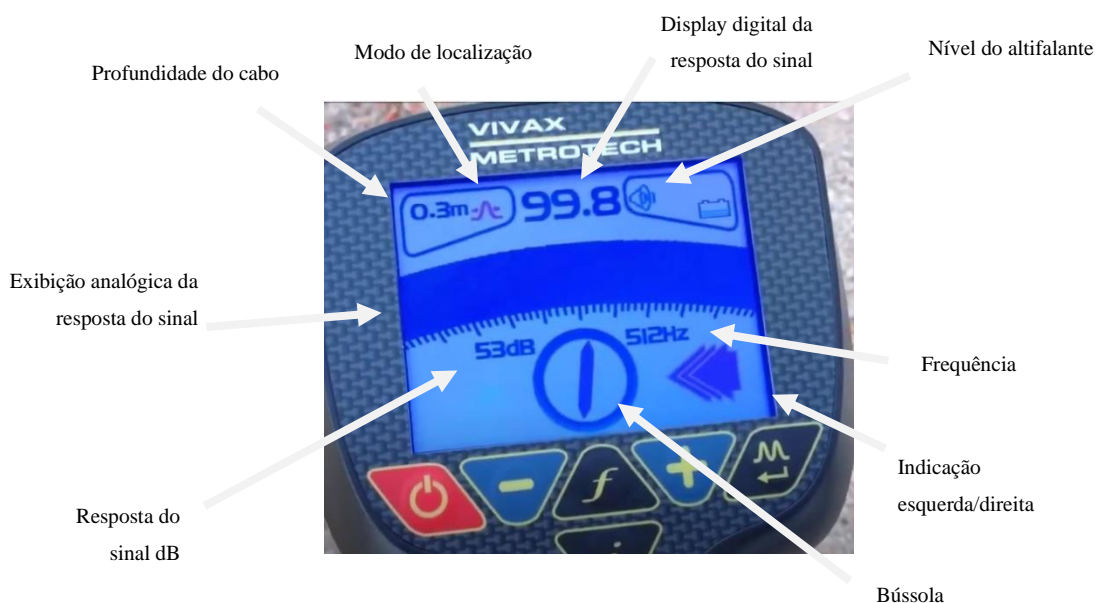
Segundo [13], a pré-localização possui um erro entre  $\pm 0.5\%$  e  $\pm 5\%$ . Admitindo que se trata de percursos de cabos longos, caso não se fizesse a localização exata seria muito difícil localizar a avaria em tempo útil, para não falar das despesas associadas ao facto de abrir comprimentos elevados de valas, o que tornaria o processo muito dispendioso. A utilização da localização exata, tal como o nome indica, consegue determinar com exatidão a avaria, na prática a localização exata tem a capacidade de identificar o defeito com um erro máximo de 1 metro de comprimento.

Existe um conjunto de métodos que podem ser efetuados, a determinação do método a utilizar depende das condições anteriores. Assim, a serão apresentados os métodos, baseados na Megger [32].

### **Traçador de rota de cabos**

Este método serve para identificar o traçado do cabo. O conhecimento da rota permite poupar tempo e dinheiro uma vez que se evita abertura de valas desnecessárias e consegue-se detetar o defeito de uma forma mais rápida.

Na figura 26 encontra-se todas as informações obtidas pelo recetor que permitem saber os passos a efetuar na direção da identificação de todos percurso do cabo. A situação retratada, devido à elevada intensidade do sinal, é de máxima proximidade com o cabo.



**Figura 26- Registo do recetor**

Após a conexão do emissor a um dos cabos, este injeta um sinal com uma dada frequência e, tal como se observa na figura 26, o aparelho consegue dar informações importantes tais como: intensidade do sinal que está a ser recebido, profundidade do cabo e bússola. Perante a aproximação da avaria, a intensidade do sinal irá aumentar. O valor mais elevado corresponde à posição onde se encontra o cabo.

A frequência a utilizar pelo emissor depende das características do cabo. Geralmente utiliza-se uma baixa frequência para cabos com elevado comprimento, frequência média para comprimentos medianos e elevada frequência para cabos mais curtos [33].

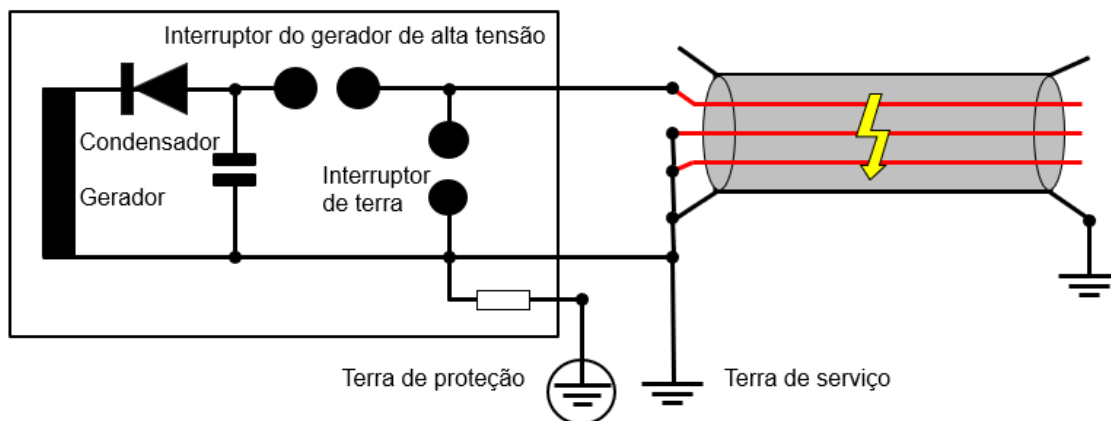
O recetor tem ainda a função de introduzir o modo mais desejável consoante as condições do terreno. Inicialmente, quando não se faz ideia do traçado deve-se colocar um ganho com grande sensibilidade, para proporcionar uma resposta mais ampla. Para a bússola nos direcionar até a um ponto por onde passa o cabo, a sensibilidade deve ser reduzida gradualmente. Nessa fase, utiliza-se a sensibilidade no mínimo de forma a conseguir traçar todo o percurso do cabo.

### **Pós-localização acústica**

Trata-se de um método de localização de defeitos por via sonora, em que se usa as diferenças de duração entre sinais eletromagnéticos e acústicos a fim de localizar defeitos de alta impedância e ou de descarga elétrica [32].

Para a realização deste método são necessários um gerador de ondas de choque e um conjunto acústico, no qual inclui um recetor, um sensor e uns auriculares. O recetor determina a posição do cabo relativa ao sensor, permitindo fazer o seu direcionamento, e a avaria está tão mais próxima quanto o menor valor exibido no visor do recetor. O usuário consegue ouvir através dos auscultadores e, é conduzido diretamente ao local do defeito, através do aumento do volume produzido pelos auscultadores, juntamente com a informação recebido pelo digiPhone.

A figura 27 apresenta o esquema de conexão do gerador de onda de choque ao cabo com defeito. A situação apresentada retrata um cabo com 3 condutores no qual se verifica um defeito fase-terra. A terra de proteção do equipamento deve verificar uma resistência inferior a  $2 \Omega$ .



**Figura 27- Esquema de ligação: método pós-localização acústica [33]**

No momento de proceder à localização, após a conexão efetuada e da ligação do conjunto acústico, o visor do recetor (digiPhone) é apresentado dois valores. Caso o primeiro valor seja inferior ao segundo, quer isto dizer que a avaria está a jusante da origem da qual está o emissor, que neste caso corresponde ao gerador de ondas de choque. Caso contrário, quando o primeiro valor é superior ao segundo confirma-se que o defeito está a montante da posição a que se encontra o emissor.

A distância mínima à avaria verifica-se quando os dois valores apresentados no recetor tomam valores próximos de zero.

O gerador de ondas de choque é ligado ao cabo de defeito no qual propaga uma onda e, ocorre uma descarga no local do defeito, provoca uma pequena oscilação no terreno, com o epicentro no local do defeito.

O gerador de ondas de choque tem a capacidade de regular a ritmo das ondas e a tensão, sendo possível, por isso, controlar a energia da onda transmitida, segundo a expressão:

$$W = \frac{1}{2} C U^2 \quad (44)$$

Onde  $W$  corresponde à energia enviada em joules,  $C$  corresponde à capacidade em micro faradays e  $U$  à tensão em quilovolts.

Existe níveis de energia mínimos que devem ser cumpridos de forma a verificar o defeito, quanto maior for a tensão do cabo maior deve ser a quantidade de energia enviada.

De acordo com [11], podem surgir algumas dificuldades na detecção das vibrações, sendo elas:

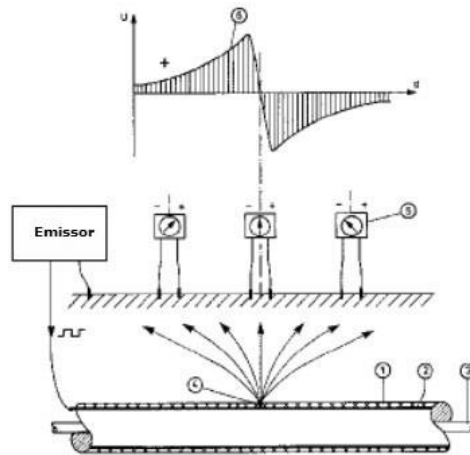
- Elevado tráfego no local, induzindo interferências sonoras;
- Cabos entubados, pois as vibrações ao escoarem pelo tubo, podem promover erros na detecção exata do local do defeito;
- Cabos enterrados a grandes profundidades e em tipos de solos que atenuem o ruído;
- O defeito estar localizado em caixas de união ou derivação muito antigas, nomeadamente construídas em ferro fundidas, material esse que isola as vibrações resultantes do defeito.

### **Método de tensão de passo**

Este método é utilizado nos casos de defeitos de baixa impedância, na qual a pós-localização acústica torna-se ineficaz, pois esses defeitos não produzem sinais audíveis. A sua ineficiência prende-se com a qualidade do solo, geralmente em solo mais rochosos a localização acústica não consegue retirar informações acerca do local de defeito, pois o gerador de ondas de choque não tem condições de criar um flashover, sendo que isso acontece quando os cabos não permitem forçar a tensão de pico. Isso acontece sobretudo em cabos com tensões não muito elevadas ou em cabos de sinal, daí que o método da tensão de passo ser um método mais adequada para a detecção de defeitos nesses cabos.

Também é utilizado para a localização exata de defeitos a nível do revestimento do cabo. Este método gera no solo um gradiente de tensão regional perante a injeção de um sinal pelo recetor, que pode ser medido com hastes de ligação à terra conectado ao recetor.

A figura 28 refere o princípio de funcionamento deste método, no qual é apresentado a evolução do gradiente de tensão ao longo do cabo.



**Figura 28- Esquema explicativo método tensão de passo [30]**

Tal como observado, antes do local de defeito o gradiente verificado é positivo, sendo que após o defeito é gerado um gradiente de tensão negativo. Assim, de forma a localizar o defeito, este acontece quando o valor do gradiente de tensão é nulo.

### **Identificação do cabo**

Como muitas das vezes os cabos são unidos num feixe torna-se importante após a deteção da posição exata do defeito e sua exposição que o cabo defeituoso seja identificado de modo confiável.

A identificação de cabos recorre ao método de impulsos de corrente, em que o gerador de impulsos, designado emissor, injeta sinal num dos condutores e as tranças são ligadas à terra. Na extremidade oposta também se interliga todas as fases à terra, para obter um retorno.

Como resultado, num dos cabos verifica-se a injeção um sinal de corrente e nos outros é feito o seu retorno. Após a injeção de um sinal, como o recetor é munido com uma seta indicativa da direção, caso esteja a dar um sinal de cor verde significa que a corrente que circula no cabo está no sentido da seta, caso a corrente esteja em direção oposta é exibido a cor vermelha, tal como indica a figura 29.

No recetor deve-se ajustar o ganho mediante o tipo de situação verificada, até que seja dado algum sinal pelo mesmo, normalmente é colocado um ganho baixo para cabos com comprimentos reduzidos e ganhos elevados para cabos com grandes comprimentos.

A figura 29 mostra o esquema de ligações a efetuar para identificar o cabo com defeito através da polaridade. Tal como se observa a fase 1 apresenta no recetor o sinal indicativo de cor verde, quer isto dizer que corresponde à fase com defeito.

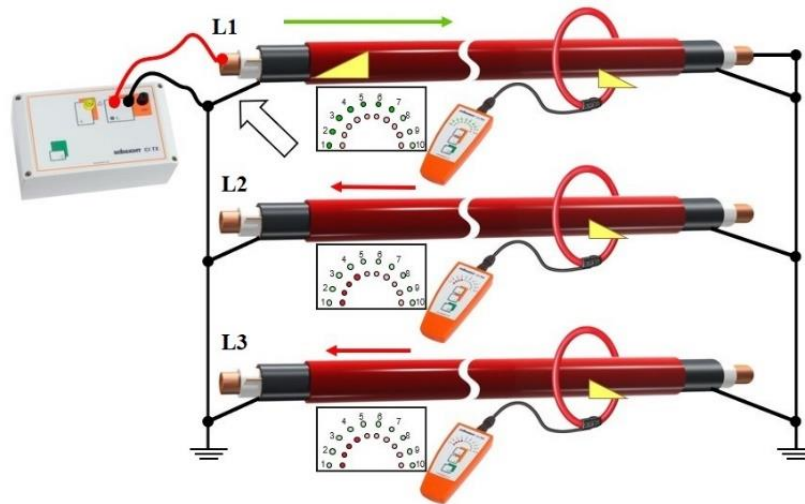


Figura 29- Esquema de ligação: identificação do cabo com defeito [33]

#### 5.4. CONCLUSÃO

A localização de avarias em redes subterrâneas é uma área que ainda tem grande margem de progressão e que deve ser explorada de forma mais consistente para permitir o crescimento ainda mais acentuado da rede subterrâneas.

Na pré-localização, o aparecimento dos métodos sustentados pela reflectometria permitiram o tratamento das avarias em espaços de tempo mais curtos, pois esses métodos têm a capacidade de detetar praticamente todo o tipo de defeitos. A variedade de métodos na fase da localização exata permite determinar com um erro de apenas 1 metro o defeito e, desse modo, consegue-se reduzir a abertura de valas, evitando despesas adicionais.

Como nota negativa, é de apontar o custo avultado deste tipo de equipamentos que constitui um entrave a várias entidades de entrarem por este ramo, isto é, de adquirirem os equipamentos necessários a uma rápida e eficiente deteção de avarias neste tipo de redes. A existência de vários métodos e aparelhos também pode constituir uma desvantagem para quem procura adquirir o conhecimento acerca das funcionalidades de cada equipamento.

