

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Classificação de Tipologia de rede da EDP  
Distribuição**

Bruno Miguel Moreira Coelho

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Rui Ferreira  
Coorientador: Engenheiro Pedro Terras Marques

Julho 2012

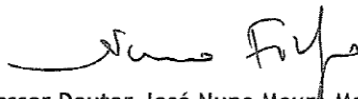
© Bruno Coelho, 201

A Dissertação intitulada


**“Classificação de Tipologia de Rede da EDP Distribuição”**

foi aprovada em provas realizadas em 18-07-2012

o júri



Presidente **Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo**  
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

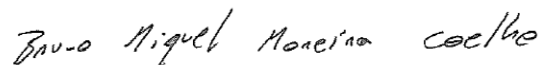


**Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende**  
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona



**Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - Bruno Miguel Moreira Coelho**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

O Sistema Elétrico de Energia é constantemente alvo de incidentes, pelo que terá de ser capaz de detetar, localizar e eliminar o defeito no menor intervalo de tempo possível de modo a assegurar a continuidade, segurança e qualidade de serviço. Consequentemente, existe uma imposição, por parte da EDP Distribuição, de recurso a sistemas que contribuem para a diminuição do tempo despendido na localização e eliminação de defeitos. Outra imposição é existir uma boa coordenação e o bom funcionamento das proteções usadas pela Empresa.

Esta dissertação aborda os diversos sistemas de proteção atualmente utilizados pela EDP Distribuição analisando essencialmente quando se torna vantajoso colocar a religação em serviço. Sabendo que o automatismo de religação, para o centro de comando e controlo das redes da EDP Distribuição, está diretamente ligado com a topologia de rede, torna-se importante existir uma classificação de topologia de rede de modo a saber quando se coloca a religação em serviço.

Desta forma o principal objetivo desta dissertação é definir os critérios de classificação de topologia de rede de modo a existir uma facilidade na classificação das linhas da EDP Distribuição e consequentemente saber quando se torna vantajoso colocar o automatismo de religação em serviço. Neste sentido relacionou-se várias características da rede com a atuação do automatismo de religação para diferentes tipos de defeito.

Este trabalho contempla ainda, a elaboração de um modelo de classificação de topologia das redes através dos critérios definidos.

## ***Palavras-Chave:***

Rede de Distribuição, Média Tensão, Curto-circuito, Rede aérea, Rede subterrânea, Automatismo de religação automática, Qualidade de Serviço.



# Abstract

*The Electrical Power System is constantly the target of incidents, so it must be able to detect, locate and eliminate the defect in the shortest possible time to ensure continuity, security and service quality. Consequently, there is an imposition by the EDP distribution, resource systems that contribute to reducing the time spent in locating and eliminating defects. Another imposition is to have a good coordination and function of the protection systems used by the Electric Company.*

*This dissertation discusses the different protection systems currently used by EDP Distribution analyzing mainly when it becomes advantageous to place the reconnection of service. Knowing that the automatic reconnection, to the center of command and control of EDP's distribution networks, is directly connected to the electric network topology, it is important to have a classification of network topology in order to know when you put in reconnection service.*

*Therefore, the main goal of this dissertation is to define the criteria of network topology's classification in order to have a facility in the classification of lines in EDP Distribution and consequently know when it becomes advantageous to place the automatic reconnection in service.*

*As a result, several characteristics of the network were related with the execution of the automatic reconnection for different types of faults. This work also includes the elaboration of a classification model of electric network topology using the criteria defined.*

**KeyWords:**

Electric Distribution Network, Medium Voltage, Short Circuit, Overhead lines, Underground Cables, Automatic reconnection, Quality of Service





# Agradecimentos

Todo o ser humano possui sonhos! Sonhos grandes, sonhos pequenos, sonhos...Sonhos nascem a cada dia, a cada hora, a cada minuto. Sem percebermos, um sonho nasce dentro do nosso coração. Sonhos motivam-nos a viver, a continuar, a caminhar. Na verdade, vivemos na busca da realização dos nossos sonhos. A vontade de se tornar algo melhor a cada dia que passa, faz do ser humano uma máquina de sonhar. Projetar ideias e desejos pode transformar um simples pensamento em uma situação real. O ser humano sonha! No entanto, se apenas sonhássemos nunca saberíamos do que somos capazes, é preciso conquistar os sonhos. Nunca devemos desistir das nossas ambições.

Durante toda a minha vida muitas pessoas compartilharam comigo muitos dos meus sonhos. A todas as pessoas que estiveram comigo e as que permanecem ao meu lado, o meu agradecimento.

Especialmente quero agradecer e dedicar o resultado deste trabalho:

Ao Engenheiro Pedro Terras Marques e toda a sua equipa, por toda a disponibilidade em ouvir-me e ajuda nos momentos de dúvida e incerteza.

Ao Professor Dr. José Rui Ferreira pela preocupação no desenvolvimento do meu trabalho e pelos concelhos nos momentos mais precisos.

Aos meus Pais e irmã pelo apoio incondicional em todas as minhas decisões, pela confiança depositada, pelos concelhos e pela presença em todos os momentos da minha vida.

Aos meus amigos e companheiros da Faculdade de Engenharia, por todas as risadas, conversas, apoio e encorajamento, destacando Abílio Vinha, André Macedo, Francisco Branquinho, Helena Moutinho, José Costa e Tiago Azevedo.



# Índice

<b>RESUMO</b> .....	<b>V</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>VII</b>
<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>IX</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>XV</b>
<b>ABREVIATURAS E SÍMBOLOS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 - MOTIVAÇÃO .....	2
1.2 - OBJETIVOS .....	3
1.3 - CRITÉRIOS DE CLASSIFICAÇÃO DE TOPOLOGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	3
1.4 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	4
<b>CAPÍTULO 2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO</b> .....	<b>5</b>
2.1 - TOPOLOGIAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....	5
2.2 - MODOS DE EXPLORAÇÃO.....	6
2.3 - REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO DA EDP .....	8
2.4 - RESUMO .....	12
<b>CAPÍTULO 3 SISTEMAS DE PROTEÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO</b> .....	<b>13</b>
3.1 - SISTEMA DE PROTEÇÃO NAS LINHAS DE MÉDIA TENSÃO NA SUBESTAÇÃO .....	13
3.1.1 - <i>Proteção Máximo Intensidade de Fase</i> .....	14
3.1.2 - <i>Proteção Máximo Intensidade Homopolar Direcional</i> .....	14
3.1.3 - <i>Proteção Máximo Intensidade Homopolar de Terras Resistentes</i> .....	14
3.1.4 - <i>Presença de Tensão</i> .....	15
3.1.5 - <i>Condutor Partido</i> .....	15
3.1.6 - <i>Cold Load Pickup /Inrush Restrain</i> .....	15
3.2 - RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....	16
3.3 - EXPLORAÇÃO DO REGIME DE NEUTRO NO TRANSFORMADOR NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	17
3.4 - APARELHOS DE CORTE AUTOMÁTICO E TELECOMANDADOS .....	20
3.4.1 - <i>Interruptor Auto-Religador</i> .....	20
3.4.2 - <i>Interruptor Aéreo Telecomandado: IAT</i> .....	22
3.5 - RESUMO .....	22
<b>CAPÍTULO 4 DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS DE CLASSIFICAÇÃO DE TOPOLOGIA DAS REDES</b> .....	<b>23</b>
4.1 - SIMULAÇÃO DE DEFEITOS FASE-TERRA.....	24
4.1.1 - <i>Rede com grande composição subterrânea</i> .....	26
4.1.2 - <i>Redes com grande composição aérea</i> .....	28
4.1.3 - <i>Conclusões</i> .....	29

4.2 - SIMULAÇÃO DE DEFEITOS FASE-FASE E TRIFÁSICOS.....	30
4.2.1 - Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação .....	32
4.2.2 - Percentagem de rede subterrânea nas linhas .....	35
4.2.3 - Comprimento da Linha.....	38
4.2.4 - Nível de Tensão.....	43
4.2.5 - Traçado Inicial .....	46
4.2.6 - Conclusões.....	47
4.3 - RESUMO .....	47
<b>CAPÍTULO 5 CLASSIFICAÇÃO DAS LINHAS DE MÉDIA TENSÃO DA EDP DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DOS CRITÉRIOS DEFINIDOS .....</b>	<b>49</b>
5.1 - CLASSIFICAÇÃO DAS LINHAS ATRAVÉS DE REDES NEURONAIS .....	49
5.1.1 - Estrutura de uma Rede Neuronal Artificial.....	50
5.1.2 - Conjunto de Treino, Validação e Teste.....	51
5.1.3 - Resultados Obtidos .....	52
5.2 - CLASSIFICAÇÃO DA TOPOLOGIA DE REDE ATRAVÉS DE UM FLUXOGRAMA .....	55
5.2.1 - Inferência Estatística.....	55
5.2.2 - Fluxograma de classificação de topologia das redes da EDP Distribuição .....	58
5.3 - RESUMO .....	59
<b>CAPÍTULO 6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>61</b>
6.1 - CONCLUSÕES.....	61
6.2 - TRABALHOS FUTUROS.....	63
6.2.1 - Estudo e Definição da Probabilidade de ocorrência de defeitos em redes da EDP Distribuição com diferentes características .....	63
6.3 - CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO .....	63
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO A CURTO-CIRCUITOS: TIPO E CARACTERIZAÇÃO DE DEFEITOS.....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO B INTERFACE DO SOFTWARE DPLAN E SIT .....</b>	<b>69</b>
<b>ANEXO C CASO DE ESTUDO DO NÚMERO DE AUTOMATISMOS TELECOMANDADOS EM 80 LINHAS DA EDP DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>71</b>
<b>ANEXO D MANUAL DE UTILIZAÇÃO DE REDES NEURONAIS A PARTIR DO SOFTWARE MATLAB .....</b>	<b>75</b>
<b>ANEXO E CLASSIFICAÇÃO DAS 200 LINHAS DA EDP DISTRIBUIÇÃO UTILIZADAS AO LONGO DESTA TRABALHO.....</b>	<b>79</b>

# Lista de Figuras

<b>FIGURA 2.1</b> ILUSTRAÇÃO DOS ESQUEMAS DE OPERAÇÃO HABITUALMENTE UTILIZADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO .....	7
<b>FIGURA 2.2</b> EVOLUÇÃO DA EXTENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA DA EDP DISTRIBUIÇÃO, ENTRE 1997 E 2009, SEGMENTADO POR NÍVEL DE TENSÃO .....	9
<b>FIGURA 2.3</b> EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA DA EDP DISTRIBUIÇÃO, ENTRE 1997 E 2009, SEGMENTADO POR NÍVEL DE TENSÃO .....	10
<b>FIGURA 2.4</b> EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE SUBESTAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E RESPECTIVA POTÊNCIA [9] ....	10
<b>FIGURA 2.5</b> EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E RESPECTIVA POTÊNCIA INSTALADA .....	11
<b>FIGURA 2.6</b> COMPOSIÇÃO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO .....	11
<b>FIGURA 3.1</b> FUNCIONAMENTO DO DISJUNTOR COM OU SEM IAR E O FUNCIONAMENTO DO IAR .....	21
<b>FIGURA 4.1</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS FASE-TERRA EM LINHAS DE 30 kV .....	24
<b>FIGURA 4.2</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS FASE-TERRA EM LINHAS DE 15 kV .....	25
<b>FIGURA 4.3</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS FASE-TERRA EM LINHAS DE 10 kV .....	25
<b>FIGURA 4.4</b> RELAÇÃO ENTRE A PERCENTAGEM DE REDE SUBTERRÂNEA E O COMPRIMENTO DAS LINHAS DE MÉDIA TENSÃO DA EDP DISTRIBUIÇÃO .....	28
<b>FIGURA 4.5</b> NÚMERO DE LINHAS COM DIFERENTES PERCENTAGENS DE COMPONENTE SUBTERRÂNEA .....	30
<b>FIGURA 4.6</b> VALORES DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO EM DUAS LINHAS DE 10 kV FICTÍCIAS .....	31
<b>FIGURA 4.7</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 10 kV COM DIFERENTES POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO MT DA SUBESTAÇÃO .....	32
<b>FIGURA 4.8</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 15 kV COM DIFERENTES POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO MT DA SUBESTAÇÃO .....	33
<b>FIGURA 4.9</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 30 kV COM DIFERENTES POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO MT DA SUBESTAÇÃO .....	34
<b>FIGURA 4.10</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 10 kV COM DIFERENTES PERCENTAGENS DE COMPONENTE SUBTERRÂNEA PARA POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO COMPREENDIDAS ENTRE OS 190 MVA E 320 MVA .....	36

<b>FIGURA 4.11</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 15 kV COM DIFERENTES PERCENTAGENS DE COMPONENTE SUBTERRÂNEA PARA POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO COMPREENDIDAS ENTRE OS 190 MVA .....	37
<b>FIGURA 4.12</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 10 kV COM DIFERENTES PERCENTAGENS DE COMPONENTE SUBTERRÂNEA PARA POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO COMPREENDIDAS ENTRE OS 200 MVA .....	38
<b>FIGURA 4.13</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 30 kV COM DIFERENTES COMPRIMENTOS E COM COMPONENTE SUBTERRÂNEA COMPREENDIDA ENTRE 20 A 80% .....	40
<b>FIGURA 4.14</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 15 kV COM DIFERENTES COMPRIMENTOS E COM COMPONENTE SUBTERRÂNEA COMPREENDIDA ENTRE 20 A 80% .....	41
<b>FIGURA 4.15</b> SIMULAÇÃO DE DEFEITOS EM VÁRIOS PONTOS DE LINHAS DE 10 kV COM DIFERENTES COMPRIMENTOS E COM COMPONENTE SUBTERRÂNEA COMPREENDIDA ENTRE 20 A 80% .....	42
<b>FIGURA 4.16</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS TRIFÁSICOS EM LINHAS DE 30 kV .....	44
<b>FIGURA 4.17</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS TRIFÁSICOS EM LINHAS DE 15 kV .....	44
<b>FIGURA 4.18</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS TRIFÁSICOS EM LINHAS DE 10 kV .....	45
<b>FIGURA 4.19</b> SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITOS EM LINHAS COM DIFERENTES TENSÕES E DIFERENTES COMPOSIÇÕES DO TRAÇADO INICIAL .....	46
<b>FIGURA 5.1</b> EXEMPLO DE ESTRUTURA DE REDE NEURONAL ARTIFICIAL .....	50
<b>FIGURA 5.2</b> DIAGRAMA DE BLOCOS REPRESENTATIVO DA ESTRUTURA DA REDE NEURONAL UTILIZADA .....	53
<b>FIGURA 5.3</b> INTERVALO DE CONFIANÇA PARA A AMOSTRA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DE UM MODELO DE CLASSIFICAÇÃO .....	57
<b>FIGURA 5.4</b> FLUXOGRAMA DE CLASSIFICAÇÃO DE TOPOLOGIA DA REDE .....	58
<b>FIGURA B.1</b> ILUSTRAÇÃO DO PROGRAMA SIT ONDE SE ENCONTRA TODAS AS REDES DA EDP DISTRIBUIÇÃO EXISTENTES EM PORTUGAL CONTINENTAL .....	69
<b>FIGURA B.2</b> ILUSTRAÇÃO DO SIT ONDE FOI SELECIONADA UMA SUBESTAÇÃO NA REGIÃO DE SANTARÉM .....	70
<b>FIGURA B.3</b> ILUSTRAÇÃO DO PROGRAMA DPLAN .....	70

# Lista de Tabelas

TABELA 2.1 VANTAGENS E DESVANTAGENS DE CABOS SUBTERRÂNEOS E LINHAS AÉREAS .....	6
TABELA 2.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO DA EDP DISTRIBUIÇÃO EM NÚMEROS.....	9
TABELA 3.1 NÚMERO DE RELIGAÇÕES [9].....	16
TABELA 3.2 MODOS DE FUNCIONAMENTO DO AUTOMATISMO DE RELIGAÇÃO [9] .....	16
TABELA 3.3 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DA RELIGAÇÃO RÁPIDA [9].....	17
TABELA 3.4 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DA RELIGAÇÃO LENTA [9] .....	17
TABELA 3.5 QUADRO RESUMO DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS 5 REGIMES DE NEUTRO EXISTENTES.....	19
TABELA 3.6 CONDICIONANTES ASSOCIADAS À IMPLEMENTAÇÃO DE CADA UM DOS QUARTO SISTEMAS DE NEUTRO UTILIZADAS PELAS COMPANHIAS ELÉTRICAS EUROPEIAS .....	19
TABELA 4.1 REGULÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO FASE TERRA PARA A TOPOLOGIA A .....	26
TABELA 4.2 REGULÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO FASE-TERRA PARA A TOPOLOGIA B.....	26
TABELA 4.3 REGULÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO FASE-TERRA PARA A TOPOLOGIA C.....	26
TABELA 4.4 PROTEÇÃO CONTRA DEFEITOS ENTRE FASE PARA A TOPOLOGIA A .....	30
TABELA 4.5 PROTEÇÃO CONTRA DEFEITOS ENTRE FASES PARA A TOPOLOGIA B .....	31
TABELA 5.1 COMPARAÇÃO ENTRE A CLASSIFICAÇÃO DA TOPOLOGIA DA REDE PELA REDE NEURONAL E PELA ANÁLISE DE CURTO CIRCUITOS ( LEGENDA: 0-RELIGAÇÃO FORA DE SERVIÇO; 1-RELIGAÇÃO EM SERVIÇO) .....	53
TABELA 5.2 CARACTERÍSTICAS DA POPULAÇÃO X.....	56
TABELA 0.3 VALORES DO INTERVAL DE CONFIANÇA .....	57
TABELA C.1 LINHAS COM APARELHOS DE CORTE AUTOMÁTICO E TELECOMANDADOS .....	71
TABELA C.2 LINHAS SEM APARELHOS DE CORTE AUTOMÁTICO E TELECOMANDADOS.....	73
TABELA E.1 CLASSIFICAÇÃO DE TOPOLOGIA DAS LINHAS USADAS PARA ESTE TRABALHO .....	79





# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

AT	Alta tensão
AT/MT	Alta Tensão para Média Tensão. Representa as subestações de Alta Tensão para Média Tensão
BT	Baixa Tensão. Na rede de distribuição em Portugal corresponde a uma tensão de 400 V
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
IAR	Interruptor Auto-Religador
IAT	Interruptor Aéreo Telecomandado
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MIF	Máximo Intensidade de Fase
MIHD	Máximo Intensidade Homopolar Direcional
MT	Média Tensão. Na rede de distribuição em Portugal corresponde aos níveis de tensão 6 kV, 10 kV, 15 kV e 30 kV
OCR	Órgão de corte
PTR	Proteção de Terras Resistentes
RND	Rede Nacional de Distribuição
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SPCC	Sistema de Proteção Comando e Controlo



# Capítulo 1

## Introdução

A evolução tecnológica e o elevado desenvolvimento industrial que caracteriza a civilização contemporânea, torna a sociedade fortemente dependente de energia, nomeadamente, energia elétrica. Esta necessidade, aliada aos padrões de qualidade de serviço atualmente impostos, repercutiu-se nos sistemas elétricos de energia, originando um acréscimo de complexidade e dimensão destes, assim como um aumento da sua importância.

O crescimento dos SEE refletiu-se em todas as suas componentes, em particular nas redes de distribuição, através do aumento do número e comprimentos das linhas elétricas em operação.

A principal função dos SEE é assegurar o fornecimento ininterrupto de energia aos seus clientes de acordo com os padrões de qualidade previamente estabelecidos[1]. No planeamento e conceção dos sistemas elétricos de energia são tomadas precauções de modo a garantir um elevado nível de segurança associado à respetiva exploração, no entanto é impossível eliminar integralmente a ocorrência de defeitos, que podem ter diversas causas, nomeadamente condições climatéricas extremas, quebras de isolamento e acidentes.

A ocorrência de defeitos pode causar a interrupção de alimentação de clientes com todas as consequências daí provenientes para os mesmos, assim como perdas de receitas e sujeição a penalidades pecuniárias para a companhia elétrica. Na ocorrência de um defeito, quanto maior for o período de interrupção maiores serão as consequências para os clientes e para a companhia elétrica.

Segundo a definição do IEEE, os sistemas de automação de redes de distribuição são sistemas que permitem às companhias elétricas supervisionar, controlar e operar os equipamentos constituintes das redes de distribuição em tempo real a partir de um centro remoto de comando, vulgarmente designado por centro de despacho.

Os sistemas de deteção de defeitos apresentam-se como um dos componentes de um sistema mais vasto de automação da rede de distribuição. Estes, requerendo investimentos relativamente reduzidos, contribuem para a redução dos tempos de interrupção da alimentação, através da rápida identificação e localização dos defeitos e, por conseguinte, para a melhoria dos índices de qualidade de serviço.

Contudo, os tipos de defeito que ocorrem nas redes elétricas estão intimamente ligados às características destas e, consequentemente à frequência e duração das interrupções de alimentação sentidas pelos consumidores. Portanto a continuidade e qualidade de serviço dependem de um vasto conjunto de fatores, em que a escolha da topologia da rede assume

relevância na melhoria dos procedimentos operacionais para a localização e eliminação dos defeitos.

A dissertação realizada incide sobre a classificação da topologia das redes de distribuição de modo a garantir continuidade e qualidade de serviço. Esta classificação irá depender de vários critérios que serão estudados e avaliados ao longo do trabalho.

Neste capítulo será destacada as características da rede que vão ser testadas ao longo deste trabalho, assim como a motivação e estrutura da dissertação.

### 1.1 - Motivação

O tema da presente dissertação surgiu de uma proposta da EDP Distribuição à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto no âmbito da criação de critérios mais científicos para classificar as redes da EDP Distribuição de acordo com a sua topologia, podendo ser para esse efeito classificadas em aéreas, subterrâneas ou outras que se consideram pertinentes.

Como as redes de distribuição não são estáticas, isto é, vão se adaptando à evolução dos consumos, à dispersão geográfica dos consumidores, ao desenvolvimento de novos centros electroprodutores e às cada vez mais apertadas normas de qualidade de serviço é necessário que existam bons procedimentos operacionais para a localização e eliminação de defeitos existentes na rede.

Segundo Puret[2], a solução adotada para a topologia da rede deverá cumprir os seguintes objetivos:

- Garantir a segurança de pessoas e bens;
- Garantir níveis de rentabilidade económica desejados;
- Garantir qualidade de serviço;

As redes de distribuição de média tensão (MT), deverão ainda satisfazer os seguintes requisitos:

- Adequar-se à densidade de clientes/consumo ( $MVA/km^2$ );
- Adequar-se às características geográficas e às restrições impostas pela construção humana ou envolvente natural;
- Adequar-se às condições climatéricas.

Desta forma reside uma importância na escolha da topologia da rede.

Para além disso, a qualidade de serviço é assegurada de forma eficiente se existirem bons procedimentos operacionais e se estes estiverem alinhados de forma coerente com uma classificação da topologia de rede que seja uniformemente implementada.

O aumento do grau de complexidade de operação do sistema eléctrico faz com que os sistemas de proteção desempenhem um papel preponderante na segurança do fornecimento de energia eléctrica, uma vez que, além de permitirem detetar a ocorrência de anomalias na operação das redes de energia também limita as consequências que daí advêm. Desta forma os sistemas de proteção contribuem de fato para uma melhoria significativa da qualidade e continuidade de serviço, e assim, contribuir para o desenvolvimento da nossa economia. Portanto torna-se de extrema importância a classificação da topologia das redes de distribuição de modo a que os automatismos/proteções possam localizar e eliminar os defeitos de maneira mais eficiente.

Este interesse em classificar as redes de distribuição em relação à topologia incita a existência de critérios que possam ser estudados e posteriormente usados para classificar as redes de distribuição em aéreas ou subterrâneas.

## 1.2 - Objetivos

Esta dissertação consiste, num plano geral, no desenvolvimento de um método de decisão que tem como função a classificação de topologia das redes da EDP Distribuição. Para o desenvolvimento do modelo é necessário identificar quais os critérios que são importantes e que têm grande influência nas correntes de defeito e conseqüentemente na atuação das proteções, mais precisamente do automatismo de religação.

Para o desenvolvimento do modelo, a dissertação tem em conta os seguintes objetivos:

- Simulação de defeitos fase-terra, fase-fase e trifásicos em linhas de média tensão da EDP Distribuição;
- Definição dos critérios de classificação de topologia da Rede de Distribuição;
- Desenvolvimento de um modelo de decisão, a partir dos critérios estudados, para classificar as redes da EDP Distribuição.

## 1.3 - Critérios de Classificação de topologia da Rede de Distribuição

Para a formação de um modelo que classifique a topologia das redes da EDP Distribuição é necessário saber quais as características das redes que são importantes e influentes nas correntes de curto-circuito. As características das redes usadas e estudadas para a definição dos critérios de classificação foram as seguintes:

- **Composição da rede:** A percentagem do tipo de linha instalada em uma rede de distribuição poderá definir a topologia da rede. Por exemplo, se uma rede de distribuição possuir 80% de linha aérea, esta provavelmente será classificada como rede aérea.
- **Potência de Curto-Circuito no barramento da subestação:** A potência de curto-circuito no barramento da subestação pode influenciar a classificação da topologia da rede, visto as potências de curto-circuito serem maiores em redes subterrâneas.
- **Comprimento da linha:** As correntes de curto-circuito são influenciadas pela reatância da linha. Tal como a composição da rede, o comprimento da linha é bastante influente no valor da reatância da linha e conseqüentemente nas correntes de curto-circuito.
- **Nível de tensão:** O nível de tensão da linha é uma das variáveis que define o valor da corrente de curto-circuito. Para além disso as proteções atuam de maneira diferente para diferentes níveis de tensão, sendo assim uma característica a ser estudada visto que o principal objetivo com a classificação da topologia da rede é a otimização das proteções.
- **Traçado inicial (entendido como o primeiro troço entre o barramento da subestação e o primeiro posto de transformação da rede):** Como já foi dito a reatância da linha tem forte influência na corrente de curto-circuito podendo um traçado inicial 100% aéreo atenuar muito a corrente de curto-circuito. Desta forma o sistema de proteções pode atuar de maneira diferente para traçados iniciais subterrâneos e traçados iniciais aéreos.

## 1.4 - Estrutura da Dissertação

O trabalho desenvolvido na presente dissertação encontra-se dividido em seis capítulos e 5 anexos.

No primeiro capítulo é apresentada uma breve síntese do trabalho a desenvolver, procurando mostrar a motivação do trabalho e os principais objetivos.

No segundo capítulo, evidencia-se de uma forma geral a Rede Nacional de Distribuição de energia de acordo com o seu modo de exploração e a sua topologia. É também apresentada em números, a evolução da rede nacional de distribuição e são também descritos passos futuros de modo a melhorar a qualidade de serviço.

No terceiro capítulo é apresentado o sistema de proteções utilizado pela EDP Distribuição nas redes de média tensão para todo o tipo de defeitos. Além do sistema de proteções, são referidas as vantagens e desvantagens do regime de neutro utilizado pela EDP Distribuição.

No capítulo quatro são testadas várias características da rede, relacionando-as com a atuação do automatismo de religação automática. A partir desta relação foram definidas quais as características que se tornam critérios de classificação de topologia das redes. As simulações foram realizadas a partir do software *Dplan* disponibilizado pela EDP.

No quinto capítulo, a partir dos critérios definidos anteriormente são formados dois métodos de classificação de topologia de rede distintos. Um a partir de redes neuronais usando o software *Matlab*, enquanto o segundo tem uma base estatística.

O capítulo seis apresenta as conclusões gerais deste trabalho, assim como os principais contributos e desenvolvimentos futuros.

# Capítulo 2

## Redes de Distribuição de Média Tensão

Os Sistemas Elétricos de Energia, de acordo com *Kundur*[3], podem ser descritos como sistemas que convertem em energia elétrica outras formas de energia, transportando-a desde os locais de geração até aos pontos de consumo. Estes, ainda segundo *Kundur*[3], deverão garantir os seguintes requisitos:

- Controlar o equilíbrio entre potência ativa e reativa;
- Fornecer energia ao mais baixo custo, mas respeitando o ambiente;
- Satisfazer padrões mínimos de fiabilidade e estabilidade da tensão e frequência.

A rede de distribuição, constituindo uma das quatro etapas dos Sistemas Elétricos de Energia, segmentado em Produção, Transporte, Distribuição e Consumo é a que mais contribui para a deterioração do nível de Qualidade de Serviço, de acordo com *Challot et al*[4] e *Sue t Teng*[5].

### 2.1 - Topologias das Redes de Distribuição

Construtivamente, as redes de distribuição elétrica podem ser subterrâneas ou aéreas. Estas soluções apresentam custos de instalação e asseguram níveis de qualidade de serviço bastante distintos pelo que de acordo com *Lehtonen et al* [6], as primeiras são implementadas em ambientes urbanos, apresentando comprimentos entre os 3 e 10 km, ao contrário das segundas que se encontram maioritariamente em zonas rurais e apresentam comprimentos médios entre os 10 e 35 km.

As redes de distribuição aéreas do SEE estão mais expostas às forças da natureza, e como tal, a fiabilidade das mesmas depende de fatores de ordem ambiental, de aspetos técnicos dos equipamentos, da exposição a variações de temperatura, a esforços mecânicos, sobretensões provocadas por descargas atmosféricas, quedas de árvores, vandalismo, corrosão e poluição ambiental. Sujeitos ao seu próprio peso e a esforços de tração face ao poste, os condutores descrevem uma linha designada por catenária, a qual para vãos (distâncias entre postes) relativamente curtos se aproxima de uma parábola [7].

A forma construtiva dos condutores para linhas aéreas mais usual consiste num núcleo central de fios de aço entrançados, que proporcionam resistência mecânica, envolvidos por várias camadas de fios de alumínio, igualmente entrançados, que asseguram a condução de corrente elétrica.

As redes de distribuição subterrâneas do SEE são constituídas por cabos subterrâneos que podem ser trifásicos ou monofásicos, também chamados tripolares ou monopulares, respetivamente. Em qualquer dos casos, os condutores são isolados por meio de papel impregnado de óleo ou polietileno reticulado e envolvidos por uma bainha metálica (de chumbo ou alumínio), ligada à terra, com funções de proteção contra a humidade e os choques mecânicos. Para tensões acima dos 10 kV, usam-se quase exclusivamente cabos monopulares.

Segundo [8], a tabela 2.1 apresenta as vantagens e desvantagens do uso destes dois tipos de topologia na rede de distribuição em alta tensão, daí resulta os elevados valores de transporte de energia exemplificados na tabela. Excluindo a capacidade de transporte da rede, todas as vantagens e desvantagens apresentadas na tabela 2.1 também podem ser apresentadas para a rede de média tensão.

