

Modelização e análise de desempenho de redes de distribuição mistas

Pedro Gerardo Maia Fernandes

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia sob
orientação do Professor José António Beleza Carvalho e Eng. Pedro Terras
Marques (EDP Distribuição)

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200 - 072 Porto, Portugal

Julho 2012

Resumo

A evolução tecnológica a que se assistiu nas últimas décadas tem sido um dos principais fatores da necessidade de utilização de energia elétrica. Consequentemente, remodelações tanto a nível de equipamentos na rede de distribuição como da qualidade de serviço têm sido determinantes para fazer face a uma evolução crescente do consumo de energia elétrica por parte da sociedade.

Esta evolução tem afetado significativamente o desempenho dos sistemas de proteção e automatismos associados, sendo estes cada vez mais fiáveis e proporcionando maior segurança tanto aos ativos da rede como a pessoas. No entanto, esta evolução tem tido também impacto nas linhas de distribuição em média tensão, estando estas a evoluir de rede aérea para linhas mistas de distribuição.

As linhas mistas de distribuição têm diferentes desempenhos técnicos e económicos no que respeita aos sistemas de proteção e respetivos automatismos de religação automática. Neste trabalho são analisados alguns parâmetros que têm influência na atuação das proteções e respetivos automatismos de religação.

Abstract

The technological evolution that has seen in recent decades has been a major factor in the need to use electricity. Consequently, refurbishment of equipment both in the distribution network and service quality have been key to cope with a rising trend of energy consumption by society.

This has significantly affected the performance of system protections and associated automation, which are more reliable and giving greater security to both the network assets such as people. However, this development has also had an impact on distribution lines in medium voltage, as those evolving from overhead lines for mixed distribution.

The mixed distribution power lines have different technical and economic performance in relation to respective of protection systems and automatic reconnection automatic. In this work we analyze some parameters that influence the performance of the respective protections and automatic reconnection.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Professor Doutor José António Beleza Carvalho, pelo seu grande apoio e empenho e pela confiança que me dedicou e Engenheiro Pedro Terras Marques pela grande dedicação e disponibilidade que demonstrou ao longo da realização deste trabalho.

À empresa EDP Distribuição pela disponibilidade de realização deste trabalho nas suas instalações e respetivo *software* e dados, imprescindíveis para a realização deste trabalho.

Aos Engenheiros Rui Fiteiro da empresa EDP e Professor João Gonçalves pela grande ajuda prestada e a grande disponibilidade e dedicação.

Aos meus familiares e namorada que sempre me apoiaram ao longo do trabalho com grande dedicação e amizade.

A todos os amigos que sempre estiveram do meu lado o meu muito obrigado!

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvi
Abreviaturas e Símbolos	xviii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - A Rede Nacional de Distribuição	2
1.2 - Problema.....	5
1.3 - Objetivos	6
1.4 - Estrutura da Dissertação	6
Capítulo 2	9
A rede elétrica de Distribuição em Média Tensão	9
2.1 - Subestações de Distribuição	9
2.2 - Estrutura topológica da rede	13
2.3 - Regime de neutro da Subestação de Distribuição	15
2.4 - Regime de Neutro Isolado	16
2.4.1. Regime de neutro diretamente ligado á terra	18
2.4.2. Regime de neutro ligado á terra através de impedância	19

2.5 -	Sistemas de Proteção em linhas de Média Tensão	20
2.5.1.	Proteção de Máxima intensidade de fase	21
2.5.2.	Proteção de Máxima intensidade Homopolar Direcional	22
2.5.3.	Proteção de Máxima intensidade homopolar de Terras Resistentes.....	23
2.5.4.	Condutor Partido	24
a)	Deteção por correntes residuais.....	24
b)	Deteção por correntes de sequência inversa	25
c)	Deteção por relação entre corrente de sequência inversa e direta	26
2.5.5.	Presença de Tensão	27
2.5.6.	Cold Load pickup/Inrush Restraint.....	27
2.5.7.	Topologia da subestação	28
2.6 -	Automatismo de Religação Automática	29
2.6.1.	Automatismos V-T	33
2.7 -	Linhas de distribuição de energia elétrica de Média Tensão	35
2.7.1.	Linhas aéreas.....	35
2.7.2.	Cabos Subterrâneos	37
2.7.3.	Linhas aéreas Versus Cabos Subterrâneos.....	38
2.7.4.	Linhas Mistas	40
2.8 -	Conclusões.....	42
Capítulo 3	43
Simulações do desempenho técnico de linhas mistas		43
3.1 -	Curto-circuitos trifásicos	45
3.1.1.	Influência da potência de curto-circuito na Subestação na corrente de defeito ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos ...	46
3.1.2.	Influência da concentração de componente aérea na corrente ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos.....	47
3.1.3.	Influência do comprimento da linha na corrente ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos.....	50

3.2 -	Curto-circuitos fase-terra	52
3.2.1.	Influência da impedância de neutro de 300A e de 1000A na corrente ao longo da linha para curto-circuitos fase-terra.....	53
3.2.2.	Influência da concentração de componente aérea na corrente ao longo da linha para curto-circuitos fase-terra	54
3.3 -	Conclusões.....	56
3.3.1.	Curto circuitos trifásicos	56
3.3.2.	Curto circuitos fase-terra	59
Capítulo 4	61
Análise probabilística de linhas mistas por tipos de avarias	61
4.1 -	Tipos de interrupções.....	61
4.2 -	Tempos de avarias e tempos de interrupção	64
4.3 -	Defeitos Fase-terra e entre fases	66
4.4 -	Árvore de probabilidades.....	66
4.5 -	Severidade dos defeitos	69
4.6 -	Classificação da topologia da rede.....	71
4.6.1.	Análise por severidade de incidente.....	72
4.6.2.	Proposta de classificação de linhas mistas	75
4.7 -	Conclusões.....	76
Capítulo 5	79
Desempenho económico das linhas de distribuição mistas	79
5.1 -	Custo médio estimado de energia não distribuída.....	79
5.1.1.	Considerando a religação automática e manual desativas	80
5.1.2.	Considerando a religação automática e manual ativas	82
5.1.3.	Ganho com a implementação da religação automática.....	82
5.2 -	Conclusões.....	83
Capítulo 6	86
Conclusão	86

Anexo A	95
Caracterização e modelização da linha de distribuição fictícia	95
A.1 Características dos componentes da linha mista de distribuição.....	95
A.2 Modelização do equivalente da rede a montante através de gerador equivalente.....	98
Anexo B	101
Matriz de atuação da religação automática	101
Anexo C	107
Caracterização dos tipos de defeitos	107
Referências Bibliográficas	109

Lista de figuras

Figura 1.1 - Ativos na Rede Nacional de Distribuição [2]	3
Figura 1.2 - Redes aéreas e subterrâneas por nível de tensão [2].....	4
Figura 1.3 - Quantidade de linhas de distribuição e sua topologia em 2010....	4
Figura 2.1 - Exemplo de subestação de distribuição de Barramento simples [1]	10
Figura 2.2 - Exemplo de subestação de distribuição com Barramento simples seccionado na MT e Barramento de AT [1]	11
Figura 2.3 - Exemplo de subestação de distribuição de Barramento Duplo com conjugação de barras [1]	12
Figura 2.4 - Exemplo de esquema radial puro.....	14
Figura 2.5 - Exemplo de esquema em anel aberto.....	14
Figura 2.6 - Exemplo de esquema emalhado	15
Figura 2.7 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro isolado.....	17
Figura 2.8 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro diretamente ligado á terra.....	18
Figura 2.9 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro ligado á terra através de impedância	19
Figura 2.10 - Curva característica de funcionamento da PTR.....	24
Figura 2.11 - Característica de funcionamento da função detecção de condutor partido por relação entre corrente de sequência inversa e direta.....	27
Figura 2.12 - Funcionamento dos automatismos de religação automática por tipo de defeito.	30