# 6. DADOS ESTATÍSTICOS SOBRE A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

## 6.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo surge na perspectiva de fazer uma caracterização à rede de distribuição, nomeadamente aos comprimentos da linha aérea em relação aos cabos subterrâneos instalados, estudo esse entre o anos de 2015 a 2019, dado a inexistência de dados mais recentes. Este estudo tem o objetivo de mostrar o panorama atual da situação da rede subterrânea em Portugal, e prever o seu desenvolvimento futuro, com base nos dados apurados.

Além disso, vai proceder-se à análise dos principais indicadores de continuidade de serviço. Toda a análise será efetuada para os diferentes níveis de tensão (BT, MT e AT).

Num sistema elétrico ideal o fornecimento de energia deve ser garantido de forma contínua e com uma boa qualidade de energia, isto é manter a forma de onda da tensão o mais sinusoidal possível. No entanto, como vamos ver neste capítulo isso nem sempre acontece.

## 6.2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Na tabela 7 estão indicados as instalações e equipamentos em serviço de 2015 a 2019, de acordo com [34], especificando as potências, o comprimento da rede, entre outras informações para proporcionar uma análise detalhada à situação verificada nesses anos.

**Tabela 7- Ativos de rede da EDP Distribuição entre 2015 e 2019 [34]**

	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Subestações</b>					
Nº de subestações	419	434	433	432	431
Nº de transformadores	731	766	768	777	782
Potência instalada (MVA)	17 608	17 571	17 689	17 700	17 656
<b>Linhas (km)</b>					
Aéreas	67 337	67 596	67 781	67 920	68 116
AT (60/130 kV)	8 904	8 990	8 999	9 008	9 029
MT (6/10/15/30 kV)	58 433	58 606	58 782	58 912	59 087
Cabos subterrâneos	14 839	14 962	15 065	15 169	15 266
AT (60/130 kV)	523	526	530	535	539
MT (6/10/15/30 kV)	14 316	14 436	14 535	14 635	14 727
<b>Postos de Transformação e Distribuição</b>					
Unidades	67 063	68 255	68 593	68 933	69 190
Potência instalada (MVA)	19 993	20 370	20 479	20 599	20 757
<b>Rede de BT (km)</b>					
Aéreas	108 936	109 291	109 572	109 725	110 883
Subterrâneas	33 389	33 543	33 647	33 715	33 781

A potência instalada nas subestações permaneceu praticamente constante, a rondar 17600 W. De 2015 para 2016 a potência diminuiu, no entanto, em 2017 e 2018 aumentou ligeiramente e em 2019 acabou por baixar novamente.

Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD) aumentaram quer em número de unidades quer em potência instalada. O aumento da potência instalada de 2015 para 2016 foi 1.89%, de 2016 para 2017 foi 0.54%, de 2017 para 2018 foi 0.59%, e de 2018 para 2019 foi de 0.77%.

Em relação às linhas aéreas e aos cabos subterrâneos verificou-se um aumento contínuo. Para as linhas aéreas de MT e AT esse aumento ronda um valor próximo de 0.30%. Já para os cabos subterrâneos de MT e AT, apresenta um crescimento anual superior, cerca de 0.70%. Na BT também se verificou um aumento quer em termos da linha aérea como dos cabos subterrâneos. O comprimento da linha aérea aumentou, em média, nos anos em análise 0.45%, esse valor deve-se à forte contribuição do crescimento de 2018 para 2019 que atingiu 1.06%. Já para os cabos subterrâneos, o valor aumentou cerca de 0.29% nos anos em estudo. Estes valores foram obtidos fazendo a média dos crescimentos anuais.

Para a MT e AT a percentagem de cabos subterrâneos instalados face à rede MT e AT total existente é de 18%, enquanto a rede de BT apresenta um valor 23% para estes anos em análise.

Com estes valores, percebe-se que as redes subterrâneas possuem uma contribuição significativa, e que possivelmente a penetração das mesmas sofreram aumentos ainda mais consideráveis.

### **6.3. QUALIDADE DE SERVIÇO**

Os valores dos indicadores de continuidade de serviço conseguem dar uma noção do desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica, nomeadamente em AT, MT e BT nas redes operadas pela EDP Distribuição.

No que respeita à continuidade de serviço, os resultados dos indicadores que serão apresentados englobam o contributo de interrupções acidentais e previstas com origem, não apenas nas redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição, mas também com origem

na Rede Nacional de Transporte (RNT) e em instalações particulares de consumo ou produção. Os dados apenas não contemplam eventos excepcionais, tais como tempestades e fenómenos ambientais muito hostis.

A ERSE, através do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), exhibe os motivos válidos para as interrupções no fornecimento de energia elétrica, sendo eles os seguintes [35]:

- Razões de serviço;
- Razões de segurança;
- Razões de interesse público;
- Casos fortuitos ou de força maior;
- Acordo com o cliente;
- Facto imputável ao cliente;
- Facto imputável aos operadores de outras redes;
- Causas próprias.

Segundo o artigo 3.º deste mesmo regulamento é dito que uma interrupção breve se caracteriza por uma falha no fornecimento durante mais que 1 segundo e menos que 3 minutos, enquanto uma interrupção longa corresponde a uma paragem superior a 3 minutos.

As interrupções acidentais caracterizam-se por interrupções no fornecimento de energia, podendo ser provocada por defeitos permanentes ou transitórios, muitas vezes impulsionados por acontecimentos externos e fortuitas.

As interrupções previstas são interrupções programadas na qual essa interrupção pode dever-se a várias razões tais como o interesse público, razões de serviço e acordo com o cliente.

### **6.3.1. INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

Numa perspetiva de entender melhor o nível da continuidade de serviço da rede elétrica registada nos últimos anos, será exposto os diferentes tipos de indicadores gerais, mostrando o seu propósito e, assim, retirar algumas observações quanto ao estado da mesma.

O RQS determina que os indicadores de qualidade de serviço variam de acordo com certas zonas geográficas. Assim nos indicadores apresentados para cada ano de estudo define-se 3 zonas de estudo distintas:

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

#### **SAIFI**

Corresponda à sigla adotada internacionalmente através a designação da língua inglesa “System Average Interruption Frequency-Index”. Trata-se, portanto, de um indicador que mostra a frequência média de interrupções longas do sistema. Este valor deve ser o mais baixo possível, numa situação hipotética ideal este valor seria nulo.

Este indicador obtém-se através da relação entre o número anual de interrupções e o número total de consumidores.

#### **SAIDI**

Advém da denominação “System Average Interruption Duration-Index”, ou seja, permite identificar a duração média das interrupções longas do sistema. Tal como no indicador anterior, quanto mais baixo for o valor melhor, pois demonstra uma resposta eficiente.

Este indicador provém da relação entre a duração anual das interrupções e o número de consumidores. A duração será especificada em minutos, logo o SAIDI será fornecido como minutos do consumidor.

### **MAIFI**

Sigla adotada através da designação ““Momentary Average Interruption Frequency Index”. MAIFI é o número médio de interrupções breves por consumidor durante o ano. Trata-se da relação entre o número anual das interrupções breves e o número total de consumidores.

### **TIEPI**

A sigla TIEPI refere-se ao Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada. Trata-se do quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição [34]. Este indicador apenas é considerado na MT.

### **END**

A sigla “END” corresponde à Energia Não Distribuída. Quanto ao seu cálculo, é feito considerando a energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano em causa (ED) em kWh, o tempo de interrupção equivalente, em horas, da potência instalada calculado para toda a rede de distribuição em MT (TIEPI) durante o período em causa, isto é, o número de horas correspondentes a um ano (T).

$$END = ED \times \frac{TIEPI}{T} \quad (45)$$

O valor dado por este indicador é em MWh.

## **6.3.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS**

O estudo pretende fazer a separação por nível de tensão das interrupções e do seu tipo assim como o valor verificado para cada um dos indicadores.

Após a apresentação de todos os dados será feita uma observação geral, de modo a tentar explicar o sucedido.

### **Rede AT**

A tabela 8 mostra o número de interrupções acontecidas entre o período de 2015 e 2019, essas interrupções são identificadas fazendo a distinção entre as acidentais e previstas.

**Tabela 8- Interrupções AT entre 2015 e 2019**

Interrupções AT	Ano	Origem das interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Acidentais	<b>2015</b>	249	20	269
Previstas		148	0	148
Acidentais	<b>2016</b>	340	15	355
Previstas		268	1	269
Acidentais	<b>2017</b>	270	18	288
Previstas		243	1	244
Acidentais	<b>2018</b>	309	40	349
Previstas		209	2	211
Acidentais	<b>2019</b>	267	25	292
Previstas		230	0	230

Olhando assim de uma forma geral, verifica-se que em todos os anos as interrupções acidentais têm uma expressão maior. Essas interrupções acidentais muitas vezes são impulsionadas por defeitos que surgem.

No que se refere aos indicadores, a tabela 8 exhibe os indicadores tipo para a rede AT. Serão apenas apresentados os resultados dos indicadores globais, não fazendo a separação entre zonas pois, como a análise é feita para 5 anos, tornava o estudo demasiado extenso.

Assim, a tabela 9 apresenta os indicadores globais para a rede AT.

**Tabela 9- Indicadores da rede AT globais entre 2015 e 2019**

Indicadores		Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019
<b>SAIFI AT</b> (n°)	Acidentais	0.21	0.27	0.16	0.19	0.20
	Previstas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>SAIDI AT</b> (min)	Acidentais	16.57	109.72	35.09	44.40	22.97
	Previstas	1.63	0.41	0.00	0.00	0.00
<b>MAIFI AT</b> (n°)	Acidentais	0.98	1.46	0.83	1.37	0.94
	Previstas	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00

O SAIFI apresenta-se ao longo dos anos como um indicador relativamente constante, sendo que na parte das interrupções previstas a frequência média de avarias toma sempre um valor nulo.

O SAIDI, nas avarias acidentais, possui um valor elevado no ano 2016. Esse valor é compreendido, pelo facto de esse ano ser, entre os analisados, o que mais interrupções existiram, tanto nas acidentais como nas previstas. Essas interrupções podem ter várias origens, sendo que pelo RQS, nesse ano a categoria onde se inseriram as interrupções foram as causas próprias, os acordos com o cliente e outras redes. As causas próprias podem resultar de inúmeros fatores desde trabalhos inadiáveis, condições atmosféricas, manutenções ou defeitos nos equipamentos.

O MAIFI apresenta valores relativamente próximos excluindo o ano 2016 pelas razões referidas. O ano 2018 a nível de interrupções breves teve um número considerável, daí o valor apresentado.

## Rede MT

Na tabela 10, tal como se fez anteriormente para a rede de AT, faz-se o mesmo procedimento para a rede de MT colocando os valores inerentes à categoria das interrupções e as suas origens.

Na MT quase a totalidade das interrupções verificadas corresponderam às interrupções acidentais, nomeadamente com origem na rede MT. Para os indicadores gerais, a tabela 11 contém a informação relevante aos mesmos, no que diz respeito ao tipo de interrupções. Para o caso da rede MT, além dos indicadores mencionados na AT ainda incluem o TIEPI e o END.

**Tabela 10- Interrupções de MT entre 2015 e 2019**

Interrupções MT	Ano	Origem das interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Acidentais	<b>2015</b>	12 489	164	12 653
Previstas		73	14	87
Acidentais	<b>2016</b>	13 119	208	13 327
Previstas		144	10	154
Acidentais	<b>2017</b>	12 045	217	12 262
Previstas		90	4	94
Acidentais	<b>2018</b>	15 075	127	15 202
Previstas		94	2	96
Acidentais	<b>2019</b>	13 015	77	13 092
Previstas		107	1	108

**Tabela 11- Indicadores globais da rede de MT entre 2015 e 2019**

Indicadores		Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019
<b>TIEPI MT (min)</b>	Acidentais	52.54	49.90	50.44	57.51	49.09
	Previstas	0.12	0.09	0.01	0.08	0.04
<b>END MT (MWh)</b>	Acidentais	3529.79	3415.49	3487.89	3900.31	3439.20
	Previstas	8.07	5.83	0.71	5.30	2.48
<b>SAIFI MT (n°)</b>	Acidentais	1.63	1.68	1.55	1.77	1.74
	Previstas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>SAIDI MT (min)</b>	Acidentais	74.30	71.20	71.38	84.95	72.13
	Previstas	0.14	0.16	0.02	0.05	0.09
<b>MAIFI MT (n°)</b>	Acidentais	10.18	10.33	9.06	11.57	9.28
	Previstas	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00

Todos os indicadores apresentados a nível das interrupções previstas demonstram ter um impacto muito reduzido.

Falando do TIEPI e END ambos apresentam em todos os anos valores aproximadamente constantes. O primeiro a rondar os 50 min de interrupção face à potência instalada, enquanto o segundo 3500 MWh de energia não distribuída, apenas com um ligeiro aumento em 2018.

Já os indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI em MT mantêm-se praticamente constantes.

## **Rede BT**

No que refere à BT, a tabela 12 mostra o número de interrupções acontecidas entre o período de 2015 e 2019, essas interrupções são identificadas fazendo a distinção entre as acidentais e previstas, e quanto sua origem.

**Tabela 12- Interrupções na rede de BT entre 2015 e 2019**

Interrupções BT	Ano	Origem das interrupções		Total
		Rede BT	Instalação Cliente BT	
Acidentais	<b>2015</b>	26 195	120 074	146 269
Previstas		1 310	15	1 325
Acidentais	<b>2016</b>	26 950	128 738	155 688
Previstas		950	16	966
Acidentais	<b>2017</b>	25 796	123 840	149 636
Previstas		520	19	539
Acidentais	<b>2018</b>	28 278	132 009	160 287
Previstas		291	13	304
Acidentais	<b>2019</b>	28 293	122 795	151 088
Previstas		485	13	498

Na rede de BT é notório o aumento de avarias face às redes de MT e AT apresentadas. A maioria das interrupções correspondem a interrupções acidentais. No entanto, dentro desta categoria o grande destaque vai para as interrupções com origem na instalação dos clientes. Em todos os anos, o valor é superior a 120 mil avarias, correspondendo a um valor superior a 80% em todos os cenários.

Para a rede de BT apenas são mencionados os resultados para o SAIFI e SAIDI, tal como se consta pela tabela 13.

**Tabela 13- Indicadores globais da rede de BT entre 2015 e 2019**

Indicadores		Ano 2015	Ano 2016	Ano 2017	Ano 2018	Ano 2019
<b>SAIFI BT</b> (n°)	Acidentais	1.44	1.45	1.40	1.55	1.49
	Previstas	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00
<b>SAIDI BT</b> (min)	Acidentais	66.22	64.08	66.57	80.98	68.57
	Previstas	2.44	1.91	0.36	0.23	0.48

Tal como para os outros níveis de tensão, os valores dos indicadores para as interrupções previstas apresentam valores muito reduzidos comparativamente às acidentais.