Tabela 2.1 Vantagens e desvantagens de cabos subterrâneos e linhas aéreas

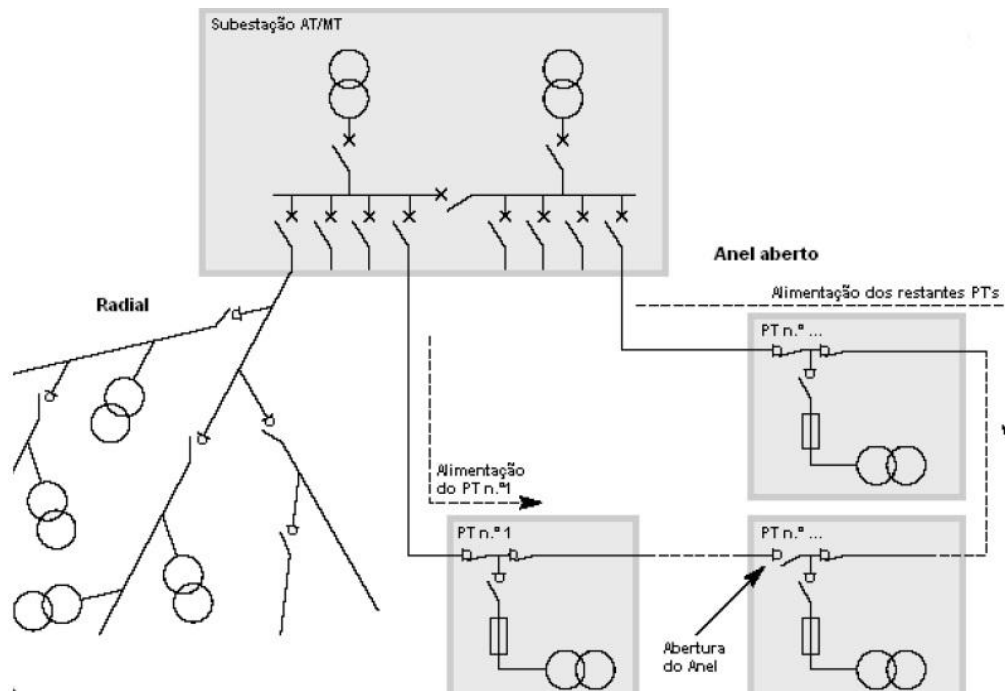
<b>Linhas Aéreas</b>	
<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Capacidade de poder transportar uma grande quantidade de energia (50-60 MW)	Pouco estético, o que pode criar problemas em zonas urbanas.
Defeitos de pequena duração	Maior frequência de defeitos em comparação com os cabos subterrâneos
Facilidade na identificação e reparação dos defeitos.	Perdas de energia mais elevadas, visto que têm uma maior capacidade de transportar energia
<b>Cabos subterrâneos</b>	
<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Muito estético e assegura uma maior segurança para as pessoas	Têm pouca capacidade para transporte de energia (25-30 MW por circuito)
Menor frequência de defeitos em comparação com as linhas aéreas	Interrupções de maior duração devido à dificuldade em localizar e reparar a avaria.
As perdas de energia tendem a ser menores do que nas linhas aéreas, pois os cabos subterrâneos têm menor capacidade de transporte de energia	Dificuldade na escavação em regiões rochosas.

## 2.2 - Modos de Exploração

Paralelamente à forma como se desenvolvem as redes de distribuição elétricas, aéreas ou subterrâneas, a seleção dos seus esquemas revela ser um fator de vital importância, com impacto direto na Qualidade de Serviço fornecida aos consumidores.

Em relação à exploração as redes de distribuição elétrica apresentam-se diversos esquemas de exploração, sendo de destacar: anel fechado, anel aberto, radial e dupla derivação. Destes os esquemas mais utilizados são o radial e o anel aberto.





**Figura 2.1** Ilustração dos esquemas de operação habitualmente utilizados em redes de distribuição de média tensão

As redes radiais, também designadas por redes em antena, apresentam uma disposição arbórescente. Estas são caracterizadas por possuírem uma única linha para a alimentação dos consumidores, condicionando, desta forma, a realimentação dos mesmos na ocorrência dos defeitos. Este tipo de exploração apresenta baixo custo de instalação, sendo particularmente utilizadas na distribuição aérea e em zonas rurais, com baixa densidade de clientes/consumo.

As redes exploradas em anel aberto são dotadas de duas linhas de alimentação, o que possibilita a alimentação dos consumidores através de dois caminhos elétricos distintos. Em condições normais de alimentação, apenas um dos caminhos é utilizado, constituindo o outro caminho para alimentação dos consumidores em situações de defeito. Neste tipo de exploração verifica-se uma maior continuidade de serviço, sendo particularmente utilizadas na distribuição subterrânea e em zonas urbanas.

Em relação à exploração, a rede de distribuição com valor de tensão de 30 kV ou 15 kV é tipicamente explorada de forma radial com possibilidade de reconfiguração, conferindo melhor continuidade de serviço, embora este fator esteja diretamente relacionado com a existência de telecomando na rede[7].

Futuramente a exploração continuará, nos tempos mais próximos, a ser radial independentemente de ser rede aérea ou subterrânea. No que toca à topologia existe uma maior tendência para a rede ser subterrânea visto existir uma pressão contínua de melhor qualidade de serviço para além das pressões ambientais e estéticas.

## 2.3 - Rede de Distribuição de Média Tensão da EDP

A distribuição de energia em Portugal é realizada a partir da Rede Nacional de Distribuição (RND) que é constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. A rede de alta tensão tem um nível de tensão de 60 kV, enquanto a rede de média tensão possui níveis de tensão de 30 kV, 15 kV, 10 kV e 6 kV. No que toca à baixa tensão o nível de tensão corresponde a 400/230 V. A função da RND é estabelecer a ligação entre a rede de transporte e as instalações consumidoras, ou seja, a energia após ser produzida e ser transportada na rede de transporte entra na rede de distribuição onde é reduzida através das subestações para ser conduzida até as instalações consumidoras. Atualmente a distribuição de eletricidade em Portugal está concessionada pelo Estado à EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição de MT e pelas Câmaras Municipais relativamente à rede de BT, por contratos de longo termo (20 anos).

As figuras 2.2 à 2.5, resultando das informações disponibilizadas pela ERSE, na sua página Web, e pela EDP, nos anexos sobre as instalações anualmente publicadas com os relatórios e contas, apresentam graficamente a evolução que a rede de distribuição da EDP sofreu nos últimos 13 anos.

A rede de distribuição viu o seu comprimento aumentar de 160 mil quilómetros para mais de 200 mil quilómetros nos últimos 15 anos, como indicam as figuras 2.2 e 2.3. Este crescimento foi justificado pela dupla necessidade: satisfazer o incremento do número de consumidores alimentados e aumentar a redundância da rede.

Conforme a figura 2.4 a potência instalada nos postos de transformação praticamente duplicou, sendo este aumento de potência explicado pelo maior número de consumidores alimentados bem como pelo crescimento das potências a alimentar por consumidor.

Tabela 2.2 Rede de distribuição de média tensão da EDP Distribuição em números [9]

	2010	2011	Variação $\Delta_{11/10}$
<b>Subestações</b>			
Nº subestações	404	411	1,7%
Nº de transformadores	712	721	1,3%
Potência Instalada	16 538	16 809	1,6%
<b>Linhas (incluindo ramais, em Km)</b>			
<b>Aéreas</b>	<b>66 431</b>	<b>66 725</b>	<b>0,4%</b>
AT (60/130,150 kV)	8 485	8 592	1,3%
MT (6/10/15/30 kV)	57 945	58 133	0,3%
<b>Cabos Subterrâneos</b>	<b>16 024</b>	<b>16 531</b>	<b>3,2%</b>
AT (60/130,150 kV)	496	522	5,2%
MT (6/10/15/30 kV)	15 527	16 009	3,1%
<b>Postos de transformação</b>			
Unidades	63 223	64 458	2,0%
Potência Instalada (MVA)	19 040	19 417	2,0%
<b>Redes BT (km)</b>			
<b>Aéreas</b>	<b>105 751</b>	<b>106 744</b>	<b>0,9%</b>
Subterrâneas	32 113	32 627	1,6%
<b>Contadores (unidades)</b>			
<b>AT e MT</b>	<b>6 380 843</b>	<b>6 369 849</b>	<b>-0,2%</b>
AT e MT	26 761	26 914	0,6%
BTN e BTE	6 354 082	6 342 935	-0,2%

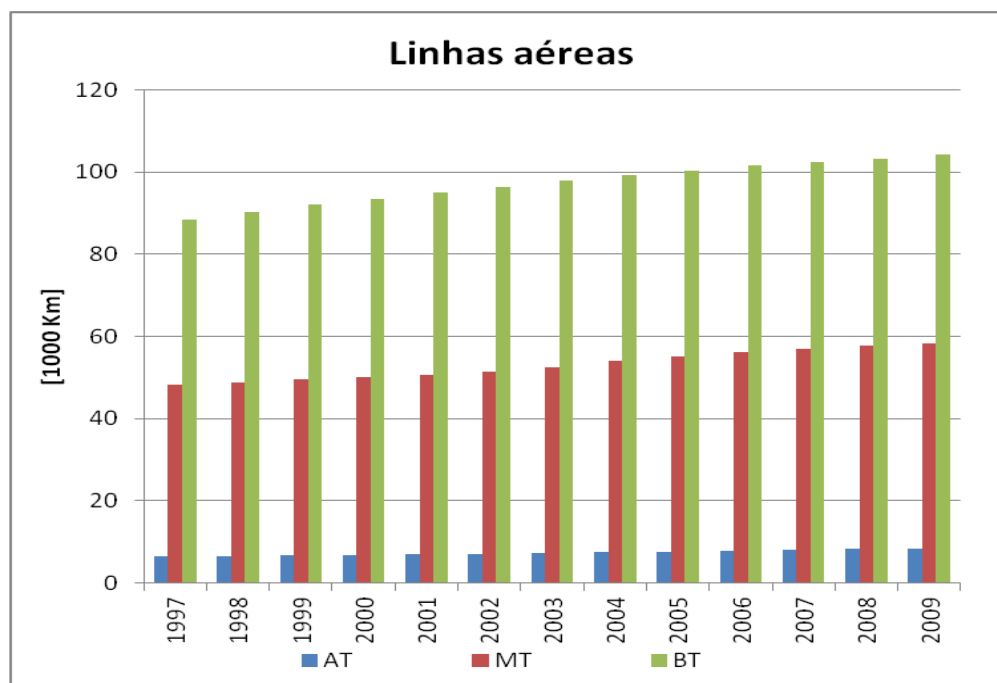


Figura 2.2 Evolução da extensão da rede de distribuição aérea da EDP Distribuição, entre 1997 e 2009, segmentado por nível de tensão

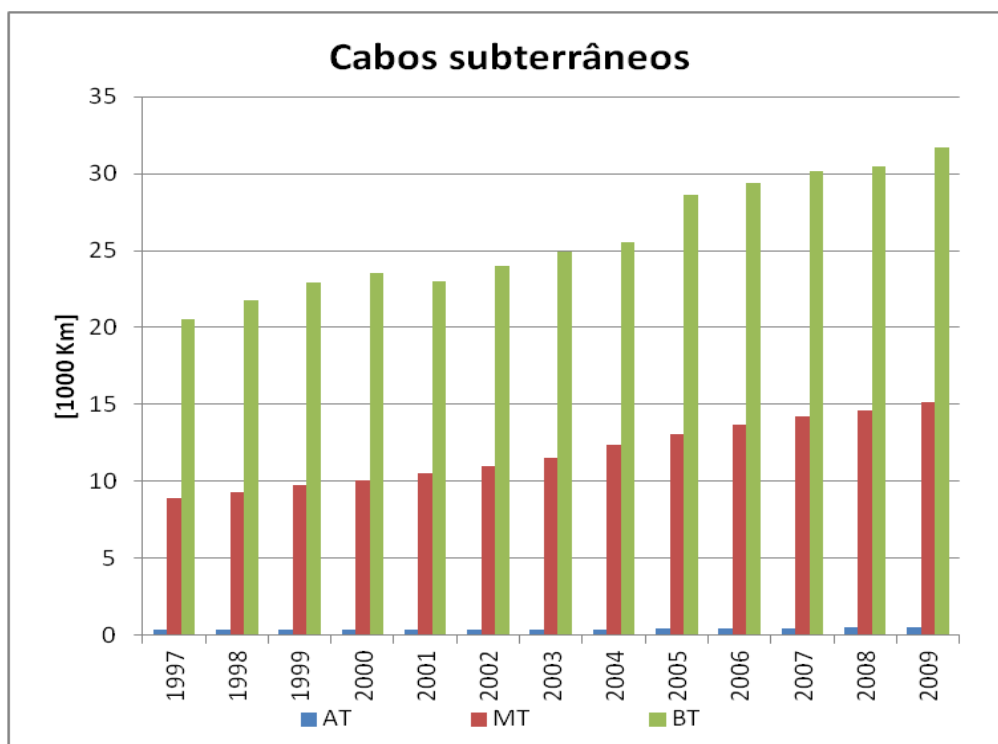


Figura 2.3 Evolução do comprimento da rede de distribuição subterrânea da EDP Distribuição, entre 1997 e 2009, segmentado por nível de tensão

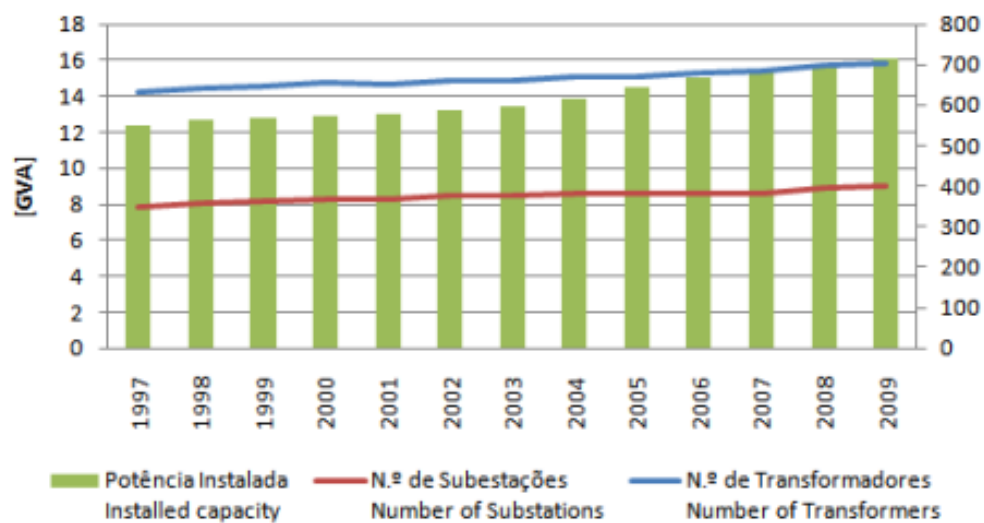
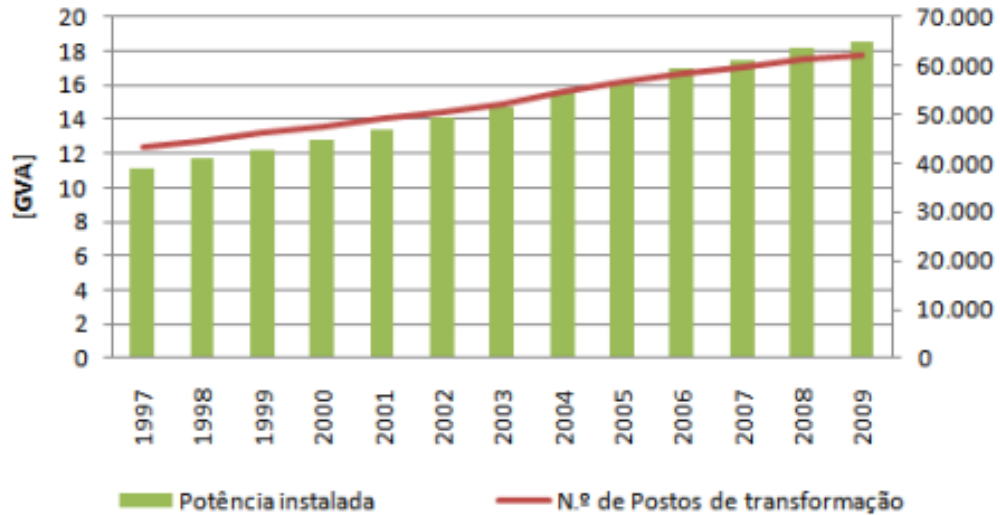
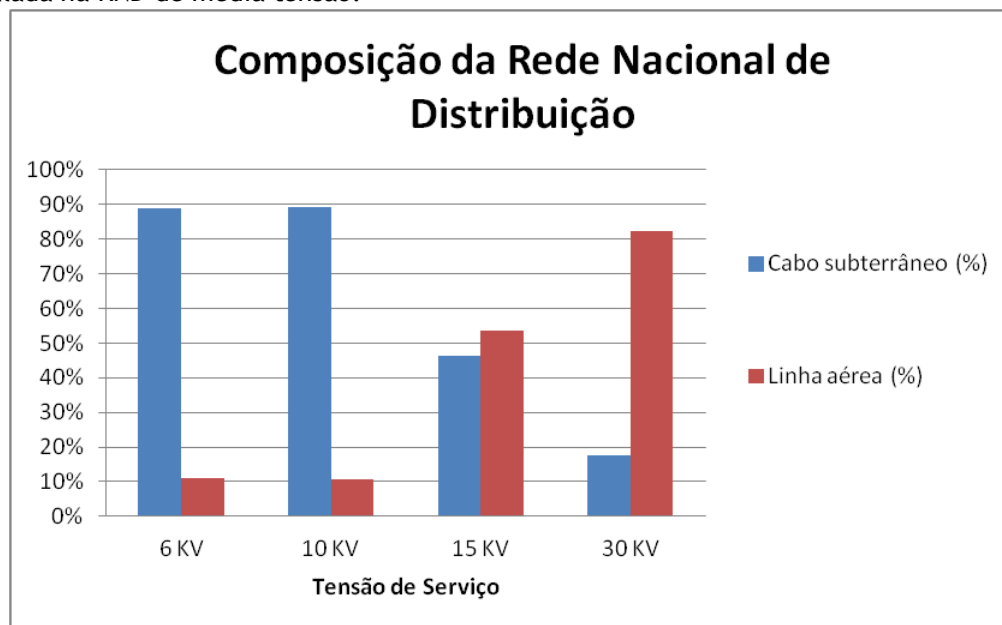


Figura 2.4 Evolução do número de subestações na rede de distribuição e respetiva potência [9]



**Figura 2.5** Evolução do número de postos de transformação na rede de distribuição e respetiva potência instalada

No que concerne à topologia, as redes nacionais de distribuição podem ser aéreas e ou subterrâneas. Através da figura 2.6 podemos ver a percentagem de rede subterrânea e aérea instalada na RND de média tensão.



**Figura 2.6** Composição da rede nacional de distribuição de média tensão

De acordo com a figura 2.6 verifica-se que nas redes de 30 kV existe uma grande componente aérea em relação às redes com outros níveis de tensão. Este facto deve-se à rede de 30 kV predominar no interior do país, onde os comprimentos médios de cada linha são maiores e a densidade de carga é mais baixa. Contrariamente, a rede de 15 kV predomina no litoral, com comprimentos médios menores e densidade de carga mais elevada, possuindo assim uma maior percentagem de rede subterrânea em relação às redes de 30 kV. As redes de 15 e 30 kV correspondem, respetivamente, cerca de 54% e 38% da RND.

As redes de 6 e 10 kV são predominantemente subterrâneas devido ao facto de estarem concentradas em zonas urbanas, mais precisamente em Lisboa (10 kV), Castelo Branco e Portalegre (6 kV), constituindo cerca de 8% da RND.

## 2.4 - Resumo

No presente capítulo foram abordadas as diferentes topologias utilizadas nas redes de distribuição de média tensão como também os modos de exploração.

Nas diversas topologias existentes, o principal destaque por parte da EDP, é nas redes de distribuição aéreas com estrutura radial, adotadas nas zonas rurais, e nas redes subterrâneas de estrutura emalhada e exploradas em anel aberto, implementadas habitualmente nas zonas urbanas.

Em relação à evolução das redes de média tensão da EDP distribuição verifica-se uma tendência para a rede ser subterrânea visto existir uma pressão contínua de melhor qualidade de serviço para além das pressões ambientais e estéticas.

## Capítulo 3

# Sistemas de Proteção da Rede de Distribuição de Média Tensão

A rede elétrica assume um papel preponderante na continuidade de serviço, na segurança e na qualidade da energia fornecida, garantindo o mínimo de interrupções possíveis.

As interrupções de serviço normalmente são causadas pela avaria de elementos que constituem a rede, a trabalhos de manutenção, a reparações ou extensão das redes realizadas em tensão e à ocorrência de defeitos, sendo que o corte se traduz pela atuação do sistema de proteção.

No que toca aos defeitos, existe uma necessidade de os isolar o mais rapidamente possível de modo que não se alastrem pela rede e provoquem danos nos equipamentos da rede e dos clientes. Com a necessidade de garantir qualidade e continuidade de serviço elevadas, é indispensável que a rede possua um sistema eficaz de proteção que em presença de funcionamentos anormais isole o defeito.

Visto que o principal objetivo na classificação de topologia da rede é otimizar o sistema de proteções torna-se importante conhecer o seu funcionamento e principalmente a sua coordenação.

Em anexo a este capítulo são descritos os vários tipos de defeito que podem ocorrer na rede e as características de cada um deles (Anexo A).

### 3.1 - Sistema de Proteção nas Linhas de Média Tensão na Subestação

No painel de saída da linha de MT da subestação AT/MT o sistema é composto pelos seguintes equipamentos:

- Proteção Máxima Intensidade de Fase (ANSI #50);
- Proteção Máxima de Intensidade Homopolar Direcional (ANSI #50N);
- Proteção Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR) (ANSI #51N);
- Condutor Partido;
- Presença de Tensão;
- Cold Load Pickup / Inrush Restraint.

As proteções deverão seguir as normas apresentadas em Instalações AT e MT Subestação de Distribuição - Sistema de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC), Funções de proteção[10], com a codificação ANSI/IEEE.

### 3.1.1 - Proteção Máximo Intensidade de Fase

A detecção e eliminação de curto-circuitos trifásicos entre fases (curto-circuitos bifásicos) deverá ser desencadeada pela proteção de Máximo Intensidade Fase (MIF). Esta proteção terá três níveis de detecção de curto-circuitos e de funcionamento por tempo independente na qual o tempo de atuação poderá ser mais rápido. Segundo[9], o primeiro nível deve ser regulado tendo em conta a carga do painel, contudo geralmente é ajustado com uma corrente de detecção na ordem de  $1,3 I_n$ , em que  $I_n$  é igual à corrente nominal máxima em carga (geralmente à capacidade máxima da linha).

No caso da rede de MT ser aérea ou mista, esta proteção deve ter capacidade para desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”[10].

### 3.1.2 - Proteção Máximo Intensidade Homopolar Direcional

A proteção de defeitos assimétricos fase-terra puco resistivos deverá ser efetuada pela proteção de Máximo de Intensidade Homopolar Direcional (MIHD). Esta proteção deverá ter capacidade de detecção da corrente homopolar de pelo menos três níveis, nomeadamente  $I_{0>}$  (corrente homopolar maior),  $I_{0>>}$  (corrente homopolar maior maior) e  $I_{0>>>}$  (corrente homopolar três vezes maior), de funcionamento por tempo independente e para qual deverá ser considerada uma atuação instantânea e outra temporizada. De acordo com [9], a detecção do primeiro nível deve ser regulada para atuar para uma corrente homopolar superior à corrente capacitiva ( $I_{cc}$ ) sendo normalmente utilizado uma detecção igual ou superior a  $1,3 I_{cap}$  e uma temporização superior a 0,5 segundos. Na proteção de máximo intensidade homopolar direcional deverá ser possível configurar a direccionalidade nos diferentes níveis de tensão de uma forma individual. Para o nível  $I_{0>>>}$  deverá ser possível o cálculo da corrente homopolar através de soma vetorial das correntes de fase, além disso, a função de máxima intensidade homopolar direcional, no caso de linhas aéreas ou mistas, deverá ter capacidade de desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”.

### 3.1.3 - Proteção Máximo Intensidade Homopolar de Terras Resistentes

A função de proteção de máxima intensidade homopolar direcional de terras resistentes (PTR) destina-se a detecção de defeitos fase terra com elevada resistência, mais precisamente na ordem dos 16,5 K $\Omega$ . Desta forma, a proteção PTR deverá ser dotada de uma elevada sensibilidade. Esta proteção deverá atuar para o nível  $I_{0>}$ , dispondo de uma curva de funcionamento do tipo “tempo muito inverso”, de modo a garantir a seletividade das saídas em defeito relativamente às restantes linhas. De acordo com a norma[10], para garantir esta seletividade, a curva PTR deve ser igual a uma das Equações 3.1 a 3.3 expressas atendendo às correntes observadas na linha em regime de funcionamento normal.



- $t_{op} = \frac{1459,15 \times TM}{I^{0,655}} [s] ; \text{para } 0,5 A \leq I < 5 A$  (Eq. 3.1)

- $t_{op} = \frac{800 \times TM}{I} [s] ; \text{para } 5 A \leq I < 200 A$  (Eq. 3.2)

- $t_{op} = 0,8 [s] ; \text{para } I \geq 200 A$  (Eq. 3.3)

Onde:

$t_{op}$  - Tempo de operação do relé;

$TM$  - Tempo discriminativo (tempo de margem entre a atuação de duas proteções)

$I$  - Coeficiente entre a corrente de curto-circuito e a corrente de arranque do relé.

A proteção também deve ser capaz de desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores” no caso de linhas aéreas ou mistas.

### 3.1.4 - Presença de Tensão

A proteção presença de tensão tem como função efetuar a verificação da presença de tensão do lado da rede de MT, para situações em que há ordem de fecho do disjuntor, seja devido a uma atuação por automatismo, a um comando voluntário local ou por telecomando. A proteção deve ser instalada na subestação AT/MT no painel da linha de MT quando se encontra interligada à mesma, unidades de produção dispersa.

### 3.1.5 - Condutor Partido

A proteção condutor partido tem como utilidade a deteção de interrupção de uma fase na linha a proteger, assim a linha a proteger deverá ser identificada pelo aparecimento da componente inversa da corrente ou por qualquer outro método desde que seja garantida a deteção da assimetria devido ao defeito. As estratégias de deteção de condutores partidos baseiam-se na alteração das componentes direta, inversa e homopolar das correntes das linhas devidas a rutura do condutor e em contato com o solo resistivo.

### 3.1.6 - Cold Load Pickup /Inrush Restrain

A proteção Cold Load Pickup / Inrush Restraint permite a introdução de um atraso no disparo dos relés de proteção, ou seja, tem com objetivo evitar atuações intempestivas das funções de proteção associadas aos picos de corrente, como por exemplo na sequência de ligação de cargas. Portanto a função desta proteção será alterar de forma temporária o valor máximo da corrente que a função de proteção de máximo de intensidade de fase está regulada.

A função Cold Load Pickup deverá ter em conta a ordem de fecho do disjuntor, enquanto a função Inrush restraint deverá ter em conta o conteúdo harmónico da corrente da linha.

### 3.2 - Religação Automática nas Redes de Distribuição

Na rede de distribuição a maior parte dos defeitos são defeitos monofásicos, mais concretamente os de carácter fugitivo ou semipermanente. A eliminação deste tipo de defeitos deverá ser realizada pela função de religação automática “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, assegurando a rápida reposição de serviço, após interrupções de curta duração. Desta forma o número de interrupções na rede de distribuição diminui, pois a linha com defeito não permanente não é retirada de serviço. Contudo, no caso de o defeito ser do tipo permanente, esta função deve ter a capacidade de isolar a linha em questão.

A função de religação deverá atuar em todos os painéis de linha AT e/ou MT da subestação, sem que, em caso de defeitos simultâneos ou consecutivos em várias linhas, a atuação numa delas iniba ou condicione de qualquer modo a atuação das outras.

A religação pode ser de três tipos,

- Religação: Manobra automática de fecho do disjuntor por atuação de proteção consecutiva a um disparo (ex: atuação da função de proteção de máxima intensidade) [9]
- Religação rápida: Religação cujo tempo de isolamento é reduzido, normalmente inferior a 0,4 segundos [9];
- Religação lenta: Religação cujo tempo de isolamento é da ordem das dezenas de segundos e não superior a 120 segundos [9].

O número de religações rápidas e lentas que a função de religação deverá permitir é apresentado na tabela 3.1

Tabela 3.1 Número de religações [9]

	Número de religações possíveis		
“Religação Rápida” (RR)	0	1	-
“Religação Lenta” (RL)	0	1	2

Na tabela 3.2 é apresentado os seis modos de funcionamento distintos do automatismo de religação para as redes de média tensão.

Tabela 3.2 Modos de funcionamento do automatismo de religação [9]

Modo de Funcionamento	Descrição Sumária
0	“Religação” inibida
4	1 “Religação rápida”
2	1 “Religação lenta”
3	2 “Religações lentas”
6	1 “Religação rápida” + 1 “Religação Lenta”
7	1 “Religação rápida + 2 “Religações lentas”

Nos modos de funcionamento 6 e 7 deverá preceder de uma religação rápida sempre a religações lentas. O modo de funcionamento deve poder ser selecionado, individualmente e separadamente, para cada um dos painéis de linha da subestação e, portanto, com total independência do programa selecionado para cada um deles.

O modo de funcionamento utilizado na proteção na linha de MT na subestação AT/MT é o modo de funcionamento 7 [11]. Este modo de funcionamento de religação é desencadeado através da função de máximo intensidade de fase, máximo intensidade homopolar, máximo intensidade homopolar direcional ou pela função máximo intensidade homopolar de terras resistentes. No caso de o defeito ser indiferente às religações, persistindo na rede de distribuição, o disjuntor abre definitivamente, sendo depois apenas possível voltar a fechar através de comando manual quando se resolver o defeito a partir de intervenção técnica.

Os parâmetros da religação rápida e lenta podem ser visualizados na Tabela 3.3 e 3.4 respetivamente:

**Tabela 3.3** Parâmetros característicos da religação rápida [9]

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Temporização do disparo instantâneo	0 a 0,05	0,005
Tempo de isolamento	0,1 a 0,4	0,01
Tempo de encravamento	5 a 120	1

**Tabela 3.4** Parâmetros característicos da religação lenta [9]

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Tempo de Isolamento	5 a 120	1
Tempo de encravamento	5 a 120	1

Os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha.