Figura 2.13 - Princípio de funcionamento de um automatismo V-T.	34
Figura 2.14 - Exemplo de apoio de linha aérea de MT	36
Figura 2.15 - Exemplo de cabo subterrâneo de MT.	37
Figura 2.16 - Exemplo de implementação de linhas mistas.	40
Figura 3.1 - Aspeto gráfico do programa Dplan	44
Figura 3.2 - Corrente de curto-circuito ao longo da linha média de MT da RND	47
Figura 3.3 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha composta por 90% aérea e 10% subterrânea	49
Figura 3.4 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha composta por 90% subterrânea a e 10% aérea.....	49
Figura 3.5 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha mista, com diferentes comprimentos (com componente aérea á saída do barramento MT)	51
Figura 3.6 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha mista, com diferentes comprimentos (com componente subterrânea á saída do barramento MT)	51
Figura 3.7 - Variação da lcc ao longo de uma linha com 5km de comprimento com 80% de componente aérea e 20% subterrânea para diferentes regimes de neutro.....	54
Figura 3.8 - Variação da lcc ao longo de uma linha, com 5km de comprimento, para diferentes percentagens de componente subterrânea, para um regime de neutro de 300A.	55
Figura 3.9 - Variação da lcc ao longo de uma linha, com 5km de comprimento, para diferentes percentagens de componente subterrânea, para um regime de neutro de 1000A.	56
Figura 4.1 - Caracterização dos 13 principais tipos de interrupções na componente aérea em MT.....	62
Figura 4.2 - Caracterização dos 13 principais tipos de interrupções na componente subterrânea em MT.	63
Figura 4.3 - Número de interrupções para diferentes valores de tempo de interrupção na componente aérea da RND	65
Figura 4.4 - Número de interrupções para diferentes valores de tempo de interrupção na componente subterrânea da RND.....	65
Figura 4.5 - Árvore de probabilidade de tipo de defeitos	68

Figura 4.6 - Probabilidade de ocorrer e severidade dos 13 principais incidentes em rede subterrânea.	69
Figura 4.7 - Probabilidade de ocorrer e severidade dos 13 principais incidentes em rede aérea.	70
Figura 4.8 - Variação da probabilidade de defeitos fugitivos e permanentes de acordo com a percentagem de componente subterrânea.	72
Figura 4.9 - Árvore de probabilidade de severidade de defeito.	73
Figura 4.10 - Variação da probabilidade de defeitos fugitivos e permanentes e respetiva severidade de acordo com a percentagem de componente subterrânea.....	74
Figura 4.11 - Classificação de linhas mistas de distribuição de acordo com a componente subterrânea e aérea	75
Figura 5.1 - Variação do custo anual de energia não distribuída pela potência instalada e comprimento total da linha de distribuição em uma linha de distribuição totalmente aérea.	81
Figura 5.2 - Variação do custo anual de energia não distribuída pela potência instalada e comprimento total da linha de distribuição em uma linha de distribuição totalmente subterrânea.	81
Figura 5.3 - Variação dos custos anuais e ganhos anuais estimados de END por quilómetro para diferentes percentagens de componente subterrânea ao longo de uma linha mista de distribuição.....	84
Figura 6.1 - Proposta de classificação de topologia de rede	89

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Escalões do sistema de proteção por topologia da subestação...	28
Tabela 2.2 - Características da religação lenta	32
Tabela 2.3 - Características da religação rápida.....	32
Tabela 2.4 - Modos de funcionamento das religações automáticas	33
Tabela 2.5 - Comparação de custos de construção para linhas subterrâneas e aéreas.....	39
Tabela 3.1 - Percentagem de linha em que é atuado o automatismo de religação automática para defeitos trifásicos, variando de acordo com comprimento, potência de curto-circuito no barramento MT e percentagem de rede subterrânea.....	58
Tabela A.1 - Características das linhas aéreas e cabos subterrâneos de distribuição.....	96
Tabela A.2 - Secções dos troços de linha mista (em mm ²) utilizados na linha fictícia, com componente aérea no traçado inicial	97
Tabela A.3 - Secções dos troços de linha mista (em mm ²) utilizados na linha fictícia, com componente subterrânea no traçado inicial.....	97
Tabela B.1 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 10 kV.....	102
Tabela B.2 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 15 kV.....	103
Tabela B.3 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 30 kV.....	104
Tabela C.1 - Classificação do tipo de interrupção	107

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DTR	Detetor de Terras Resistentes
SAIDI	Duração média das interrupções do sistema
END	Energia não distribuída
ENF	Energia não Fornecida
SAIFI	Frequência média das interrupções do sistema
IAR	Interruptor Auto-Religador
MIF	Máxima intensidade de Fase
MIH	Máxima Intensidade Homopolar
MIHD	Máxima Intensidade Homopolar direcional
MT	Média Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
PRE	Produção em Regime Especial
PRE	Produtor em Regime Especial
PTR	Proteção de Terras Resistentes
RND	Rede Nacional de distribuição
RL	Religação Lenta
RR	Religação Rápida
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIE	Tempo de interrupção equivalente

TIEPI Tempo de interrupção equivalente da
potência Instalada

Lista de símbolos

$I_{capacitivo}$	Corrente capacitiva da linha
I_{res}	Corrente residual
I_{op}	Corrente operacional
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
$I_{cc\ max}$	Corrente de curto-circuito Máxima admissível
t_{op}	Tempo de operação do relé;
TM	Tempo discriminativo;
I	Coeficiente entre a corrente de curto-circuito e a corrente de arranque do relé
I_-	Corrente de sequência inversa;
I_+	Corrente de sequência direta;
λ_{sub}	Taxa anual de interrupções por km de componente subterrânea;
l_{sub}	Percentagem do comprimento total da componente subterrânea da linha;
t_{sub}	Tempo médio de interrupção no fornecimento de energia elétrica da componente subterrânea;
λ_{aer}	Taxa anual de interrupções por km de componente aérea;
l_{aer}	Percentagem do comprimento total da componente aérea da linha;
t_{aer}	Tempo médio de interrupção no fornecimento de energia elétrica da componente aérea
L	Comprimento total da linha de distribuição;
e	Custo média estimado de energia paga pelos clientes;
$\cos\alpha \times S_{inst}$	Potência ativa correspondente da potência total instalada ao longo de toda a linha;
F_{carga}	Estimativa de fator de carga utilizada da potência instalada total

Capitulo 1

Introdução

A sociedade em geral, e em particular a população dos países desenvolvidos tem sofrido nas últimas décadas um grande aumento da necessidade de utilização de energia elétrica, tornando-se nos dias que correm um bem essencial para o dia-a-dia de cada pessoa. Este aumento teve de ser compensado com uma garantia de fornecimento de energia e integração de índices de qualidade de energia elétrica.

Surgiu então uma carência de tecnologia e opções de reconfiguração das redes de distribuição, que fez com que redes isoladas fossem interligadas entre si e proporcionassem uma rede de distribuição nacional e ligações internacionais com outras redes tornando-se estas muito mais complexas mas com maior facilidade de cumprir com os limites de qualidade existentes hoje em dia.

Em paralelo com esta expansão uma evolução tecnológica foi surgindo nos últimos anos, com impacto direto na redução no custo de implementação das redes de distribuição subterrâneas. De um tipo de instalação menos utilizada, passou a ser uma opção quase obrigatória em centros urbanos e novas construções face a uma rede aérea tradicional.

Esta mudança na estrutura topológica da Rede Nacional de Distribuição (RND) acarretou outros problemas no funcionamento da rede, a nível de desempenho técnico dos sistemas de proteções e automatismos associados, mas também ao nível de qualidade de serviço, os quais são abordados ao longo deste trabalho e respetivas soluções.

Neste Capítulo é caracterizada a RND, apresentado o problema deste trabalho e os objetivos inerentes a este.