O SAIFI apresenta valores praticamente fixos ao longo dos anos, tal como o indicador SAIDI, à exceção do valor relativo ao ano 2018.

#### **6.4. CONCLUSÃO**

Através dos dados apurados e constatados existem algumas informações que podem ser retiradas e fundamentadas. A rede AT é aquela que se verificou menor número de interrupções, em seguida a rede MT e, por fim, a rede BT. Isso é explicável porque a rede AT é aquela com maior exigência a nível de serviço, enquanto a rede BT é aquela com menor exigência. Outra razão que pode ter proporcionado estes resultados foram as dimensões da rede. A rede de BT é a que possui maior comprimento, logo é aquela que, de forma inteligível possui maior probabilidade de sofrer uma interrupção. Segundo [36], uma parte substancial de falhas que se sentem na BT são provocados por incidentes e acidentes em níveis de tensões superiores.

Os indicadores apresentados também são um meio importante para verificação do comportamento do Sistema Elétrico de Energia (SEE), e com isso tentar implementar medidas para uma melhoria face aos resultados anteriores. No entanto, devido à imprevisibilidade de fatores como condições atmosféricas, nem sempre é possível melhorar os valores dos indicadores.

# 7. FERRAMENTA DESENVOLVIDA E ANÁLISE DE DADOS DE ENSAIOS REALIZADOS

## 7.1. INTRODUÇÃO

A aplicação computacional foi desenvolvida no âmbito da realização da tese de Mestrado em Sistemas Elétricos de Energia. Trata-se de uma ferramenta designada de “Procedimentos na Localização de Avarias e Análise de Conformidade de Ensaio” que permite efetuar uma abordagem simplificada, mas muito útil, no que se refere aos ensaios de cabos elétricos, mais precisamente aos ensaios da medição da capacidade e tangente de delta, ensaio das descargas parciais e medição da resistência elétrica da blindagem, e à localização de avarias em cabos subterrâneos. Por se tratar de uma ferramenta bastante intuitiva, é direcionada fundamentalmente para indivíduos que estão a dar os primeiros passos na área dos ensaios e das avarias.

O objetivo principal é dar a conhecer ao utilizador os procedimentos a efetuar e os materiais a utilizar aquando da reparação de uma avaria, e uma observação acerca dos resultados obtidos em cada um dos ensaios. Desta forma, o utilizador fica a saber perante diferentes circunstâncias a melhor abordagem a usar na área das avarias, e nos ensaios caso as condições não sejam cumpridas, puder repetir o ensaio, de forma a verificar se os valores obtidos previamente se mantêm.

A linguagem de programação utilizada para a criação do programa foi o Visual Basic, recorrendo ao auxílio ao Excel.

Além disso, este capítulo é destinado a exibir um exemplo tipo de um relatório acerca dos ensaios de cabos subterrâneos, especificamente os ensaios da medição da tangente de delta e das descargas parciais. Foram escolhidos estes ensaios para efetuar o tratamento de dados pois trata-se dos ensaios mais comuns e os que merecem especial atenção fruto das metodologias associadas. Como estes ensaios são realizados recorrendo ao sistema PHG 80 TD/PD da BAUR, vai ser descrito os procedimentos e a análise da informação gerada. Após a respetiva identificação será feita uma comparação dos resultados obtidos em vários ensaios realizados.

## **7.2. FERRAMENTA INTERATIVA**

A ferramenta interativa desenvolvida é constituída por 4 programas. O primeiro programa é referente à localização de avarias, enquanto os três restantes são referentes à avaliação da conformidade de ensaios, sendo eles: ensaio da medição da capacidade e tangente de delta, ensaio das descargas parciais e ensaio da medição da resistência elétrica da blindagem.

Em seguida será exibido o retorno de cada um dos programas para uma determinada situação e, em anexo, será exibido o conteúdo do programa na íntegra.

### **7.2.1. LOCALIZAÇÃO DE AVARIAS E TRAÇADOS**

O programa contém um conjunto de informações acerca do cabo que necessitam de ser preenchidas (comprimento e tensão nominal) e a introdução dos valores resultantes das medições dos testes iniciais para cada uma das fases. Esses testes medem o estado do isolamento, a tensão suportada pelo cabo e o estado da bainha. Quanto ao percurso do cabo

caso ele não seja conhecido deve-se utilizar o traçador, de forma a verificar a rota exata do cabo e o identificador caso o cabo não seja facilmente identificado no local da avaria.

Perante a introdução de todos os dados pedidos, o programa é capaz de mostrar os ensaios a efetuar na fase da pré-localização através de uma caixa informativa, assim como uma observação acerca dos procedimentos a efetuar na localização exata.

Caso não seja preenchida todos as células será exibido uma mensagem de erro na qual impede de retornar qualquer tipo de resultado, este procedimento é fundamental em qualquer programação para evitar induzir em erro qualquer utilizador, ou retornar valores incorretos.

A figura 30 mostra exatamente o que o programa devolve após a introdução de todos os dados. Todo o código encontra-se em anexo de forma a ser facilmente consultado e perceber os métodos a utilizar perante diferentes situações.

**Inserir Valores Ensaios Iniciais e Características do Cabo**

Medição da Resistência de Isolamento (GigaOhm) Valor instável

Teste de Tensão O cabo suporta a injeção até à tensão nominal

Teste de Revestimento (mA) 0

Tensão do cabo (kV) 15

Inserir valor do comprimento (m) 145

O percurso do cabo é conhecido? Sim

Os cabos são facilmente identificados?  Sim  Não

Ensaio(s) a realizar na pré-localização

Proceder para a pós-localização acústica para detecção do defeito

Adicionar Nova Avaria à Lista Procedimentos na localização exata Limpar dados Aparelhos mais utilizados

Microsoft Excel  
Utilizar método DC-SIM/MIM  
OK

Figura 30- Resultado obtido pelo programa na localização de avarias

Além da obtenção do procedimento, ao selecionar “Aparelhos mais utilizados” é aberto um dos Userforms, no qual contém o nome de todos os aparelhos existentes e com uma imagem apelativa dos mesmos. Ainda apresenta os equipamentos a utilizar em cada um dos métodos. Essa informação torna-se bastante útil para quem não está muito familiarizado com as avarias.

Foi também adicionado a funcionalidade de inserir uma nova avaria, para que se consiga ter um acesso rápido ao histórico e as características da avaria antecessoras.

Na figura 31 encontra-se o layout para o preenchimento dos dados referente à nova avaria, sendo que nas causas e tipos de defeito existe uma diversidade de opções a colocar, que são as consideradas mais frequentes, caso o defeito não se encontrar na lista, pode ser adicionado. Além dessas duas informações, ainda é pedido o local onde se encontra a avaria, a data, a designação do cabo e a sua secção e, por fim, a(s) fase(s) com defeito.

Após a introdução de todos os dados mencionados, será registada a informação introduzida e o Excel armazena numa folha adequada todas as avarias que vão sendo introduzidas.

The image shows a web form titled "Introduzir os dados de nova avaria" (Introduce the data of a new fault). The form contains several input fields and dropdown menus:

- Local:** A text input field containing "Porto".
- Data:** A date input field containing "04/05/2020".
- Tipo de Cabo:** A text input field containing "LXHIOZ1 (cbe)".
- Secção (mm<sup>2</sup>):** A text input field containing "120".
- Causa:** A dropdown menu with "Danos mecânicos" selected.
- Tipo de Defeito:** A dropdown menu with "Curto-circuitos" selected.
- Fase(s) com defeito:** A text input field containing "1".

At the bottom of the form is a large button labeled "REGISTAR" (REGISTER).

Figura 31- Registo de avarias

## 7.2.2. MEDIÇÃO DA CAPACIDADE E TANGENTE DE DELTA

As informações a preencher contemplam a capacidade para a tensão simples ( $U_0$ ) dos valores de cada fase, os valores da tangente de delta para  $U_0$ ,  $1.5 U_0$  e  $2 U_0$  e, por fim, insere-se o número de junções que o circuito possui. Em caso de não preenchimento de todas as informações e pressionar o botão “calcular” aparece uma mensagem de erro a informar que os dados não foram todos inseridos, evitando assim, conclusões erradas.

Face à introdução de todos os valores o software gera uma observação geral acerca do estado do circuito a ser testado e se as condições para cada fase estão a ser cumpridas, caso isso se verifique é exibido o valor obtido a cor azul.

Como observação geral, caso todas as condições sejam cumpridas por todas as fases, o software apresenta uma mensagem a dizer que é seguro colocar o terno em funcionamento, tal como é apresentado na figura 32. Outra possibilidade passa pelo incumprimento de uma determinada fase em todas as condições, nesse caso o terno não deve ser colocado em funcionamento em funcionamento, devendo haver substituição da fase com problemas. Por fim, caso haja o incumprimento de uma ou duas condições para uma certa fase, a mensagem que aparecerá indica que o terno deve estar sujeito a uma inspeção periódica, podendo mesmo assim ser colocado em funcionamento.

Fase	Capacidade U0 (nF)
L1	89
L2	89.3
L3	89.4

Fase	U0	1,5 U0	2 U0
L1	0.3	0.5	0.78
L2	0.35	0.52	0.77
L3	0.40	0.55	0.81

Nº de Junções: 0

Calcular    Limpar

**$tg d (2 U_0) \leq 1,2 (\times 10^{-3})$**   
O valor da condição 1 da fase 1 é: 0,78  
O valor da condição 1 da fase 2 é: 0,77  
O valor da condição 1 da fase 3 é: 0,81

**$tg d (2 U_0) - tg d (U_0) \leq 0,6 (\times 10^{-3})$**   
O valor da condição 2 da fase 1 é: 0,48  
O valor da condição 2 da fase 2 é: 0,42  
O valor da condição 2 da fase 3 é: 0,41

**$tg d (U_0) \leq (3,5+1,6 n) / C$**   
O valor da condição 3 da fase 1 é: 0,0393  
O valor da condição 3 da fase 2 é: 0,0392  
O valor da condição 3 da fase 3 é: 0,0391

O terno pode ser colocado em funcionamento, pois cumpre todos os requisitos impostos para todas as fases.

Figura 32- Avaliação de conformidade: ensaio da medição da tangente de delta

### 7.2.3. ENSAIO DAS DESCARGAS PARCIAIS

Este programa visa calcular a média das descargas parciais ocorridas ao longo do circuito, excluindo as extremidades, pois nos casos em que existem valores elevados nas extremidades, assume-se como sendo provocadas pelo efeito coroa.

O programa solicita o preenchimento dos valores para 5 medições, sendo elas para a tensão simples e composta do cabo. Para cada uma dessas situações é feito a média, sendo que o cumprimento para a tensão simples o valor terá de ser inferior a 10 pC, enquanto para a tensão composta do cabo o valor terá de ser inferior a 100 pC.

Caso não seja verificada qualquer descarga numa das medição, colocou-se caixas de seleção que servem para ao serem selecionadas introduzirem o valor nulo. De acordo com o resultado dado para  $U_0$  e  $U$ , é apresentado abaixo um comentário acerca da fase a que está a ser feita as medições. A figura 33 mostra um exemplo típico do resultado atribuído perante uma situação de cumprimento das condições.

Inserir Valor das Descargas Parciais (pC) para a tensão $U_0$ ao longo do circuito		Inserir Valor das Descargas Parciais (pC) para a tensão $U$ ao longo do circuito	
Medição 1	<input type="text" value="0"/> <input checked="" type="checkbox"/> Sem descarga	Medição 6	<input type="text" value="67"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga
Medição 2	<input type="text" value="9"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga	Medição 7	<input type="text" value="103"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga
Medição 3	<input type="text" value="11"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga	Medição 8	<input type="text" value="71"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga
Medição 4	<input type="text" value="13"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga	Medição 9	<input type="text" value="82"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga
Medição 5	<input type="text" value="5"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga	Medição 10	<input type="text" value="87"/> <input type="checkbox"/> Sem descarga

---

A média das descargas parciais para a tensão $U_0$ é 7,6	A média das descargas parciais para a tensão $U$ é 82
---	--

**Cumpre as condições**

<input type="button" value="Calcular"/>	<input type="button" value="Limpar"/>
---	---------------------------------------

Figura 33- Avaliação de conformidade: medição das descargas parciais

#### 7.2.4. ENSAIO MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA ELÉTRICA DA BLINDAGEM

Para o cálculo do valor das condições pretendidas, é necessário inserir no programa as medições realizadas entre a fase 1 e 2, 2 e 3 e, finalmente, entre 1 e 3. A extremidade na qual as medições não serão realizadas, deverão ser curto-circuitadas. Como já foi referido no capítulo 4, trata-se de um ensaio aplicável apenas a circuitos de MT e AT com junções. Além disso, é obrigatório o preenchimento do comprimento do circuito e da tensão de serviço.

Tal como nos programas anteriores, é obrigatório o preenchimento das caixas de texto mencionadas para que o programa tenha capacidade de gerar o resultado pretendido. Em caso de falta de preenchimento de alguma caixa de texto, o utilizador receberá uma mensagem de aviso.

O programa calcula o valor da resistência elétrica da blindagem para cada fase inicialmente em  $\Omega$ , e posteriormente faz a conversão para  $\Omega/\text{km}$ , sendo esse valor que interessa para a verificação das condições. Tal como se pode verificar na figura 34, as primeiras 3 condições diferem, consoante o cabo a ensaiar seja de MT ou de AT, enquanto as outras 3 condições são iguais para ambos os casos. O programa dá informação se todos os critérios estão ou não a serem cumpridos, concluindo com uma observação geral sobre o dito circuito. A figura 44 exhibe a mensagem de aprovação que aparece no programa.

**Medições ( $\Omega$ )**

RA (Medição entre fase 1 e 2)       Comprimento do circuito (m)

RB (Medição entre fase 2 e 3)       Tensão do serviço (kV)

RC (Medição entre fase 1 e 3)

**Resistência Blindagens ( $\Omega$ )**

RL1       RL1   $\Omega/\text{km}$

RL2       RL2   $\Omega/\text{km}$

RL3       RL3   $\Omega/\text{km}$

	Circuito MT	Circuito AT	Condições e Verificação dos critérios
Condição 1	$RL1 \leq 1,19 \Omega/\text{km}$	$RL1 \leq 0,16 \Omega/\text{km}$	Cumpr-se a condição pois 1.19 é maior que 0,104
Condição 2	$RL2 \leq 1,19 \Omega/\text{km}$	$RL2 \leq 0,16 \Omega/\text{km}$	Cumpr-se a condição pois 1.19 é maior que 0,104
Condição 3	$RL3 \leq 1,19 \Omega/\text{km}$	$RL3 \leq 0,16 \Omega/\text{km}$	Cumpr-se a condição pois 1.19 é maior que 0,069
<b>Circuito MT e AT</b>			
Condição 4	$0,85(RL1+RL2+RL3)/3 \leq RL1$		Cumpr-se a condição pois $RL1 \geq 0,079$
Condição 5	$RL2 \leq 1,15 (RL1+RL2+RL3)/3$		Cumpr-se a condição pois $RL2 \leq 0,107$
Condição 6	$RL3 \leq 1,15 (RL1+RL2+RL3)/3$		Cumpr-se a condição pois $RL3 \leq 0,107$

O termo pode ser colocado em funcionamento, pois cumpre todos os requisitos.