### 3.3 - Exploração do Regime de Neutro no Transformador na Rede de Distribuição

A conceção de um sistema elétrico de energia implica a seleção criteriosa do sistema de neutro a implementar, uma vez que, de acordo com Fuchiron[12] estes têm influência direta em diversos parâmetros da rede, em particular:

- Na corrente de defeito homopolar, uma vez que o valor desta depende essencialmente da impedância de neutro e da capacidade entre a terra e as fases (linhas, cabos e condensadores);
- Na tensão de contato e tensão de passo, dependentes das correntes de defeito homopolar e da impedância por onde esta flui;
- No nível das sobretensões e amplitude de eventuais fenómenos transitórios;

- No nível de distúrbios provocados em redes vizinhas, nomeadamente em redes aéreas devido aos campos magnéticos gerados pelo fluxo da corrente de defeito homopolar.

Os sistemas de neutro determinam ainda um conjunto alargado de características de operação das redes, nomeadamente:

- A duração máxima permitida para os defeitos homopolares;
- O número e a duração dos defeitos percebidos pelos clientes;
- A possibilidade e facilidade de reconfigurar a rede após um defeito;
- Os métodos aplicáveis na deteção e localização de defeitos homopolares.

A seleção do sistema de neutro, como referido define entre outras características, da rede, as correntes de defeito homopolar e os níveis de sobretensão, as quais são contraditórias, uma vez que a obtenção de correntes de defeito homopolar reduzidas conduz a sobretensões elevadas, e vice-versa. Assim sendo, a seleção do sistema de neutro resulta por conseguinte, entre a proteção e a operação do sistema elétrico de energia.

Nas redes de distribuição em média tensão não existindo um sistema de neutro único e comum a todas as redes, é possível encontrar cinco regimes de neutro distintos:

- Neutro distribuído e solidamente ligado à terra em diversos pontos;
- Neutro solidamente ligado à terra;
- Neutro ligado à terra através de uma impedância;
- Neutro ligado à terra através de uma bobine de Petersen;
- Neutro isolado da terra;

Cada um destes sistemas de neutro apresenta vantagens e desvantagens, sendo a sua utilização determinada por características de operação da rede, normas de segurança e hábitos locais. De acordo com Lehton et al [6] , nas redes de distribuição europeias, os três últimos regimes são os mais comuns, enquanto que a aplicação do neutro distribuído é mais habitual na América do Norte e em países fortemente influenciados pelos Estados Unidos.

A partir das tabelas 3.5 e 3.6 podemos verificar as vantagens e desvantagens de cada regime de neutro e as características resumidas dos cinco regimes. Salienta-se o facto de dos cinco regimes de neutro referidos é possível encontrar os últimos quatro nas redes de distribuição Europeias.

Tabela 3.5 Quadro resumo das vantagens e desvantagens dos regimes de neutro existentes

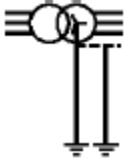
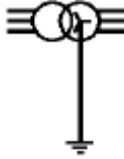
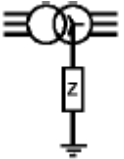


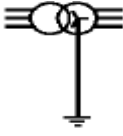
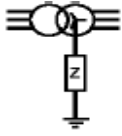
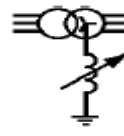

Regime de Neutro					
<b>Vantagens</b>	Permite a distribuição monofásica e trifásica	Fácil deteção de defeitos homopolares	Limita as correntes de defeito homopolar	Auto extinção das correntes de defeito homopolar	Limita as correntes de defeito homopolar
<b>Desvantagens</b>	Correntes de defeito homopolar elevadas	Correntes de defeito homopolar elevadas	Sistemas de proteção mais complexos	Sistemas de proteção complexos	Sobretensões elevadas
	Sistemas de proteção complexos		Reduz as sobretensões		

Tabela 3.6 Condicionantes associadas à implementação de cada um dos quatro sistemas de neutro utilizadas pelas Companhias Elétricas Europeias

Regimes de Neutro				
<b>Corrente de defeito homopolar</b>	Elevada (2 a 25 kA, em função do local)	0,1 a 2 kA em função da impedância	Praticamente zero (<40 A)	Correntes capacitivas (2 a 200 A)
<b>Defeitos</b>	Importantes	Função da impedância	Quase nulos	Reduzidos
<b>Perturbações de tensão</b>	Significativas	Reduzidas	Inexistentes	Inexistentes
<b>Continuidade de serviço</b>	Não	Não	Possível	Sim
<b>Limitações</b>	Térmicas e eletrodinâmicas	Térmicas impostas pela impedância	Térmicas impostas pela bobine	Eventuais sobretensões
<b>Deteção de defeitos homopolares</b>	Fácil (amperimétrico)	Fácil (amperimétrico)	Complexo (direcional)	Difícil
<b>Custo de deteção</b>	Mínimo	Mínimo	Elevado	Elevado

Na rede da EDP Distribuição, a par da utilização de redes aéreas e subterrâneas, é possível encontrar redes com o neutro isolado e redes com o neutro ligado à terra através de uma impedância. Se o neutro impedante não coloca dificuldades de maior à deteção dos defeitos fase-terra, o primeiro caso carece de uma grande atenção, em virtude da imensa dificuldade em assegurar o correto funcionamento dos sistemas de deteção na ocorrência de um defeito homopolar em redes de neutro isolado.

### 3.4 - Aparelhos de Corte Automático e Telecomandados

A inserção de órgãos de telecomando na rede elétrica de média tensão da EDP Distribuição, remonta ao final da década de 90, com o objetivo de poder flexibilizar a sua exploração, quer em situação de avarias, quer em manobras programadas.

Esta política de investimento está associada a uma inequívoca melhoria da qualidade de serviço prestada aos clientes e ao aumento da eficiência de meios disponíveis para gestão da rede.

Com o intuito de aumentar a fiabilidade e a qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica, tornou-se relevante diminuir a zona afetada após o defeito, reduzindo consequentemente a potência interrompida e o número de clientes afetados. Com isto, instalaram-se na rede de MT aparelhos de seccionamento automático e seletivos localizados em pontos estratégicos, permitindo a diminuição do tempo de indisponibilidade de alimentação dos clientes em caso de defeito. Portanto os aparelhos de corte automático têm como objetivo isolar parte da rede afetada por um defeito de forma automática, possibilitando a continuação de alimentação da restante linha de MT. Estes aparelhos são caracterizados pelo seu tipo de funcionamento, sendo possível distinguir os aparelhos mencionados nas secções (3.4.1 e 3.4.2).

#### 3.4.1 - Interruptor Auto-Religador

O funcionamento dos Interruptores Auto-Religadores (IAR) baseia-se no aparecimento e desaparecimento da tensão na linha de MT onde está instalado o IAR, durante o período de religação automática do disjuntor localizado na mesma linha na subestação de AT/MT. Os tipos de comando usados consistem no comando V-T (tensão-tempo) e no comando O-T (malha aberta)[13]. Como a rede portuguesa é radial e o comando O-T é utilizado em redes em malha aberta, este comando não tem grande relevância para o trabalho.

O IAR com o comando V-T permite a eliminação de defeitos de carácter fugitivo ficando a atuação deste bloqueada no caso de o defeito ser do tipo permanente. De acordo com [13], o seu funcionamento é caracterizado pela seguinte sequência de operações:

1º Na ocorrência de um defeito na linha em que se localiza o IAR, o disjuntor a montante abre o circuito. Em consequência o IAR nessa mesma linha sente a falta de tensão (no lado da subestação que normalmente o alimenta, também a montante) e após um período de tempo ( $t_a$ ) sem tensão o IAR abre. Este período justifica-se para ser possível evitar a abertura do IAR quando a proteção efetua religações rápidas para eliminação de defeitos fugitivos:

2º Na primeira religação lenta do disjuntor a tensão reaparece nos terminais do IAR, provocando o fecho do mesmo após uma constante de tempo regulável designado por tempo de confirmação ( $t_c$ ).

3º Após o fecho do IAR, inicia-se a contagem do chamado tempo de bloqueio ( $t_b$ ) regulável, podendo ocorrer duas situações distintas:

- O disjuntor volta a abrir, faltando novamente tensão no IAR durante o tempo de bloqueio, provocando conseqüentemente a sua abertura. O IAR fica bloqueado na posição de aberto, sendo apenas possível mudar esta posição de forma manual. Na segunda religação lenta do disjuntor, e no caso do defeito se localizar a jusante do IAR este fica no estado fechado uma vez que a zona de defeito se encontra numa zona isolada. No caso de o defeito ser a montante do IAR então o disjuntor volta a abrir, permanecendo nesta posição.
- O disjuntor não volta a abrir relevando deste modo que o defeito desapareceu. Depois do tempo de bloqueio ter acabado, sem que falte a tensão nos terminais do IAR, o IAR permanece fechado e o automatismo de comando regressa ao estado inicial.

Este tipo de configuração apenas é vantajoso se o defeito ocorrer a jusante do IAR, pois no caso de se situar a montante do mesmo, toda a linha ficará fora de serviço

No que toca à sua instalação, este automatismo é instalado em redes MT de 15 e 30 kV, onde as correntes em serviço contínuo não excedam os 400 A. Os IAR's são instalados geralmente nos apoios de amarração localizados habitualmente em linhas de maior comprimento e/ou linhas pertencentes a saídas importantes[14].

Em relação à regulação e coordenação, as constantes de tempo referidas em cima podem ser todas reguladas, sendo o tempo de bloqueio e confirmação parametrizados de acordo com o número de IAR's localizados na mesma linha de MT e de acordo com o disjuntor localizado na mesma linha na subestação AT/MT[14]. O tempo de confirmação e o tempo de bloqueio devem ser ambos superiores à temporização dos relés de proteção de modo a que sejam evitados bloqueios intempestivos no caso de o defeito se encontrar a montante do IAR e permitir que o IAR fique aberto e bloqueado no caso de o defeito ser a jusante deste.

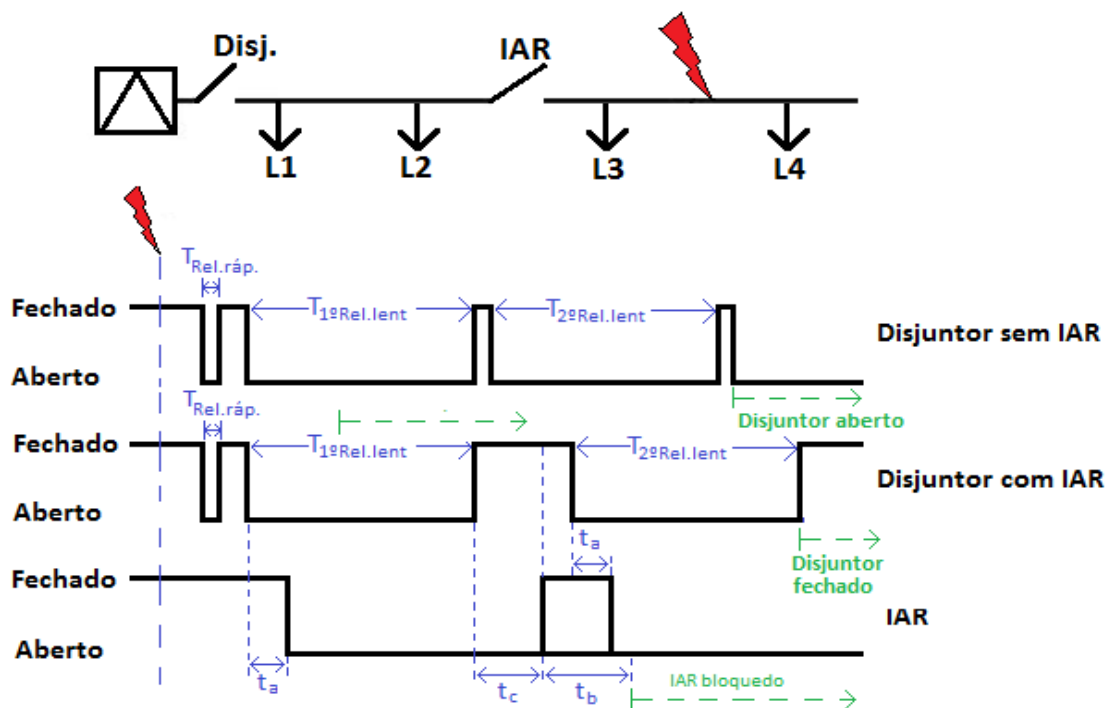


Figura 3.1 Funcionamento do Disjuntor com ou sem IAR e o funcionamento do IAR

Na figura 3.1 é possível observar o funcionamento do IAR de acordo com o comportamento do disjuntor. É possível verificar que sem IAR a linha de MT com o defeito a jusante do IAR é retirada totalmente de serviço. No caso da existência do IAR é possível retirar de serviço apenas o trecho da linha a jusante do IAR podendo alimentar as cargas L1 e L2. Assim é reduzido conseqüentemente a energia não fornecida e melhorado a qualidade de serviço da rede elétrica. Salienta-se, novamente, que este tipo de configuração de proteção na linha de MT só se torna vantajoso no caso de o defeito se localizar a jusante do IAR, pois no caso de se situar a montante do mesmo, a linha de MT será retirada de serviço na totalidade.

### 3.4.2 - Interruptor Aéreo Telecomandado: IAT

O interruptor aéreo telecomando é constituído por um órgão de corte (OCR) e por um armário de comando. Esta unidade possibilita a supervisão e o controlo do OCR tanto localmente através do painel de comando local como à distância via telecomando. Este dispositivo permite ainda a implementação de automatismos locais com o objetivo de isolar rapidamente os defeitos na rede sem que seja necessária a intervenção do operador. Os interruptores aéreos instalados recentemente podem ser de dois tipos: DAS e THO. O sistema de corte do primeiro tipo tem como base uma ampola de vácuo enquanto o dos THO tem por base o uso de hexafluoreto de enxofre. O tipo de comando é o V-T funcionando da mesma forma como já referido no ponto 3.4.1. A única diferença reside nos nomes dados às constantes do tempo em que  $t_a$  no interruptor aéreo telecomandado é designado como tempo de confirmação ( $t_c$ ) e o tempo de confirmação no IAR é designado no IAT como tempo de fecho ( $t_c=t_{\text{fecho}}$ )

## 3.5 - Resumo

Neste capítulo foi apresentado o sistema de proteções existentes na rede de Média Tensão. O sistema de proteção descrito neste capítulo consiste nomeadamente no sistema de proteção na linha de média tensão na subestação de alta tensão para média tensão, no regime de neutro e nos interruptores auto-religadores utilizados em Portugal.

A correta parametrização das funções de proteção é essencial na deteção e eliminação de defeitos e conseqüentemente para o correto funcionamento do SEE, como tal o sistema de proteção assume um carácter merecedor de consideração.

No seguimento do desenvolvimento efetuado, o estudo da religação automática e das proteções da linha de média tensão na subestação possibilitam verificar a influência que diferentes características das linhas têm no sistema de proteções de modo a saber quais os critérios a ter em conta na classificação da topologia das redes.



## Capítulo 4

# Definição de Critérios de Classificação de Topologia das Redes

A simulação de curto-circuitos em determinados pontos da rede tem enorme importância no planeamento, projeto e exploração das instalações e redes, ao permitir antever as consequências dos defeitos simulados[15]. Isto inclui, não só a colocação e regulação de dispositivos que promovam a interrupção dos circuitos defeituosos, mas também garantir que todos os componentes da rede percorridos pelas correntes de defeito podem suportar os seus efeitos enquanto elas persistem.

As simulações realizadas neste capítulo têm como objetivo a otimização das proteções, mais concretamente, a ativação do automatismo de religação automática, função de classificação da rede, em aérea ou subterrânea ou outra que se considere relevante.

As características das redes de distribuição de média tensão influenciam as correntes de curto-circuito na ocorrência de um defeito; portanto, variáveis como o comprimento da linha, potência de curto-circuito do barramento MT da subestação, entre outras, vão ter forte influência na atuação das proteções, mais especificamente no automatismo das religações.

Neste capítulo serão analisadas variáveis que caracterizam as linhas de distribuição de média tensão percebendo o grau de influência que estas terão nas correntes de curto-circuito da rede de distribuição.

Foram considerados 200 casos, ou seja, realizaram-se simulações de defeitos fase-terra, fase-fase e trifásicos em 200 linhas com características distintas. As características que vão ser estudadas neste trabalho serão as que já foram definidas no capítulo 1.

As simulações foram realizadas a partir do programa Dplan (ferramenta corporativa da EDP Distribuição para a análise e estudo de redes elétricas) enquanto as linhas foram extraídas pelo programa SIT (ferramenta corporativa da EDP Distribuição para o cadastro da rede elétrica, ambas fornecidas pela EDP Distribuição). Estes dois programas contêm toda a informação relativa à rede elétrica pertencente à EDP em Portugal Continental. O interface destes dois programas é apresentado no Anexo B.

## 4.1 - Simulação de Defeitos Fase-Terra

Os curto-circuitos fase-terra são os mais predominantes nas redes de distribuição de média tensão podendo ter duas origens: redução do isolamento dos equipamentos constituintes da rede por degradação das suas características (exposição a agentes atmosféricos, sobreesforços de funcionamentos) ou danos físicos geralmente causados por terceiros sobre o isolamento dos condutores da rede, sejam linhas aéreas ou cabos subterrâneos. Representando, segundo [16], 80% dos defeitos que ocorrem nas redes, onde a maioria são fugitivos, estes defeitos são os mais importantes para o nosso estudo.

O facto de podermos tocar num objeto ligado à terra ou estarmos nas proximidades deste no momento preciso em que ele escoar uma corrente de defeito, pode, em algumas circunstâncias constituir um risco. A probabilidade de um choque elétrico resultará da ocorrência simultânea de um conjunto de acontecimentos aleatórios: ocorrência de um defeito, a presença no local de ser humanos ou outros animais e a criação de uma diferença de potencial que dê origem a uma corrente elétrica que circule através do corpo[17]. Desta forma existe mais um fator que revela a grande importância deste tipo de defeitos.

O valor da corrente deste tipo de curto-circuito depende da impedância ligada entre o neutro e a terra no barramento MT da subestação, pelo que foram realizadas simulações para reactâncias de 300 A e 1000 A, tradicionalmente utilizadas pela EDP Distribuição, nas subestações compostas maioritariamente por redes aéreas ou redes subterrâneas, respetivamente.

De acordo com as simulações realizadas verifica-se que não existe grande variância da corrente de curto-circuito ao longo das diferentes linhas e para as diferentes reactâncias. Verifica-se que as correntes nunca ultrapassam o limite (300 ou 1000 A) e que a variância da corrente de curto-circuito ao longo da linha é bastante pequena. Estes resultados podem ser verificados para linhas com diferentes tensões e impedância nas figuras 4.1 à 4.3.

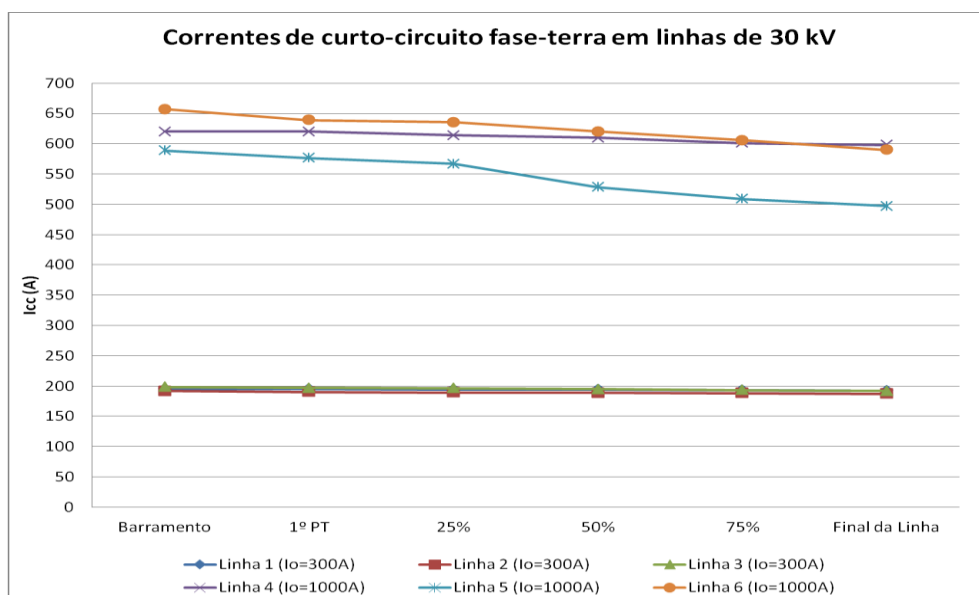


Figura 4.1 Simulação de curto-circuitos fase-terra em linhas de 30 kV

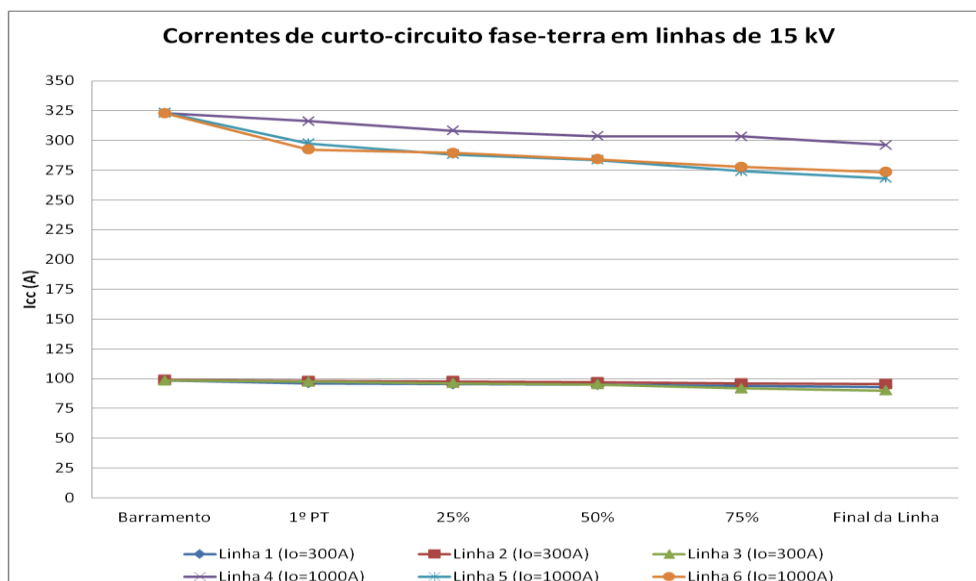


Figura 4.2 Simulação de curto-circuitos fase-terra em linhas de 15 kV

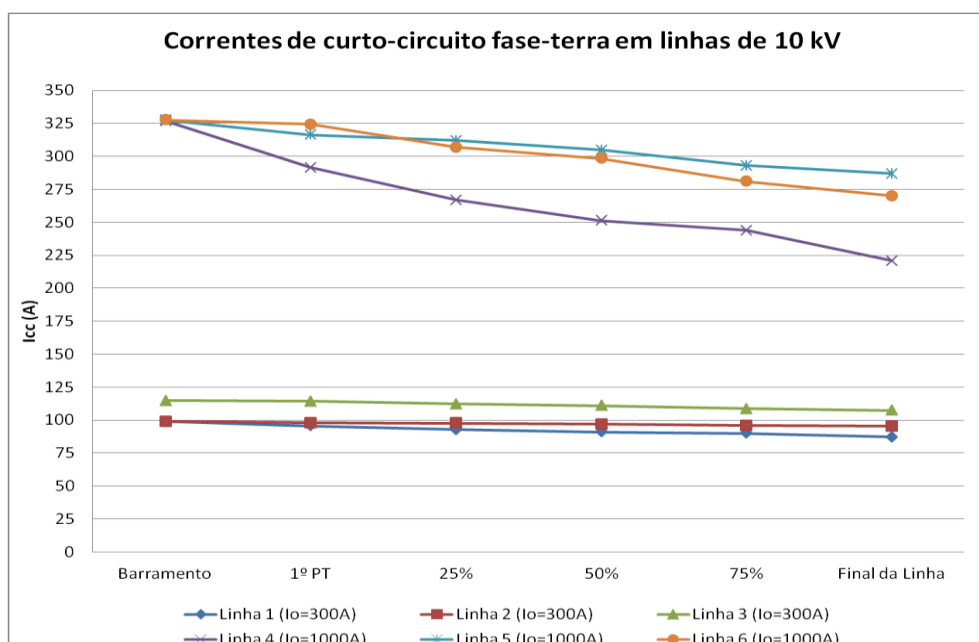


Figura 4.3 Simulação de curto-circuitos fase terra em linhas de 10 kV

As proteções que identificam e eliminam os defeitos fase-terra são as seguintes:

- Máximo Intensidade Homopolar Direcional (MIHD);
- Máximo Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR);
- Máximo Intensidade Homopolar (MIH)

O automatismo de religação atua de forma diferente para o regime de neutro isolado e o regime de neutro impedante. No entanto, sabendo que até final de 2012 todos os regimes de Neutro isolado das redes da EDP Distribuição irão passar a ser neutro impedante apenas serão estudadas as proteções para o regime de neutro impedante.

Desta forma o sistema de proteções para defeitos fase-terra funciona da seguinte forma,

**Topologia A:**

Tabela 4.1 Regulação das funções de proteção fase terra para a topologia A

	10/15/30 kV	Top (s)
$I_{O>PTR}$	2 A	5
$I_{Od>}$	40 A	0,5
$I_{O>>}$	90 A	0,15

**Topologia B:**

Tabela 4.2 Regulação das funções de proteção fase-terra para a topologia B

	10/15/30 kV	Top (s)
$I_{O>}$	40 A	0,5
$I_{O>>}$	90 A	0,2

**Topologia C:**

Tabela 4.3 Regulação das funções de proteção fase-terra para a topologia C

	10/15/30 kV	Top (s)
$I_{O>}$	40 A	0,5

Para todas as topologias a religação atua em todas as proteções para regimes de neutro impedante, logo verifica-se que para todos os defeitos fase-terra o automatismo de religação irá sempre atuar.

Com a atuação destas proteções não se consegue definir nenhum critério de classificação de topologia da rede, visto as correntes de defeito estarem praticamente inalteradas ao longo da linha e a religação atuar em toda a linha para os diferentes casos estudados. Desta forma torna-se necessário a simulação de outro tipo de curto-circuitos, mais precisamente curto-circuitos trifásicos e fase-fase de modo a verificar quando se torna desvantajoso colocar a religação em serviço devido ao facto de este tipo de defeitos serem maioritariamente permanentes ou semipermanentes e possuírem correntes de curto-circuito mais elevadas.

Apesar de não se tirar grandes conclusões a partir dos defeitos fase-terra existem casos extremos que devem se ter em conta como linhas com grande composição subterrânea ou aérea. No ponto 4.1.1 e 4.1.2 foram estudados estes dois casos.

**4.1.1 - Rede com grande composição subterrânea**

Um cabo subterrâneo é composto por:

- A alma condutora que transporta energia;
- O isolamento, que permite isolar os condutores nus uns dos outros e dos seus envolventes;
- A proteção exterior para proteger contra ações mecânicas, químicas e eletrolíticas, o fogo e qualquer outro tipo de influências externas que possam ser prejudiciais.

Como é dito no Anexo A os defeitos podem ter origem interna ou externa. Nos cabos subterrâneos os defeitos de origem interna ocorrem essencialmente devido a defeitos de fabrico, alterações da qualidade dielétrica do material isolante ao longo do tempo (envelhecimento), aquecimento excessivo do cabo (originado pela potência transmitida, temperatura ambiente ou resistência térmica do solo muito elevada), ou aparecimento de elevadas solicitações dielétricas (sobretensões). Os defeitos de origem externa ocorrem devido a uma penetração progressiva de humidade no isolante do cabo devido a uma deterioração da bainha de chumbo, que pode ser resultante de mau manuseamento durante o transporte ou instalação, movimento do solo, vibrações ou em algum dos acessórios como as caixas de junção (má conceção ou montagem defeituosa). Outro defeito que ocorre devido a fatores externos à rede e que é frequente acontecer, é o caso da destruição acidental, por ação de uma escavadora. Convém salientar que os defeitos de fabrico nos cabos são cada vez menos frequentes, devido aos cada vez mais rigorosos ensaios de qualidade a que estes estão sujeitos.

Desta forma a frequência de defeitos em redes subterrâneas é bastante baixa e tende progressivamente a ser menor. A frequência média com que ocorrem defeitos nas redes subterrâneas tende cada vez a diminuir e se há cerca de 40 anos variava, sensivelmente entre 1 a 5 defeitos em cada 100 km de cabo[18], ao longo de um ano, atualmente as redes tendem a não ter mais de 1 defeito por ano para cada 100 Km de ligação trifásica[19]. Para este facto muito contribui a introdução dos cabos de isolamento sintético.

Apesar de existir inúmeros fatores que podem provocar defeitos nas redes subterrâneas, como foi dito em cima, a percentagem de existirem curto-circuitos em cabos subterrâneos é muito pequena e segundo Puret [2], 100% dos curto-circuitos nos cabos subterrâneos são permanentes. Desta forma podemos concluir que para redes subterrâneas não é vantajoso colocar a religação em serviço, classificando as redes com grande componente subterrânea em redes subterrâneas.

A partir da figura 4.4 também se verifica que as redes com 90 a 100 % componente subterrânea relativamente ao seu comprimento total, têm em média comprimentos muito pequenos, tornando-se improvável ocorrer um defeito.

Desta forma podemos concluir que redes com uma componente subterrânea maior que 90% devem ser classificadas automaticamente como subterrâneas e devem ter a religação fora de serviço.