1.1 - A Rede Nacional de Distribuição

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) é constituído por cinco atividades fundamentais: Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e Consumo. A distribuição de energia elétrica é uma das atividades, a qual tem como função a distribuição de energia desde os pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) e pontos de produção distribuída até aos diversos consumidores ligados à rede de distribuição [1]

As redes de distribuição encontram-se, tendencialmente, em constante expansão à semelhança do sistema de produção de energia distribuída (por exemplo, através dos Produtores em Regime Especial (PRE)) e de transporte. Esta expansão deve-se essencialmente ao aumento de energia solicitada e aumento do número de consumidores na rede, o que desencadeia alterações no sentido de assegurar, pela empresa concessionária da RND, a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança e qualidade de serviço dentro dos limites estipuladores pela entidade reguladora, assim como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a continuidade de fornecimento de energia aos seus clientes garantindo os níveis de qualidade de serviço para cada zona.

As redes de distribuição são constituídas por três níveis de tensão distintos:

- Alta Tensão (AT) (60 kV)

- Média Tensão (MT) (6 kV, 10 kV, 15 kV e 30 kV)
- Baixa Tensão (BT) (400/230 V)

Deste três níveis fazem parte os diversos ativos presentes na rede de Distribuição, apresentados na Figura 1.1. Erro! A origem da referência não foi encontrada., para os anos de 2009 e 2010: [2]

	2009	2010	Variação Δ 10/09
Subestações ⁽¹⁾			
Nº de subestações	399	404	1,3%
Nº de transformadores	703	712	1,3%
Potência instalada (MVA)	16 083	16 538	2,8%
Linhas (incluindo ramais, em km)	82 287	82 455	0,2%
Aéreas	66 706	66 431	-0,4%
AT (60/130/150 kV)	8 445	8 485	0,5%
MT (6/10/15/30 kV)	58 261	57 945	-0,5%
Cabos subterrâneos	15 581	16 024	2,8%
AT (60/130/150 kV)	468	496	6,0%
MT (6/10/15/30 kV)	15 113	15 527	2,7%
Postos de Transformação			
Unidades	62 036	63 223	1,9%
Potência instalada (MVA)	18 571	19 040	2,5%
Redes BT (km) ⁽²⁾	135 939	137 864	1,4%
Aéreas	104 225	105 751	1,5%
Subterrâneas	31 714	32 113	1,3%
Contadores (unidades) ⁽³⁾	6 351 978	6 380 843	0,5%
AT e MT	26 533	26 761	0,9%
BTE e BTN	6 325 445	6 354 082	0,5%

Figura 1.1 - Ativos na Rede Nacional de Distribuição [2]

A rede Nacional de Distribuição tem como concessão exclusiva da rede de distribuição de eletricidade em Alta Tensão, Média Tensão a empresa EDP Distribuição. A rede de distribuição de baixa tensão é operada ao abrigo de acordos de concessão mediante concurso público lançado pelos municípios conforme definido no Decreto-Lei 172/2006.

Segundo [2], em Portugal e em 2010, encontravam-se em exploração cerca de 73 473 km de rede de MT e 137864 km em BT, sendo que 79% corresponde à componente aérea na MT e 77% em BT, sendo o comprimento de rede subterrânea de 15429 km em MT e 31708 km e BT.

Na Figura 1.2 é apresentada a evolução das componentes aérea e subterrânea na RND por nível de tensão Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) entre 2005 e 2010.

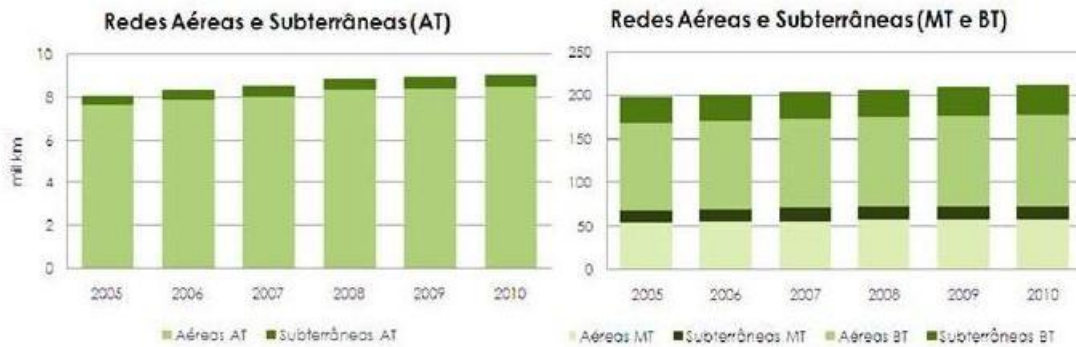


Figura 1.2 - Redes aéreas e subterrâneas por nível de tensão [2]

Em 2011, as linhas de MT eram distribuídas de acordo com a sua componente subterrânea de acordo com a Figura 1.3 apresentada de seguida.

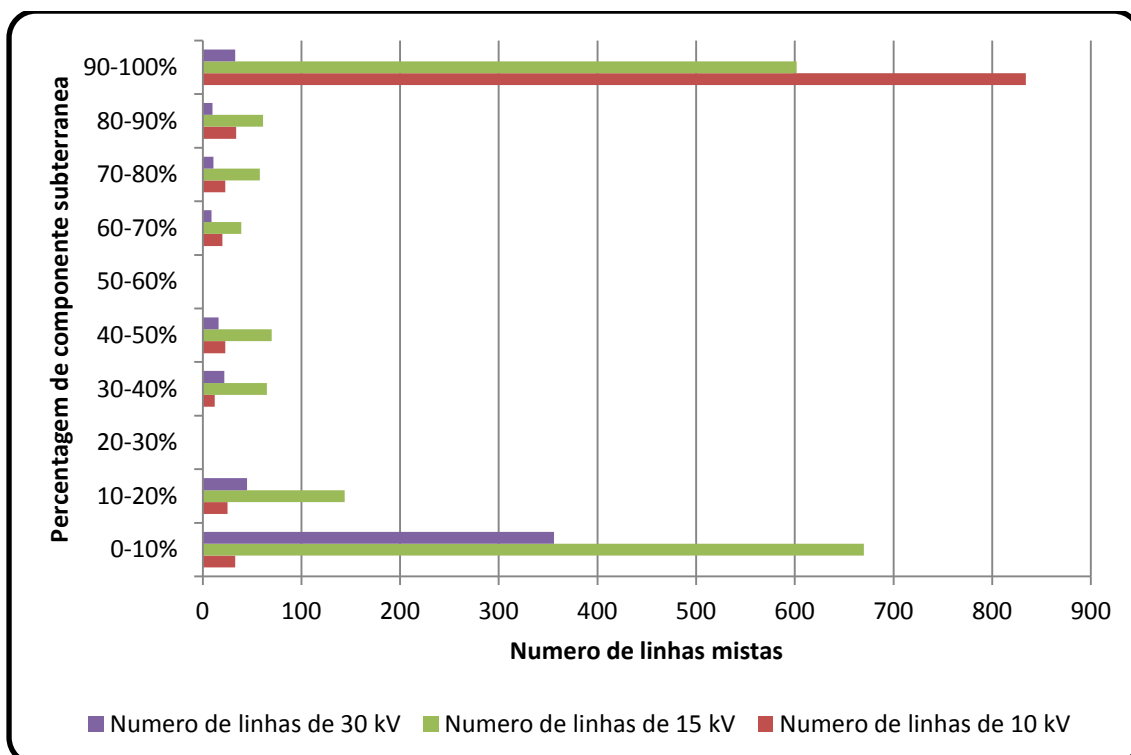


Figura 1.3 - Quantidade de linhas de distribuição e sua topologia em 2010

Através da análise do gráfico verifica-se que existe uma grande concentração de linhas nos intervalos 0-10% e 90-100%, sendo consideradas respetivamente linhas aéreas e linhas subterrâneas. Maioritariamente as linhas de distribuição encontram-se no nível de tensão de 15 kV. Nos intervalos intermédios estas são consideradas linhas mistas de distribuição, sendo o seu universo constituído por 557 linhas de distribuição, que serão alvo de estudo ao longo deste trabalho.