Figura 34- Avaliação de conformidade: medição da resistência da blindagem

### **7.3. PROCEDIMENTOS DOS ENSAIOS**

Nesta secção será apresentado toda a informação pertinente relativa aos ensaios da medição da capacidade e tangente de delta e ao ensaio das descargas parciais, visto que se trata dos ensaios mais comuns e que contêm algumas considerações importantes a fazer. Assim serão exibidas as condições exigidas na fase da preparação do ensaio como na fase de execução.

#### **7.3.1. ENSAIO DA MEDIÇÃO DA CAPACIDADE E TANGENTE DE DELTA**

Na fase da preparação do ensaio é obrigatório desligar ambas as extremidades do cabo. As fases dos cabos devem ser mantidas com distâncias apropriadas, e as duas pontas devem ser isoladas de modo a medirmos apenas a isolação do cabo, para não influenciar os resultados.

Devem constar sempre as informações do tipo de cabo e as terminações existentes nas extremidades do cabo.

As caixas terminais devem ser devidamente limpas, devido a evitar que a sujidade existentes seja contabilizada com tangente de delta.

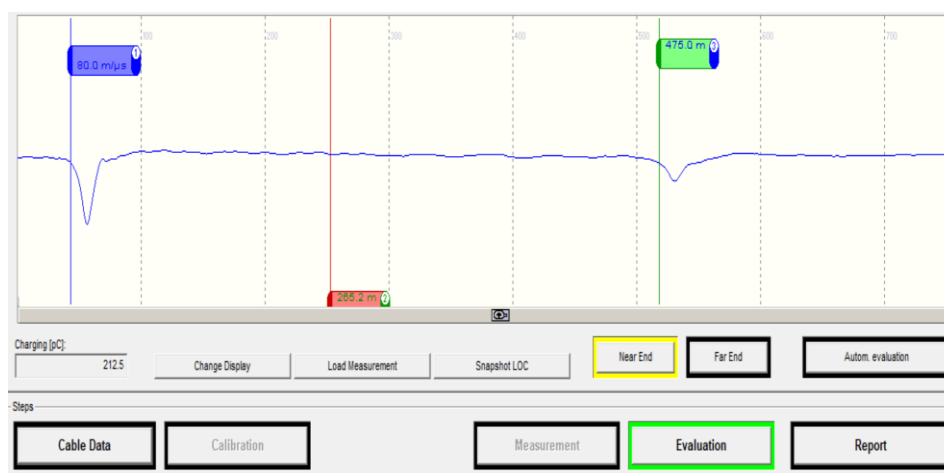
Na fase de execução do ensaio, após a montagem concluída, efetua-se a medição à tensão  $U_0$ ,  $1.5 U_0$  e  $2 U_0$  para cada uma das fases e a verificação da capacidade do cabo. O software realiza 8 medidas para cada nível de tensão colocada e, posteriormente, uma média das mesmas.

#### **7.3.2. ENSAIO DAS DESCARGAS PARCIAIS**

A fase de preparação é semelhante ao ensaio da tangente de delta, ou seja, deve-se desligar as extremidades dos cabos, manter o isolamento das pontas do cabo e manter a distância de segurança entre as terminações e partes mecânicas envolventes.

Em seguida, procede-se à montagem e posteriormente à calibração. Deve-se efetuar duas calibrações, para cada uma das fases. Na primeira calibração coloca-se o ganho adequado, de forma a conseguir visualizar o início e o fim de cabo em toda a sua amplitude.

A calibração o sistema da BAUR vai recolher uma forma de onda com dois impulsos, como se apresenta na Figura 35. O primeiro impulso corresponde à localização do calibrador e é considerado como sendo a origem do cabo. O sistema faz corresponder a área deste primeiro impulso à carga já seleccionada no próprio calibrador. Quanto ao segundo impulso registado é o indicador do final do cabo, tendo uma amplitude menor devido às perdas do cabo. Tal como é facilmente observável na figura, trata-se de um cabo com um comprimento de 475 m. Ainda é perceptível que para a determinação dessa distância considerou-se que a velocidade de propagação fosse 80 m/μs.



**Figura 35- Forma de onda obtida na calibração**

Na segunda calibração aumenta-se a unidade de carga elétrica, seguindo um impulso de ganho adequado, para verificar as possíveis caixas de junções existentes. O impulso perante uma variação de impedância sofre uma reflexão que será localizada que é recolhida e localizada pelo sistema. Por norma, utiliza-se 100 pC e 200 pC, respetivamente. Caso seja impossível tirar conclusões deve-se aumentar o valor da calibração.

É necessário inserir o comprimento do cabo e verificar a velocidade de propagação. Caso a velocidade de propagação não esteja compreendida entre os 76 e 84 m/μs (valor correspondente a um cabo do tipo seco), deve-se usar o valor de 80 m/μs e o comprimento que daí resultar será o adotado.

Após estar concluída a calibração retira-se o calibrador e injeta-se tensão ao cabo a ser testado. Para cada um dos níveis de tensão e para cada uma das fases, é necessário regular os níveis de disparo, trigger e ganho. Numa primeira fase regula-se para o mínimo, ou seja,

o nível logo acima do ruído, caso se verifiquem descargas. E posteriormente regula-se para o máximo, ou seja, até não ocorrerem descargas.

Para efetuar o registo das descargas parciais, inicia-se o registo com o nível de disparo ligeiramente acima do mínimo e aumenta-se ligeiramente até um nível ligeiramente inferior ao máximo. Deve-se efetuar cerca de 100 registos, pois na análise dos dados os registos obtidos no qual têm ruído possam ser eliminados, de modo apresentar pelo menos 30 registos válidos.

#### 7.4. EXEMPLO TIPO DE UM RELATÓRIO

Os relatórios são efetuados após o término do ensaio, para situações em que o pedido é feito por um cliente externo. Quando o ensaio é programado pela LABELEC da E REDES, eles próprios procedem ao tratamento dos dados, e dão o parecer ao cliente. Caso tudo esteja em conformidade, o cliente tem permissão de colocar os cabos em serviço.

O exemplo apresentado será para os dois ensaios (medição da capacidade e tangente de delta e descargas parciais), por se tratar dos ensaios mais frequentes, sendo que numa primeira fase identifica-se os dados do cabo, em seguida os valores obtidos e a sua análise, e por fim as conclusões que se podem tirar. Posto isto, segue-se em seguida o conteúdo de um relatório efetuado. Na tabela 14 encontra-se os dados referentes ao cabo ensaiado.

**Tabela 14- Dados do cabo a ensaiar**

<b>Tipo de cabo</b>	LXHIOZ1 (cbe) 1x240 8.7/15 kV
<b>Secção (mm<sup>2</sup>)</b>	240
<b>Comprimento (m)</b>	305
<b>Tensão de serviço (kV)</b>	8.7/15
<b>Junções no cabo</b>	<b>Fase L1 – N/A</b>
	<b>Fase L2 – N/A</b>
	<b>Fase L3 – N/A</b>
<b>Velocidade de propagação (m/μs)</b>	80
<b>Terminações mais próximas</b>	<b>Fase L1 - Sem caixa executada</b>
	<b>Fase L2 - Sem caixa executada</b>
	<b>Fase L3 - Sem caixa executada</b>
<b>Terminações mais distantes</b>	<b>Fase L1 - Sem caixa executada</b>
	<b>Fase L2 - Sem caixa executada</b>
	<b>Fase L3 - Sem caixa executada</b>

Na tabela 15 e 16 encontra-se os valores referentes à capacidade do cabo para  $U_0$  e o resultado da tangente de delta, respetivamente.

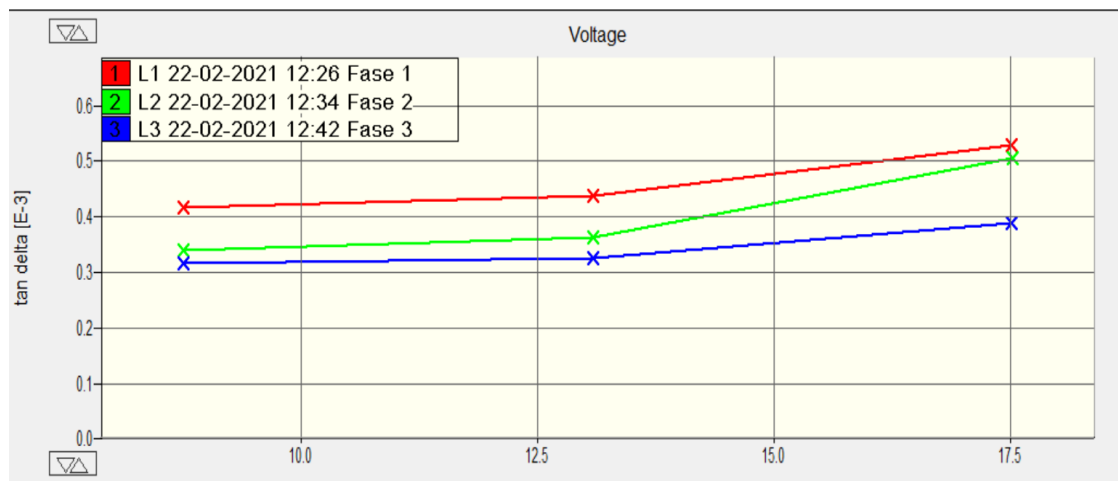
**Tabela 15- Capacidade do cabo**

Fase	Capacidade (nF)
<b>L1</b>	106.2
<b>L2</b>	105.8
<b>L3</b>	106.1

**Tabela 16- Resultados da tangente de delta**

Fase	Valor médio -Tg $\delta$ ( $\times 10^{-3}$ )		
	$U_0$	$1.5U_0$	$2U_0$
<b>L1</b>	0.416	0.439	0.528
<b>L2</b>	0.339	0.364	0.505
<b>L3</b>	0.315	0.326	0.390

De forma a visualizar e perceber mais facilmente os resultados obtidos, o software gera o gráfico da figura 36, no qual o eixo das ordenadas indica o valor da tangente e o eixo das abcissas os valores da tensão.



**Figura 36- Gráfico com o valor da tangente de delta**

Em seguida, a tabela 17 exhibe para cada uma das fases os critérios em análise, colocando também a informação sobre a verificação dos mesmos.

Tabela 17- Verificação dos critérios

	Critérios	Condições	Valores obtidos	Verificação
Fase 1	Critérios 1	$Tg \delta (2U_0) \leq 1.2 \times 10^{-3}$	$0.0005280 \leq 0.0012$	✓
		$Tg \delta (2U_0) - Tg \delta (U_0) \leq 0.6 \times 10^{-3}$	$0.0001120 \leq 0.0006$	✓
	Critério 2	$Tg \delta (U_0) \leq (3.5 + 1.6n) / C$	$0.0004160 \leq 0.032956685$	✓
Fase 2	Critérios 1	$Tg \delta (2U_0) \leq 1.2 \times 10^{-3}$	$0.0005050 \leq 0.0012$	✓
		$Tg \delta (2U_0) - Tg \delta (U_0) \leq 0.6 \times 10^{-3}$	$0.0001660 \leq 0.0006$	✓
	Critério 2	$Tg \delta (U_0) \leq (3.5 + 1.6n) \sqrt{C}$	$0.0003390 \leq 0.033081285$	✓
Fase 3	Critérios 1	$Tg \delta (2U_0) \leq 1.2 \times 10^{-3}$	$0.0003900 \leq 0.0012$	✓
		$Tg \delta (2U_0) - Tg \delta (U_0) \leq 0.6 \times 10^{-3}$	$0.0000750 \leq 0.0006$	✓
	Critério 2	$Tg \delta (U_0) \leq (3.5 + 1.6n) / C$	$0.0003150 \leq 0.032987747$	✓

Em relação ao ensaio das descargas parciais, analisa-se as descargas para cada uma das fases, tanto para a tensão simples como a tensão composta do cabo. As figuras 37, 38 e 39 mostram as descargas verificadas neste exemplo para a fase 1, 2 e 3, respectivamente.



Figura 37- Descargas parciais verificadas na fase 1

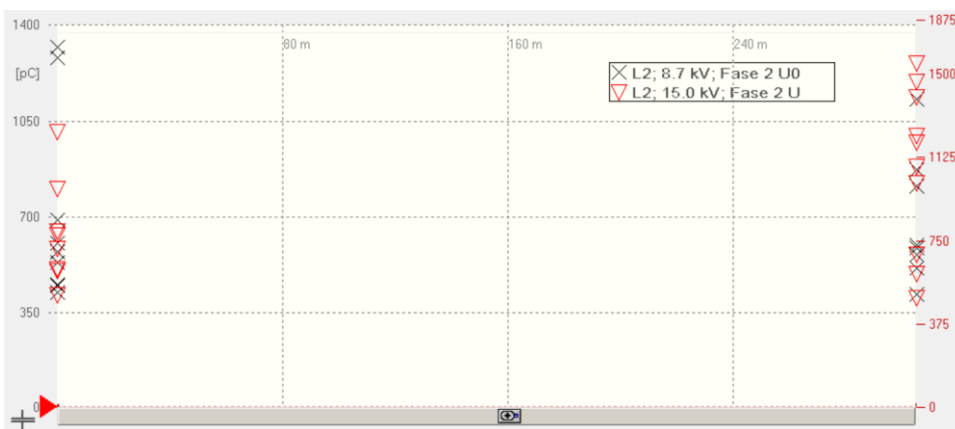


Figura 38- Descargas parciais verificadas na fase 2



**Figura 39- Descargas parciais verificadas na fase 3**

Nas observações foi dito que, em ambos os extremos do circuito, as caixas terminais não se encontravam executadas, e que os cabos encontravam-se com as extremidades descarnadas. Assim sendo, as descargas que no decorrer do ensaio foram detetadas nas extremidades do circuito, não foram tomadas em consideração, pois, estas têm como origem o efeito coroa nas terminações.

Por fim, nas conclusões é dito que, relativamente ao ensaio de medição da capacidade e tangente de delta, verificou-se que todas as fases (1, 2 e 3) cumprem com os critérios definidos pela EDP Distribuição. Já para as descargas parciais, não sendo tomadas em conta as que se registaram nos extremos do circuito, concluiu-se que não se detetaram descargas ao longo do circuito. Assim, tendo em consideração os resultados obtidos, considera-se que o terno em análise se encontra em condições de ser colocado em funcionamento.