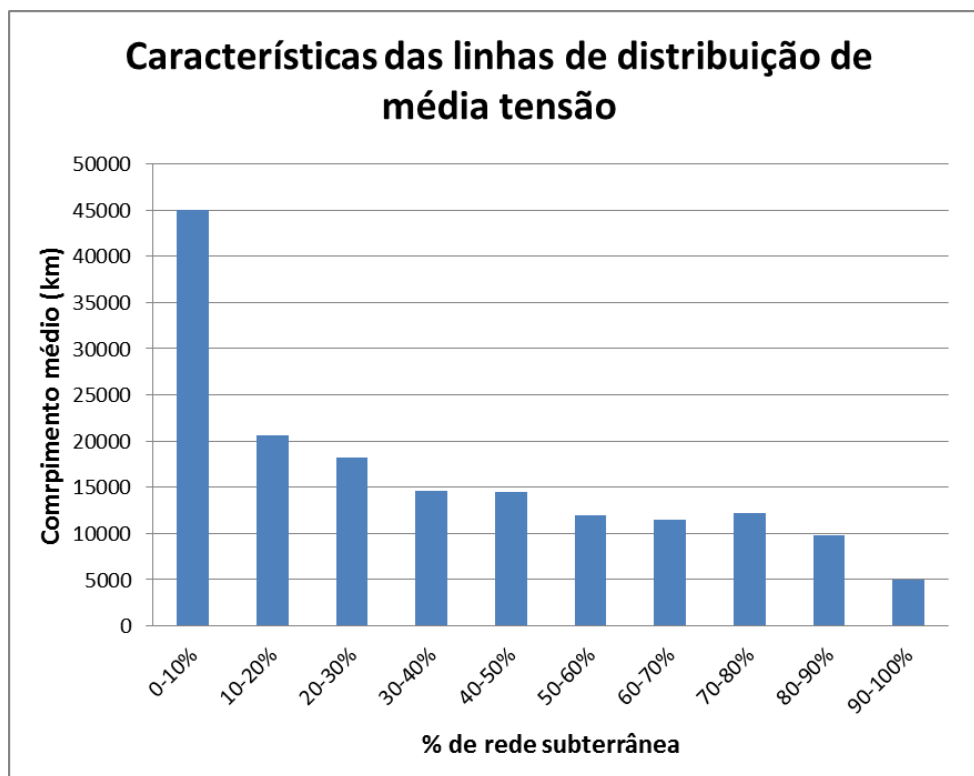


Figura 4.4 Relação entre a percentagem de rede subterrânea e o comprimento das linhas de média tensão da EDP Distribuição

#### 4.1.2 - Redes com grande composição aérea

Nas linhas aéreas, os condutores a empregar são, em regra, nus, adotando-se condutores isolados apenas em casos muito especiais. Os condutores isolados são raramente utilizados pois, fruto de experiências anteriores, constatou-se que mesmo com revestimentos supostamente à prova de intempéries, as características do condutor não se mantinham inalteráveis. Por este motivo, aliado ao fator económico, generalizou-se a preferência pelos condutores nus no estabelecimento de linhas aéreas. Os condutores nus são realizados pelo cableamento de fios, de um ou mais materiais, em camadas concêntricas, de sentidos alternados. Os condutores nus poderão ser de Cobre, Alumínio-Aço ou ligas de alumínio, sendo que, na EDP Distribuição, são maioritariamente usados condutores nus de Al-Aço.

A percentagem de curto-circuitos em linhas aéreas e em cabos subterrâneos é largamente favorável a estes últimos, embora se tiver em conta que cerca de 90% dos defeitos em linhas aéreas são transitórios, o que não sucede nos cabos subterrâneos, se verificar que o número de defeitos permanentes não difere substancialmente, por ano e km entre linhas e cabos. Em regra porém os cabos são mais curtos que as linhas aéreas (figura 4.4) o que está associado a serem típicos dos meios urbanos de grande densidade populacional. É por esta razão que o número de defeitos por cada linha aérea é, em regra, muito superior ao número de defeitos por cada cabo subterrâneo.

Desta forma podemos concluir que redes com grande componente aérea e consequentemente grandes comprimentos (figura 4.4) devem ter a religação em serviço visto que existe uma grande probabilidade de ocorrência de curto-circuitos fugitivos.

Outro fator importante é a coordenação entre os automatismos de religação automática e o V-T (voltage-time), já anteriormente descrito. Sabendo que a religação pode danificar a

rede na ocorrência de defeitos permanentes, a existência de IAR ou IAT melhora a qualidade de serviço e o automatismo de religação não danifica a rede devido aos aparelhos de corte automático isolarem a zona de defeito (ponto 3.4). Portanto, na presença de IAR's ou IAT's na rede torna-se vantajoso colocar a religação em serviço nas proteções da linha na subestação.

Como já foi dito no ponto 3.4, estes automatismos são instalados em ramais de grande comprimento ou zonas com saídas importantes; portanto, para linhas 90 % aéreas normalmente existem esses automatismos devido ao facto de terem grandes comprimentos. Verifica-se que a diferença de comprimentos médios entre os intervalos de linhas pertencentes ao 90 % aéreo e 80% aéreo é quase o dobro (figura4.4).

No anexo C está representada uma tabela que apresenta 100 linhas de características diferentes que comprova que os IAR's ou IAT's são instalados em linhas de grande comprimento ou para linhas com grande componente aérea.

Desta forma para estes casos torna-se vantajoso colocar a religação em serviço nestas redes visto serem bastante aéreas (grande probabilidade de defeitos) e devido a existir comandos V-T que melhoram a fiabilidade e a qualidade de serviço.

Portanto conclui-se que as linhas com uma componente subterrânea inferior ou igual a 10% do seu comprimento total devem ser classificadas como aéreas e possuem o automatismo de religação automática ligado, visto que existe uma grande probabilidade de ocorrer defeitos fugitivos e existir dispositivos que isolam as zonas de defeito melhorando a qualidade de serviço da religação.

### 4.1.3 - Conclusões

Ao simular defeitos fase-terra em linhas com diferentes características verificou-se que as correntes de defeito pouco variam ao longo da linha. Também se verificou que a religação atua para todos os casos e para as 200 linhas que foram estudadas para este trabalho. Desta forma podemos concluir que não é possível definir critérios de classificação de topologia da rede visto que pouca informação é retirada com estas simulações.

No entanto existem casos que merecem ser caso de atenção como linhas com grande composição aérea ou subterrânea. No ponto 4.1.1 e 4.1.2 conclui-se que existem casos onde a classificação pode ser feita a partir de um único critério: composição da rede. Para redes com uma composição subterrânea maior que 90% a religação deve estar fora de serviço e para redes com uma composição subterrânea menor que 10% a religação deve estar em serviço, ou seja é classificada como rede aérea. Desta forma existe um conjunto de linhas, como indica a figura 4.5, que devem ser classificadas por outro tipo de critérios. Visto que as características da rede salientadas no capítulo 1 não podem ser estudadas com os defeitos fase-terra, torna-se necessário a simulação de defeitos trifásicos e fase-fase (ponto 4.2).



Figura 4.5 Número de linhas com diferentes percentagens de componente subterrânea

## 4.2 - Simulação de defeitos fase-fase e trifásicos

Com as simulações fase-terra verificou-se que a religação atua sempre, sendo necessário a partir de outro tipo de curto-circuito verificar quando a religação se torna dispensável de modo a aumentar a qualidade de serviço.

Apesar de os defeitos fase-terra serem largamente dominantes, particularmente nos níveis de tensão superiores[20], os defeitos fase-fase representam 15 % dos defeitos verificando-se que normalmente degeneram num curto-circuito trifásico, enquanto que os defeitos trifásicos representam 5 % dos casos reportados de situações de defeito [21].

Desta forma este tipo de defeitos normalmente permanentes também tem grande importância na melhoria e otimização do automatismo de religação automática (por serem potencialmente muito destrutivos para os ativos da rede) e conseqüentemente na classificação da topologia da rede.

Portanto foram realizadas simulações de curto-circuitos trifásicos e fase-fase em linhas com diferentes características de modo a verificar para que correntes a religação deixa de atuar. Admitindo que todas as subestações da EDP Distribuição são inteligentes, ou seja a religação só atua para uma certa corrente de defeito, foram definidos valores de referência de acordo com o guia de proteções da EDP Distribuição [11]. Segundo o guia, o sistema de proteções inteligente atua da seguinte forma:

- Topologia A:

Tabela 4.4 Proteção contra defeitos entre fase para a topologia A

	10 kV	15 kV	30 kV
$I >$	$1,4 I_N$	$1,4 I_N$	$1,4 I_N$
$I >>$	$2,0 I_N$	$2,0 I_N$	$2,0 I_N$
$I >>>$	4000 A	2000 A	1500 A



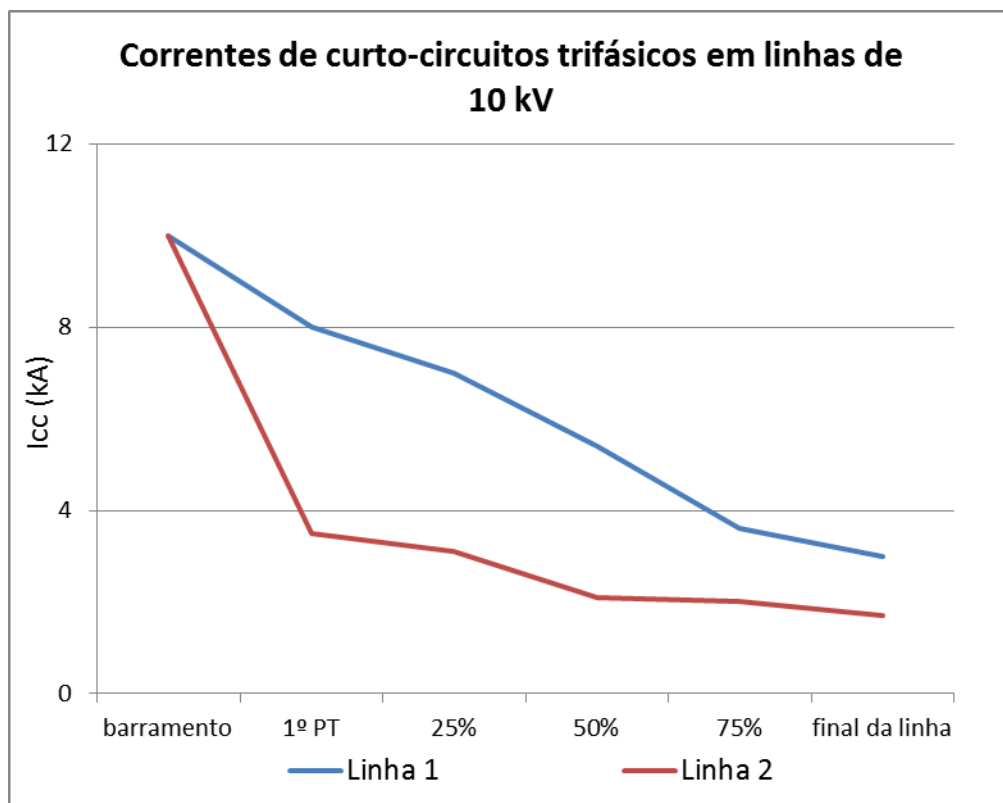
- Topologia B:

**Tabela 4.5** Proteção contra defeitos entre fases para a topologia B

	10 kV	15 kV	30 kV
$I >$	$1,4 I_N$	$1,4 I_N$	$1,4 I_N$
$I >>$	4000 A	2000 A	1500 A

Sabendo que a religação atua em  $I >>$  na topologia A e em  $I >$  na topologia B, podemos assumir como valores de referência 4 kA, 2kA e 1,5 kA para linhas com nível de tensão de 10 kV, 15 kV e 30 kV respectivamente, ou seja a religação deixa de atuar quando os valores de referência são ultrapassados.

A partir dos valores de referência podemos tirar conclusões acerca da relação das características das redes, referidas no capítulo um, e a atuação do automatismo da religação. Por exemplo, simulando um defeito trifásico em vários pontos (barramento MT da subestação, 1º PT, 25%, 50% e 75% e no final da linha) de uma linha curta subterrânea e uma linha comprida aérea, ambas de 10 kV, podemos verificar que os valores da corrente vão ser diferentes como é possível observar na figura 4.6.



**Figura 4.6** Valores de corrente de curto-circuito em duas linhas de 10 kV fictícias

A partir destes resultados podemos verificar que a corrente de defeito na linha 1 (linha subterrânea) não atenua o suficiente para a religação atuar, devido às suas características como o comprimento e a sua indutância. Contrariamente, a linha 2 (linha aérea) tem uma atenuação da corrente muito maior, sendo menor do que o valor de referência (4kA) em quase todos os pontos da linha, ou seja, na ocorrência de curto-circuitos trifásicos no 1º PT, a 25 %, 50%, 75% e final da linha o automatismo de religação atua.

Desta forma podemos afirmar que se torna vantajoso colocar a religação em serviço na linha 2, visto a corrente de defeito apresentar um valor baixo e consequentemente os danos provocados na rede pelo automatismo de religação, em defeitos permanentes, serem insignificativos. Contrariamente, a linha 1 apresenta correntes de defeito muito altas, sendo o valor de corrente de defeito mais baixo que 4kA apenas no final da linha. Portanto podemos afirmar que para este caso a religação deve estar fora de serviço, pois as correntes apresentam valores muito elevados e a atuação do automatismo pode danificar a rede na presença de defeitos permanentes. Com isto afirma-se que a linha 2 deve ser classificada como aérea e a linha 1 classificada como subterrânea.

Salienta-se que estes dois casos são fictícios, servindo para exemplificar como as características da rede vão ser avaliadas e estudadas ao longo deste capítulo e como as linhas serão classificadas.

#### 4.2.1 - Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação

Na ocorrência de um curto-circuito a corrente é influenciada por todas as fontes existentes na linha onde ocorreu o defeito. A subestação AT/MT é uma das fontes de curto-circuito principais, portanto a potência de curto-circuito no barramento MT da subestação é bastante importante na caracterização da corrente de defeito.

Devido a importância desta variável foram analisadas correntes de curto-circuito em linhas com diferentes potências de curto-circuito no barramento MT da subestação e com diferentes níveis de tensão. Os resultados obtidos foram os seguintes,

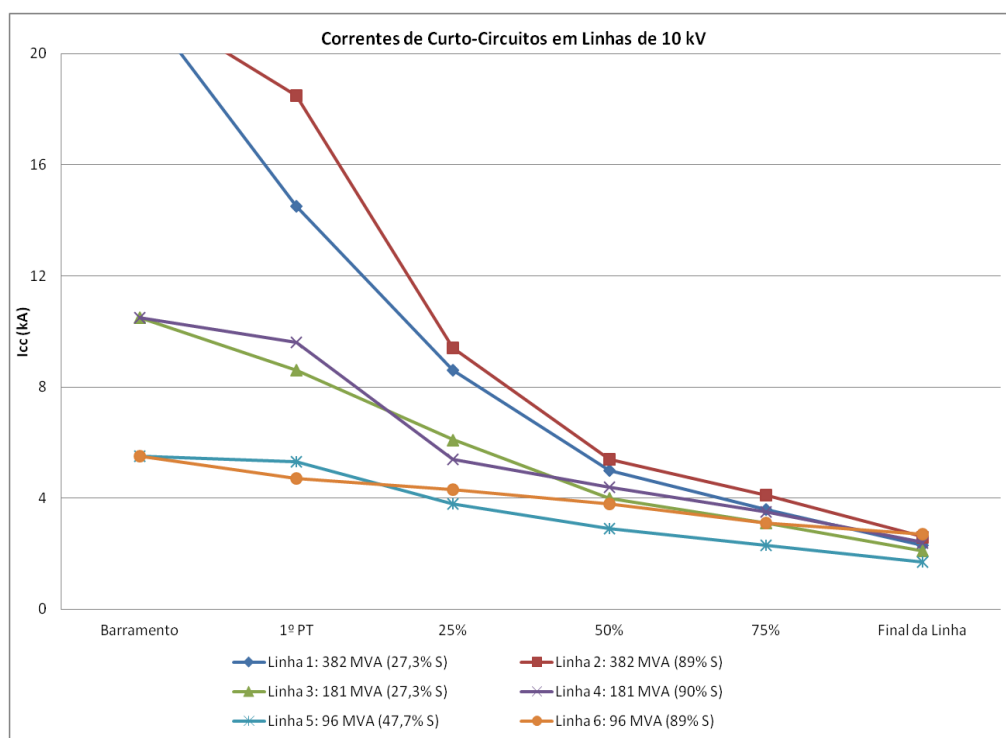
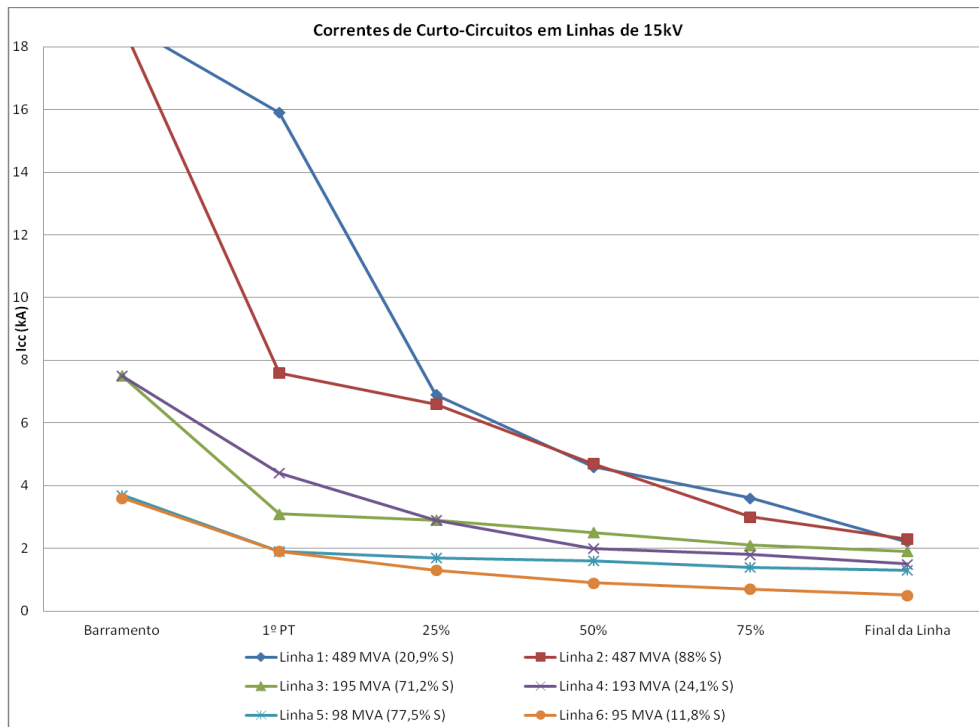


Figura 4.7 Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 10 kV com diferentes potências de Curto-Circuito no barramento MT da subestação

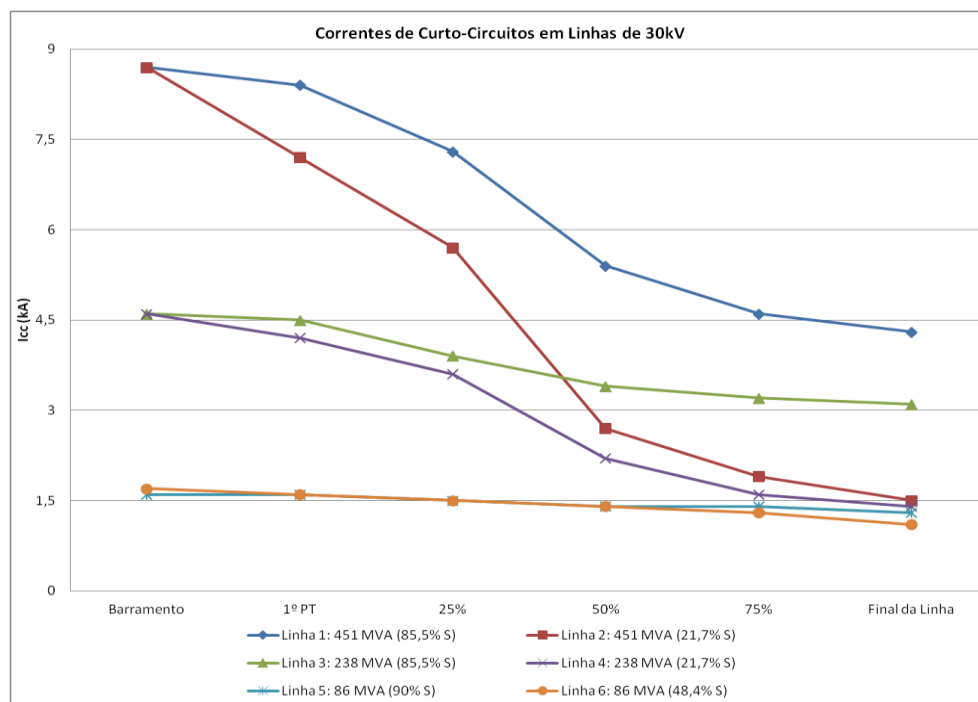
De acordo com a figura 4.7 e como esperado as correntes de curto-circuito são mais elevadas no barramento de média tensão da subestação, quanto maior for a potência de

curto-circuito no mesmo. Tendo em conta que a religação atua até aos 4 kA para linhas de 10 kV [11], verifica-se que a religação atua apenas a 75% ou no final da linha para as linhas 1 e 2 enquanto nas linhas 5 e 6 atua em quase toda a linha. Desta forma conclui-se que para potências elevadas a tendência para a religação estar fora de serviço é maior visto as correntes de defeito serem maiores e o automatismo de religação ter um maior dano nos ativos existentes na rede.

Em seguida procedeu-se a simulações de curto-circuitos em linhas de 15 e 30 kV com diferentes potências de curto-circuito no barramento MT da subestação como é possível verificar na figura 4.8 e 4.9.



**Figura 4.8** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 15 kV com diferentes potências de curto-circuito no barramento MT da subestação



**Figura 4.9** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 30 kV com diferentes potências de curto-circuito no barramento MT da subestação

Analisando a figura 4.8 verifica-se a mesma ocorrência das linhas de 10 kV, ou seja os valores da corrente de curto-circuito vão aumentando com o incremento das potências de curto-circuito; por exemplo, as linhas que possuem potências de curto-circuito no barramento MT da subestação rondando os 400 MVA têm correntes de cerca de 20 kA, enquanto que para 90 MVA, as correntes de curto-circuito no barramento variam entre os 3 a 4 kA. Ao nível das religações e sabendo que para as linhas de 15 kV a religação deixa de atuar aos 2 kA[11], verifica-se que para potências baixas a religação atua em quase toda a linha enquanto para potências elevadas a religação nem atua. Desta forma podemos concluir que para potências elevadas poderá ser desvantajoso colocar a religação em serviço, visto as correntes de curto-circuito serem muito elevadas e este poder danificar os ativos da rede.

Nas linhas de 30 kV podemos tirar as mesmas conclusões através da figura 4.9, ou seja, quanto maior a potência de curto-circuito no barramento MT da subestação maior a corrente de curto-circuito no barramento. A religação automática apenas atua em quase toda a linha para potências pequenas, neste caso para 86 MVA, sendo vantajoso colocar a religação em serviço, apesar de estes curto-circuito serem trifásicos e fase-fase. Esta conclusão pode ser verificada na figura 4.9, tendo em conta que a religação deixa de atuar para correntes de curto-circuito maiores que 1,5 kA[11].

Desta forma conclui-se que independentemente do nível de tensão, a atuação das religações é influenciada pela potência de curto-circuito no barramento MT, ou seja, para potências elevadas torna-se desvantajoso colocar o automatismo de religação em serviço visto as correntes de defeito serem muito elevadas. Para potências pequenas a probabilidade de haver religação em toda a linha para este tipo de curto-circuitos é muito grande para este tipo de defeitos. No entanto, devido as correntes serem de baixo valor o automatismo de religação não danifica os ativos da rede para defeitos permanentes ou semi-permanentes, tornando-se vantajoso o automatismo de religação estar em serviço.

Portanto a potência de curto-circuito é um dos critérios de classificação da topologia da rede visto ser uma grande influência na atuação das religações.

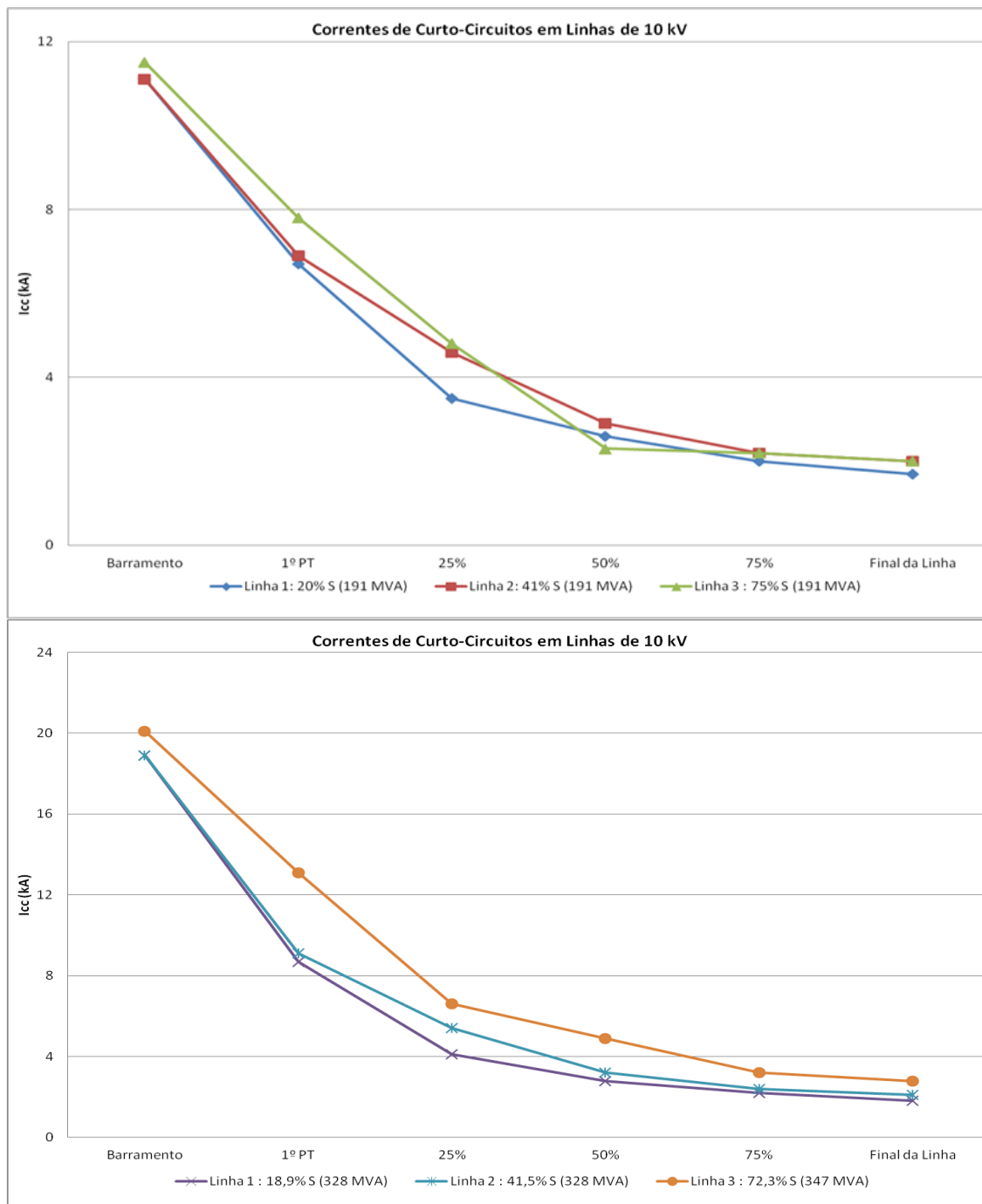
Ao longo dos testes realizados para as potências de curto-circuito foram usadas linhas com diferentes percentagens de rede subterrânea. Verificou-se nas figuras 4.7, 4.8 e 4.9 que para redes maioritariamente aéreas a corrente de curto-circuito tinha uma maior atenuação ao longo da linha, podendo até chegar a valores inferiores no final da linha quando comparado a linhas maioritariamente subterrâneas. Este fenómeno torna-se evidente para potências elevadas nas figuras 4.7, 4.8 e 4.9. Desta forma pode-se concluir que a percentagem de componente subterrânea na linha pode ser uma das variáveis a ter em conta para a classificação das redes em aéreas ou subterrâneas. De seguida irá ser realizado o teste para esta variável, relacionando-a com as correntes de curto-circuitos trifásicos e fase-fase.

#### **4.2.2 - Percentagem de rede subterrânea nas linhas**

A rede nacional de distribuição é constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos. Como foi dito no capítulo dois, existem vantagens e desvantagens no uso de cada uma destas topologias. Uma das diferenças entre estas duas topologias é a capacidade e a indutância de cada uma delas. A presença de bainha nos cabos subterrâneos afeta ainda que de forma pouco acentuada, quer a resistência aparente quer a indutância, visto serem induzidas correntes de Foucault. A consequência prática é um aumento sensível da resistência e uma diminuição ligeira da indutância em relação às linhas aéreas. Segundo[7], a indutância dos cabos subterrâneos é consideravelmente inferior à das linhas aéreas devido à maior proximidade dos condutores - da ordem de 0,3-0,4 mH/Km para cabos monopulares de média tensão (encostados). Apesar de a admitância transversal da linha poder ser desprezada no cálculo das correntes de curto-circuito e a resistência ser desprezada em linhas de muita alta tensão, a indutância torna-se relevante para linhas de média tensão.

Desta forma podemos concluir que a composição da linha pode influenciar a corrente de curto-circuito, visto que para linhas aéreas existe uma maior atenuação da corrente de defeito ao longo desta. Portanto foram simulados curto-circuitos trifásicos e fase-fase para linhas com diferentes percentagens de cabo subterrâneo e diferentes níveis de tensão, de modo a verificar se a composição da linha pode ser um critério de classificação das redes.

Começou-se por verificar as correntes de curto-circuito em linhas de 10 kV com diferentes percentagens de cabo subterrâneo e com potências de curto-circuito medianas, visto que para casos extremos estas tornam-se influenciáveis na atuação das religações, como foi visto no ponto 4.2.1.

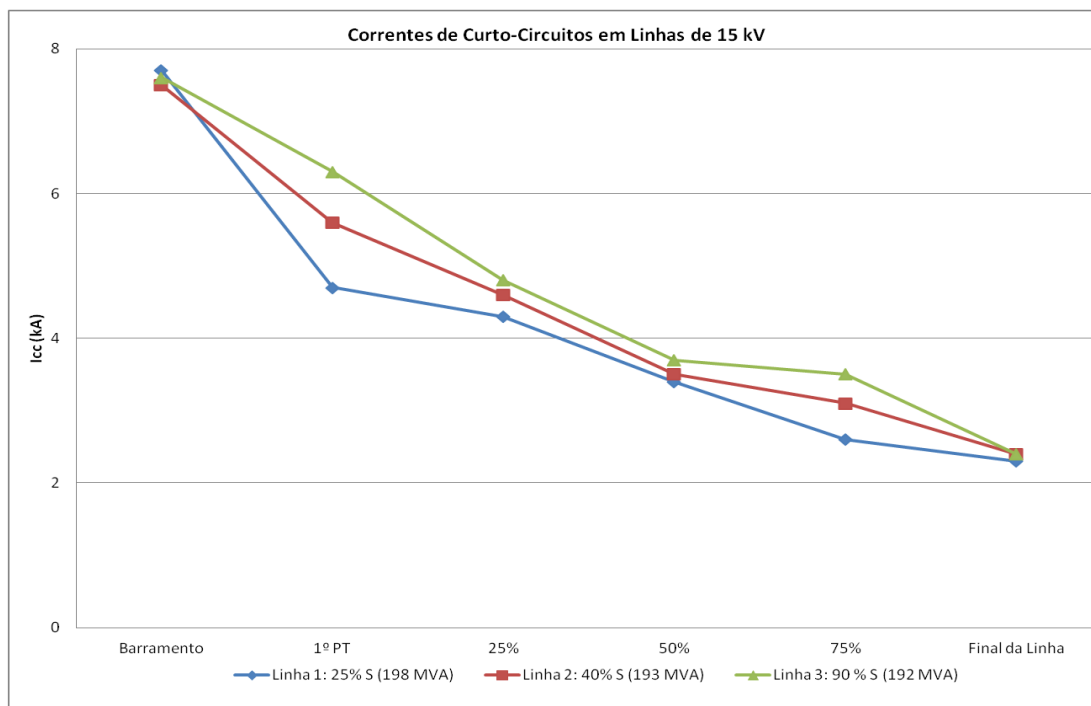


**Figura 4.10** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 10 kV com diferentes percentagens de componente subterrânea para potências de curto-circuito no barramento compreendidas entre os 190 MVA e 320 MVA

De acordo com a figura 4.10 verifica-se que para linhas com maior componente aérea existe uma maior atenuação da corrente entre o barramento da subestação e 50 % da linha para qualquer tipo de potência de curto-circuito no barramento da subestação. No entanto, apesar desta significativa diferença do valor da corrente de curto-circuito para linhas com diferentes componentes subterrâneas, a partir de metade da linha a diferença entre as correntes começa a ser pequena, tomando as correntes de defeito valores muito parecidos ou iguais no final da linha. Sabendo que para linhas de 10 kV a religação deixa de atuar a partir dos 4 kA verifica-se que para todos os casos a religação atua a partir de 50 % da linha.