1.2 - Problema

As linhas de distribuição subterrâneas, demonstram trazer grandes benefícios à rede de distribuição, entre eles destacam-se os benefícios sociais com a diminuição do impacto no meio ambiente; já em termos técnicos também incorpora vantagens como por exemplo a diminuição do número de interrupções na rede, sendo que quando ocorrem, promovem maior duração na reparação, resultado da gravidade dos ativos da rede.

A rede predominantemente aérea continua a ser utilizada em zonas rurais, tendo vantagens a nível económico (principalmente no investimento inicial aliado essencialmente à rapidez de instalação), de maior facilidade na localização de falhas e de menor tempo de reparação dos equipamentos da rede e manutenção. [3] No caso de zonas suburbanas existe um outro tipo de linhas, que devido à sua localização (tanto em zona urbana como em zona suburbana), são designadas por linhas de distribuição mistas, constituídas por uma componente aérea e componente subterrânea de linha MT.

As linhas mistas levantam alguns tipos de problemas, como por exemplo a parametrização de proteções e respetivos automatismos associados; neste âmbito, alguns parâmetros têm de ser ajustados de acordo com o tipo de linha mista (nomeadamente tempos de disparo, coordenação de proteções ao longo das linhas, ciclos de religação na ocorrência de falhas, entre outros).

1.3 - Objetivos

Este trabalho tem por objetivo a análise de desempenho técnico e económico de linhas mistas, nomeadamente na análise de variáveis que influenciem o seu comportamento, seja ao nível da fiabilidade, de atuação das proteções e do seu ciclo de vida útil. Pretende-se igualmente tipificar uma classificação dos diversos tipos de linhas existentes, de acordo com as diversas variáveis características (por exemplo o comprimento de rede subterrânea face ao comprimento total de cada linha), normalizando desta forma procedimentos operacionais e automatismos associados (como por exemplo o automatismo de religação).

1.4 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está dividida em 5 capítulos, em que o capítulo atual é denominado por capítulo 1 e faz uma pequena abordagem ao tema de estudo deste trabalho, continuando com uma apresentação mais pormenorizada do assunto ao longo dos 4 capítulos seguintes.

No capítulo 2 é feita uma abordagem inicialmente de uma forma geral às redes de distribuição e suas características, particularizando este assunto com maior relevo à rede nacional de distribuição em Portugal e suas características, culminando numa abordagem mais pormenorizada dos sistemas de proteção e automatismos de religação automática presentes nas linhas de distribuição de média tensão.

O capítulo 3 analisa o desempenho técnico de linhas de distribuição mistas através de simulação no *software* Dplan, apresentando o resultado das simulações de defeitos trifásicos e defeitos fase terra. Assim o comportamento para diferentes características de linhas de distribuição e a influência de cada parâmetro analisado são apresentados.

No capítulo 4 é abordado o desempenho técnico de linhas mistas através de uma análise probabilística que permite caracterizar as linhas de distribuição mistas segundo alguns critérios sendo feita uma proposta de classificação de topologia de rede.

O desempenho económico é o tema do capítulo 5, analisando-se o comportamento de linhas mistas face aos custos devido a interrupções de serviço, comparando com rede totalmente aérea e totalmente subterrânea, analisando ainda os benefícios e custos com a implementação de automatismos de religação automática nos painéis em média tensão de subestações de alta tensão/média tensão.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões da análise do comportamento técnico e económico de linhas de distribuição mistas e apresentada a justificação da classificação proposta nesta dissertação e contribuições com a dissertação, finalizando com propostas de eventuais trabalhos futuros no âmbito do assunto da dissertação.

Capítulo 2

A rede elétrica de Distribuição em Média Tensão

Neste capítulo serão abordadas temáticas acerca da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal, diversos tipos de constituição e diferentes tipos de reconfigurações que podem ser implementadas. Dando especial relevo às linhas de distribuição mistas e sistemas de proteção em MT a elas associados e respetivos automatismos de religação automática, fazendo o respetivo enquadramento legislativo e normativo dos equipamentos e modos de funcionamento. Também são apresentados automatismos associados ao sistema de proteção e coordenados com estes, distribuídos ao longo da rede de distribuição.

2.1 - Subestações de Distribuição

As subestações de distribuição são instalações que se destinam à redução do nível de tensão, normalmente de 60 kV para níveis de Média Tensão 10, 15 e 30 kV, em alguns casos sendo de 6 kV, em Portugal. Reduzindo assim o nível de tensão da energia elétrica para níveis de tensão que possam ser ligados diretamente a clientes de MT. No entanto não é suficiente para a ligação a clientes de Baixa Tensão, existindo ainda os Postos de Transformação ao longo das saídas MT da subestação, baixando assim o nível de tensão para

níveis de consumo da maioria dos clientes finais do sistema de distribuição de energia elétrica.

Estas instalações podem ter diversas configurações dependendo do número de transformadores, sendo estes habitualmente de 20, 31,5 ou 40 MVA de potência instalada; dos equipamentos complementares associados, disjuntores, barramentos, seccionadores, linhas, condensadores, entre outros e ainda da localização das instalações de acordo com o nível de qualidade de serviço de cada zona.

No que respeita a configurações típicas, apresentam-se de seguida 3 exemplos de esquemas unifilares:

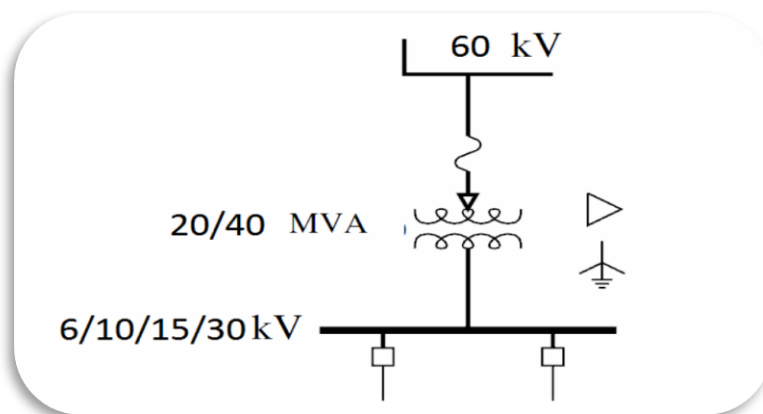


Figura 2.1 - Exemplo de subestação de distribuição de Barramento simples [1]

Este tipo de configuração com um transformador de potência e barramento MT simples é caracterizado pela presença de apenas um transformador de potência e uma única ligação em AT. A sua operação e manutenção são simples (isto é, existe a presença de poucos equipamentos complementares e o número de reconfigurações possíveis dentro da subestação é relativamente pequeno), custos reduzidos tanto de investimento como de manutenção, devido a presença de poucos equipamentos e sendo habitual a presença de apenas o barramento de MT. Tem assim algumas vantagens a sua utilização em zonas nas quais os critérios de qualidade de

serviço não sejam tão severos, ou seja, tipicamente localizada em zona C do regulamento de qualidade de serviço.

Esta configuração em casos que o deslastre de cargas para outras subestações não seja possível, tem algumas desvantagens essencialmente na impossibilidade de alimentação de cargas devido ao reduzido número de reconfigurações possível na subestação.