## 7.5. COMPARAÇÃO DE DIFERENTES CASOS

Nesta secção apresentar-se-á os resultados obtidos de um conjunto de ensaios efetuados. Nestes ensaios espera-se fazer um estudo no qual envolva um cabo (LXHIOZ1 (cbe)) e, verificar diferentes situações, como alterações de comprimento, tensões e tipos de terminais existentes. Trata-se de um cabo com condutor multifilar de alumínio com isolamento a PEX, blindagem individual constituída por fios de cobre concêntricos, a bainha exterior de poliolefina com baixo teor de halogéneos e apresenta o condutor e blindagem estanque. Assim, é espectável a ausência de água no interior destes cabos. Espera-se verificar quais as condições que causam maiores interferências, ou seja, verificar as situações em que se verificou maior valor de descargas parciais e tangente de delta.

Serão apresentadas em seguida as tabelas síntese com informações acerca do cabo e de ambos os ensaios, de maneira a possibilitar retirar conclusões sobre cada ensaio. Relativamente ao valor da capacidade de cada fase este não será apresentado, pois os valores não diferem o suficiente para merecer uma análise.

A tabela 17 apresenta a caracterização dos cabos. A tabela 18 mostra os valores obtidos da medição da tangente de delta para  $U_0$ ,  $1.5 U_0$  e  $2 U_0$ , em cada uma das fases. E, por fim, a tabela 19 apresenta os valores relativos às descargas parciais.

**Tabela 17- Caracterização dos cabos**

Nº ensaio	Cabo LXHIOZ1 (cbe)		
	Secção (mm <sup>2</sup> )	Tensão $U_0/U$ (kV)	Comprimento (m)
<b>Ensaio 1</b>	120	8.7/15	162
<b>Ensaio 2</b>	240	8.7/15	317
<b>Ensaio 3</b>	240	8.7/15	240
<b>Ensaio 4</b>	240	6/10	194
<b>Ensaio 5</b>	240	18/30	195
<b>Ensaio 6</b>	120	18/30	475

**Tabela 18- Valores médios de tg  $\sigma$  para cada fase e diferentes níveis de tensão**

Nº ensaio	Tg $\sigma$ [ $\times 10^{-3}$ ]								
	U <sub>0</sub>			1.5 U <sub>0</sub>			2 U <sub>0</sub>		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
<b>Ensaio 1</b>	0.17	0.18	0.17	0.19	0.21	0.20	0.62	0.67	0.57
<b>Ensaio 2</b>	0.28	0.30	0.30	0.37	0.37	0.41	0.46	0.71	0.55
<b>Ensaio 3</b>	0.17	0.35	0.17	0.15	0.37	0.16	0.14	0.30	0.15
<b>Ensaio 4</b>	0.21	0.17	0.16	0.25	0.20	0.19	0.27	0.22	0.22
<b>Ensaio 5</b>	0.89	1.01	0.56	1.13	1.20	0.92	1.31	1.20	1.31
<b>Ensaio 6</b>	0.49	0.66	0.42	2.13	3.30	4.91	8.61	7.20	14.89

**Tabela 19- Valores máximos de descarga parcial verificados e sua localização**

Nº ensaio	Descarga (pC)						Localização
	U <sub>0</sub>			U			
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
<b>Ensaio 1</b>	1425	1180	1454	1634	1295	1593	Início e fim de cabo
<b>Ensaio 2</b>	252	518	458	261	534	463	Início e fim de cabo
<b>Ensaio 3</b>	79	43	131	80	52	141	Início e fim de cabo
<b>Ensaio 4</b>	269	164	138	295	288	291	Início e fim de cabo
<b>Ensaio 5</b>	644	1063	482	2150	2375	1217	Início e fim de cabo
<b>Ensaio 6</b>	2264	814	413	4872	2239	897	Início e fim de cabo

## **ENSAIO 1**

O cabo referente ao ensaio 1 possui uma secção de 120 mm<sup>2</sup>, com um comprimento de 162 m. A nível do ensaio da medição da tangente de delta, dado os baixos valores verificados, existe cumprimento de ambos os critérios definidos para este ensaio.

Na medição das descargas parciais, verificou-se que foram encontradas descargas apenas na origem e fim de circuito, no entanto, com valores bastante elevados, em algumas situações a excederem os 1500 pC. Isso deveu-se possivelmente ao facto de apenas estar executado uma caixa do tipo amovível de uma extremidade do cabo, estando a outra extremidade não executada, ou seja, com o cabo em pontas. Logo, de acordo com os resultados obtidos, o cabo pode ser colocado em funcionamento.

## **ENSAIO 2**

Neste ensaio, em relação ao cabo do ensaio 1, verifica-se uma maior secção de alumínio (240 mm<sup>2</sup>). O cabo sujeito a ensaio não tinha as pontas executadas e possuía 317 m de comprimento, considerando a velocidade de propagação de 80 µ/ms.

A nível do ensaio da medição da tangente de delta obteve-se valores baixo, mas ligeiramente superiores ao ensaio anterior, sendo que se cumpre ambos os critérios.

A nível do ensaio das descargas parciais, verificou-se que foram encontradas descargas apenas na origem e fim de circuito. Neste ensaio, o valor das descargas foi bastante inferior (cerca de 540 pC) comparativamente ao ensaio 1. De salientar que, as caixas terminais de ambas as extremidades não estavam executadas, sendo que os valores até foram bastante positivos dada a inexistência das mesmas. Posto isto, o cabo do ensaio 2 pode ser colocado em funcionamento.

## **ENSAIO 3**

As características dos cabos foram idênticas à utilizada no ensaio 2, exceto o comprimento que neste caso foi de 240 m. Para este ensaio o cabo encontrava-se com as caixas terminais de tecnologia a frio executadas de ambos os lados.

O ensaio da medição da tangente de delta cumpriu as duas condições estipuladas, e ainda se obteve valores de tangente de delta mais baixos para o cabo com uma tensão composta de serviço de 15 kV.

Relativamente às descargas parciais, apenas se verificou descargas no início e fim de cabo, e foi o ensaio na qual apresentou umas descargas mais reduzidas, sendo que apenas a fase 3 excedeu os 100 pC. Sendo assim, o cabo está em perfeitas condições de ser colocado em funcionamento.

#### **ENSAIO 4**

O cabo utilizado para este ensaio possui uma tensão composta de serviço de 10 kV, ou seja, o cabo com menor tensão dos apresentados, e com uma secção de alumínio de 240 mm<sup>2</sup>. Trata-se de um ensaio em que os cabos não tinham as pontas executadas.

O ensaio da medição da tangente de delta cumpriu as duas condições estipuladas, obtendo valores da tangente de delta muito semelhantes com o ensaio 3. Já as descargas parciais apenas se verificaram descargas no início e fim de cabo obtendo-se descargas inferiores a 300 pC. Sendo assim, o cabo pode ser colocado em funcionamento.

#### **ENSAIO 5**

O cabo relativo a este ensaio possui uma tensão de serviço de 30 kV, com uma secção de 240 mm<sup>2</sup> e um comprimento de 195 m, estando as caixas terminais amovíveis executadas em ambos os lados.

Os valores obtidos relativos à tangente de delta não cumprem a condição  $\text{tg } \delta (2 U_0) \leq 1.2 \times 10^{-3}$ , pois na fase 1 e 3 é superado esse valor. Além disso, também há incumprimento da condição  $\text{tg } \delta (2 U_0) - \text{tg } \delta (U_0) \leq 0.6 \times 10^{-3}$  para a fase 3, merecendo uma monitorização periódica a essas fases, para verificar se as características do cabo não pioram drasticamente.

Quanto às descargas parciais foi verificado a sua presença no início e fim de cabo, com valores muito superiores às apresentadas nos ensaios anteriores. Na fase 2 para a tensão U foi atingido uma descarga parcial de 2375 pC no início do cabo, no entanto, não foram tomadas em consideração por serem registadas nos extremos.

Apesar dos valores elevados obtidos, o terno referente ao ensaio 5 pode ser colocado em funcionamento, pois a medição da  $\text{tg } \delta$  é um método global, ou seja, vê a isolação como um todo, não permitindo, portanto, identificar ou quantificar a contribuição de cada um dos componentes do circuito para o valor global da  $\text{tg } \delta$ .

## **ENSAIO 6**

O cabo referente ao ensaio 6 possui uma tensão de serviço de 30 kV, com uma secção de 120 mm<sup>2</sup> e um comprimento de 475 m na qual as extremidades dos cabos não executadas.

Os valores obtidos da tangente de delta não cumprem as condições associadas ao critério 1 em todas as fases. Essas condições foram mencionadas no ensaio anterior, portanto, deve haver uma monitorização periódica a esse terno.

Quanto às descargas parciais foi verificado a sua presença no início e fim de cabo, com valores extremamente altos, chegando quase atingir os 5000 pC, sendo que não foram verificadas ao longo do circuito.

Posto isto, apesar dos ensaios mencionados este ser o que possui maiores valores da tangente de delta, o terno alusivo ao ensaio 6 pode ser colocado em funcionamento, pois a medição da  $\text{tg } \delta$  é um método global, ou seja, vê a isolação como um todo, cumprindo o segundo critério para todas as fases. Já as descargas parciais como elas não se verificaram ao longo do circuito, apenas nas extremidades, não foram consideradas.

## 7.6. CONCLUSÃO

Em relação à ferramenta interativa desenvolvida esta mostra-se ser bastante simples e prática, cumprindo, assim, as exigências necessárias no que toca aos procedimentos para localizar uma avaria e na relação aos ensaios a informação quanto à sua aceitação. Dito isto, a ferramenta mostrou ser útil nos trabalhos de campo permitindo aos operadores uma resposta mais eficaz.

No que toca à comparação de resultados, algumas ilações podem ser tiradas. Nos 3 primeiros ensaios os cabos apresentavam a mesma tensão (15 kV), sendo que desses o que mostrou melhores resultados foi o ensaio 3. Uma possível justificação para este facto foi a utilização de caixas terminais retráteis a frio, visto que estas caixas possuem excelentes propriedades elétricas, boa resistência e alta rigidez dielétrica.

O ensaio 4 foi realizado para um cabo com tensão de 10 kV sem caixas executadas nas extremidades, obtendo-se valores interessantes. Estes valores possivelmente conseguiam ser melhorado caso as caixas terminais tivessem executadas.

Os ensaios 5 e 6 foram testados cabos em cabos com tensão de 30 kV. Destes ensaios o que se obteve melhores resultados foi o ensaio 5, tratando-se do ensaio com as caixas terminais amovíveis executadas em ambos os terminais. Apesar disso, em ambos os ensaios não houve o cumprimento do critério 1 em todas as fases relativo à  $\text{tg } \sigma$ . Assim, apesar de ser seguro colocar os ternos em funcionamento, deve haver uma monitorização periódica apropriada.

De uma forma geral, foi perceptível que as realizações dos ensaios para cabos com maiores tensões de serviço produzem piores resultados. Além disso, para cabos de iguais níveis de tensão, o que possui maior secção tende a obter melhores resultados.



## 8. CONCLUSÕES

A realização deste trabalho permitiu retirar conclusões interessantes, acerca da realidade verificada em relação aos ensaios de cabos elétricos e de localização de avarias. Deu para perceber as vantagens intrínsecas aos cabos subterrâneos comparativamente aos aéreos, caso haja uma correta exploração da rede subterrânea. Essas vantagens foram suficientes para muitos países começarem a substituir os cabos aéreos, pois assim foi possível obter resultados benéficos na estética, na segurança e noutros fatores que impactam diretamente o quotidiano das pessoas. O facto de a dissertação ser desenvolvida em ambiente empresarial possibilitou uma melhor perceção do mundo real de trabalho, assim como para adquirir conhecimentos relevantes em temas que me possam ser úteis para o futuro profissional.

Relativamente à situação de Portugal, no que diz respeito à rede subterrânea devido ao seu crescimento nestes últimos anos, espera-se que haja uma continuação da evolução, visto que o seu preço tem descido. Além do mais, entre 2015 e 2019 verificou-se que em termos de crescimento percentual de MT e AT a rede subterrânea alcançou valores superiores face às linhas aéreas.

Os cálculos elétricos e mecânicos apresentados devem ser alvo de estudo aquando da instalação de cabos. Os cálculos elétricos dependem basicamente do tipo de cabo, da sua disposição e da resistência do condutor e nos cálculos mecânicos analisa-se principalmente os esforços aplicados. Além disso, apresentou-se os procedimentos para o dimensionamento de condutores e cabos elétricos, com a finalidade de chegar à melhor solução técnica-económica, em termos da secção do cabo.

Perante a instalação de novos cabos de MT e AT estes estão sujeitos a rigorosos ensaios de forma a garantir elevados padrões de qualidade aos consumidores, no qual devem obedecer aos critérios decretados pela EDP Distribuição, para que estes possam ser ligados à RESP. De uma forma geral pode-se dizer que quase a totalidade dos ensaios efetuadas foram cumpridas as condições estipuladas, isso é facilmente compreendido pelo facto de os cabos serem novos. Com base na análise de 6 situações distintas relativas à medição da capacidade e tangente de delta e das descargas parciais permitiu confirmar que a tecnologia empregue nas extremidades dos cabos, assim como o nível de tensão do cabo, secção e comprimento interferem diretamente com os resultados obtidos, sendo que a tecnologia a frio é a que produz melhores resultados. Os casos problemáticos foram, principalmente, devido à má passagem dos cabos e incorreta instalação dos acessórios.

Em relação às avarias foi apurado na prática que se trata de um assunto complexo, pelo facto de não existir um procedimento linear. No entanto, o programa produzido espera resolver a maioria das situações dando a informação dos métodos a utilizar, para cada circunstância. Para localizar a avaria de forma rápida e eficaz, o utilizador deve possuir o conhecimento de todos os métodos e, além disso, o funcionamento de cada aparelho, pois é necessário colocar faixas corretas nos equipamentos consoante as características do cabo. Perante uma avaria, a rápida resposta permite manter a fiabilidade elevada da rede subterrânea.

Refira-se, por fim, que o surgimento da tecnologia a frio, com custos relativamente moderados face à qualidade demonstrada, certamente virá a revolucionar o setor da instalação de cabos, pois não é necessário pessoal habilitado para a sua instalação e pode ser feito num curto intervalo de tempo, além disso em situações de presença de gases combustíveis como a tecnologia a quente torna-se perigosa, esta tecnologia veio fazer face a esse problema.