Desta forma pode concluir-se que apesar da grande atenuação da corrente de curto-circuito para linhas com grande percentagem de componente aérea, entre o barramento e 25 a 50 % da linha, esta variável não tem grande influência na atuação das reliações visto as correntes mesmo assim serem bastante elevadas no início da linha.

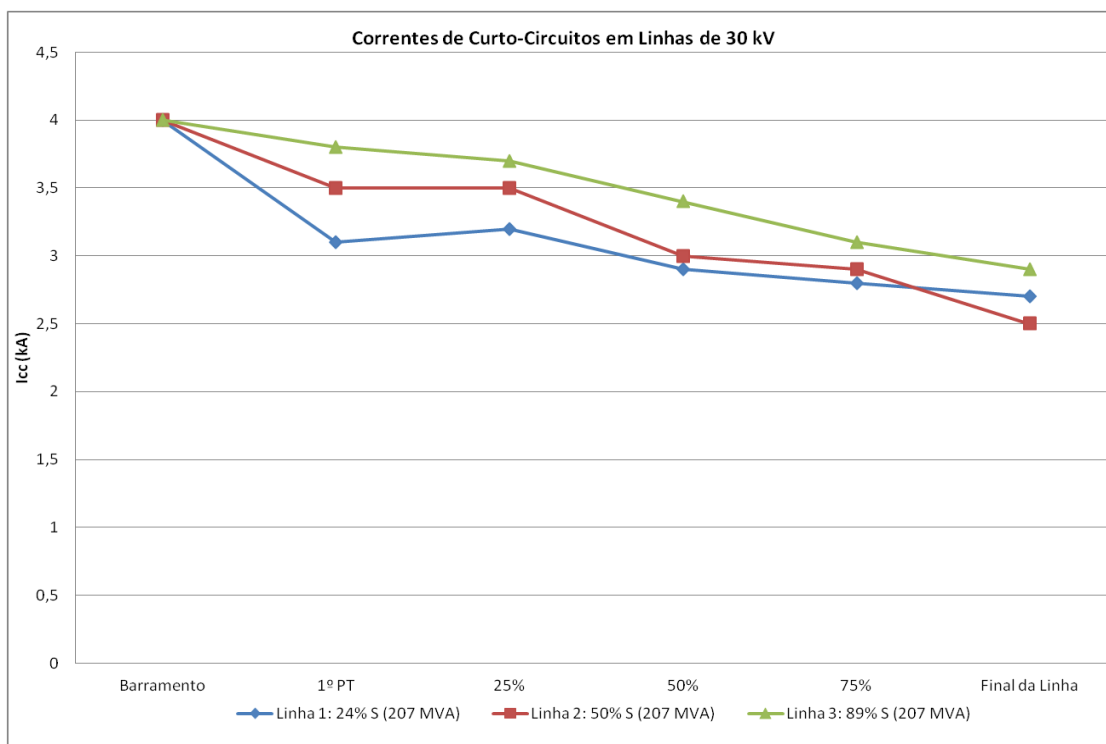
Após esta conclusão verificou-se, se o mesmo fenómeno ocorria para linhas de 15 e 30 kV obtendo-se os resultados apresentados nas figuras 4.11 e 4.12



**Figura 4.11** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 15 kV com diferentes percentagens de componente subterrânea para potências de curto-circuito no barramento compreendidas entre os 190 MVA

Através da figura 4.11 podemos observar o mesmo fenómeno ocorrido nas linhas de 10 kV, ou seja existe uma grande atenuação da corrente de curto-circuito no início das linhas com grande componente aérea e que a partir de 25 a 50% da linha os valores das correntes de defeito começam a ser parecidos. Também se verifica, ao contrário das linhas de 10 kV que a reliação não atua em nenhum ponto da linha para os 3 casos, visto que o automatismo deixa de atuar a partir dos 2 kA. Desta forma conclui-se que a componente subterrânea nas linhas não tem influência na atuação das reliações, enquanto que o nível de tensão poderá ser relevante e um critério a ser estudado posteriormente devido aos diferentes patamares de proteção para diferentes níveis de tensão.

Para as linhas de 30 kV e de acordo com a figura 4.12 retiram-se as mesmas conclusões, ou seja existe uma maior atenuação da corrente no início da linha para linhas com grande componente aérea mas não é influente na atuação das reliações devido ao facto de as correntes de curto-circuito continuarem a ser elevadas e a reliação raramente atuar. Para este nível de tensão a reliação deixa de atuar a partir dos 1,5 kA, fazendo com que a reliação raramente atue devido ao patamar ser muito baixo. Desta forma conclui-se mais uma vez que o nível de tensão possa ser um critério a ter em conta para a atuação das reliações.



**Figura 4.12** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 10 kV com diferentes percentagens de componente subterrânea para potências de curto-circuito no barramento compreendidas entre os 200 MVA

Após a simulação de defeitos em linhas com diferentes componentes subterrâneas na sua composição e diferentes níveis de tensão conclui-se que a percentagem de cabo subterrâneo existente na linha não tem qualquer tipo de influência na atuação das religações. No entanto a reatância da linha é bastante importante no cálculo da corrente de curto-circuito sendo possível que o comprimento da linha possa ser influente na atuação das religações ao contrário da percentagem de cabo subterrâneo na linha. Outra variável que possa vir a ser um critério de classificação é o nível de tensão visto que ao longo das simulações verificou-se que existe uma maior probabilidade de a religação atuar em linhas de 10 kA em relação às linhas de 30 kA devido ao patamar, onde a religação deixe de atuar, ser muito maior.

No que toca à composição da rede, conclui-se que a percentagem de cabo subterrâneo não é importante na atuação das religações. No entanto, e como já foi provado para os defeitos fase-terra, redes com percentagem subterrânea maior que 90% e redes com percentagem aérea menor que 10% devem ser consideradas respetivamente como redes subterrâneas e redes aéreas.

#### 4.2.3 - Comprimento da Linha

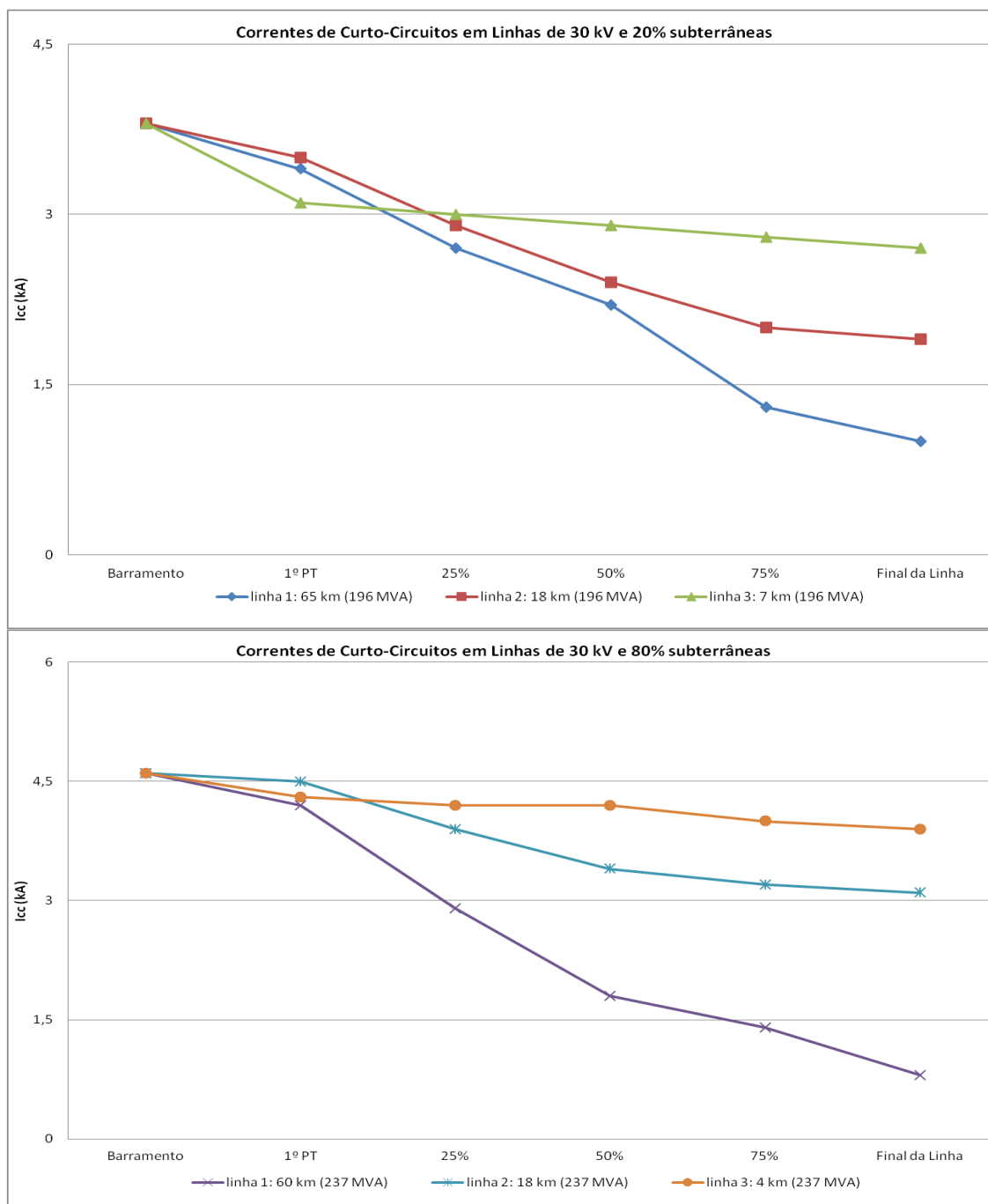
Como foi dito anteriormente a reatância da linha tem grande influência nas correntes de curto-circuito. No ponto 4.2.2 foi comprovado que apesar de as linhas aéreas provocarem uma maior atenuação das correntes de curto-circuito ao longo da linha, a composição da rede não é um fator determinante na atuação das religações. No entanto o comprimento da linha é uma variável que é necessário ter em conta, visto que também tem grande influência na reatância da linha. Quanto maior for o comprimento da linha, maior será a reatância desta e consequentemente maior será a atenuação da corrente de curto-circuito ao longo da linha.



De modo a poder verificar se esta variável se torna determinante na atuação das religações foram realizados curto-circuitos fase-fase e trifásicos para linhas com diferentes comprimentos e diferentes níveis de tensão.

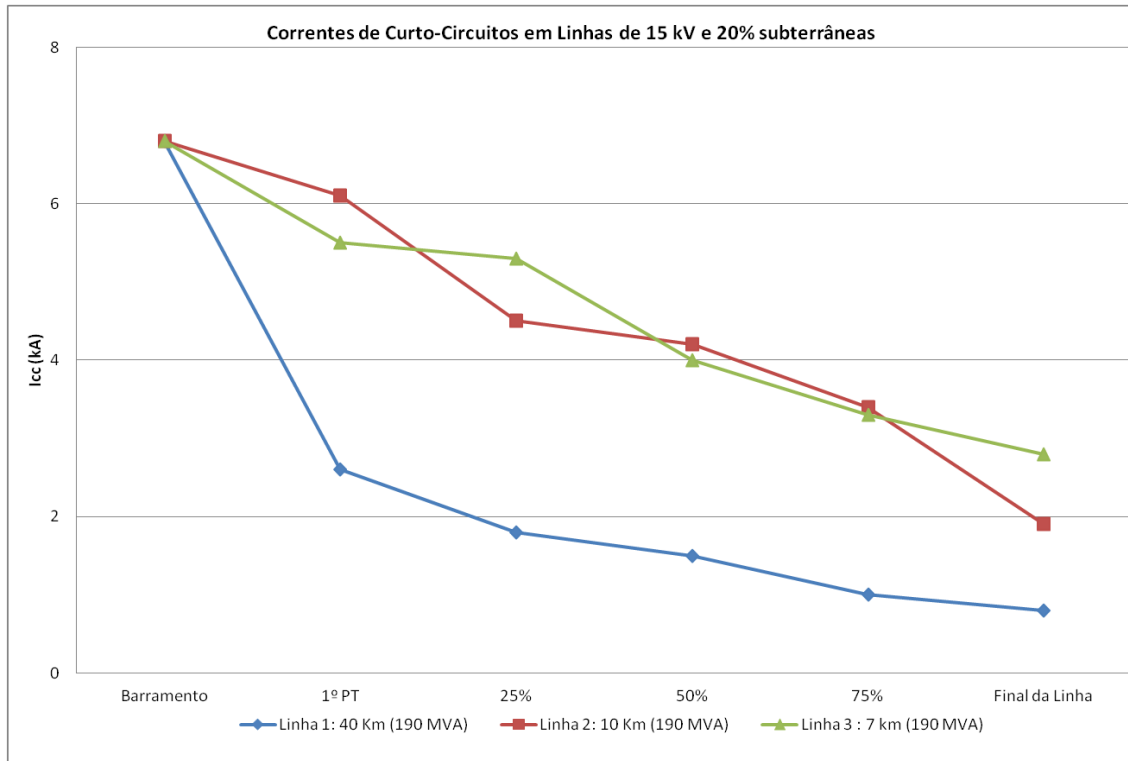
De acordo com a figura 4.13 verifica-se que quanto maior for o comprimento da linha, maior será a atenuação da corrente de defeito independentemente da componente subterrânea da linha. Desta forma podemos concluir que o comprimento terá forte influência na atuação das religações visto que para grandes comprimentos a corrente de curto-circuito começa a ser baixa e a probabilidade de o automatismo de religação estar em serviço é maior. No entanto e devido ao nível de tensão ser 30 kV e a religação deixar de atuar aos 1,5 kA, a religação apenas atua no final da linha, concluindo mais uma vez que o nível de tensão torna-se uma variável a ter em conta na atuação das religações.

Com as várias simulações realizadas verificou-se que independentemente do comprimento, a religação raramente atua para linhas de 30 kV tornando-se necessário verificar se o mesmo ocorre para linhas de 10 kV e 15 kV ou se o comprimento torna-se realmente importante e uma variável a ter em conta para a classificação das redes em aéreas ou subterrâneas.



**Figura 4.13** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 30 kV com diferentes comprimentos e com componente subterrânea compreendida entre 20 a 80%

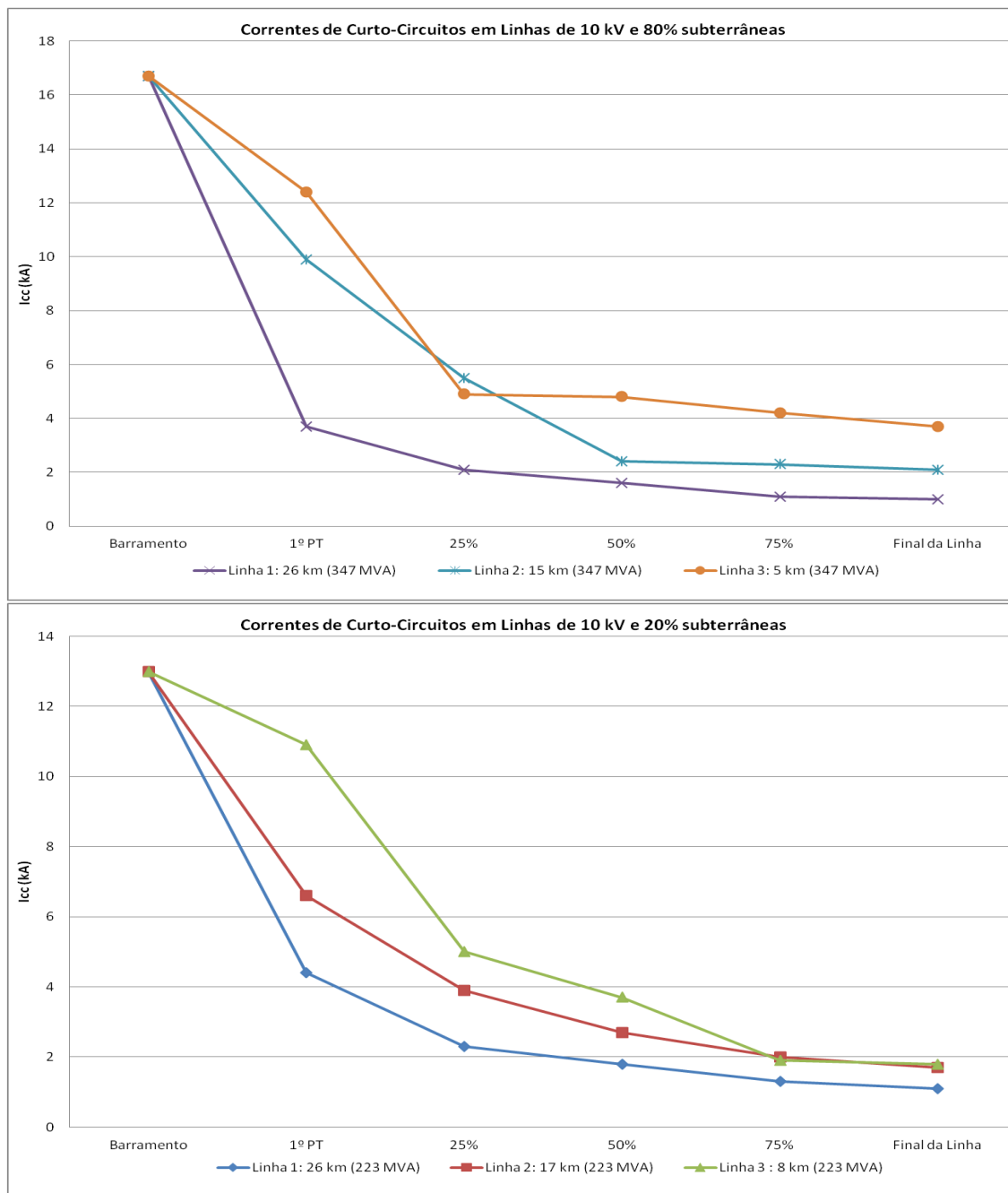
Posteriormente realizaram-se simulações de defeitos fase-fase e trifásicos em linhas de 15 kV com diferentes comprimentos obtendo-se correntes de defeitos representadas na figura 4.14.



**Figura 4.14** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 15 kV com diferentes comprimentos e com componente subterrânea compreendida entre os 20 %

Para as linhas de 15 kV e de acordo com a figura 4.14 verifica-se que para grandes comprimentos a partir de 25 % da linha a corrente de curto-circuito é menor que 2 kA independentemente da composição da linha. Portanto para grandes comprimentos as correntes têm uma forte atenuação não havendo grande dano com a atuação do automatismo de religação para curto-circuitos trifásicos e fase-fase. Ao contrário das linhas de 30 kV, podemos concluir que o comprimento torna-se uma variável importante e influente na atuação das religações.

Por fim foram realizadas as mesmas simulações mas desta vez para linhas de 10 kV obtendo-se as correntes de defeito apresentadas na figura 4.15.



**Figura 4.15** Simulação de defeitos em vários pontos de linhas de 10 kV com diferentes comprimentos e com componente subterrânea compreendida entre 20 a 80%

Observando a figura 4.15, retiram-se as mesmas conclusões para as linhas de 15 e 30 kV, ou seja para linhas de grande comprimento a atenuação da corrente de defeito é muito maior do que para linhas de pequeno comprimento. Sabendo que para linhas de 10 kV a religação deixa de atuar em 4 kA verifica-se que a religação atua em quase toda a linha para linhas com grande comprimento. Salienta-se o facto de a composição da rede ser insignificante como já tinha sido concluído no ponto 4.2, visto que as correntes de curto-circuito tomam valores parecidos para linhas com os mesmos comprimentos e diferentes percentagens de cabo subterrâneo.

Através das simulações realizadas para linhas com diferentes comprimentos, conclui-se que o comprimento, ao contrário da composição da linha é um fator a ter em conta nas religações e que desta forma torna-se um critério para classificar as linhas em aéreas ou

subterrâneas. Também neste ponto, como no ponto 4.2.2 conclui-se previamente que o nível de tensão é um critério a ter em conta visto existirem diferentes patamares onde a religação deixa de atuar para diferentes níveis de tensão.

No ponto 4.2.4 foi estudado o nível de tensão de modo a provar o que já foi previamente concluído nos pontos anteriores.

#### 4.2.4 - Nível de Tensão

Ao longo do teste das características da linha, verificou-se, nos pontos 4.2.2 e 4.2.3, que para níveis de tensão diferentes existe uma diferente probabilidade da atuação da religação em toda a linha. Esta ocorrência é devido ao facto de existirem diferentes patamares da atuação da religação para diferentes níveis de tensão como já foi visto nas tabelas 4.4 e 4.5.

Segundo as duas tabelas, as proteções atuais permitem calibrar o valor da corrente de curto-circuito por patamares, relativamente ao qual temos um disparo definitivo, ficando o ciclo de religação inibido. Sabendo que a religação para a topologia A atua no  $I_{>>}$  e na topologia B no  $I_{>}$  o valor atual que serve de referência para a não atuação da religação é 4kA para 10 kV, 2 kA para 15 kV e 1,5 kA para 30 kV.

Desta forma podemos verificar que a probabilidade de a religação atuar ao longo de linhas de 30 kV é muito menor do que para linhas de 10 kV. Apesar de já se ter comprovado esse facto ao longo deste capítulo, foram efetuadas simulações de curto-circuitos trifásicos e fase-fase para linhas com diferentes níveis de tensão e diferentes características.

Nas simulações para linhas de 30 kV verificou-se que apesar de as correntes tomarem valores pequenos em relação a linhas de 15 e 10 kV a religação raramente atua e quando atua apenas é entre 75% e o final da linha. Este facto é devido à religação deixar de atuar para uma corrente muito pequena, mais precisamente 1,5 kA. Podemos comprovar disto a partir da figura 4.16 que demonstra as correntes de curto-circuito ao longo de linhas de 30 kV com diferentes características.

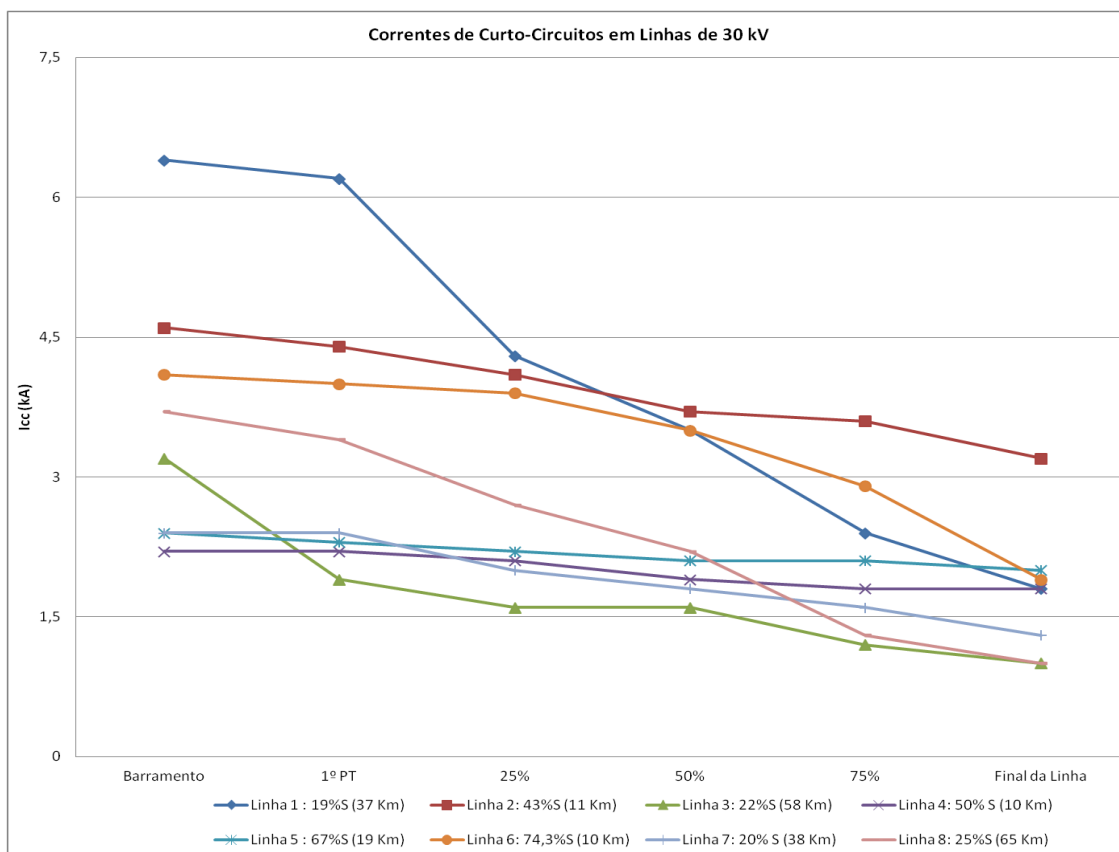


Figura 4.16 Simulação de curto-circuitos trifásicos em linhas de 30 kV

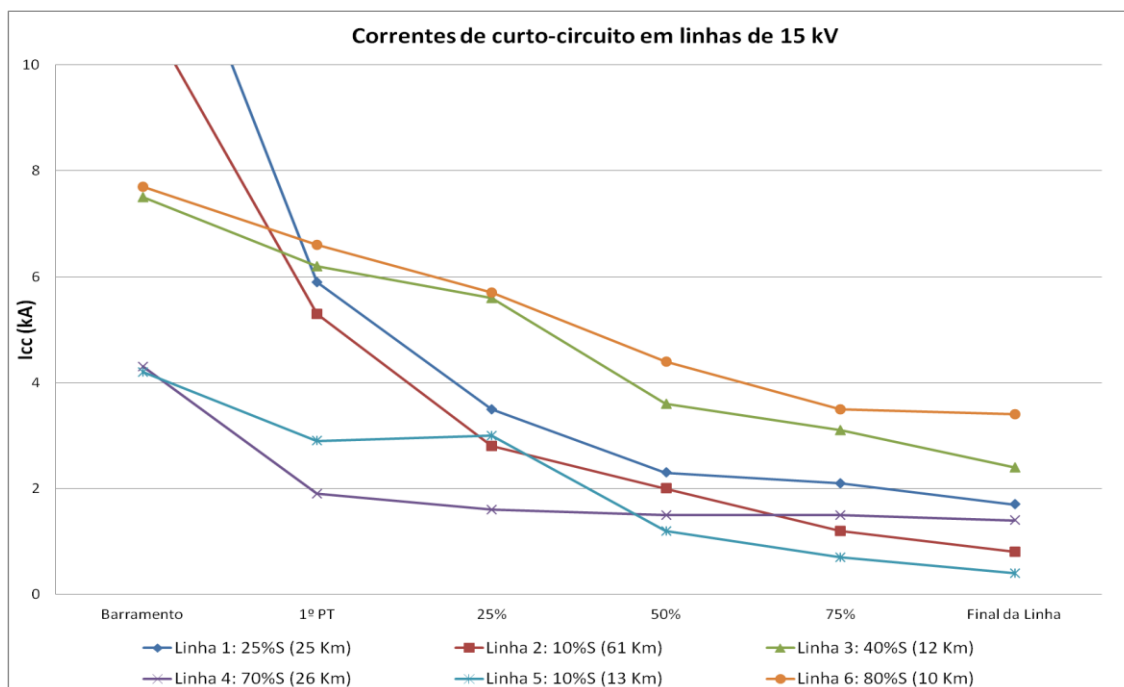


Figura 4.17 Simulação de curto-circuitos trifásicos em linhas de 15 kV

Nas linhas de 15 kV e de acordo com a figura 4.17 verifica-se que a religação atua em quase toda a linha para certas linhas e para outras não, visto que a religação deixa de atuar nos 2 kA. Desta forma podemos concluir que para as linhas de 15 kV variáveis que foram

explicadas em pontos anteriores, como potência de curto-circuito, comprimento, etc., são importantes para a classificação da linha.

Em relação às linhas de 10 kV verifica-se, através da figura 4.18, que a religação atua em quase toda a linha sabendo que a religação deixa de atuar em correntes maiores que 4 kA. Analisando a figura 4.18 conseguimos observar que a religação atua a partir de 50% em todas as diferentes linhas. Desta forma podemos concluir que excluindo os casos extremos como grandes comprimentos e grandes potências de curto-circuito as linhas de 10 kV devem ter a religação automática ligada visto que esta não provoca danos significativos aos ativos da rede quando atua para defeitos permanentes devido às baixas correntes.