Já no caso do esquema seguinte, o número de reconfigurações possíveis é bastante superior.[1]

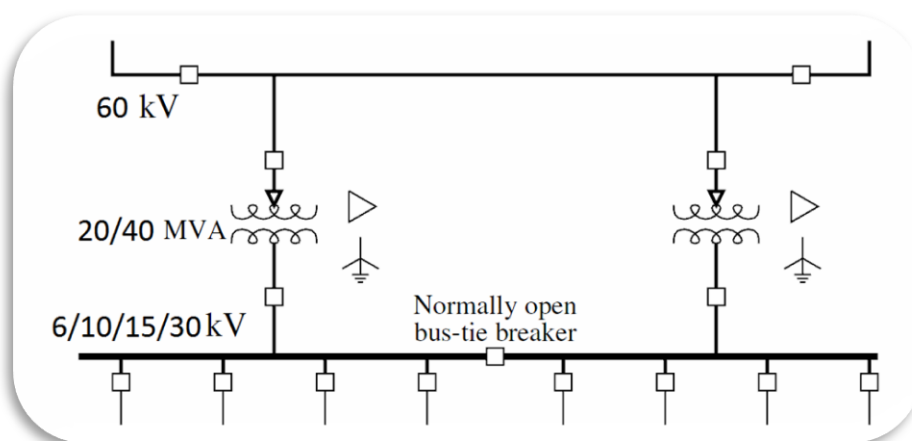


Figura 2.2 - Exemplo de subestação de distribuição com Barramento simples seccionado na MT e Barramento de AT [1]

Esse tipo de esquema é principalmente indicado para subestações em que integrem duas ou mais interligações com a rede de AT e na presença de 2 transformadores de potência. É assim um esquema bastante utilizado para subestações de distribuição devido ao maior número de reconfigurações possível em caso de contingência, proporcionando menores tempos de interrupção e possibilidade de alimentação de cargas na maioria das situações de contingência. Conta ainda com um maior número de equipamentos, essencialmente equipamentos de proteção e seccionamento, e com a presença de um barramento de AT e um barramento em MT seccionado com possibilidade de interligação entre ambos.[1]

No entanto este esquema acarreta um grande problema que em caso de indisponibilidade do barramento de AT torna a possibilidade de alimentação de cargas bastantes mais restrita, baseando-se apenas na alimentação a partir de outras subestações que possibilitem a interligação das linhas em MT, ou seja, em que a sua estrutura topológica se encontre em anel aberto, caso que será abordado de seguida neste trabalho.

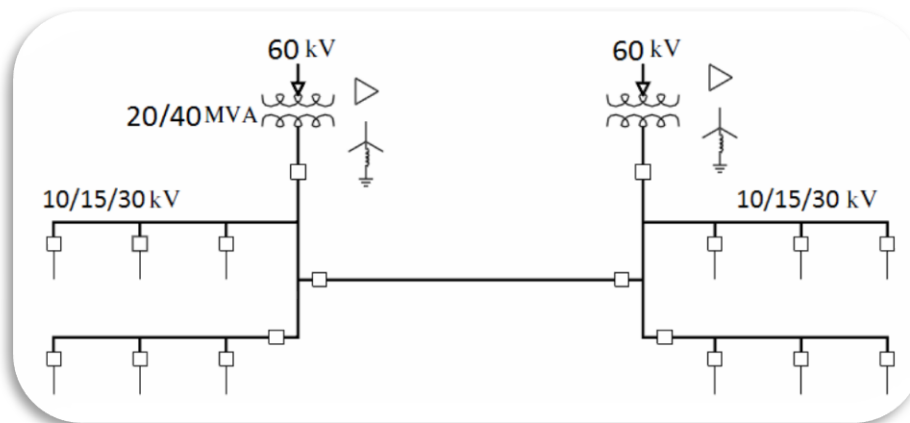


Figura 2.3 - Exemplo de subestação de distribuição de Barramento Duplo com conjugação de barras [1]

Dos três esquemas apresentados, este é o apresenta maior flexibilidade de operação e manutenção culminando numa maior facilidade de reconfiguração em caso de contingência, isto porque a impossibilidade de utilização de um dos transformadores ou linha de AT a montante não impossibilidade a alimentação das cargas a jusante da subestação, podendo em alguns casos a reconfiguração em MT suficiente para alimentar todas as cargas alimentadas pela subestação, também a indisponibilidade de um dos barramento de MT poderá ser colmatada com a reconfiguração da subestação em MT.

No entanto é um esquema bastante dispendioso tanto a nível de investimento como de manutenção devido ao elevado número de equipamentos presentes, sendo utilizado principalmente em casos de 4 transformadores, na maioria dos casos sem interbarras.[1]

Este esquema é utilizado na rede de distribuição habitualmente na presença de 4 transformadores, não sendo no entanto utilizado em casos de 2

transformadores visto que a presença deste número de equipamentos não iria compensar o benefício trazido pelos mesmos.

2.2 - Estrutura da rede

A estrutura da rede é uma das principais características de uma rede de distribuição, isto deve-se a que em casos de defeito, a rede de distribuição possa ser reconfigurada a fim de tornar a interrupção de fornecimento de energia afete o menor número de cargas pelo menor tempo possível; o que segundo [4] deve seguir alguns pontos principais que são eles:

- Assegurar a segurança das pessoas e bens;
- Atingir um nível satisfatório de qualidade de serviço;
- Produzindo assim a rentabilidade desejada (desde que a energia transitada/vendida neste ativo esteja de acordo com o estudo que lhe deu origem);

Estas condições culminam então em diferentes topologias de rede possíveis de existir na rede, sendo seguidamente apresentadas as principais:

- Rede Radial pura

É caracterizada por ser simples, isto é, a sua composição baseia-se na presença de uma única fonte de alimentação, e existindo uma redução de secção ao longo das ramificações da linha, implicando assim, no caso da inexistência de PREs, o trânsito de energia apenas num sentido; relativamente as proteções, estas tem uma maior simplicidade de implementação visto o defeito ser alimentado e se propagar apenas num único sentido e a partir de um único ponto, complementando assim numa maior facilidade de exploração.

Nesta solução procura-se privilegiar o menor investimento inicial porque por se inserir tradicionalmente numa zona rural a energia transitada/vendida será menor, devido à menor densidade de cargas e o retorno do investimento será mais lento; em caso de defeitos implica que uma zona significativa da

rede fique for de serviço até que a avaria seja localizada, reparada e o serviço normalizado.

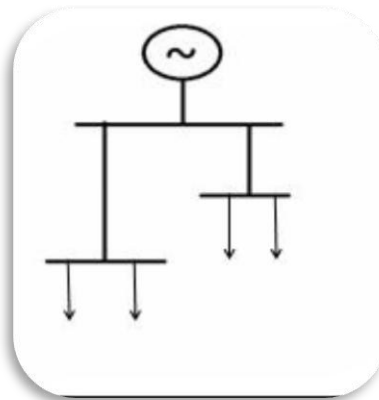


Figura 2.4 - Exemplo de esquema radial puro

- Rede em anel aberto

É caracterizada por ser uma rede com dois pontos de alimentação, ou então as duas extremidades estarem ligadas ao mesmo ponto de alimentação, gerando-se um recurso pela rede de média tensão em situação de avaria, obtendo-se maior fiabilidade, tendo naturalmente associado um maior investimento inicial e custo de manutenção, para além de cuidados adicionais na parametrização de proteções. É o esquema mais comum em redes de distribuição de MT.

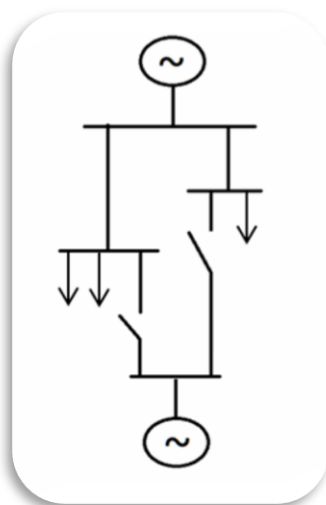


Figura 2.5 - Exemplo de esquema em anel aberto

- Rede emalhada

É a topologia com maior fiabilidade, devido às inúmeras configurações que poderá tomar em caso de contingências de equipamentos, com maior necessidade de investimento e manutenção, sendo as linhas devidamente dimensionadas para todos os tipos de configurações possíveis de realizar. É principalmente utilizado em redes de transporte e em redes de distribuição de alta tensão.