## **8.1. PERSPETIVAS PARA TRABALHOS FUTUROS**

De modo a complementar o estudo efetuado, recomenda-se para trabalhos futuros a comparação de equipamentos com a mesma funcionalidade no processo de deteção de avarias, com a finalidade de averiguar se algum deles produz melhores resultados, em termos de localização e exatidão. Esse estudo pode ser baseado nos equipamentos disponíveis da Megger e da Baur, por exemplo.

Dado que o tema da tese está intimamente relacionado com as redes subterrâneas aconselha-se o desenvolvimento de um modelo matemático no qual verificasse a viabilidade em termos económicos da projeção de redes subterrâneas ao invés de linhas aéreas.

Para isso seria necessário efetuar o levantamento de dados com informações relativas à implementação de ambas as tecnologias: como o preço de cabo e acessórios pretendidos na comparação das duas opções e os custos de manutenção associados. Esses custos dependem sobretudo da zona na qual está prevista a implementação, pois os indicadores de continuidade de serviço variam de local para local. Como resultado sugeria-se que o programa de cálculo determine o tempo de amortização do investimento, de forma a ter noção se era oportuno investir na implementação da rede subterrânea.



## Referências Bibliográficas

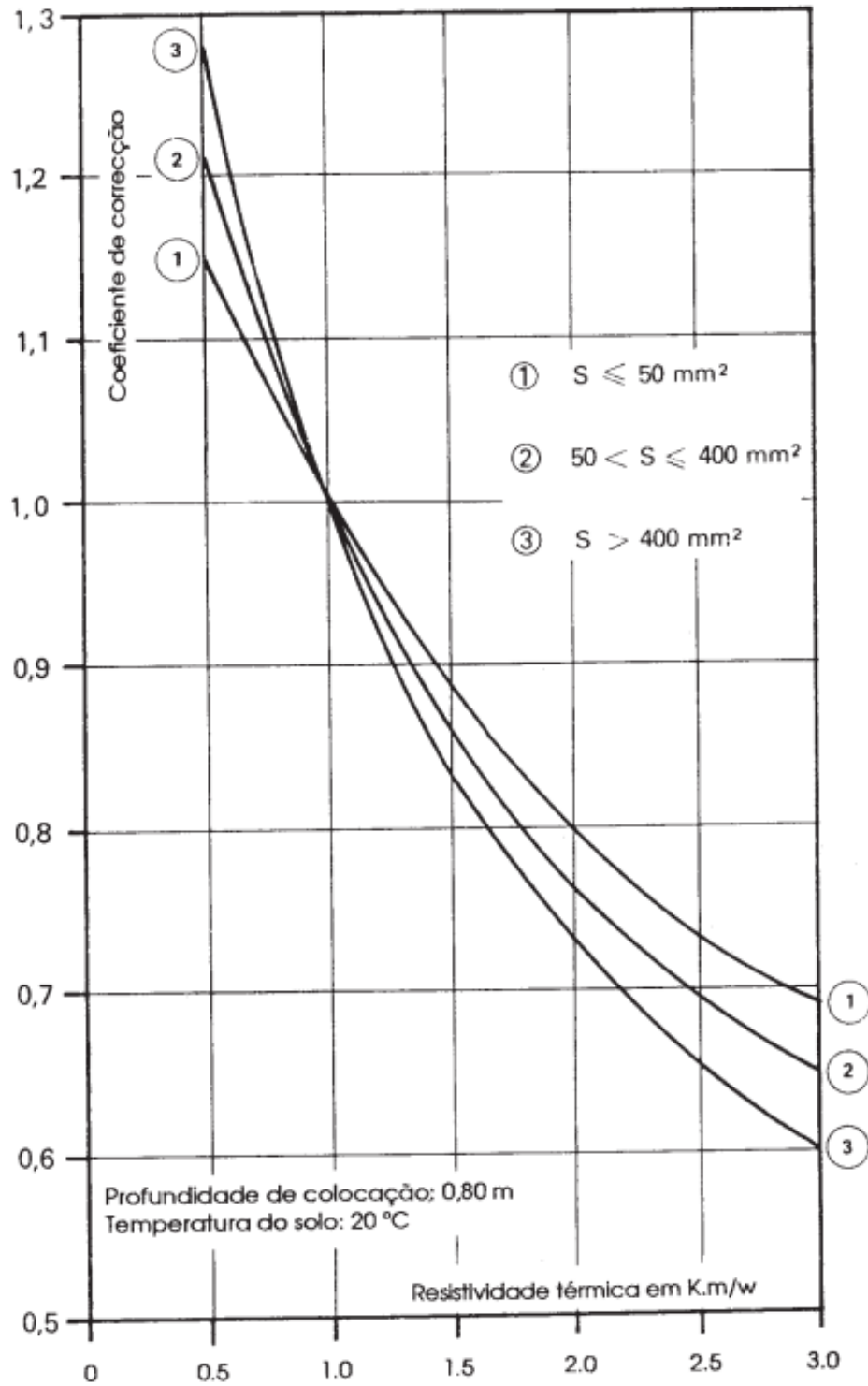
- [1] E- REDES. O caminho da energia até ao cliente. Obtido em 10 de novembro de 2020, de E- REDES: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/sobre-setor-energia>
- [2] Portugal Energia. Agentes. Obtido em 18 de novembro de 2020, de Portugal Energia: <https://www.portugalenergia.pt/agentes/>
- [3] Entidade Reguladora de Serviços Energéticos. Distribuição. Obtido em 2020 de novembro de 11, de ERSE: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/>
- [4] Reis, V. (2011). REDES AÉREAS X REDES SUBTERRÂNEAS (PARTE 1). Obtido em 25 de novembro de 2020, de volneireisprojetoseletricos: <https://www.volneireisprojetoseletricos.com/2011/08/redes-aereas-x-redes-subterraneas-parte.html>
- [5] P. Brunherotto & J.Oliveira “Redes subterrâneas no mundo – história e números”.
- [6] H. Orton, "History of underground power cables", em IEEE Electrical Insulation Magazine , vol. 29, nº 4, pp. 52-57, julho-agosto de 2013, doi: 10.1109 / MEI.2013.6545260.
- [7] M. T. Alves, “Cabos subterrâneos de média tensão de alta performance em ambientes com grande presença de água,” Brasil, pp. 1-4.
- [8] Santos, J. N. (2005). *Condutores e Cabos de Energia*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto – Portugal.
- [9] Lopes, P. A. (2018). *Arborescência Elétrica em Cabos Subterrâneos de Média Tensão*. Dissertação, Universidade Nova de Lisboa, Ciências e Tecnologia, Lisboa. Obtido em 2 de dezembro de 2020.
- [10] Cabelte. *Manual de Cabos Elétricos de Baixa Tensão*.

- [11] Sousa, A. J. (2008). *Caracterização, Detecção e Reparação de Avarias em Cabos Subterrâneos MT/BT*. Dissertação, FEUP, Porto. Obtido em 18 de Dezembro de 2020.
- [12] Pinto, C. (2014). *Caracterização de poli(cloreto de vinilo) de elevado peso molecular*. Dissertação, UA, Departamento de Química, Aveiro. Obtido em 02 de Março de 2021.
- [13] Solidal Condutores Elétricos S.A., *Guia Técnico*, 2007.
- [14] S. Nilsson, T. Hjertberg & A. Smedberg, “The effect of different type of crosslinks on electrical properties in crosslinked polyethylene,” *10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, Potsdam, 2010, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICSD.2010.5568237.
- [15] J. Parmar, *Cable construction & cable selection*, Electrical Notes & Articles, 2016.
- [16] Bolotinha, M. *Manual Distribuição de Energia Elétrica em Média e Baixa Tensão*. 1. Ed. Espanha: Publindustria. 2016.
- [17] Apontamentos Unidade Curricular de INELE.
- [18] Norma IEC-60287-1-1, *Electric cables - calculation of the current rating*, 2006.
- [19] EDP Distribuição, *Ensaios de comissionamento de circuitos MT/AT (DPE-C33-290)*.
- [20] *Manual de Operação - Sistema de teste e de diagnóstico PHG 70/80 TD PD*.
- [21] BAUR, *Manual de Utilização - Aparelho para teste de bainhas e localização de defeitos em cabos*.
- [22] E. INSTRUMENTS, *Manual de utilização - Miliohmímetro 380580*.
- [23] Branco, F. R. (2014). *Otimização de procedimentos para o ensaio de cabos isolados de AT e MT*. Dissertação, FEUP, Porto. Obtido em 5 de Janeiro de 2021.

- [24] H. Amorim, A. Tomaz, T. Baptista, R. Ferreira & P. César, “Experiência inédita envolvendo a medição de descargas parciais e tangente delta de 3 unidades geradoras pelas metodologias off-line e on-line,” *VII ENAM- Encontro Nacional de Máquinas Rotativas*, Rio de Janeiro, 2018, pp. 1-7.
- [25] D. W. Eaton, C. S. Schiro, T. W. Perilloux & C. Goodwin, "Advanced cable diagnostics - evaluation, selection, application and experience on medium voltage shielded power cables at a petrochemical facility," *Record of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC)*, Toronto, Canada, 2011, pp. 1-10, doi: 10.1109/PCICon.2011.6085900.
- [26] Valente, S. S. (2019). *Estudo das Técnicas de Detecção de Avarias em Equipamentos Elétricos por Recurso à Medição de Descargas Parciais*. Dissertação, FEUP, Porto. Obtido em 26 de Março de 2021.
- [27] Maldonado, M. C. (2016). *Avaliação do Estado de Cabos Subterrâneos*. Dissertação, Instituto Superior Técnico, Lisboa. Obtido em 28 de Janeiro de 2021.
- [28] E. Lemke, E. Gulski, W. Hauschild, R. Malewski, P. Mohaupt, M. Muhr, J. Rickmann, T. Strehl, & F. J. Wester, “Practical aspects of the detection and location of partial discharges in power cables,” Task Force D1.02.05, CIGRE Brochure 297, 2006, pp. 1–24.
- [29] BAUR, *Localização de defeito de cabo*.
- [30] BAUR, *Cable fault location in LV, MV and HV underground cable networks- Practical experience*.
- [31] Q. Chen, E. Makram & X. Xu, "A hybrid high frequency pulse and pattern recognition method for water tree detection in long distance underground cables," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286628.
- [32] Megger, *Equipos para ensayo, localización y diagnóstico de cables y averías*.

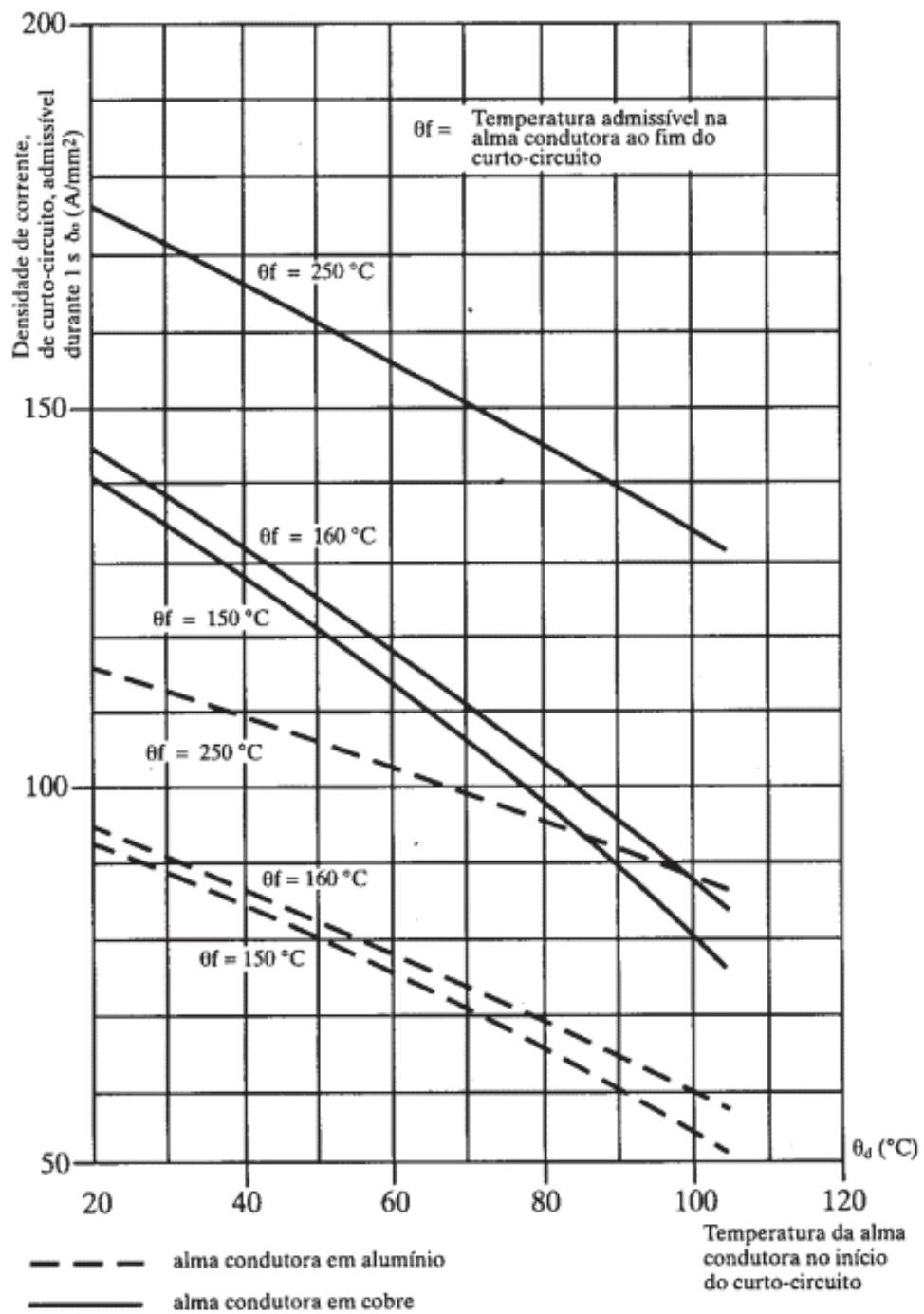
- [33] Documentos Fornecidos pela Megger.
- [34] EDP Distribuição, *Relatório da Qualidade de Serviço*.
- [35] ERSE, *Regulamento de Relações Comerciais*, 2020.
- [36] Cooperativa Eléctrica de Loureiro, “Interrupções do Fornecimento de Energia Eléctrica,” [Online]. Available: <https://celoureiro.com/newstext.php?id=309>.