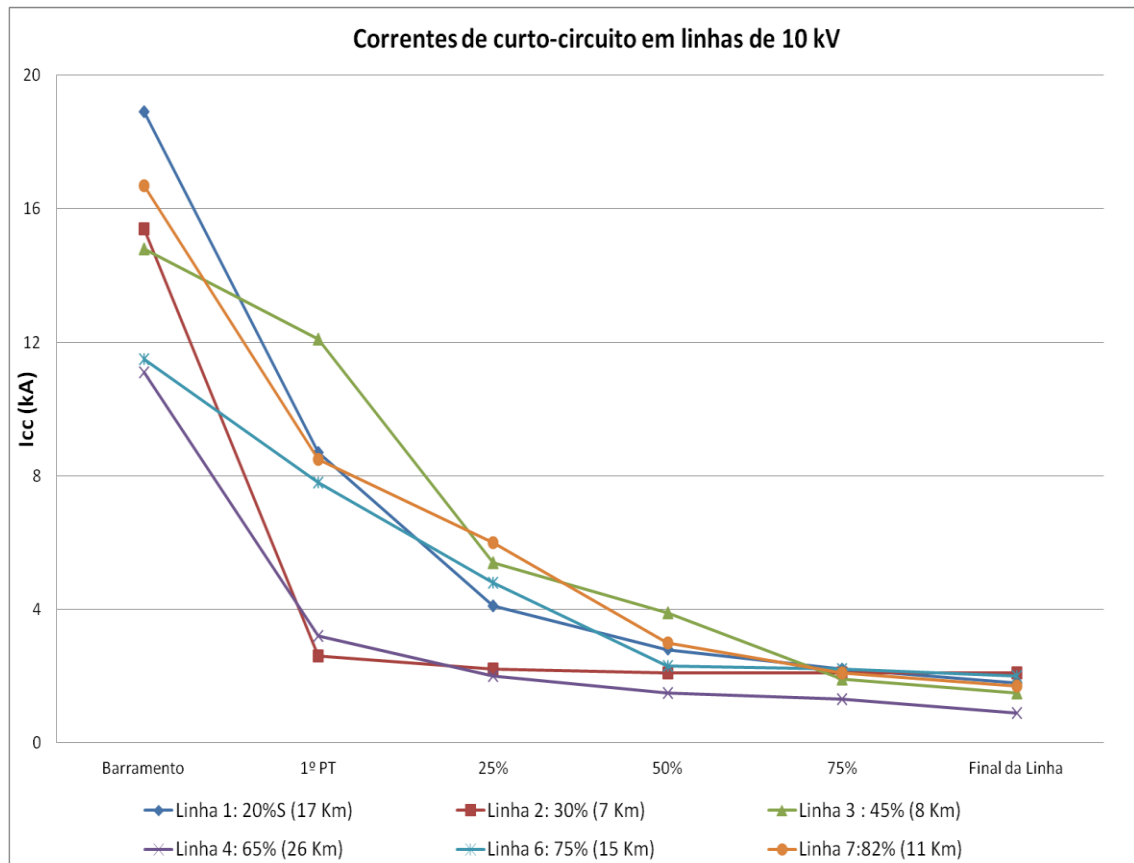


Figura 4.18 Simulação de curto-circuitos trifásicos em linhas de 10 kV

Através das análises realizadas para as linhas de diferentes tensões conseguimos comprovar o que foi dito anteriormente, ou seja o nível de tensão é um critério a ter em conta para a classificação das linhas.

Apesar de as linhas de 30 kV apresentarem correntes de curto-circuito pequenas em relação às linhas de 10 kV o patamar onde a religação deixa de atuar é muito baixo, não havendo religação em quase toda a linha. Como oposto, temos as linhas de 10 kV que apresentam correntes elevadíssimas mas um patamar onde a religação deixa de atuar mais elevado, havendo religação em todas as linhas a partir de 50% desta. Desta forma podemos concluir que para linhas de 30 kV torna-se desvantajoso colocar a religação em serviço, enquanto nas linhas de 10 kV é vantajoso colocar a religação em serviço.

O nível de tensão é dos critérios mais importantes na classificação das linhas, no entanto existem casos específicos em que é necessário entrar com outros pontos como por exemplo a potência de curto-circuito, composição da rede, etc., como já foi explicado anteriormente.

Por fim foi testada outra variável que pode ser relevante na classificação das redes. Após a verificação de a corrente de curto-circuito ter diferentes atenuações entre o barramento e o 1º PT foi testado a percentagem de rede subterrânea no traçado inicial no ponto 4.2.5.

#### 4.2.5 - Traçado Inicial

Tal como a composição da linha, a composição do traçado inicial pode ser relevante para a atuação das religações, visto que se for composta por linha aérea pode atenuar de tal forma a corrente de defeito, ficando esta com valores abaixo dos de referência (4 kA para linhas de 10 kV, 2 kA para linhas de 15 kV e 1,5 kA para linhas de 30 kV)

Foram realizados testes nas diferentes linhas para ver se tinha algum efeito na atuação das religações. Os testes realizados foram para traçados iniciais 100% subterrâneos e 0 % subterrâneos obtendo-se as correntes demonstradas na figura 4.19.

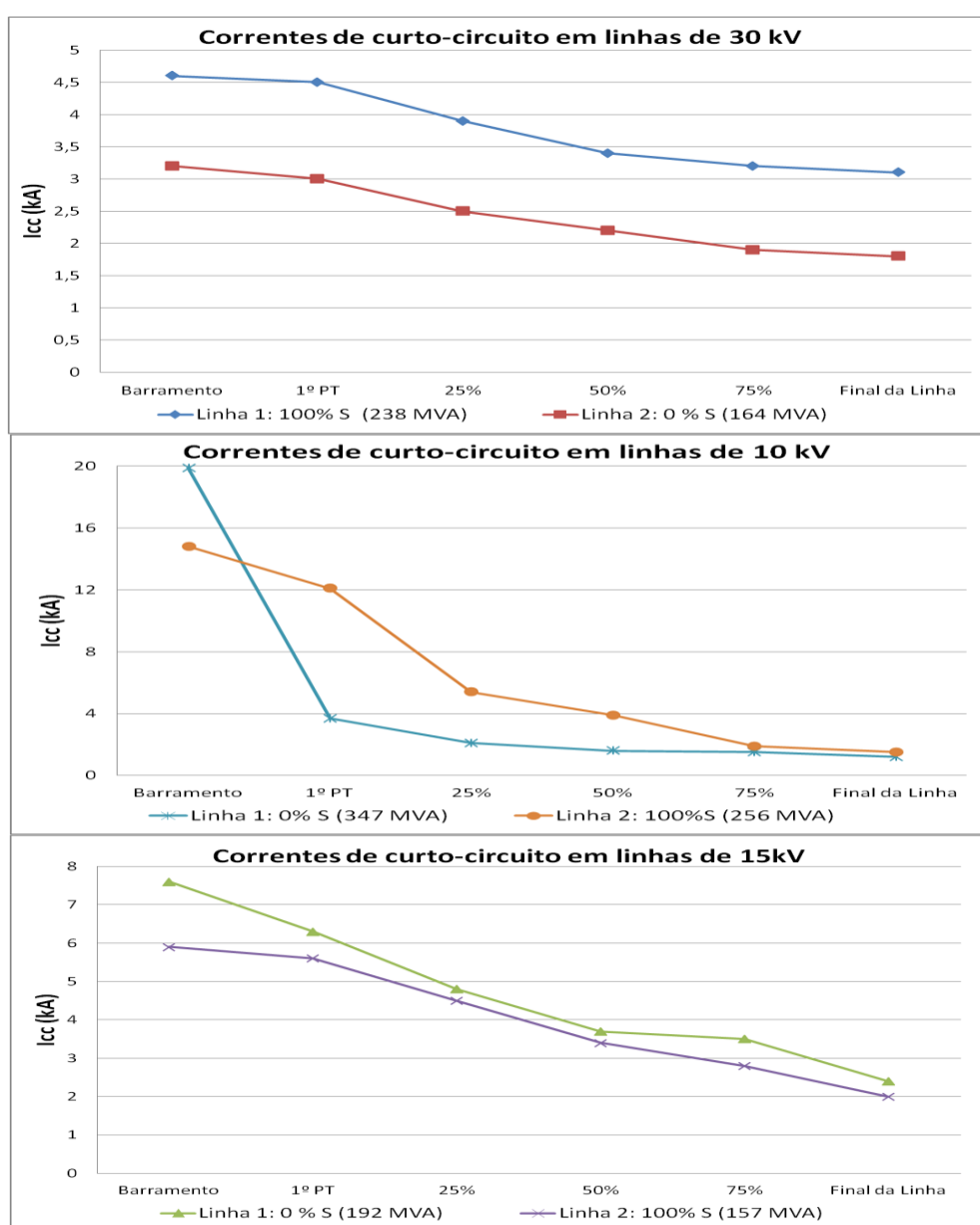


Figura 4.19 Simulação de curto-circuitos em linhas com diferentes tensões e diferentes composições do traçado inicial (0 %S: traçado inicial aéreo; 100% S: traçado inicial subterrâneo)



Através da figura 4.19 conseguimos concluir que a composição do traçado inicial da linha não tem qualquer tipo de influência na atuação das religações. Apesar de existir uma maior atenuação da corrente para traçados aéreos iniciais, o valor final da corrente de curto-circuito ou a diferença entre a corrente de defeito no barramento da subestação e no final da linha é praticamente a mesma. Nas linhas de 30 kV verifica-se que apesar do traçado inicial ser diferente a religação não atua por motivos que já foram explicados anteriormente, como por exemplo o nível de tensão. Nas linhas de 15 kV também ocorre o mesmo visto que a religação deixa de atuar a partir dos 2 kA. Nestas duas linhas observa-se uma maior atenuação da corrente de defeito entre o barramento e o primeiro posto de transformação, porém as correntes no final da linha são praticamente as mesmas. Nas linhas de 10 kV ocorre religação em quase toda a linha mas é devido ao nível de tensão ser muito baixo e consequentemente a religação deixar de atuar para correntes maiores (4 kA).

#### 4.2.6 - Conclusões

A partir das simulações, de defeitos fase-fase e trifásicos, realizadas em linhas com diferentes características, verificaram-se quais as variáveis, destacadas no capítulo um, que podem ser critérios de classificação. De todas as simulações realizadas verificou-se que a potência de curto-circuito, o nível de tensão e o comprimento da linha têm influência na atuação do automatismo de religação e consequentemente são critérios de classificação da topologia da rede, visto que o objetivo com esta classificação é otimizar este automatismo.

Em relação à potência de curto-circuito verificou-se que para potências elevadas torna-se desvantajoso colocar a religação em serviço, enquanto que para potências pequenas a religação deve estar em serviço, ou seja a rede é respetivamente classificada em subterrânea e aérea.

No que toca ao nível de tensão verifica-se que para linhas de 30 kV a religação raramente atua, enquanto que para linhas de 10 kV acontece o contrário, tendo assim forte influência na classificação.

Por fim, o comprimento da linha também é considerado um critério de classificação visto que para grandes comprimentos as correntes de curto-circuito serão mais baixas do que para linhas de pequenos comprimentos.

### 4.3 - Resumo

Neste capítulo foram avaliadas várias variáveis que caracterizam as redes de distribuição. Esta avaliação foi realizada através da simulação de defeitos fase-terra, fase-fase e trifásicos em vários pontos da linha.

A partir dos defeitos homopolares verificou-se que a religação atuava sempre não podendo ser possível avaliar as variáveis definidas no capítulo 1. Desta forma teve de recorrer-se a outro tipo de simulação de defeitos, os fase-fase e os trifásicos visto que também ocorrem na rede apesar de ser com menos frequência e raramente serem fugitivos. No entanto, a partir dos defeitos fase-terra verificou-se que a composição da rede é um critério de classificação devido ao facto de em linhas com grande composição aérea a religação estar em serviço e para linhas muito subterrâneas estar fora de serviço.

Em relação às outras variáveis verificou-se nos defeitos fase-fase e trifásicos que a potência de curto-circuito, comprimento da linha e o nível de tensão são critérios de classificação da topologia das redes, como já foi explicado no ponto 4.2.6.

## Capítulo 5

# Classificação das Linhas de Média Tensão da EDP Distribuição a partir dos critérios definidos

Na definição dos critérios de classificação da topologia da rede, foram estudadas 200 linhas de média tensão da EDP Distribuição. Estas duzentas linhas foram logo classificadas em aéreas ou subterrâneas, ou seja, definiu-se se a religação estaria ou não em serviço através da análise da corrente de curto-circuito ao longo da linha como já foi explicado no capítulo 4. Desta forma verificou-se quais as características da rede que influenciavam a atuação das religações e conseqüentemente a classificação da topologia de rede.

Com este caso estudo pensou-se realizar um modelo de classificação por duas formas:

- Redes neuronais.
- Inferência estatística.

Salienta-se o pormenor que no estudo das correntes de curto-circuito para os 200 casos, definiu-se que a religação ficava em serviço se a partir de 50% da linha as correntes de defeito apresentavam valores abaixo dos valores de referência.

### 5.1 - Classificação das Linhas através de Redes Neuronais

As redes neuronais são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência. Estas redes são formadas por unidades de processamento denominados neurónios, que são organizados em camadas, e que vão constituir a rede neuronal. Estas unidades, geralmente são conectadas por canais de comunicação que estão associados a um determinado peso[22].

As redes neuronais são especialmente úteis para:

- Aproximação de funções;
- Análise de Regressões;
- Previsão de séries temporais;
- Classificação, reconhecimento de padrões, reconhecimento de sequências, metodologias de ajuda à decisão;
- Processamento de dados, filtragem, datamining, processamento de sinal.

Existem diversos tipos de redes neuronais: multi-camada, de alimentação unidirecional, re-alimentada, entre outras [23]. São estruturadas por uma camada de entrada, camadas escondidas e uma camada de saída, sendo que cada uma delas possui um determinado número de neurónios que processam valores de entrada e produzem valores de saída. Esse processamento é realizado através de multiplicações de índices denominados *bias* resultando num valor que será condicionado pela função de ativação de neurónios[24]. É um processo que requer um treino supervisionado, onde a rede é sujeita a um conjunto de vetores de entrada, interrelaciona os valores desses vetores, produzindo valores de saída e compara-os com os valores de saída verificados. Dessa comparação resulta um erro que se traduz pela diferença dos dois. O objetivo final da rede é dimensionar os pesos e *bias*, de forma a que a rede produza valores fiáveis e que tenha capacidade de generalizar, isto é, seja capaz de produzir resultados válidos mesmo com valores diferentes [25, 26].

### 5.1.1 - Estrutura de uma Rede Neuronal Artificial

As redes neuronais foram inspiradas por uma metodologia previamente existente e espelhada na natureza[26] sendo, nos dias que correm, uma ramificação de grande relevo no campo da inteligência artificial. Existem duas características que as tornam peculiares e as distinguem de outros processos computacionais: o fato de existir um processamento de dados massivo numa estrutura de multicamadas o que o torna massivamente paralelo[27]; e o facto de emergir o conceito de “treino” por oposição aos processos analíticos ou de cálculo.

Uma rede neuronal pode ser sinteticamente caracterizada através da figura 5.1.

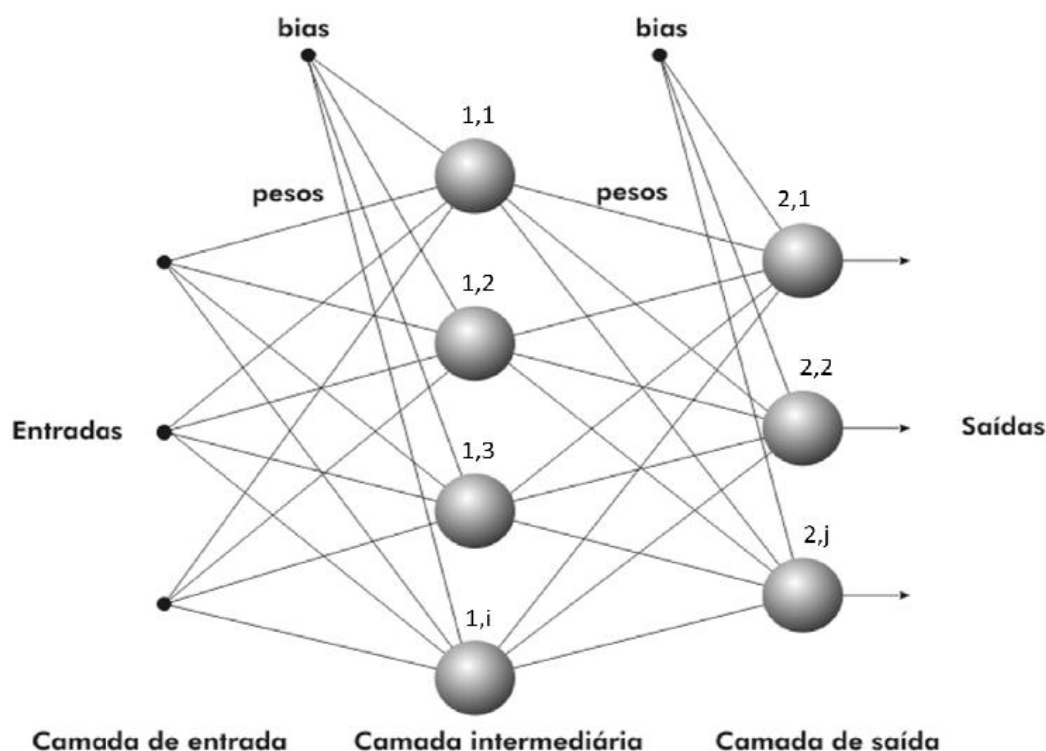


Figura 5.1 Exemplo de estrutura de rede neuronal artificial

Existem diversos conceitos a reter e que poderão descrever, de uma forma simples, a estrutura da rede utilizada no processo de previsão[28]:

- A rede é constituída por duas camadas - Camada intermediária e Camada de saída - mais a camada de entrada. Esta última deve ser distinguida pois na modelização em *Matlab* só são dadas ordens para que a rede possua duas camadas - intermediária e de saída;
- Cada neurónio é identificado por dois algarismos, sendo que o primeiro representa a ordem da camada e o segundo representa a ordem da unidade neuronal;
- A entrada é constituída por um vetor com  $n$  variáveis  $[in_1, in_2, \dots, in_n]$ . Estamos portanto, perante uma rede com um único objeto de entrada;
- Cada ligação entre neurónios tem um peso associado. Esse peso possui valores numéricos reais e geralmente diferem entre si;
- Cada neurónio possui um valor associado denominado *bias* e uma função de ativação;
- O número de neurónios da camada de saída corresponde ao número de variáveis de saída;
- Os neurónios não interagem com as unidades da mesma camada;
- O número de camadas escondidas pode ser definido e assumir um valor maior que 1. O número de neurónios destas camadas pode também variar, sendo a sua escolha fulcral para o desempenho da rede, de modo a evitar sobre e subdimensionamentos, visto que estes podem pôr em risco a qualidade da previsão;
- Cada neurónio transmite um sinal de saída, representado por um valor numérico real, e o resultado final [out] estará expresso à saída do neurónio da camada de saída. Este valor depende naturalmente do vetor de entrada.

### 5.1.2 - Conjunto de Treino, Validação e Teste

O treino supervisionado de uma rede neuronal necessita obrigatoriamente de um conjunto de dados que tenham satisfatórios índices qualitativos e quantitativos. Quanto à qualidade desses índices, estes prendem-se com a consistência dos mesmos.

O conjunto de dados utilizado inicialmente para o treino de uma rede neuronal deve ser dividido em 3 conjuntos distintos:

- Conjunto de treino - LS (Learning Set);
- Conjunto de validação - VS (Validation Set);
- Conjunto de teste - TS (Testing Set)

Cada um destes conjuntos possui diferentes funções dentro do treino de uma rede neuronal, sendo que devem ser avaliados de forma diferente e as conclusões que dela advêm fornecem informações distintas.

Tanto o LS como o VS e TS são constituídos por um vetor  $[x_1, x_2, \dots, x_n]$  correspondentes às entradas e por um valor  $[y]$  de saída.

O LS é o conjunto vital do processo de treino, visto que é através dele que a rede vai corrigir sucessivamente os pesos e *bias* da rede de forma a que o erro entre o valor previsto e valor verificado seja minimizado. Este conjunto assume, geralmente, 60 a 70% do total do conjunto de dados disponível.

O VS é um conjunto que tem de existir obrigatoriamente no processo de treino da rede visto que é através deste conjunto que os resultados da rede são validados, definindo qual o

momento de paragem de treino. O conjunto de dados do VS é naturalmente, diferente do LS, pois só deste modo se garante uma independência na validação dos dados.

Por fim temos o TS, que é absolutamente distinto do LS e VS e tem como objetivo testar e avaliar a rede, depois desta já estar totalmente treinada, de um modo independente, visto que, em todo o processo de treino, a rede nunca “conheceu” este conjunto de dados. É desejável que a precisão dos resultados obtidos no teste seja semelhante aos resultados do conjunto de treino.

A definição do conjunto de treino e do conjunto de validação devem ser escolhidos com bastante cuidado visto que é essencial que ambos cubram o conjunto total de exemplos de uma forma adequada e regular.

### 5.1.3 - Resultados Obtidos

A partir do capítulo 4 conseguimos definir os dados de entrada para classificar as 557 saídas que possuem entre 10 a 90% de componente subterrânea na sua composição. Os dados de entrada foram os seguintes: Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação, Nível de tensão e o Comprimento da linha. No que toca à composição da rede, ela exclui todas as linhas que se encontram fora do intervalo [10,90] % de componente subterrânea, reduzindo as linhas de média tensão da EDP Distribuição em 557.

A ferramenta usada para a realização deste trabalho foi o NNtool, enquanto que a rede usada foi a “feedforward” (rede unidirecional) que funciona de forma progressiva sem informação adicional acerca dos processos a jusante (sem realimentação). O treino utilizado foi a aprendizagem supervisionada onde a rede aprende com exemplos de sinais de entrada e saída.

Os passos realizados após a definição das variáveis de entrada foram os seguintes:

1. Filtrar, separar e processar a informação para treino e teste da rede;
2. Treinar a rede com um conjunto de treino representativo;
3. Testar a rede com um conjunto de teste diferente do conjunto de treino;
4. Escolha da estrutura e topologia da rede.
5. Implementar o sistema de classificação: o pré-processamento das entradas, processamento da rede neuronal e apresentação da classificação.

No primeiro ponto, das simulações de curto-circuitos nas 200 linhas, 150 foram consideradas conjunto treino enquanto 50 foram consideradas como conjunto teste. Em relação ao segundo, terceiro e quarto ponto conclui-se, após várias tentativas definiu-se que o número de neurónios a considerar era 6. A saída deveria ser 1 ou 0 que correspondia respetivamente a religação estar em serviço ou fora de serviço e no caso de as previsões não dar 1 ou 0, considerou-se que se o valor fosse maior que 0,5 a religação estaria em serviço e vice-versa.

A figura 5.2 representa o modelo neuronal construído, possuindo uma matriz de entrada, uma camada escondida cujos neurónios são ativados pela função tangente hiperbólica, uma camada de saída cujo neurónio é ativado pela função linear e um vetor de saída.

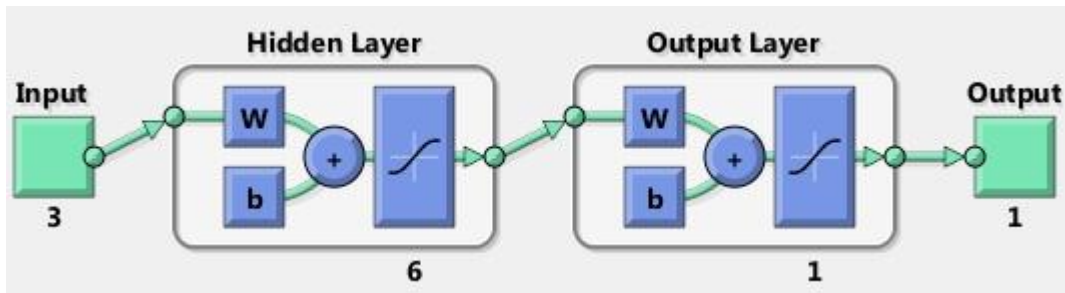


Figura 5.2 Diagrama de blocos representativo da estrutura da rede neuronal utilizada

Onde a estrutura da rede é a seguinte:

- *Input*: Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação, Comprimento da linha e nível de tensão;
- *Hidden Layer*: 6 Neurónios;
- *Output Layer*: 1 output- estado de serviço da religação (1: em serviço; 0: fora de serviço).

Após o treino da rede com o conjunto treino, a rede classificou 50 linhas obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 5.1 Comparação entre a classificação da topologia da rede pela rede neuronal e pela análise de curto circuitos ( legenda: 0-religação fora de serviço; 1-religação em serviço)

Linhas de média tensão da EDP Distribuição	Classificação das redes por análise de curto circuitos	Classificação das redes através de redes neuronais
Linha 1	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
<b>Linha 2</b>	<b>Rede Subterrânea (0)</b>	<b>Rede Aérea (1)</b>
Linha 3	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 4	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 5	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 6	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 7	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
<b>Linha 8</b>	<b>Rede Aérea (1)</b>	<b>Rede Subterrânea (0)</b>
Linha 9	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 10	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 11	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 12	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 13	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 14	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 15	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 16	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 17	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 18	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 19	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 20	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 21	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 22	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)

Linha 23	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 24	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 25	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 26	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 27	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 28	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
<b>Linha 29</b>	<b>Rede Aérea (1)</b>	<b>Rede Subterrânea (0)</b>
Linha 30	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 31	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 32	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 33	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 34	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 35	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 36	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 37	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 38	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 39	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 40	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 41	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 42	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
<b>Linha 43</b>	<b>Rede Aérea (1)</b>	<b>Rede Subterrânea (0)</b>
Linha 44	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 45	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 46	Rede Aérea (1)	Rede Aérea (1)
Linha 47	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 48	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 49	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)
Linha 50	Rede Subterrânea (0)	Rede Subterrânea (0)

Verifica-se, através da tabela 5.1 que a rede neuronal em 50 casos apenas errou 4 casos na classificação das linhas em aéreas ou subterrâneas (linhas 2, 8, 29 e 43) A partir desta comparação podemos concluir que a rede neuronal torna-se uma solução interessante para a classificação da rede apesar do erro existente. O erro existente pode advir de vários fatores, tais como, o conjunto de treino ser bastante pequeno, ou seja, apenas ter sido estudado 200 casos.

Tornando-se uma solução interessante para a classificação das redes, no anexo D é explicado como se pode utilizar este tipo de solução, através do software *Matlab*.

Salienta-se o facto que com este método conseguiu-se mais uma vez provar que os critérios escolhidos para a classificação da rede são os corretos, pois o erro de classificação da rede neuronal é pequeno e o comportamento da rede tem uma forte dependência das variáveis de entrada escolhidas. Desta forma, conclui-se que as variáveis escolhidas: potência de barramento da subestação de média tensão, comprimento da linha, nível de tensão e composição da rede representam todos os fatores que influenciam a atuação da religação.



## 5.2 - Classificação da Topologia de Rede através de um Fluxograma

Outra das formas de poder classificar as redes é através de uma amostra, retirada de todas as linhas de média tensão da EDP Distribuição, que foi usada para definir os critérios de classificação de topologia de rede no capítulo 4. Para tal é necessário saber se é vantajoso realizar um fluxograma de classificação através da amostra retirada. Uma das formas de verificar é através de estatística, sendo esta uma ciência que estuda a variabilidade apresentada pelos dados. Esta permite-nos a partir dos dados retirar conclusões mas também exprimir o grau de confiança que devemos ter nessas conclusões. É precisamente nesta particularidade que se manifesta toda a potencialidade da Estatística[29].

Segundo David Moore [30], podemos considerar três grandes áreas nesta ciência dos dados:

- Aquisição de dados;
- Análise de dados;
- Inferência a partir dos dados.

O tema da aquisição de dados merece relevo especial pois deverão ser recolhidos numa perspectiva em que será a partir da informação que eles fornecem que iremos responder a determinadas questões, isto é, retirar conclusões para as populações subjacentes a esses dados - contexto em que tem sentido fazer inferência estatística. Portanto o fluxograma de classificação das redes em aéreas ou subterrâneas irá surgir a partir de inferência estatística.

### 5.2.1 - Inferência Estatística

Inferência estatística é um processo de raciocínio indutivo em que se procuram tirar conclusões indo do particular para o geral. É um tipo de raciocínio, contrário ao raciocínio matemático, essencialmente dedutivo. Utiliza-se quando se pretende estudar uma população, estudando só alguns elementos dessa população, ou seja uma amostra. Este processo serve para inferir propriedades para a população, a partir das propriedades verificadas na amostra.

Esta decisão tem um inerente e determinado erro, erro este que é inerente à variabilidade presente na amostra que se recolhe, com o objetivo de tomar decisões sobre o parâmetro a estudar. Uma amostra que não seja representativa da população diz-se enviesada e a sua utilização pode dar origem a interpretações erradas. Desta forma torna-se necessário ter grande preocupação com a recolha da amostra.

Para este trabalho a amostra teve de ter em conta as características das redes que influenciam a atuação das religações, ou seja, todas as variáveis que foram definidas como critérios de classificação:

- Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação;
- Comprimento da linha;
- Nível de tensão;
- Composição da rede (% de componente subterrânea na linha);

Portanto a amostra foi constituída por linhas que diferem nestas quatro características. Ao combinar estas 4 características extraiu-se da população (todas as linhas de média tensão da EDP Distribuição) 200 casos, ou seja, 200 linhas. Esta amostra foi aleatória e sem reposição.

Em relação à dimensão da amostra não existe nenhuma teoria, segundo[31] “Se a dimensão da amostra é demasiado grande, desperdiça-se tempo e talento, se a dimensão da amostra é demasiado pequena, desperdiça-se tempo e talento”. Salienta-se que a dimensão da amostra a recolher não tem de ser diretamente proporcional à dimensão da população a estudar, isto é, não se exige necessariamente uma amostra de dimensão 200 para estudar a mesma característica de uma população análoga, mas de dimensão 2000. Portanto ao combinar as várias características da rede descritas em cima obtivemos uma amostra de dimensão 200.

Este estudo é caracterizado pela atuação ou não de religação nas redes de distribuição de modo a classificar as redes elétricas em relação à sua topologia. Para isto é necessário admitir que a atuação da religação se verifica na população com uma probabilidade P (normalmente desconhecida). Ao observar cada linha e verificar-se que torna-se vantajoso religar aponta-se como 1 enquanto que se for o contrário aponta-se como 0. Desta forma podemos representar a população, quanto a essa propriedade por uma variável X, que pode assumir o valor 1 ou 0, respetivamente com probabilidade p (probabilidade de ter religação) ou (1-p) (probabilidade de a religação estar desativada).

Na recolha de uma amostra, constituída por 1's ou 0's conforme as linhas observadas tenham ou não a religação em serviço, a média desta amostra dá-nos a proporção (amostral) de 1's, ou seja, uma estimativa pontual para a proporção (populacional) ou probabilidade com que a propriedade em estudo se verifique na população. Portanto as características da população X serão as seguintes[29]:

Tabela 5.2 Características da população X

X	0	1
Probabilidade	(1-p)	P

Onde,

- Valor médio (X) = p
- Variância (X) = p (1-p)

Com estas observações e segundo[29], se a dimensão da amostra for suficiente grande ( $n \geq 30$ ), a distribuição de amostragem da proporção P pode ser aproximada por uma distribuição Normal com,

- Valor médio: p
- Desvio Padrão:  $\frac{\sqrt{p(1-p)}}{\sqrt{n}}$

Já que a proporção populacional p é um valor médio e a proporção amostral P é uma média, a expressão para o intervalo de confiança da proporção p tem as seguintes modificações:

$$\sigma = \sqrt{p(1-p)} \quad (\text{Eq. 5.1})$$

$$s = \sqrt{P(1-P)} \quad (\text{Eq. 5.2})$$

Desta forma o erro de estimação, ou seja a diferença entre a média da amostra e a verdadeira média da população segue a seguinte forma[32]:

$$e = z \times \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (\text{Eq. 5.3})$$

Onde,

$\sigma$  = Desvio padrão da população;  
 n = número de elementos da amostra;  
 z= confiança desejada;

Com isto foi possível calcular o erro de estimação do fluxograma apresentado no ponto 5.2.2.