Tem como característica principal ter uma proteção associada nos extremos de cada linha.

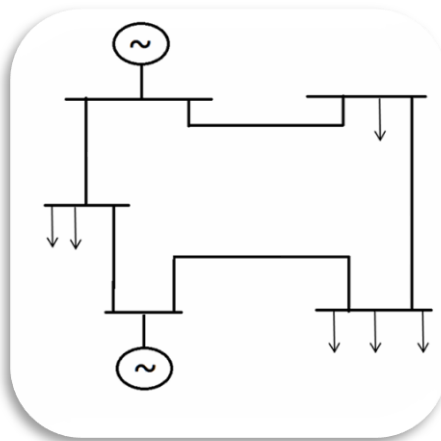


Figura 2.6 - Exemplo de esquema emalhado

2.3 - Regime de neutro da Subestação de Distribuição

O regime de neutro de uma rede é um dos pontos principais quando se aborda a temática dos sistemas de proteção perante defeitos homopolares. Segundo [5], [6] existem diversos tipos de regimes de neutro nas redes de distribuição no mundo, isto devido aos critérios de escolha, que podem ser critérios económicos, técnicos, com base no nível de segurança de instalações e equipamentos e ainda no nível de qualidade de serviço pretendido para cada caso em concreto. No entanto o que acontece na prática e atualmente é

o compromisso, é a conjugação dos fatores económicos com fatores de segurança e qualidade de serviço.

A principal função de um regime de neutro é a limitação da corrente de defeito que pode surgir na sua ocorrência de defeitos homopolares. Como o neutro de uma subestação de distribuição faz parte da malha de defeito de um curto-circuito, esta limitação permite assegurar a segurança de pessoas e bens em caso de defeito e uma extinção rápida do mesmo, devidamente sustentada em procedimentos operacionais e de acordo a legislação em vigor [7].

São seguidamente apresentados os principais regimes de neutro que segundo [8] são utilizados nas subestações da rede de Distribuição.

2.4 - Regime de Neutro Isolado

O regime de neutro isolado é caracterizado por o neutro da instalação se encontrar isolado da terra. Este tipo de regime faz com que as correntes de defeito homopolares sejam de muito pequena amplitude em comparação com outros regimes, passando a ligação do neutro à terra a não fazer parte da malha de defeito e reduzindo assim a corrente que circula pela terra à corrente capacitiva das linhas de distribuição e a resistência de defeito, como ilustrado na Figura 2.7 apresentada de seguida. [8]

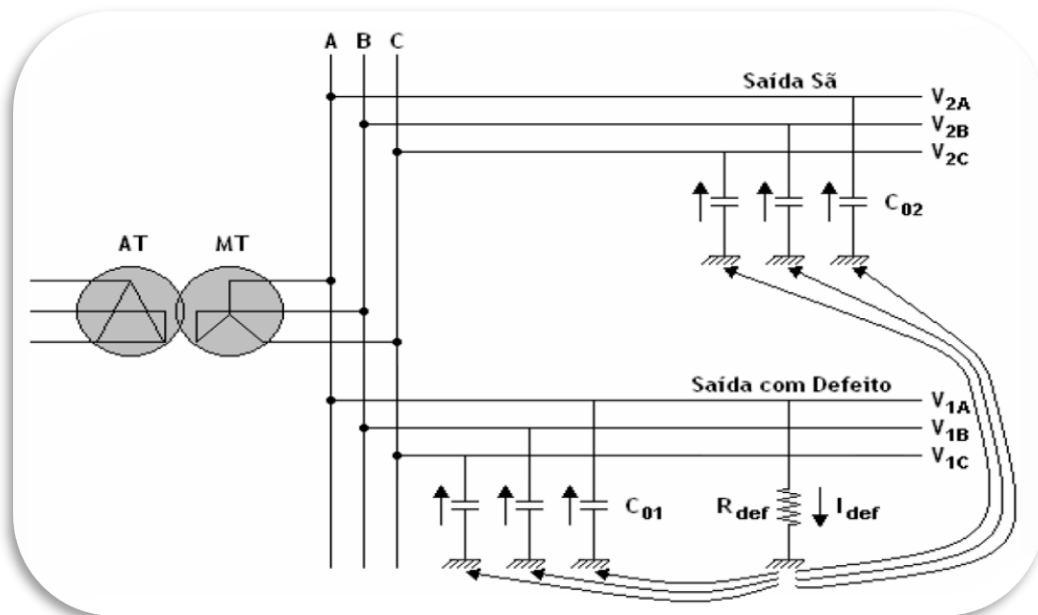


Figura 2.7 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro isolado [8]

No entanto para linhas de distribuição de grande comprimento ou de grande componente subterrânea surge um problema que são as correntes capacitivas homopolares de amplitude considerável, que dependendo no comprimento das linhas e da componente subterrânea podem chegar a níveis consideráveis, e por conseguinte não cumprir os requisitos de segurança do regime de neutro.

Por outro lado, o desequilíbrio de tensões neste tipo de regime de neutro é considerado como bastante acentuado, pelo que no caso da tensão no neutro, esta pode tomar valores próximos da tensão simples e no caso de linhas sãs, podem tomar valores de sobretensões próximos da tensão composta.

Pelas razões já apresentadas este regime de neutro não é utilizado nas redes de distribuição por limitar significativamente a evolução das linhas tanto a nível de expansão ou comprimento total da mesma como a nível de componente subterrânea. [8]

2.4.1. Regime de neutro diretamente ligado à terra

O regime de neutro diretamente ligado à terra é caracterizado pela ligação direta ou através de uma impedância valor muito pouco significativo do neutro à terra, provocando, em caso de defeito Fase-Terra, o fecho de uma malha de defeito entre o ponto de defeito e o neutro da Subestação de distribuição, como ilustra a Figura 2.8 abaixo apresentada. [8]

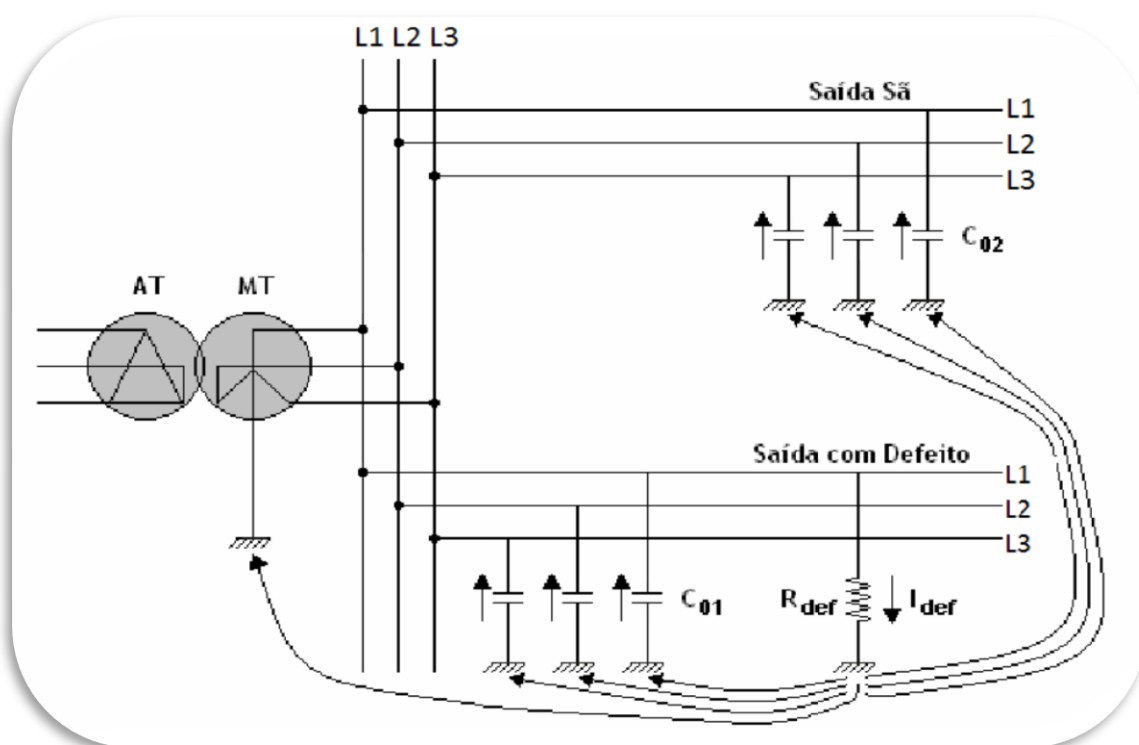


Figura 2.8 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro diretamente ligado à terra [8]