## Anexo A - Determinação da secção através do coeficiente de correção e da resistividade térmica





## Anexo B – Temperatura na alma condutora durante curto-circuitos

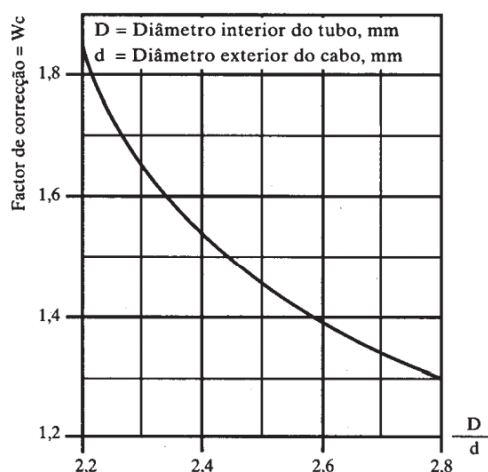




## Anexo C - Valor do coeficiente k aplicado aos esforços eletrodinâmicos

Natureza da canalização	Tipo de curto-circuito	Contínuo ou monofásico ou entre duas fases de um sistema trifásico	Trifásico cabos em esteira		
			Fase central	Fase extrema	
<b>Canalização MT alimentada:</b>					
- por um transformador de potência elevada .....		13	11,5	11,5	10,5
- por um transformador de potência média ou baixa .....		8	7	7	6,5
<b>Canalização BT</b>					
		10	9	9	8,5

## Anexo D - Fator de correção $W_c$



## Anexo E - Valor coeficiente de atrito aplicado aos esforços eletrodinâmicos

Natureza da bainha exterior	Natureza do tubo	Coeficiente de atrito	
		Estático	Dinâmico
PVC	PVC	0,5	0,3
	Polietileno	0,3	0,2
Polietileno	PVC	0,3	0,2
	Polietileno	0,3	0,2



## Anexo F - Código Visual Basic: Localização de Avarias e Traçados em Cabos Subterrâneos

```
'Verificar se o traçado é conhecido
Private Sub ComboBox3_Change()
If ComboBox3 = "Não" Then
    MsgBox "Utilizar o traçador para identificar o percurso"
End If
End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()
'Declarando variáveis
Dim R_Isolamento As String
Dim T_Revestimento As Variant
Dim Tensao As Variant
Dim Val_Comprimento As Variant
Dim Teste_Tensao As String
Dim Percurso As String

'Indicação das variáveis
T_Revestimento = Me.TextBox1.Text
Tensao = Me.TextBox2.Text
Val_Comprimento = Me.TextBox3.Text
R_Isolamento = ComboBox4.Text
Percurso = ComboBox3.Text
Teste_Tensao = ComboBox1.Text

If Me.TextBox1.Text = "" Or Me.TextBox2.Text = "" Or Me.TextBox3.Text = "" Or
ComboBox4.Text = "" Or ComboBox1.Text = "" Or ComboBox3.Text = "" Then
    MsgBox "Preencha todos os campos", vbInformation, "Erro"
Exit Sub

Else
If Tensao <= 1 And T_Revestimento <> 0 Then
    MsgBox "Efetuar medição através do método da ponte para verificar a distância do defeito."
End If

If Tensao <= 1 And (R_Isolamento = "Menor que 1 GigaOhm" Or R_Isolamento = "Valor
instável") Then
    MsgBox "Utilizar o método SIM/MIM."
End If

If Tensao <= 1 And R_Isolamento = "Maior ou igual a 1 GigaOhm" Then
    MsgBox "Utilizar o método TDR."
End If

If Tensao > 1 And R_Isolamento = "Menor que 1 GigaOhm" Then
    MsgBox "Utilizar o método SIM/MIM."
```

```

End If

If Tensao > 1 And R_Isolamento = "Maior ou igual a 1 GigaOhm" Then
    MsgBox "Utilizar o método TDR"
End If

If Tensao > 1 And T_Revestimento <> 0 Then
    MsgBox "Efetuar medição através do método da ponte para verificar a distância ao defeito"
End If

If Tensao > 1 And Tensao < 45 And R_Isolamento = "Valor instável" Then
    MsgBox " Utilizar o método DC-SIM/MIM"
End If

If Tensao > 45 And R_Isolamento = "Valor instável" Then
    MsgBox "Utilizar o método DC-ICM"
End If

If Tensao > 1 And Tensao <= 45 And Teste_Tensao = "O não cabo suporta a injeção até à tensão nominal" Then
    MsgBox "Utilizar o método de decaimento"
End If

If Tensao > 1 And Tensao <= 45 And val(TextBox3) > 5000 Then
    MsgBox "Efetuar o método de impulso de corrente (ICM) e ou método de corrente diferencial (DICM)"
End If
End If
End Sub

Private Sub CommandButton1_Click()
    Declarando variáveis
    Dim R_Isolamento As String
    Dim Tensao As Variant
    Dim Val_Comprimento As Variant
    Dim Teste_Tensao As String
    Dim T_Revestimento As Variant

    T_Revestimento = Me.TextBox1.Text
    Tensao = Me.TextBox2.Text
    Val_Comprimento = Me.TextBox3.Text
    R_Isolamento = ComboBox4.Text
    Teste_Tensao = ComboBox1.Text

    If Me.TextBox2.Text = "" Or Me.TextBox3.Text = "" Or ComboBox4.Text = "" Or
    ComboBox1.Text = "" Then
        MsgBox "Preencha todos os campos", vbInformation, "Erro"
    End If
End Sub

```

```

Else
If T_Revestimento <> 0 Then
    Me.Label4 = "Proceder para o método de tensão passo."

Else
Me.Label4 = "Proceder para a pós-localização acústica para detecção do defeito."
End If
End If
End Sub

"Mostra o UserForm onde se regista as avarias
Private Sub CommandButton3_Click()
UserForm4.Show
End Sub

Private Sub CommandButton4_Click()
Me.TextBox1.Text = Empty
Me.TextBox2.Text = Empty
Me.TextBox3.Text = Empty
Me.ComboBox1.Text = Empty
Me.ComboBox3.Text = Empty
Me.ComboBox4.Text = Empty
OptionButton1 = Empty
OptionButton2 = Empty
Me.Label4 = "Procedimentos na localização exata"
Me.ComboBox4.SetFocus
End Sub

"Mostra o UserForm dos equipamentos e métodos
Private Sub CommandButton5_Click()
UserForm5.Show
End Sub

Private Sub OptionButton2_Click()
MsgBox "Após a localização do defeito utilizar o identificador de cabos para determinar o cabo com defeito"
End Sub

Private Sub OptionButton3_Click()
MsgBox "Utilizar o traçador para identificar o percurso do cabo"
End Sub

```

```

Private Sub UserForm_Initialize()
    ComboBox1.AddItem ("O cabo suporta a injeção até à tensão nominal")
    ComboBox1.AddItem ("O cabo não suporta a injeção até à tensão nominal")
    ComboBox3.AddItem ("Sim")
    ComboBox3.AddItem ("Não")
    ComboBox4.AddItem ("Menor que 1 GigaOhm")
    ComboBox4.AddItem ("Maior ou igual a 1 GigaOhm")
    ComboBox4.AddItem ("Valor instável")
End Sub

"Código referente ao introduzir uma nova avaria
Private Sub CommandButton1_Click()
    Escolher a folha correta
    Sheets("Avarias").Activate

    Local para armazenar o local da avaria
    Range("a10000").Select
    Selection.End(xlUp).Select
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select

    Verificar o preenchimento de todas as células
    If TextBox1 = "" Or TextBox2 = "" Or TextBox3 = "" Or TextBox4 = "" Or TextBox5 = "" Or
    ComboBox1 = "" Or ComboBox2 = "" Then
        MsgBox "Preencha todas as células", vbInformation, "Erro"
    Exit Sub
    Else
        Colocar o local na lista de avarias
        ActiveCell.Value = TextBox1.Text

        Deslocar para a célula ao lado a data
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = TextBox2.Text

        Deslocar para a célula ao lado o tipo de cabo
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = TextBox3.Text

        Deslocar para a célula ao lado a secção do cabo
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = TextBox4.Text

        Deslocar para a célula a causa da falha
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = ComboBox1.Text

```

Deslocar para a célula ao lado o tipo de falha

```
ActiveCell.Offset(0, 1).Select  
ActiveCell.Value = ComboBox2.Text
```

Deslocar para a célula ao lado a(s) fase(s) com defeito

```
ActiveCell.Offset(0, 1).Select  
ActiveCell.Value = TextBox5.Text
```

Formatar a tabela com dados

```
Range("A7:G7").Select  
Selection.Copy  
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select  
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteFormats, Operation:=xlNone, _  
SkipBlanks:=False, Transpose:=False  
Application.CutCopyMode = False
```

Mensagem de confirmação do registo

```
MsgBox "REGISTO EFETUADO COM SUCESSO."
```

Fechar o formulário

```
Unload Me  
End If  
End Sub
```

Private Sub UserForm\_Initialize()

Inserir a data atual automaticamente

```
TextBox2 = Format(Date, "dd/mm/yyyy")
```

Inserir as opções combobox das causas possíveis

```
ComboBox1.AddItem ("Envelhecimento")  
ComboBox1.AddItem ("Danos mecânicos")  
ComboBox1.AddItem ("Sobretensões")  
ComboBox1.AddItem ("Sobrecargas")  
ComboBox1.AddItem ("Má instalação")  
ComboBox1.AddItem ("Danos transporte")  
ComboBox1.AddItem ("Danos de fabrico")  
ComboBox1.AddItem ("Outras")
```

Inserir as opções combobox dos tipos de falhas

```
ComboBox2.AddItem ("Curto-circuitos")  
ComboBox2.AddItem ("Interrupções de cabo")  
ComboBox2.AddItem ("Defeitos intermitentes")  
ComboBox2.AddItem ("Sobrecargas")  
ComboBox2.AddItem ("Defeitos de revestimento")  
ComboBox2.AddItem ("Outras")  
End Sub
```



## Anexo G - Código Visual Basic: Ensaio Medição da Tangente de Delta

```
Private Sub CheckBox1_Click()
If Me.CheckBox1 = True Then
Me.TextBox1.Text = "0"
Else
Me.TextBox1.Text = ""
End If
End Sub

Private Sub CommandButton1_Click()
'Declarando variáveis

Dim capac1, capac2, capac3, tg1_1, tg1_2, th1_3, tg2_1, tg2_2, tg2_3, tg3_1, tg3_2, tg3_3, cond1_1,
cond1_2, cond1_3, cond2_1, cond2_2, cond2_3, cond3_1, cond3_2, cond3_3 As Double
Dim junc As Integer

'Indicação das variáveis correspondentes à caixa de texto
capac1 = Me.TextBox1.Text
capac2 = Me.TextBox2.Text
capac3 = Me.TextBox3.Text
tg1_1 = Me.TextBox4.Text
tg1_2 = Me.TextBox5.Text
tg1_3 = Me.TextBox6.Text
tg2_1 = Me.TextBox7.Text
tg2_2 = Me.TextBox8.Text
tg2_3 = Me.TextBox9.Text
tg3_1 = Me.TextBox10.Text
tg3_2 = Me.TextBox11.Text
tg3_3 = Me.TextBox12.Text
junc = Me.TextBox13.Text

'Preenchimento obrigatório de todas as células
If Me.TextBox1.Text = "" Or Me.TextBox2.Text = "" Or Me.TextBox3.Text = "" Or
Me.TextBox4.Text = "" Or Me.TextBox5.Text = "" Or Me.TextBox6.Text = "" Or
Me.TextBox7.Text = "" Or Me.TextBox8.Text = "" Or Me.TextBox9.Text = "" Or
Me.TextBox10.Text = "" Or Me.TextBox11.Text = "" Or Me.TextBox12.Text = "" Or
Me.TextBox13.Text = "" Then
MsgBox "Preencha todas as caixas", vbInformation, "Erro"
Exit Sub
Else

cond1_1 = val(tg1_3)
Me.Label20 = "O valor da condição 1 da fase 1 é: " & cond1_1

If cond1_1 > 1.2 Then
Me.Label20.ForeColor = &HFF&
```

```

Else
    Me.Label20.ForeColor = &HFF0000
End If
cond1_2 = val(tg2_3)
    Me.Label21 = "O valor da condição 1 da fase 2 é: " & cond1_2

If cond1_2 > 1.2 Then
    Me.Label21.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label21.ForeColor = &HFF0000
End If

cond1_3 = val(tg3_3)
    Me.Label22 = "O valor da condição 1 da fase 3 é: " & cond1_3
If cond1_3 > 1.2 Then
    Me.Label22.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label22.ForeColor = &HFF0000
End If

cond2_1 = Abs(Format((val(tg1_3) - val(tg1_1)), "0.00"))
    Me.Label23 = "O valor da condição 2 da fase 1 é: " & cond2_1
If cond2_1 > 0.6 Then
    Me.Label23.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label23.ForeColor = &HFF0000
End If

cond2_2 = Abs(Format((val(tg2_3) - val(tg2_1)), "0.00"))
    Me.Label24 = "O valor da condição 2 da fase 2 é: " & cond2_2
If cond2_2 > 0.6 Then
    Me.Label24.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label24.ForeColor = &HFF0000
End If

cond2_3 = Abs(Format((val(tg3_3) - val(tg3_1)), "0.00"))
    Me.Label25 = "O valor da condição 2 da fase 3 é: " & cond2_3
If cond2_3 > 0.6 Then
    Me.Label25.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label25.ForeColor = &HFF0000
End If

cond3_1 = Format((3.5 + 1.6 * val(junc)) / val(capac1), "0.0000")
    Me.Label26 = "O valor da condição 3 da fase 1 é: " & cond3_1

```

```

If cond3_1 < val(tg1_1) * 0.001 Then
    Me.Label26.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label26.ForeColor = &HFF0000
End If
cond3_2 = Format((3.5 + 1.6 * val(junc)) / val(capac2), "0.0000")
    Me.Label27 = "O valor da condição 3 da fase 2 é: " & cond3_2
If cond3_1 < val(tg2_1) * 0.001 Then
    Me.Label27.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label27.ForeColor = &HFF0000
End If

cond3_3 = Format((3.5 + 1.6 * val(junc)) / val(capac3), "0.0000")
    Me.Label28 = "O valor da condição 3 da fase 3 é: " & cond3_3
If cond3_1 < val(tg3_1) * 0.001 Then
    Me.Label28.ForeColor = &HFF&
Else
    Me.Label28.ForeColor = &HFF0000
End If
End If

If cond1_1 <= 1.2 And cond1_2 <= 1.2 And cond1_3 <= 1.2 And cond2_1 <= 0.6 And cond2_2 <=
0.6 And cond2_3 <= 0.6 And val(tg1_1) * 0.001 <= cond3_1 And val(tg2_1) * 0.001 <= cond3_2
And val(tg3_1) * 0.001 <= cond3_3 Then

    Me.Label19 = "O terno pode ser colocado em funcionamento, pois cumpre todos os requisitos
impostos para todas as fases."
    Me.Label19.ForeColor = &HFF0000

Else
    If (cond1_1 > 1.2 And cond2_1 > 0.6 And val(tg1_1) * 0.001 > cond3_1) Or (cond1_2 > 1.2 And
cond2_2 > 0.6 And val(tg2_1) * 0.001 > cond3_2) Or (cond1_3 > 1.2 And cond2_3 > 0.6 And
val(tg3_1) * 0.001 > cond3_3) Then

        Me.Label19 = "Os cabos não cumprem nenhum dos critérios estipulados, sendo assim, não estão
aptos para entrar em funcionamento. Sugere-se a reparação dos mesmos."
        Me.Label19.ForeColor = &HFF&

    Else
        Me.Label19 = "O terno em questão pode ser colocado em funcionamento, no entanto, deve haver
uma monitorização periódica."
        Me.Label19.ForeColor = &H80FF&

    End If
End If