Os cálculos foram efetuados pela seguinte sequência:

**1. Cálculo do valor médio:**

Como nos 200 casos a religação está em serviço em 125 linhas o valor médio será calculado da seguinte forma:  $p = \frac{125}{200} = 0,625$

**2. Cálculo do desvio padrão:**

$$\sigma = \sqrt{p(1-p)} = \sqrt{0,625(1-0,625)} = 0,484$$

**3. Definição da confiança desejada:**

Admitindo uma confiança de 95% o valor z, segundo a tabela 5.3 terá o valor 1,960. Foi admitido este intervalo de modo a que o erro de estimativa não seja muito grande.

Tabela 5.3 Valores do intervalo de confiança

Confiança	Z
90%	1,645
95%	1,960
97,5%	2,3576
99%	3,090
99,5%	3,291
99,9%	3,891
99,95%	4,417

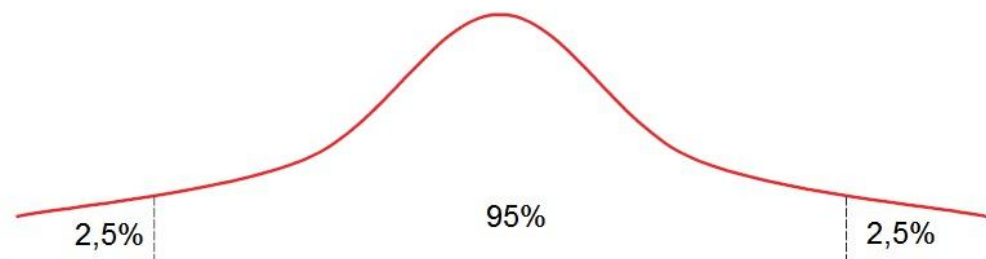


Figura 5.3 Intervalo de confiança para a amostra utilizada para definição de um modelo de classificação

**4. Cálculo do erro de estimação:**

$$e = z \times \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = 1,960 \times \frac{0,484}{\sqrt{200}} = 6,71 \%$$

Com este cálculo podemos afirmar que o fluxograma que representa o modelo de classificação das redes da EDP distribuição partiu de uma amostra com um erro de estimação de 6,71 % num intervalo de confiança de 95%.

### 5.2.2 - Fluxograma de classificação de topologia das redes da EDP Distribuição

Este fluxograma foi realizado a partir de uma amostra de 200 casos. Considerou-se que a rede era considerada subterrânea e o automatismo de religação estaria fora de serviço se as correntes de curto-circuitos trifásicos e fase-fase ultrapassassem os valores de referência descritos para este trabalho em mais de 50% da linha.

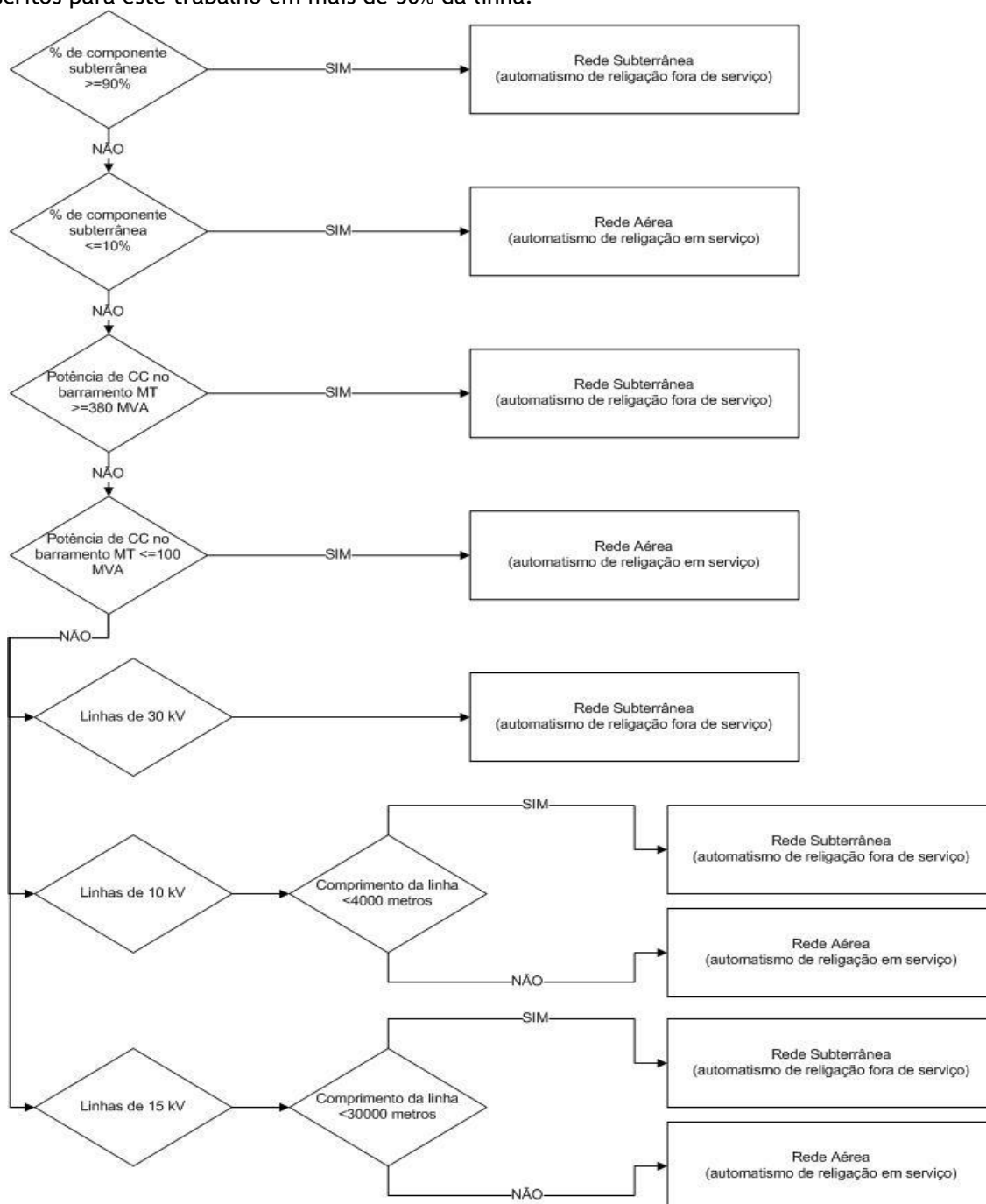


Figura 5.4 Fluxograma de classificação de topologia da rede

Através da construção do fluxograma verificamos que o critério mais importante é a composição da rede, seguindo a potência de curto-circuito no barramento MT da subestação e por fim a relação entre o comprimento e o nível de tensão da linha.

### 5.3 - Resumo

Este capítulo teve o intuito de achar um modelo de classificação das redes em relação à sua topologia. Sendo o objetivo desta dissertação a definição dos critérios de classificação de topologia de rede, torna-se interessante definir um modelo de classificação através destes critérios. Desta forma surgiu o capítulo 5, que é caracterizado pela tentativa de construção de um modelo por duas formas: redes neuronais e por uma amostra estatística. Pela primeira forma, a rede neuronal apenas não conseguiu classificar corretamente 4 casos em 50, o que faz com que seja interessante utilizar este método se houver um conjunto de dados maior. Neste método salienta-se o facto de que os critérios definidos no capítulo 4 foram bem definidos, pois os dados de entrada têm forte influência no comportamento da rede e na saída (classificação das redes) e o erro foi muito pequeno, apesar de existir.

Pelos dados estatísticos, através de uma amostra de 200 casos que combinavam os vários critérios de classificação definidos, foram analisadas as correntes de curto-circuito e verificou-se a importância de cada critério. A amostra em causa teve um intervalo de confiança de 95% e um erro estimativo que ronda os 6% o que faz com que o modelo de classificação realizado, exemplificado no ponto 5.2.2, seja credível e que possa ser usado pela EDP Distribuição. Enquanto que nas redes neuronais podemos verificar que os critérios definidos estavam corretos, no modelo construído no ponto 5.2.2 podemos verificar a importância de cada critério, sendo a composição da rede e a potência de curto-circuito no barramento MT os mais importantes, seguidos pela relação entre o nível de tensão e o comprimento da linha.

A amostra utilizada para classificar as redes e para definir os critérios de classificação encontra-se no anexo E, sendo cada linha classificada como aérea ou subterrânea.



# Capítulo 6

## Conclusão e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi caracterizado a Rede de Distribuição de Média Tensão, o Sistema de Proteções e alguns tipos de defeitos que poderão surgir no Sistema Elétrico de Energia. Através do software *Dplan*, disponibilizado pela EDP Distribuição, foi possível estudar os defeitos que ocorrem na rede como também relacionar as correntes de defeito com as características da rede. Este estudo teve o principal objetivo de definir quais as características da rede que têm influência direta no automatismo de religação, ou seja, saber quais os critérios que devem ser usados para classificação das linhas.

Neste capítulo serão descritas as conclusões retiradas na identificação dos critérios de classificação de topologia das redes de média tensão da EDP Distribuição.

A finalização deste capítulo é realizada através de propostas de trabalhos de desenvolvimentos futuros.

### 6.1 - Conclusões

A rede elétrica portuguesa atual é o resultado de um desenvolvimento tecnológico e institucional ao longo de vários anos, sendo a rede de distribuição de média tensão (MT) a que mais contribui para a deterioração da qualidade de serviço. Desta forma torna-se necessário uma otimização do sistema de proteções de modo a que a qualidade de serviço seja melhorada.

O objetivo de classificar as redes pela sua topologia é definir quando é que o automatismo de religação automática deve estar em serviço, pois este pode ser prejudicial para a rede quando atua para defeitos permanentes. Para existir esta classificação tornou-se necessário testar as características de redes de média tensão da EDP distribuição de modo a definir quais os critérios de classificação a ter em conta.

As características da rede estudadas foram as seguintes: potência de curto-circuito no barramento MT da subestação, composição da rede, composição do primeiro troço da rede, comprimento da rede e o nível de tensão.

A análise destas características foi realizada através de simulação de defeitos fase-terra, fase-fase e trifásicos.

Nos defeitos fase-terra verificou-se que o automatismo de religação automática atuava para todos os casos e que as correntes de defeito eram muito parecidas para diferentes

características das redes. Desta forma não se tiraram grandes conclusões com estas simulações. Portanto, tornou-se necessário simular outro tipo de defeitos como os trifásicos e os fase-fase. Nestas simulações, o pressuposto de partida é caracterizado por ser desvantajoso a religação atuar para este tipo de defeitos, devido ao facto de as correntes serem elevadas e serem defeitos permanentes, contribuindo para o envelhecimento precoce dos ativos da rede.

Contrariamente aos defeitos fase-terra, nos defeitos fase-fase e trifásicos, as correntes de defeito diferiam para diferentes características da rede, tornando-se possível analisar cada característica a partir da sua relação com as correntes de curto-circuito.

No que toca à potência de curto-circuito no barramento MT da subestação verificou-se que quanto maior fosse a potência menor era a probabilidade de o automatismo de religação atuar devido ao facto de as correntes de defeito serem maiores. Para potências baixas, a corrente de defeito era baixa e a religação tinha grande probabilidade de atuar em mais de 50 % da linha. Portanto a potência de curto-circuito é um critério a ter em conta, visto que para grandes potências o automatismo de religação poderá estar fora de serviço, enquanto que para pequenas potências o automatismo ficará em serviço.

Em relação à composição da rede verificou-se que ela tem pouca importância na atuação das religações. No entanto os casos extremos, como redes muito aéreas e redes muito subterrâneas deviam ser respetivamente classificadas em aéreas e subterrâneas. Definiu-se que para redes com uma composição subterrânea maior que 90%,relativamente ao comprimento total, deviam ser classificadas como subterrâneas e possuir a religação fora de serviço, enquanto que para redes com uma percentagem subterrânea menor que 10% deviam ser classificadas como aéreas e ter a religação em serviço.

Além destes dois critérios, o nível de tensão e o comprimento pertenciam a este grupo. O nível de tensão era um critério de classificação pois as proteções de máximo intensidade de fase são dimensionadas de forma diferente para diferentes níveis de tensão. Outro fator é as correntes serem menores para níveis de tensão mais elevados. O comprimento também teve lugar nos critérios de classificação devido ao fato de verificar-se que a corrente atenuava bastante ao longo da linha para comprimentos muito grandes. Quanto maior fosse a atenuação maior seria a probabilidade de o automatismo de religação automática estar em serviço

Resumindo os critérios de classificação que foram definidos com este trabalho foram os seguintes:

- Potência de curto-circuito no barramento MT da subestação;
- Composição da rede (% de rede subterrânea);
- Nível de tensão;
- Comprimento da linha.

Após a definição dos critérios de classificação de topologia de rede, tornou-se interessante verificar a importância de cada um e fazer um modelo de classificação. Este passo foi realizado por dois processos: redes neuronais e a partir de uma amostra.

Pelas redes neuronais, observou-se que os critérios definidos estavam corretos, visto que o comportamento da rede neuronal depende muito do conjunto de entrada escolhido e esta com os 4 critérios descritos em cima, apenas não conseguiu classificar corretamente 4 casos em 50.

Pela amostra retirada para definir os critérios de classificação verificou-se que a potência de curto-circuito no barramento MT e a composição da rede são os critérios mais



importantes, sendo seguidos pelo nível de tensão e o comprimento. Através desta amostra foi possível realizar um fluxograma que pode ser usado pela EDP Distribuição visto que esta amostra tem um intervalo de confiança de 95% e um erro de estimação de 6,71%.

No entanto os dois modelos referidos podem ser melhorados futuramente a partir de uma maior recolha de dados. As redes neuronais se tiverem um conjunto de dados maior para treinar a rede poderá ter um erro ainda menor sendo um método bastante fiável para classificar a rede.

## **6.2 - Trabalhos Futuros**

### **6.2.1 - Estudo e Definição da Probabilidade de ocorrência de defeitos em redes da EDP Distribuição com diferentes características**

Um dos grandes problemas deste trabalho foi não saber a probabilidade de ocorrência de defeitos para diferentes redes com diferentes características. Com o conhecimento da probabilidade de ocorrer defeitos para diferentes redes a classificação de topologia das redes será mais precisa, visto que poderíamos ter como critério de classificação a probabilidade de defeitos para redes com diferentes composições de rede subterrânea. Desta forma deveria ser estudado os vários tipos de defeito que ocorreram nos últimos anos e de que forma é que se manifestavam, ou seja, se eram permanentes, semipermanentes ou fugitivos. A partir desse estudo podia-se relacionar a ocorrência de defeitos com as características da rede, tornando os critérios definidos neste trabalho mais fiáveis e conseqüentemente o modelo de classificação mais fiável.

## **6.3 - Contribuição do Trabalho**

Este trabalho permitiu uma otimização do sistema de proteções e conseqüentemente a melhoria da qualidade de serviço. A partir dos critérios definidos neste trabalho torna-se possível realizar um modelo de classificação que facilita a tarefa de saber quando deve-se colocar a religação em serviço de modo a não danificar a rede. Com o modelo de classificação de topologia de rede, a EDP Distribuição não necessitará de estudar todas as linhas existentes na rede MT da EDP Distribuição de modo a saber em que linhas o automatismo de religação automática deverá estar em serviço.



## Referências

- [1] "Regulamento Qualidade de Serviço," *Diário da República*, vol. Despacho n.º 5255/2006 (2.ª série), 8 de Março de 2006.
- [2] C.Puret, "MV public distribution networks throughout the world," *Cahier technique no.155*, March 1992.
- [3] P. Kundur, "Power System Stability and Control," *Mc Graw Hill*, 1994.
- [4] B. J. M. Chollot Y, Malot A., "Feeder Automation Improve Medium Voltage Network Operating Efficiency," *Cired Seminar*, pp. 23-24, June 2008.
- [5] T. J.-H. Su Chun-Lien "Outage Costs Quantification for Benefit-Cost Analysis of Distribution Automation Systems," *Internation Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, pp. 767-774, December 2007.
- [6] e. a. Lehtonen M. , "Fault Management in Electrical Distribution Systems," *Final report of the CIREDD Working Group WG03 Fault Management*, December 1998.
- [7] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica*, 2005.
- [8] M. Bradt, M. Bates, M. R. Behnke, W. G. Bloethe, C. Brooks, E. H. Camm, W. Dilling, B. Goltz, J. Hermanson, J. Li, P. Loy, K. McLean, J. Niemira, K. Nuckles, J. Patiflo, M. Reza, B. Richardson, N. Samaan, J. Schoene, T. Smith, I. Snyder, M. Starke, M. Tesch, R. Walling, and G. Zahalka, "Design and application of cables and overhead lines in wind power plants," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, 2010, pp. 1-6.
- [9] (Abril de 2012). *INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES. Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Função de automatismo: religação rápida e/ou lenta de disjuntores*. Available: [www.edpdistribuicao.pt](http://www.edpdistribuicao.pt) -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> Documentação Normativa -> Especificação funcional -> DEF C13-551
- [10] F. DEF-C13-570. *INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES. Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de proteção-Especificação funcional (Abril de 2012 ed.)*. Available: [www.edpdistribuicao.pt](http://www.edpdistribuicao.pt) -> profissional -> projecto tipo SE AT/MT -> Documentação Normativa -> Generalidades -> DEF-C13-570
- [11] EDPD, "Guia Geral de Proteção e Automação da RND."
- [12] F. D., *Basic Selection of MV Public Distribution Networks*, May 2001.
- [13] D.-C.-E. J. 1991, "Reclosing Sectionalizers," [www.edpdistribuicao.pt](http://www.edpdistribuicao.pt) ->profissional->projeto tipo SE AT/MT -> pesquisa -> DMA C64-156/E Julho 1991, acedido Março de 2012.

- [14] J.L.Lourenço, "Pesquisa, Detecção e Reparação de Avarias na Rede de Distribuição MT/BT," MIEEC, DEEC, FEUP, Julho de 2001.
- [15] M. A. Matos, "Introdução ao cálculo de curto-circuitos trifásicos simétricos pela norma CEI-909," ed. FEUP, 1996.
- [16] P. R. Leão, *Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*, 2009.
- [17] D. C.-N. F. 2007, "Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição," [www.edpdistribuicao.pt](http://www.edpdistribuicao.pt) ->profissional->projeto tipo SE AT/MT -> pesquisa -> DRE C13-530/N FEV 2007, vol. Rede geral de terras, acedido Março de 2012.
- [18] A. A. d. V. e. A. M. e. Moura, "Cabos Subterrâneos," FEUP, 1975.
- [19] *Guia Técnico Solidal Condutores Elétricos S.A.*, 2007.
- [20] A. Croguennoc, "Protection des réseaux à moyenne tension de distribution publique," *Les Techniques de L'ingenieur*, 1991.
- [21] J. L. P. d. Sá, "Qualidade de Energia e Filosofia de Proteções em Redes de Distribuição."
- [22] W. Charytoniuk and M. S. Chen, "Very short-term load forecasting using artificial neural networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, pp. 263-268, 2000.
- [23] C. E. P. Adiga Henrique Steinherz, Reinaldo Casto Souza, *Neural networks for short-term load forecasting : a review and evaluation*, Fevereiro 2001.
- [24] D. L. L. Atish K. Ghosh, "The classification of power system disturbance waveforms using a neural network approach," Janeiro 1995.
- [25] M. Â. Moreira, "Introdução às Redes Neurais Artificiais," Outubro de 1997.
- [26] V. Miranda, "Redes Neurais - Treino por retropropagação," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, Junho de 2007.
- [27] S. S. Haykin, "Redes Neurais - Principios e práticas," *Bookman*, 2001.
- [28] M. B. Howard Demuth, Martin Hagan, *Neural Network Toolbox 6 - User's Guide*.
- [29] M. E. G. Martins, "Introdução à Inferência Estatística," *Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa*, Abril de 2006.
- [30] D. S. Moore, "Perspectives on Contemporary Statistics," Janeiro 1992.
- [31] C. R. R. Lyman Ott, Richard J. Larsen, William Mendenhall, "Statistics: a Tool for the Social Sciences (Duxbury Series in Statistics and Decision Science)," Janeiro de 1992.
- [32] F. O.-l. UVB, "Aula 10 Estimação e Intervalo de Confiança."

## Anexo A

# Curto-Circuitos: Tipo e Caracterização de defeitos

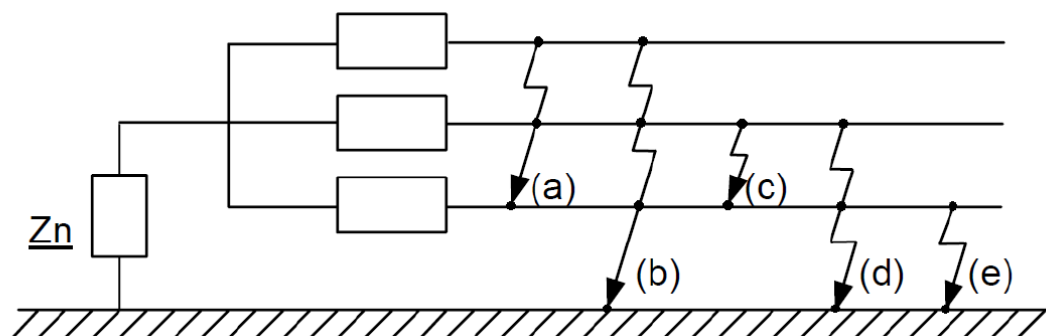
Os defeitos na rede elétrica são caracterizados pela situação associada à mudança repentina, e por vezes violenta, das condições de operação do sistema. O defeito pode ser originado de duas formas distintas: origem interna ou origem externa. Os defeitos de origem interna correspondem àqueles que aparecem nas próprias redes, não justificados por qualquer causa externa. As sobretensões originadas por fenómenos de ressonância ou a abertura de circuitos elétricos em carga incluem-se neste tipo de defeito. Os defeitos de origem externa correspondem por exemplo à rutura de um suporte, de um condutor ou de um isolador (excluindo os casos de envelhecimento do material ou falta de manutenção), bem como, ao contato entre ramos de árvores e de aves com condutores, ou seja a causa destes defeitos é mecânica.

Os defeitos também são caracterizados pela forma como se manifestam nas redes, podendo ser permanentes ou momentâneos. Enquanto os defeitos permanentes necessitam da intervenção por parte do operador da rede para serem eliminados, os defeitos momentâneos caracterizam-se pelo seu desaparecimento automático, quer de forma automática (auto extintores), quer pelo corte de tensão por um curto espaço de tempo (fugitivos ou semipermanentes).

Estes defeitos manifestam-se na rede elétrica sobre a forma de sobretensões e sobreintensidades, podendo estas últimas ser de dois tipos: sobrecargas e curto-circuitos. Como neste trabalho apenas se trabalhou com curto-circuitos, para avaliar os vários critérios de classificação de topologia da rede, é descrito o significado de curto-circuito e tipo de curto-circuito.

Um curto-circuito designa um percurso de baixa impedância, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, em geral muito elevada. O curto-circuito na rede de Distribuição ocorre essencialmente nas redes aéreas devido à supressão de isolamento entre dois ou três condutores, ou entre condutores e a terra, correspondendo a intensidades de corrente de valor muito superior ao que se verifica nos regimes de exploração normal. Devido aos valores elevados de corrente que o curto-circuito provoca, a análise desta corrente e da sua duração é extremamente importante para definir as parametrizações adequadas para a proteção dos equipamentos existentes na rede.

Os curto-circuitos estendem-se desde o local onde ocorrem até aos locais que os alimentam; assim a potência e a corrente de curto-circuito, dependem diretamente da impedância entre esses pontos. O valor da corrente de curto-circuito dependerá da topologia da rede, da constituição, do estado e do modo de exploração do regime de neutro das subestações, bem como da resistência e da origem do defeito.



Os curto-circuitos podem ser:

- a) Curto-circuito trifásico sem terra;
- b) Curto-circuito trifásico com terra;
- c) Curto-circuito bifásico sem terra - fase-fase;
- d) Curto-circuito bifásico com terra - fase-fase-terra;
- e) Curto-circuito monofásico - fase-terra;

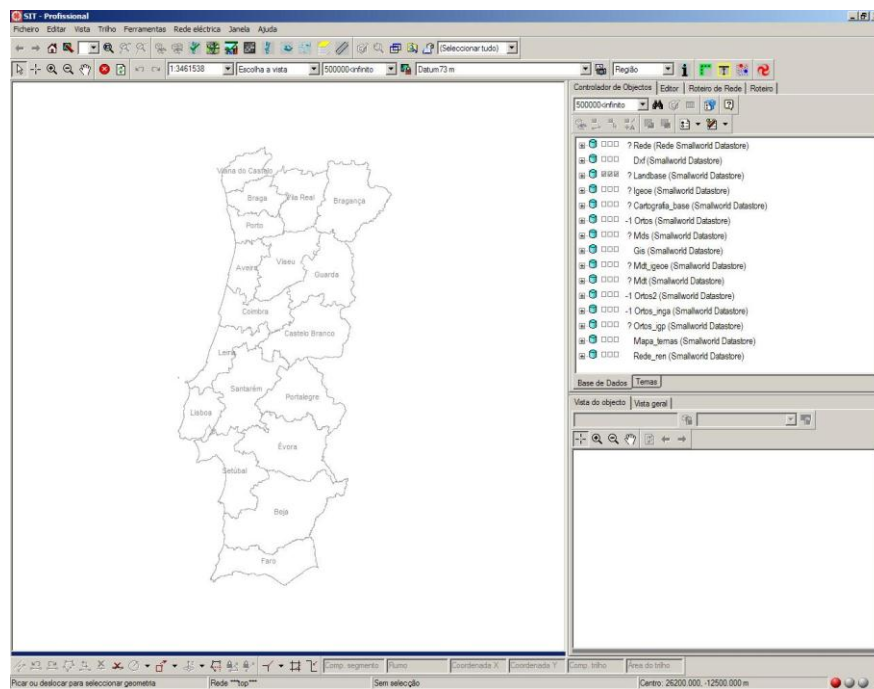
O curto-circuito em a) e b) são considerados simétricos, uma vez que envolvem as três fases, sendo as forças eletromotrizes que alimentam a rede e o sistema de intensidade de corrente de curto-circuito simétricos. Partindo do pressuposto que as impedâncias nas três fases são iguais, a análise de curto-circuito pode ser focada apenas numa das fases.

Como o curto-circuito nos casos c), d) e e), envolve uma ou duas fases e a terra, o sistema de forças eletromotrizes é simétrico, mas o sistema de intensidade de corrente é assimétrico. Consequentemente este tipo de curto-circuito é habitualmente designado por assimétrico. Para a análise deste tipo de curto-circuito é necessário recorrer ao teorema de "Fortescue", decompondo o sistema trifásico em componentes simétricas designadas por componentes diretas, inversas e homopolar.

## Anexo B

# Interface do software Dplan e SIT

Neste anexo são representados os dois programas que foram usados ao longo deste trabalho disponibilizados pela EDP Distribuição. O programa SIT (figura B.1 e figura B.2) serve para extrair as redes existentes na EDP Distribuição, podendo depois serem abertas pelo Dplan (figura B.3) onde foram realizadas todas as simulações ditas ao longo deste trabalho.



**Figura B.1** Ilustração do programa SIT onde encontram-se todas as redes da EDP Distribuição existentes em Portugal Continental

## 70 Caso de estudo do número de automatismos telecomandados em 80 linhas da EDP Distribuição

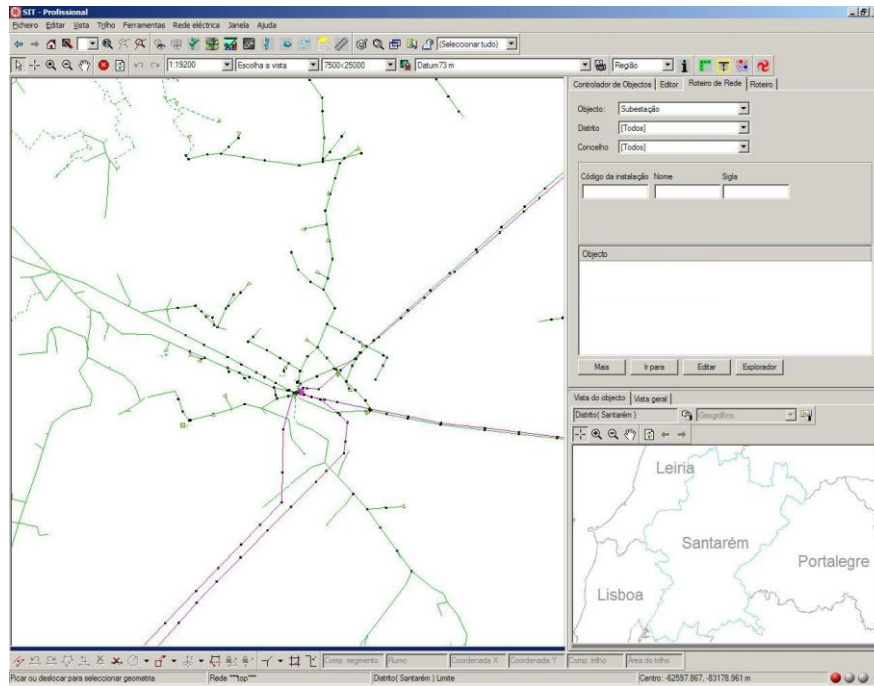


Figura B.2 Ilustração do SIT onde foi selecionada uma subestação na região de Santarém

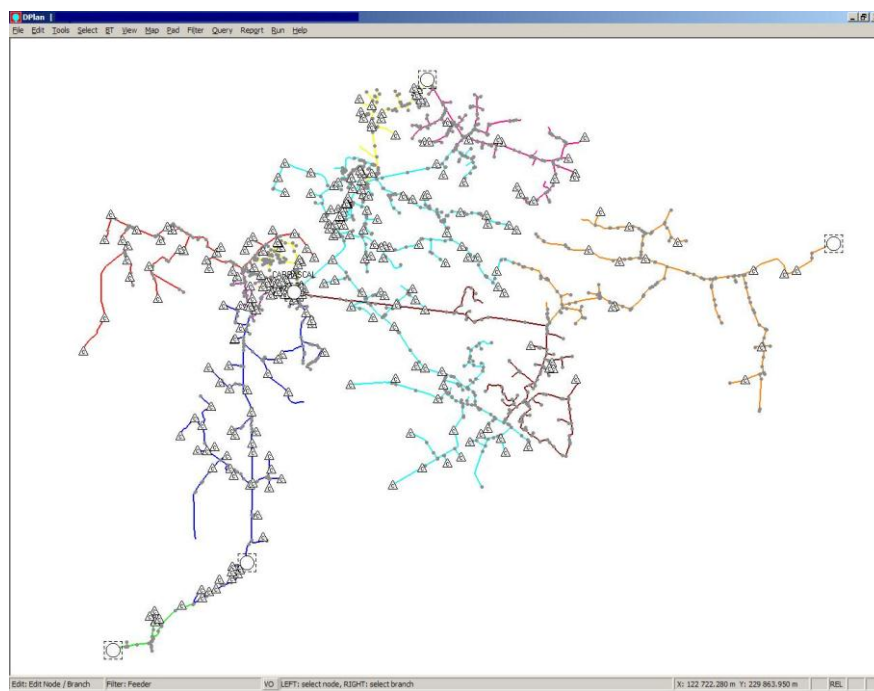


Figura B.3 Ilustração do programa DPlan



## Anexo C

# Caso de Estudo do Número de Automatismos Telecomandados em 80 linhas da EDP Distribuição

Neste anexo apresenta-se o estudo sobre o número de automatismos telecomandados existentes em 80 linhas com diferentes comprimentos e diferentes percentagens de cabo subterrâneo.