Neste regime, as tensões ao nível do neutro e das fases sãs mantêm-se em níveis aceitáveis, não provocando sobretensões que necessitem de atenção. Já no caso das correntes homopolares nos defeitos à terra, estas apresentam uma elevada amplitude porque a malha de defeito é fechada através do neutro da subestação, não havendo assim limitação da corrente homopolar, causando assim o aparecimento de tensões em muitos outros componentes

colocando, em alguns casos, em risco de segurança pessoas e instalações. [8]
Este tipo de regime de neutro é utilizado na rede de transporte em Portugal.

2.4.2. Regime de neutro ligado á terra através de impedância

O regime de neutro impedante é caracterizado pela ligação do neutro da subestação de distribuição à terra através de uma resistência ou reactância ou então através de uma bobina de Petersen, funcionando como o neutro diretamente ligado à terra, mas havendo no entanto limitação de corrente homopolar devido à impedância (Z_n) que se encontra no neutro, como ilustrado na Figura 2.9. [8]

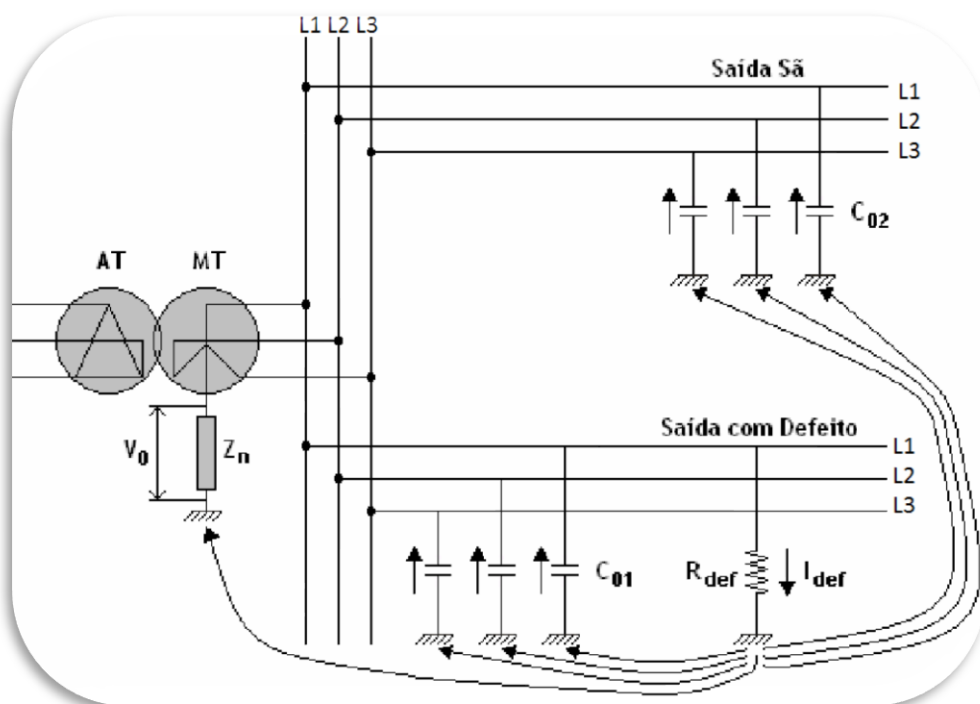


Figura 2.9 - Malha de defeito no caso de defeito Fase-Terra no regime de neutro ligado á terra através de impedância [8]

Este regime de neutro é o mais utilizado em Portugal na rede de Distribuição, no caso de redes com bastante componente capacitiva de forma a anular a mesma ou através de uma resistência no caso de redes pouco capacitivas.

Este regime de neutro tem a vantagem da limitação das correntes homopolares de defeito a amplitudes nem muito altas nem muito baixas garantido assim um nível de proteção bastante mais eficaz e eficiente sem que as instalações fiquem sujeitas a esforços relevantes. [8]

2.5 - Sistemas de Proteção em linhas de Média Tensão

Os sistemas de proteção assumem cada vez mais um papel importante no desempenho das redes de distribuição, porque são responsáveis pela segurança de pessoas e bens, em caso de defeito, permitindo assim a deteção e isolamento dos equipamentos defeituosos na rede impedindo o alastramento dos defeitos à restante rede são.

Estes sistemas sofreram ao longo do tempo uma grande evolução tecnológica, desde a instalação de fusíveis, reles eletromecânicos de máxima intensidade em coordenação com disjuntores, proteções diferenciais, direcionais e de distância e hoje em dia passando a ser utilizados relés estáticos em virtude da evolução da eletrónica. [9]

Os sistemas de proteção têm assim cinco tipos de funções que evidenciam o seu desempenho nos sistemas elétricos:

- Sensibilidade - permitindo garantir a atuação e a eliminação de defeitos para a maior gama de defeito que exista na rede;
- Rapidez - atuando de forma eficaz, dando resposta a cada tipo de defeito assegurando o mínimo de consequências para as instalações e pessoas e atuando no tempo pretendido;
- Redundância - assegurar que no caso de ocorrer uma falha no dispositivo de proteção e este não atue, haverá uma proteção de backup que irá assegurar a proteção do mesmo;
- Seletividade - assegurar que o defeito é isolado o mais próximo do local do mesmo, sendo que a proteção mais próxima do local do defeito é a que atuará em primeiro lugar;

- Fiabilidade - assegurar que o sistema de proteção é fiável e que funcionará corretamente durante o seu período de vida útil.

Estas funções têm de ser complementadas de acordo com o tipo de rede existente, isto é, de acordo com o regime de neutro, o sistema de proteção irá ter uma regulação de forma a cumprir com o desempenho esperado. A estrutura topológica também assume um papel relevante no desempenho destes sistemas, isto devido principalmente a duas razões:

- Rede de estrutura radial: é uma estrutura bastante simples, principalmente utilizada em redes de distribuição, como já referido anteriormente, pelo que os sistemas de proteção têm um funcionamento e controlo bastante simples, baseando-se principalmente na função de proteção de máxima intensidade (fase e homopolar) visto que o percurso da malha de defeito é apenas realizável segundo uma direção (no caso de inexistência de PREs, pelo que na presença destes o sistema de proteção é parametrizado e controlado de forma a assegurar a proteção das pessoas e bens).
- Rede em estrutura anel ou emalhada: são estruturas muito complexas e por consequência necessitam de sistemas de proteção mais elaborados, tornando o seu funcionamento e controlo muito complexos. Os sistemas de proteção baseiam-se assim nas proteções bidirecionais.

Os sistemas de proteção existentes na rede de distribuição, segundo [10], têm de ter presentes três tipos de função, que são descritas de seguida.