```

End Sub

Private Sub CommandButton2\_Click()

```
Me.TextBox1.Text = Empty  
Me.TextBox2.Text = Empty  
Me.TextBox3.Text = Empty  
Me.TextBox4.Text = Empty  
Me.TextBox5.Text = Empty  
Me.TextBox6.Text = Empty  
Me.TextBox7.Text = Empty  
Me.TextBox8.Text = Empty  
Me.TextBox9.Text = Empty  
Me.TextBox10.Text = Empty  
Me.TextBox11.Text = Empty  
Me.TextBox12.Text = Empty  
Me.TextBox13.Text = Empty
```

```
Me.Label19 = "Observações"  
Me.Label19.ForeColor = &H0&  
Me.Label20 = "Condição 1- Fase 1"  
Me.Label20.ForeColor = &H0&  
Me.Label21 = "Condição 1- Fase 2"  
Me.Label21.ForeColor = &H0&  
Me.Label22 = "Condição 1- Fase 3"  
Me.Label22.ForeColor = &H0&  
Me.Label23 = "Condição 2- Fase 1"  
Me.Label23.ForeColor = &H0&  
Me.Label24 = "Condição 2- Fase 2"  
Me.Label24.ForeColor = &H0&  
Me.Label25 = "Condição 2- Fase 3"  
Me.Label25.ForeColor = &H0&  
Me.Label26 = "Condição 3- Fase 1"  
Me.Label26.ForeColor = &H0&  
Me.Label27 = "Condição 3- Fase 2"  
Me.Label27.ForeColor = &H0&  
Me.Label28 = "Condição 3- Fase 3"  
Me.Label28.ForeColor = &H0&  
Me.TextBox1.SetFocus
```

End Sub

Private Sub TextBox13\_Change ()

```
If Val (TextBox13) > 6 Then  
MsgBox "Retificar valor do número de junções introduzido", vbInformation, "Erro"  
End If
```

End Sub

## Anexo H - Código Visual Basic: Ensaio Medição das Descargas Parciais

```
Private Sub CheckBox1_Click()  
If Me.CheckBox1 = True Then  
    Me.TextBox1.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox1.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox10_Click()  
If Me.CheckBox10 = True Then  
    Me.TextBox10.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox10.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox2_Click()  
If Me.CheckBox2 = True Then  
    Me.TextBox2.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox2.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox3_Click()  
If Me.CheckBox3 = True Then  
    Me.TextBox3.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox3.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox4_Click()  
If Me.CheckBox4 = True Then  
    Me.TextBox4.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox4.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox5_Click()  
If Me.CheckBox5 = True Then  
    Me.TextBox5.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox5.Text = ""
```

```
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox6_Click()  
If Me.CheckBox6 = True Then  
    Me.TextBox6.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox6.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox7_Click()  
If Me.CheckBox7 = True Then  
    Me.TextBox7.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox7.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox8_Click()  
If Me.CheckBox8 = True Then  
    Me.TextBox8.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox8.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CheckBox9_Click()  
If Me.CheckBox9 = True Then  
    Me.TextBox9.Text = "0"  
Else  
    Me.TextBox9.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
Dim valor1, valor2, valor3, valor4, valor5, valor6, valor7, valor8, valor9, valor10, media1, media2  
As Double
```

```
valor1 = Me.TextBox1.Text  
valor2 = Me.TextBox2.Text  
valor3 = Me.TextBox3.Text  
valor4 = Me.TextBox4.Text  
valor5 = Me.TextBox5.Text  
valor6 = Me.TextBox6.Text  
valor7 = Me.TextBox7.Text
```

```

valor8 = Me.TextBox8.Text
valor9 = Me.TextBox9.Text
valor10 = Me.TextBox10.Text

If Me.TextBox1.Text = "" Or Me.TextBox2.Text = "" Or Me.TextBox3.Text = "" Or
Me.TextBox4.Text = "" Or Me.TextBox5.Text = "" Or Me.TextBox6.Text = "" Or
Me.TextBox7.Text = "" Or Me.TextBox8.Text = "" Or Me.TextBox9 = "" Or Me.TextBox10 = ""
Then
    MsgBox "Preencha todas as caixas", vbInformation, "Erro!"
Exit Sub

Else
    media1 = (val(valor1) + val(valor2) + val(valor3) + val(valor4) + val(valor5)) / 5
    Me.Label12 = "A média das descargas parciais para a tensão U0 é " & media1

    media2 = (val(valor6) + val(valor7) + val(valor8) + val(valor9) + val(valor10)) / 5
    Me.Label15 = "A média das descargas parciais para a tensão U é " & media2

End If

If media1 < 10 And media2 < 100 Then
    Me.Label13 = "Cumpre as condições"
    Me.Label13.ForeColor = &HC00000
Else
    Me.Label13 = "Não cumpre as condições"
    Me.Label13.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()
Me.TextBox1.Text = Empty
Me.TextBox2.Text = Empty
Me.TextBox3.Text = Empty
Me.TextBox4.Text = Empty
Me.TextBox5.Text = Empty
Me.TextBox6.Text = Empty
Me.TextBox7.Text = Empty
Me.TextBox8.Text = Empty
Me.TextBox9.Text = Empty
Me.TextBox10.Text = Empty

Me.CheckBox1 = False
Me.CheckBox2 = False
Me.CheckBox3 = False
Me.CheckBox4 = False
Me.CheckBox5 = False

```

```
Me.CheckBox6 = False
Me.CheckBox7 = False
Me.CheckBox8 = False
Me.CheckBox9 = False
Me.CheckBox10 = False
```

```
Me.Label12 = "Média para a tensão U0"
Me.Label15 = "Média para a tensão U"
Me.Label13 = "Situação"
Me.Label13.ForeColor = &H0&
Me.TextBox1.SetFocus
End Sub
```

```
Private Sub TextBox1_Change()
If Me.TextBox1 < 10 Then
Me.TextBox1.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox1.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox10_Change()
If Me.TextBox10 < 100 Then
Me.TextBox10.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox10.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox2_Change()
If Me.TextBox2 < 10 Then
Me.TextBox2.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox2.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox3_Change()
If Me.TextBox3 < 10 Then
Me.TextBox3.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox3.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox4_Change()
```

```
If Me.TextBox4 < 10 Then
Me.TextBox4.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox4.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox5_Change()
If Me.TextBox5 < 10 Then
Me.TextBox5.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox5.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox6_Change()
If Me.TextBox6 < 100 Then
Me.TextBox6.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox6.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox7_Change()
If Me.TextBox7 < 100 Then
Me.TextBox7.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox7.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox8_Change()
If Me.TextBox8 < 100 Then
Me.TextBox8.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox8.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```

```
Private Sub TextBox9_Change()
If Me.TextBox9 < 100 Then
Me.TextBox9.ForeColor = &HC00000
Else
Me.TextBox9.ForeColor = &HFF&
End If
End Sub
```



## Anexo I - Código Visual Basic: Ensaio Medição Resistência Elétrica da Blindagem

```
Private Sub CommandButton1_Click()

    'Indicação das variáveis
    Dim comp, RA, RB, RC, RL1, RL2, RL3, RL1_km, RL2_km, RL3_km, cond1, cond2, cond3,
    cond4, cond5, cond6, Tensao As Variant

    'Indicação das variáveis correspondentes à caixa de texto
    comp = Me.TextBox1.Text
    RA = Me.TextBox2.Text
    RB = Me.TextBox3.Text
    RC = Me.TextBox4.Text
    RL1 = Me.TextBox5.Text
    RL2 = Me.TextBox6.Text
    RL3 = Me.TextBox7.Text
    RL1_km = Me.TextBox8.Text
    RL2_km = Me.TextBox9.Text
    RL3_km = Me.TextBox10.Text
    Tensao = Me.TextBox11.Text

    If Me.TextBox1.Text = "" Or Me.TextBox2.Text = "" Or Me.TextBox3.Text = "" Or
    Me.TextBox4.Text = "" Or Me.TextBox11.Text = "" Then
        MsgBox "Preencha todos os campos!", vbInformation, "Erro"
    Exit Sub
    Else

        RL1 = Abs((val(RA) + val(RC) - val(RB)) / 2)
        Me.TextBox5 = RL1
        RL2 = Abs((val(RB) + val(RA) - val(RC)) / 2)
        Me.TextBox6 = RL2
        RL3 = Abs((val(RB) + val(RC) - val(RA)) / 2)
        Me.TextBox7 = RL3

        RL1_km = Format(Me.TextBox5 / (val(comp) / 1000), "0.000")
        Me.TextBox8 = RL1_km
        RL2_km = Format(Me.TextBox6 / (val(comp) / 1000), "0.000")
        Me.TextBox9 = RL2_km
        RL3_km = Format(Me.TextBox7 / (val(comp) / 1000), "0.000")
        Me.TextBox10 = RL3_km

        cond4 = Format(0.85 * ((RL1 + RL2 + RL3) / 3) / (val(comp) / 1000), "0.000")
        If cond4 <= RL1_km Then
            Me.Label25 = "Cumpre-se a condição pois RL1 >= " & cond4
            Me.Label25.ForeColor = &HFF0000
        Else
            Me.Label25 = "Não se cumpre a condição pois RL1 < " & cond4
            Me.Label25.ForeColor = &HFF&
```

```

End If

cond5 = Format(1.15 * ((RL1 + RL2 + RL3) / 3) / (val(comp) / 1000), "0.000")
If cond5 >= RL2_km Then
Me.Label26 = "Cumpre-se a condição pois RL2 <= " & cond5
Me.Label26.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label26 = "Não se cumpre a condição pois RL2 > " & cond5
Me.Label26.ForeColor = &HFF&
End If

cond6 = Format(1.15 * ((RL1 + RL2 + RL3) / 3) / (val(comp) / 1000), "0.000")
If cond6 >= RL3_km Then
Me.Label27 = "Cumpre-se a condição pois RL3 <= " & cond6
Me.Label27.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label27 = "Não se cumpre a condição pois RL3 > " & cond6
Me.Label27.ForeColor = &HFF&
End If

End If

If Tensao > 45 Then

cond1 = RL1_km
If RL1_km <= 0.16 Then
Me.Label22 = "Cumpre-se a condição pois 0.16 > " & cond1
Me.Label22.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label22 = "Não se cumpre a condição pois 0.16 <= " & cond1
Me.Label22.ForeColor = &HFF&
End If

cond2 = RL2_km
If RL2_km <= 0.16 Then
Me.Label23 = "Cumpre-se a condição pois 0.16 > " & cond2
Me.Label23.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label23 = "Não se cumpre a condição pois 0.16 <= " & cond2
Me.Label23.ForeColor = &HFF&
End If

cond3 = RL3_km
If RL3_km <= 0.16 Then
Me.Label24 = "Cumpre-se a condição pois 0.16 > " & cond3
Me.Label24.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label24 = "Não se cumpre a condição pois 0.16 <= " & cond3
Me.Label24.ForeColor = &HFF&
End If

Else

```

```

cond1 = RL1_km
If RL1_km <= 1.19 Then
Me.Label22 = "Cumpre-se a condição pois 1.19 > " & cond1
Me.Label22.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label22 = "Não se cumpre a condição pois 1.19 <= " & cond1
Me.Label22.ForeColor = &HFF&
End If

cond2 = RL2_km
If RL2_km <= 1.19 Then
Me.Label23 = "Cumpre-se a condição pois 1.19 > " & cond2
Me.Label23.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label23 = "Não se cumpre a condição pois 1.19 <= " & cond2
Me.Label23.ForeColor = &HFF&
End If

cond3 = RL3_km
If RL3_km <= 1.19 Then
Me.Label24 = "Cumpre-se a condição pois 1.19 > " & cond3
Me.Label24.ForeColor = &HFF0000
Else
Me.Label24 = "Não se cumpre a condição pois 1.19 <= " & cond3
Me.Label24.ForeColor = &HFF&
End If

If Tensao <= 45 And cond1 <= 1.19 And cond2 <= 1.19 And cond3 <= 1.19 And cond4 <=
RL1_km And cond5 >= RL2_km And cond6 >= RL3_km Or (Tensao > 45 And cond1 <= 0.16
And cond2 <= 0.16 And cond3 <= 0.16 And cond4 <= RL1_km And cond5 >= RL2_km And
cond6 >= RL3_km) Then

    Me.Label41 = "O terno pode ser colocado em funcionamento, pois cumpre todos os
requisitos."
    Me.Label41.ForeColor = &HFF0000

Else

    Me.Label41 = "O terno não pode ser colocado em funcionamento pois não cumpre todos os
requisitos."
    Me.Label41.ForeColor = &HFF&

End If
End If
End Sub

```

```

Private Sub CommandButton2_Click()
Me.TextBox1.Text = Empty
Me.TextBox2.Text = Empty
Me.TextBox3.Text = Empty
Me.TextBox4.Text = Empty
Me.TextBox5.Text = Empty
Me.TextBox6.Text = Empty
Me.TextBox7.Text = Empty
Me.TextBox8.Text = Empty
Me.TextBox9.Text = Empty
Me.TextBox10.Text = Empty
Me.TextBox11.Text = Empty
Me.Label21 = "Condições e Verificação dos critérios"
Me.Label21.ForeColor = &H0&

Me.Label22 = "Condição 1"
Me.Label22.ForeColor = &H0&
Me.Label23 = "Condição 2"
Me.Label23.ForeColor = &H0&
Me.Label24 = "Condição 3"
Me.Label24.ForeColor = &H0&
Me.Label25 = "Condição 4"
Me.Label25.ForeColor = &H0&
Me.Label26 = "Condição 5"
Me.Label26.ForeColor = &H0&
Me.Label27 = "Condição 6"
Me.Label27.ForeColor = &H0&
Me.Label41 = "Observação geral"
Me.Label41.ForeColor = &H0&

Me.TextBox2.SetFocus

End Sub

```