Tabela C.1 Linhas com aparelhos de corte automático e telecomandados

Linhas EDP	Comprimento	% rede sub.	Nº OCR	Nº IAT	Nº IAR	Total
Linha 1	68975,8	20,3	3	1	1	5
Linha 2	44051,8	13,2	4	0	1	5
Linha 3	33255,3	7,5	2	0	3	5
Linha 4	32103,6	9,5	5	0	0	5
Linha 5	61161,2	11,7	1	2	2	5
Linha 6	44326,2	7,3	3	0	1	4
Linha 7	34584	10,7	1	3	0	4
Linha 8	18786,5	18,6	1	2	0	3
Linha 9	30783,5	6,5	0	3	0	3
Linha 10	16685,4	3,4	0	2	1	3
Linha 11	18728,4	19	0	3	0	3
Linha 12	25155,7	47,2	3	0	0	3
Linha 13	21439,4	2,1	0	2	1	3
Linha 14	38422	17,3	3	0	0	3
Linha 15	13866,8	8,2	2	1	0	3
Linha 16	11816,5	26,7	0	3	0	3
Linha 17	32752,3	7,5	0	1	1	2
Linha 18	21917,2	21	0	2	0	2
Linha 19	13197,3	24,8	2	0	0	2
Linha 20	14517	22,7	2	0	0	2
Linha 21	33832,4	10,1	2	0	0	2

72 Caso de estudo do número de automatismos telecomandados em 80 linhas da EDP  
Distribuição

Linha 22	40044,5	1,6	1	0	1	2
Linha 23	22105,1	24,8	0	2	0	2
Linha 24	9248,3	10,1	2	0	0	2
Linha 25	33279,1	13,3	1	0	1	2
Linha 26	13411,7	4,2	2	0	0	2
Linha 27	35967,2	9,5	1	1	0	2
Linha 28	15655,9	18,5	2	0	0	2
Linha 29	17569,4	5	2	0	0	2
Linha 30	21944,6	20,9	0	2	0	2
Linha 31	7963,2	10,3	2	0	0	2
Linha 32	61283,2	10,3	2	0	0	2
Linha 33	26555,9	19	2	0	0	2
Linha 34	17832	8,9	2	0	0	2
Linha 35	40972,3	19	2	0	0	2
Linha 36	26012,1	19,3	1	1	0	2
Linha 37	27136,4	17,8	0	2	0	2
Linha 38	15418,6	22,5	0	2	0	2
Linha 39	31799,6	14,4	2	0	0	2
Linha 40	12840	38	2	0	0	2
Linha 41	38544,9	15	2	0	0	2
Linha 43	18968,4	16,2	0	0	1	1
Linha 44	11707,3	36,7	1	0	0	1
Linha 45	40166,4	26,5	0	1	0	1
Linha 46	12155	14,9	0	1	0	1
Linha 47	3386,3	7,6	0	0	1	1
Linha 48	22074,1	12,8	0	1	0	1
Linha 49	25055,4	18,5	0	0	1	1
Linha 50	14155,4	13,1	0	1	0	1
Linha 51	58908,4	6,4	0	1	0	1
Linha 52	27043,5	14,8	0	0	1	1
Linha 53	16092,7	5,6	1	0	0	1
Linha 54	18091,3	3,2	1	0	0	1
Linha 56	10103,5	10	1	0	0	1
Linha 57	15076,8	9,2	1	0	0	1
Linha 58	46632,1	29,1	0	0	1	1
Linha 59	24608,9	11,8	1	0	0	1
Linha 60	17816,3	30,6	0	1	0	1
Linha 61	25619,7	24,1	1	0	0	1
Linha 62	23500	1,5	0	0	1	1

Nesta tabela (tabela C.1) verifica-se que todas as linhas com grandes comprimentos apresentam automatismos telecomandados.

Na tabela C.2 verifica-se que para comprimentos pequenos ou para comprimentos grandes e grande composição de cabo subterrâneo na linha não existe o comando V-T.

Tabela C.2 Linhas sem aparelhos de corte automático e telecomandados

<b>Linhas EDP</b>	<b>Comprimento</b>	<b>% rede sub</b>	<b>Nº OCR</b>	<b>Nº IAT</b>	<b>Nº IAR</b>	<b>Total</b>
Linha 63	4605,5	20,6	0	0	0	<b>0</b>
Linha 64	9776,5	0,2	0	0	0	<b>0</b>
Linha 65	26365,8	53	0	0	0	<b>0</b>
Linha 66	1867,3	16,4	0	0	0	<b>0</b>
Linha 68	4387,3	0,9	0	0	0	<b>0</b>
Linha 69	33328,5	26,7	0	0	0	<b>0</b>
Linha 70	10852,1	25,5	0	0	0	<b>0</b>
Linha 71	5687,7	11,1	0	0	0	<b>0</b>
Linha 72	8633	14	0	0	0	<b>0</b>
Linha 73	9240,9	30,3	0	0	0	<b>0</b>
Linha 74	5183,6	24,3	0	0	0	<b>0</b>
Linha 75	7863,6	23	0	0	0	<b>0</b>
Linha 76	10753,8	21,1	0	0	0	<b>0</b>
Linha 77	4763,3	16,7	0	0	0	<b>0</b>
Linha 78	3263,5	14,5	0	0	0	<b>0</b>
Linha 79	3944	8,9	0	0	0	<b>0</b>
Linha 80	22493,3	45,2	0	0	0	<b>0</b>
Linha 81	7702,1	10,8	0	0	0	<b>0</b>

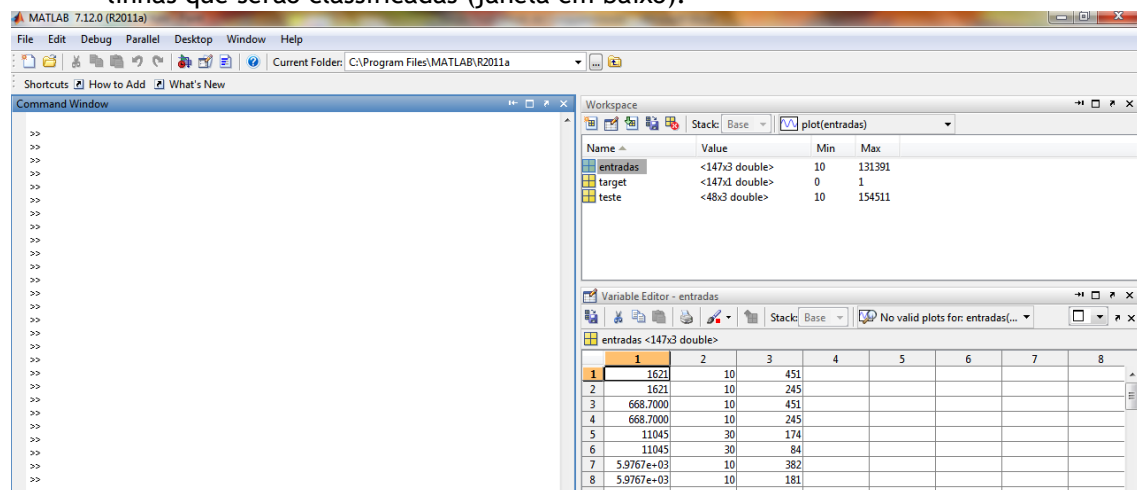


## Anexo D

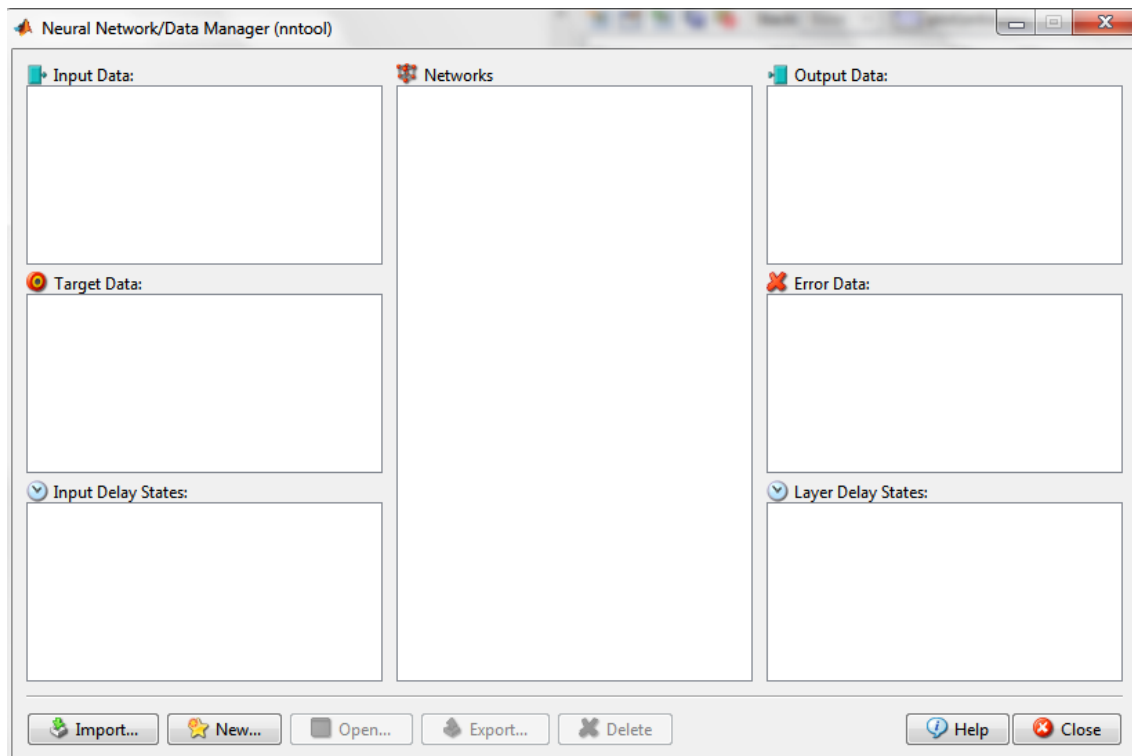
# Manual de Utilização de Redes Neurais a partir do software Matlab

Neste anexo será explicado o processo a realizar para classificar as linhas a partir de redes neuronais. A sequência de passos é a seguinte:

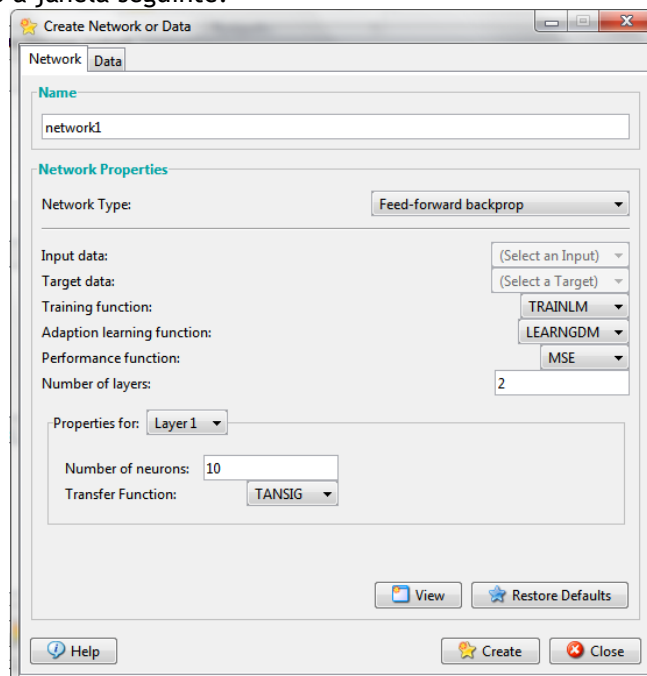
1. Definir as entradas. No nosso caso as entradas serão os critérios de classificação definidos no capítulo 4.
2. Definir o conjunto treino, a respetiva saída (target) e o conjunto teste. No nosso caso, o conjunto treino serão os critérios de classificação das 200 linhas representadas no Anexo E. A saída é a religação em serviço ou fora de serviço (1: em serviço; 0: fora de serviço) O conjunto teste serão os critérios de classificação das linhas que serão classificadas (janela em baixo).



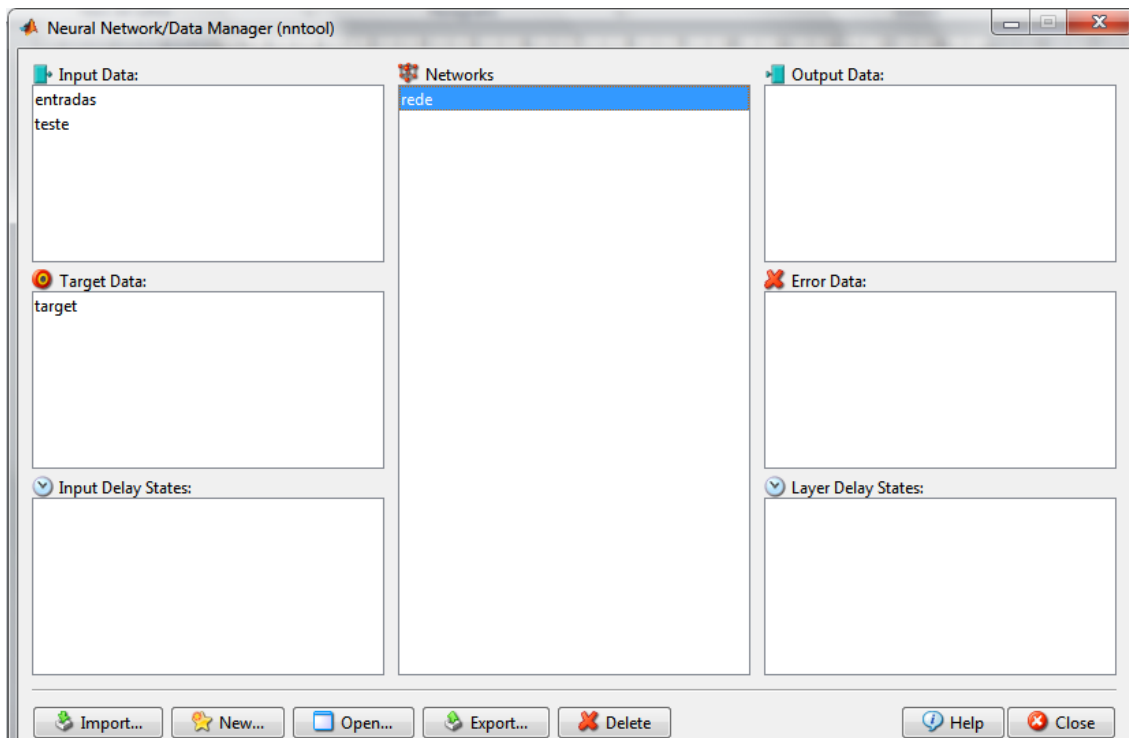
3. Após introduzir as matrizes, é necessário fazer a transporta das três matrizes. A linha de comandos é a seguinte: Nome da Matriz = Nome da Matriz' (exemplo: entradas = entradas')
4. Abrir a ferramenta nntool. Para isso é necessário Escrever na linha de comandos: nntool aparecendo a seguinte janela,



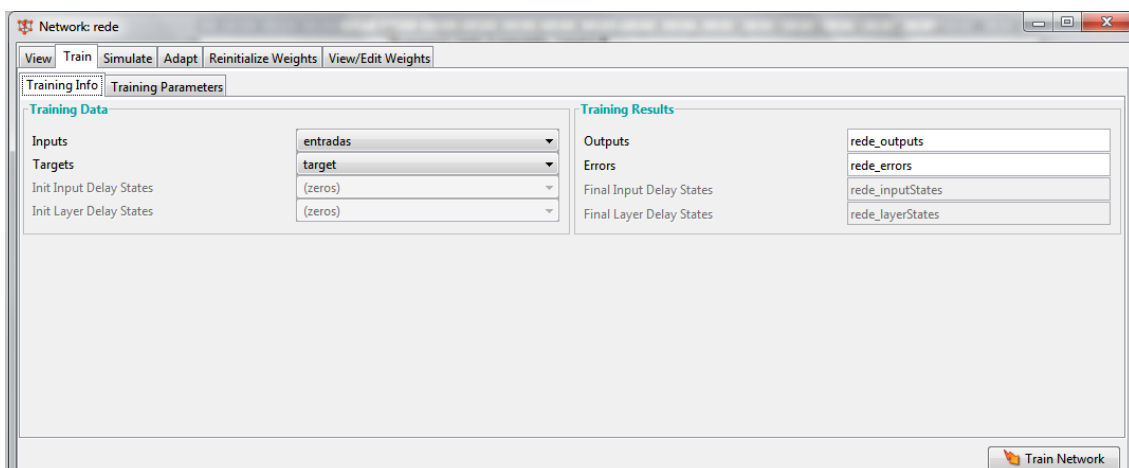
5. Após abrir a janela representada em cima importa-se o conjunto treino (entradas), o target e o teste a partir do botão Import.
6. Após a importação dos dados, cria-se uma nova rede, a partir do botão New, aparecendo a janela seguinte:



7. Na janela representada em cima coloca-se no Input Data o conjunto treino (entradas) e no target data a saída (target). No número de neurónios, visto que existem 3 entradas, é recomendado usar 6 neurónios. Após a criação da rede ficaremos com a seguinte janela:



8. Carregando no botão open aparecerá a rede onde coloca-se os parâmetros de treino na tab train (janela em baixo). Após a inserção das matrizes carrega-se no botão Train Network. Após a rede estar treinada, através da tab Simulate coloca-se a matriz teste (linhas que irão ser classificadas) carregando depois no botão Simulate. Após a simulação exporta-se os dados para o Matlab e copia-se para o Excel.







## Anexo E

# Classificação das 200 linhas da EDP Distribuição utilizadas ao longo deste trabalho

Para a realização deste trabalho foram analisadas 200 linhas da EDP Distribuição. Na tabela E.1 apresenta-se a classificação de cada uma delas através da simulação de defeitos fase-fase e trifásicos. Relembro que esta classificação teve em conta a religação deixar atuar para casos onde esta atuasse em mais de 50 % da linha para defeitos trifásicos e fase-fase a religação ficaria fora de serviço, visto que este tipo de defeito raramente é fugitivo.

Tabela E.1 Classificação de topologia das linhas usadas para este trabalho

Subestação	Saída	% rede subterrânea	Religação	Classificação
<i>Abóboda (Scc max)</i>	CN1615	30,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Abóboda (Scc min)</i>	CN1615	30,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Abóboda (Scc max)</i>	CN1356	81,1	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Abóboda (Scc min)</i>	CN1356	81,1	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>alcaçova (Scc max)</i>	Piedade	57,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>alcaçova (Scc min)</i>	Piedade	57,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<i>Alcoitão (Scc max)</i>	CN1541	27,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Alcoitão (Scc min)</i>	CN1541	27,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<i>Alcoitão (Scc max)</i>	CN1919	91	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Alcoitão (Scc min)</i>	CN1919	91	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Alcoitão (Scc max)</i>	CN1498	55,1	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<i>Alcoitão (Scc min)</i>	CN1498	55,1	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<i>Aldeia Nova (Scc max)</i>	FR15-163	17,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<i>Aldeia Nova (Scc min)</i>	FR15-163	17,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<i>Aldeia Nova (Scc max)</i>	M.Gordo	55,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>

<b>Aldeia Nova (Scc min)</b>	M.Gordo	55,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Aljezur</b>	FR15-87	20,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Ancora (Scc max)</b>	Moledo	21	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ancora (Scc min)</b>	Moledo	21	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>atouguia (Scc max)</b>	Peniche II	72,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>atouguia (Scc min)</b>	Peniche II	72,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Aveiro (Scc max)</b>	Ilhavo II	24,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Aveiro (Scc max)</b>	Areaais	81,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Aveiro (Scc min)</b>	Ilhavo II	24,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Aveiro (Scc min)</b>	Areaais	81,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Beja (Scc max)</b>	Base Aerea II	36,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Beja (Scc min)</b>	Base Aerea II	36,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Beja (Scc max)</b>	Esc. Sup. Enfermagem	84,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Beja (Scc min)</b>	Esc. Sup. Enfermagem	84,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Beja (Scc max)</b>	BJ30-03	1,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Beja (Scc min)</b>	BJ30-03	1,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Beja (Scc max)</b>	Vidigueira	1,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Beja (Scc min)</b>	Vidigueira	1,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Bombardeia (Scc max)</b>	C3177	22,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Bombardeia (Scc max)</b>	CN2180	91,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Bombardeia (Scc min)</b>	CN2180	91,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Bombardeia (Scc min)</b>	C3177	22,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Bragança (Scc max)</b>	Bragança I	48,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Bragança (Scc min)</b>	Bragança I	48,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Bragança (Scc max)</b>	Z. Industrial	39	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Bragança (Scc min)</b>	Z. Industrial	39	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Bragança (Scc max)</b>	Bragança II	93,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Bragança (Scc min)</b>	Bragança II	93,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Cacem (Scc max)</b>	CN1266	51	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Cacem (Scc min)</b>	CN1266	51	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Caldas da Rainha (Scc max)</b>	Óbidos	24,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Caldas da Rainha (Scc min)</b>	Óbidos	24,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Carrascal (Scc max)</b>	Forus Almada	22,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Carrascal (Scc min)</b>	Forus Almada	22,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Casal da Areia</b>	Nazaré	77,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>

<b>(Scc max)</b>				
<b>Casal da Areia (Scc min)</b>	Nazaré	77,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Casal S.brás (Scc max)</b>	2135	92,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Casal S.brás (Scc min)</b>	2135	92,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Central Tejo (Scc max)</b>	Zambujal - cela 10	98,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Central Tejo (Scc min)</b>	Zambujal - cela 10	98,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Comporta</b>	Santiago	21,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Condeixa (Scc max)</b>	Vila	100	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Condeixa (Scc min)</b>	Vila	100	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>coruche (Scc max)</b>	Zona industrial	4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>coruche (Scc min)</b>	Zona industrial	4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Fátima (Scc max)</b>	Ourém	1,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Fátima (Scc min)</b>	Ourém	1,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Feitosa (Scc max)</b>	ponte lima	72,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Feitosa (Scc min)</b>	ponte lima	72,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>France (Scc max)</b>	Caminha	19	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>France (Scc min)</b>	Caminha	19	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Fundão (Scc max)</b>	Fundão II	98,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Fundão (Scc min)</b>	Fundão II	98,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Gafanha (Scc max)</b>	Barra	47,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Gafanha (Scc max)</b>	Mira	10,1	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Gafanha (Scc min)</b>	Barra	47,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Gafanha (Scc min)</b>	Mira	10,1	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Gafanha (Scc max)</b>	Bresfor	39	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Gafanha (Scc min)</b>	Bresfor	39	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Janas (Scc max)</b>	1047	82	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc max)</b>	1327	75,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc max)</b>	CN1544	72,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Janas (Scc max)</b>	7494	68,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc max)</b>	1979	68,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc min)</b>	1047	82	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc min)</b>	1327	75,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc min)</b>	CN1544	72,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc min)</b>	7494	68,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Janas (Scc min)</b>	1979	68,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc max)</b>	CN11050	41,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc max)</b>	CN1041	18,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc max)</b>	CN1041	18,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc min)</b>	CN11050	41,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc min)</b>	CN1041	18,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Loures (Scc min)</b>	CN1041	18,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>

<b>Lousa (Móvel) (Scc max)</b>	CN1454	14	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Lousa (Móvel) (Scc min)</b>	CN1454	14	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Mafra (Scc max)</b>	1730	29,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Mafra (Scc min)</b>	1730	29,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Marinha Grande (Scc max)</b>	25 de Abril	87,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc max)</b>	Pilado	32,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc min)</b>	25 de Abril	87,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha grande (Scc min)</b>	Pilado	32,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc max)</b>	Pero Neto	24	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc min)</b>	Pero Neto	24	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc max)</b>	Cive	53,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Marinha Grande (Scc min)</b>	Cive	53,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Mexeiro (Scc max)</b>	SMG	49,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Mexeiro (Scc min)</b>	SMG	49,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Monchique (Scc max)</b>	Foia	18,5	Fora de Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Monchique (Scc min)</b>	Foia	18,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Mortágua (Scc max)</b>	zona industrial	2,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Mortágua (Scc min)</b>	zona industrial	2,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Moura (Scc max)</b>	BJ30-36	74,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Moura (Scc min)</b>	BJ30-36	74,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Olho Boi (Scc max)</b>	Almourol	1,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Olho Boi (Scc min)</b>	Almourol	1,5	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Olho Boi (Scc max)</b>	Cintura	1,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Olho Boi (Scc min)</b>	Cintura	1,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Ovar (Scc max)</b>	Pardala	23	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ovar (Scc max)</b>	Ramada	21,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ovar (Scc max)</b>	Avanca	3,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Ovar (Scc min)</b>	Pardala	23	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ovar (Scc min)</b>	Ramada	21,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ovar (Scc min)</b>	Avanca	3,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Ovar (Scc max)</b>	Luzes	91,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Ovar (Scc min)</b>	Luzes	91,4	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Pedroso (Scc max)</b>	Espinho	20,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Pedroso (Scc min)</b>	Espinho	20,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Porto Lagos (Scc max)</b>	FR15-23 Portimão 3	76,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>

<b>Porto Lagos (Scc max)</b>	Monchique	10,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Porto Lagos (Scc min)</b>	FR15-23 Portimão 3	76,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Porto Lagos (Scc min)</b>	Monchique	10,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Porto Lagos (Scc max)</b>	Portimao II	46,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Porto Lagos (Scc min)</b>	Portimao II	46,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Póvoa (Scc max)</b>	CL101	85,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Póvoa (Scc min)</b>	CL101	85,5	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Póvoa (Scc max)</b>	L107	21,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Póvoa (Scc min)</b>	L107	21,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Reboleira (Scc max)</b>	CN1806	86,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Reboleira (Scc min)</b>	CN1807	86,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Rio Maior (Scc max)</b>	Zona Industrial I	12,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Rio Maior (Scc min)</b>	Zona Industrial I	12,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Rio Meão (Scc max)</b>	Praia	71,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Rio Meão (Scc min)</b>	Praia	71,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>S.Sebastião (Scc max)</b>	ALCAL	80,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>S.Sebastião (Scc min)</b>	ALCAL	80,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Sabugal (Scc max)</b>	Santo Estevão	0,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sabugal (Scc min)</b>	Santo Estevão	0,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sabugo (Scc max)</b>	1422	44,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sabugo (Scc max)</b>	CN2160	19	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sabugo (Scc min)</b>	1422	44,6	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sabugo (Scc min)</b>	CN2160	19	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sancheira (Scc max)</b>	Dagorda	10	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Sancheira (Scc min)</b>	Dagorda	10	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Santana (Scc max)</b>	AL15-42 Albufeira	71,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Santana (Scc min)</b>	AL15-42 Albufeira	71,2	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São Bento (Scc max)</b>	2 Cidade	37,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>São Bento (Scc min)</b>	2 Cidade	37,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>São Sebastião (Scc max)</b>	Poceirão	43,8	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>São Sebastião (Scc min)</b>	Poceirão	43,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São Sebastião (Scc max)</b>	ST15-35	90,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>

<b>São Sebastião (Scc min)</b>	ST15-35	90,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>São Teotónio (Scc max)</b>	BJ15-88	11,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São Teotónio (Scc min)</b>	BJ15-88	11,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São Teotónio (Scc max)</b>	BJ30-48	1,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São Teotónio (Scc min)</b>	BJ30-48	1,9	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>São vicente (Scc max)</b>	Industrias	24,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>São vicente (Scc min)</b>	Industrias	24,3	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Soutelo (Scc max)</b>	V.Pouca	30,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Soutelo (Scc min)</b>	V.Pouca	30,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Telheira (Scc max)</b>	Vila Real II	67,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Telheira (Scc min)</b>	Vila Real II	67,2	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Telheira (Scc max)</b>	Parque Industrial	19	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Telheira (Scc min)</b>	Parque Industrial	19	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Tunes (Scc min)</b>	Taipas	19	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Vale Serrão (Scc min)</b>	Zona Industrial	18,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Vale Tejo (Scc max)</b>	CN3106	43,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vale Tejo (Scc max)</b>	3141	19,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vale Tejo (Scc min)</b>	CN3106	43,6	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vale Tejo (Scc min)</b>	3141	19,3	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Valença (Scc max)</b>	Gandra	10,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Valença (Scc min)</b>	Gandra	10,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Valença (Scc max)</b>	Vila	69,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Valença (Scc min)</b>	Vila	69,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Venda do Pinheiro (Scc max)</b>	CN2244	89,8	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Venda do Pinheiro (Scc max)</b>	CN2242	47,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Venda do Pinheiro (Scc min)</b>	CN2244	89,8	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Venda do Pinheiro (Scc min)</b>	CN2242	47,7	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b>Vendas Novas (Scc max)</b>	Esc. Primária MISERIC	81,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vendas Novas (Scc min)</b>	Esc. Primária MISERIC	81,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vila do Conde (Scc max)</b>	Mindelo	38	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vila do Conde (Scc max)</b>	Maia	24,1	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b>Vila do Conde (Scc max)</b>	Alvelos	14,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>

<b><i>Vila do Conde (Scc min)</i></b>	Mindelo	38	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b><i>Vila do Conde (Scc min)</i></b>	Maia	24,1	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b><i>Vila do Conde (Scc min)</i></b>	Alvelos	14,4	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b><i>Vila viçosa (Scc max)</i></b>	Borba	13	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b><i>Vila viçosa (Scc min)</i></b>	Borba	13	Em Serviço	<b>Aérea</b>
<b><i>Vilar do Paraíso (Scc max)</i></b>	Praia Valadares	87,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b><i>Vilar do Paraíso (Scc min)</i></b>	Praia Valadares	87,9	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b><i>Viso (Scc max)</i></b>	Viseu I	73,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>
<b><i>Viso (Scc min)</i></b>	Viseu I	73,7	Fora de Serviço	<b>Subterrânea</b>