2.5.1. Proteção de Máxima intensidade de fase

A proteção de máxima intensidade de fase (MIF) tem por objetivo a proteção de defeitos entre fases, podendo ser este do tipo trifásicos ou bifásicos. Estes defeitos habitualmente resultam em correntes de defeito elevadas em relação às correntes de carga e por isso a regulação dos relés da proteção não é muito constrangedora, existindo então dois níveis de proteção ($I>$ e $I>>$) funcionando por tempo independente [10], na topologia B. Por vezes

também existe um terceiro nível ($I_{>>>}$), em subestações mais recentes em que esteja implementada a topologia A.

A base de funcionamento desta função, de acordo com [11], é a seguinte: ao ser detetada uma intensidade superior para a qual o relé foi regulado, este dá informação ao disjuntor para abertura e de seguida o automatismo de religação é ativado (no caso da sua existência).

Este tipo de função é bastante simples de implementar e com custos reduzidos, no entanto, segundo [9] tem alguns inconvenientes, nomeadamente:

- Problemas de regulação da intensidade da corrente (no caso de malhas de defeito muito resistivas);
- Inadaptação a redes com fontes dos dois lados do objeto a proteger (redes em anel).

Pelo que para colmatar estes problemas são necessárias mais funções nos sistemas de proteção para além desta.

2.5.2. Proteção de Máxima intensidade Homopolar Direcional

A proteção de máxima intensidade homopolar direcional (MIHD) é indicada no caso de defeitos assimétricos com a terra (fase - terra, fase - fase - terra e fase - fase - fase - terra), tendo três níveis de deteção de corrente homopolar ($I_{0>}$, $I_{0>>}$ e $I_{0>>>}$) de acordo com [10], tendo um funcionamento por tempo independente e atuação instantânea e outra temporizada.

A proteção deve então ser regulada tendo em conta principalmente as correntes capacitivas existentes nas linhas, que são determinadas através da modelização das mesmas, sendo habitual a regulação para $1,3 I_{capacitivo}$ e temporizada para 0,5 segundos no mínimo. Para além da função de máxima intensidade esta também tem em consideração a direccionalidade da corrente. Para casos em que a corrente homopolar chegue ao nível máximo

($I_{0>>>}$) o sistema de proteção desencadeia o automatismo de religação associado, que opera de acordo com [11] e que seguidamente será alvo de apresentação.

2.5.3. Proteção de Máxima intensidade homopolar de Terras Resistentes

A função proteção de máxima intensidade homopolar de terras resistentes (PTR) permite no caso de defeitos muito resistivos, defeitos entre fase e terra da linha aérea de MT, da ordem dos 12,5k Ω até 15,6k Ω a sua deteção e eliminação de acordo com [10], [12]. Sendo esta função muito sensível, atua no nível mais baixo ($I_{0>}$), caracterizando-se por uma curva de tempo inverso, isto com o intuito de garantir a seletividade da proteção em relação às linhas que se encontram em funcionamento normal.

A curva de funcionamento da proteção PTR é ilustrada na Figura 2.10 e tendo por base a função das correntes observadas na linha de acordo com as seguintes funções [35]:

$$t_{op} = \frac{1459,14 \times TM}{I^{0.655}} [s]; 0.5 A \leq I \leq 5A \quad \text{Eq. (2.1)}$$

$$t_{op} = \frac{800 \times TM}{I} [s]; 5A \leq I \leq 200A \quad \text{Eq. (2.2)}$$

$$t_{op} = 0.8; I \geq 200A \quad \text{Eq. (2.3)}$$

Em que:

t_{op} - Tempo de operação do relé;

TM - Tempo discriminativo;

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

Através das equações apresentadas é caracterizada a curva aproximada de funcionamento da PTR, que é dependente de cada tipo de linha.

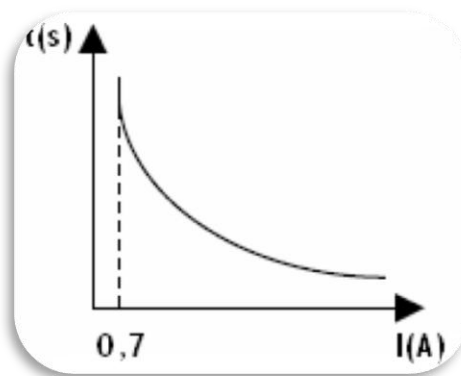


Figura 2.10 - Curva característica de funcionamento da PTR

2.5.4. Condutor Partido

A função condutor partido tem por objetivo identificar a interrupção de uma das fases da linha de MT através do aparecimento de uma componente inversa da corrente ou então através de outro qualquer método[10]. Esta função é dedicada a linhas aéreas de distribuição em MT e baseia-se essencialmente no facto de quando um condutor parte e entra em contacto com o solo resistivo provoca uma alteração significativa nas componentes direta, inversa e homopolar da corrente que percorre a linha e por conseguinte poderá se realizar a devida deteção e isolamento.

De acordo com [13] podem-se definir três tipos de estratégia para este tipo de funções que são apresentadas nos pontos seguintes.

a) Deteção por correntes residuais

A deteção de condutor partido pode ser realizada através da corrente residual que passa a circular pela terra, devido ao contacto entre o condutor e a terra que posteriormente se irá fechar pelo neutro da subestação de distribuição, e assim faz-se sentir na função de deteção por correntes

residuais. Esta função não é adequada a locais onde a resistividade do solo seja muito elevada já que esta função rege-se pela Eq. (2.4).

$$I_{res} > I_{op} \quad \text{Eq. (2.4)}$$

Em que:

I_{res} - Corrente residual

I_{op} - Corrente operacional

Por isso, no caso de solos de elevada resistividade a corrente esperada de circulação ou corrente residual irá ter valores muito baixos e não será detetada pela proteção. Então, de modo a que a função seja eficaz é necessário que a corrente operacional seja de cerca de 1/3 da corrente de carga pré-defeito, no entanto deverá ser regulada para o valor mínimo possível tendo em consideração o valor da corrente homopolar devida aos desequilíbrios capacitivos.

b) Detecção por correntes de sequência inversa

A função de deteção por correntes de sequência inversa baseia-se no aparecimento de uma corrente de sequência inversa na ocorrência de um condutor partido, sendo que para isso a proteção é parametrizada segundo a equação seguinte:

$$I_- > I_{op} \quad \text{Eq. (2.5)}$$

Em que:

I_- - Corrente de sequência inversa

I_{op} - Corrente operacional

Este tipo de função é muito complexa de implementar, porque existem algumas situações que provocam correntes de sequência inversa em estado normal de funcionamento; segundo [8], [14] estas situações são:

- Desequilíbrio na tensão de alimentação;
-

- Desequilíbrios indutivos e capacitivos da rede;
- Erros de medida dos Transformadores de Intensidade (TI's).

Por isso esta função pode em algumas situações não detetar o condutor partido nestes casos, já que a sua parametrização é sempre realizada na pior situação possível de funcionamento.

c) Detecção por relação entre corrente de sequência inversa e direta

De forma a colmatar o problema apresentado no ponto 2.5.4.b) acima, alguns sistemas de proteção têm a função de deteção de condutor partido por relação entre corrente de sequência inversa e direta, obtendo uma proteção independente da corrente de carga pré-existente na linha. Esta função tem por base a equação seguinte:

$$\frac{I_-}{I_+} > I_{op} \quad \text{Eq. (2.6)}$$

Em que:

I_- - Corrente de sequência inversa;

I_+ - Corrente de sequência direta;

I_{op} - Corrente operacional.

Nesta função é relacionada a componente inversa com a direta da corrente e assim permite superar os problemas antes mencionados. Contudo, surge um novo problema relacionado com a operação da linha de distribuição em vazio, que poderá causar disparos intempestivos, pelo que esta função necessita de um sistema de bloqueio de acordo com a amplitude da corrente de sequência inversa como representado na Figura 2.11.

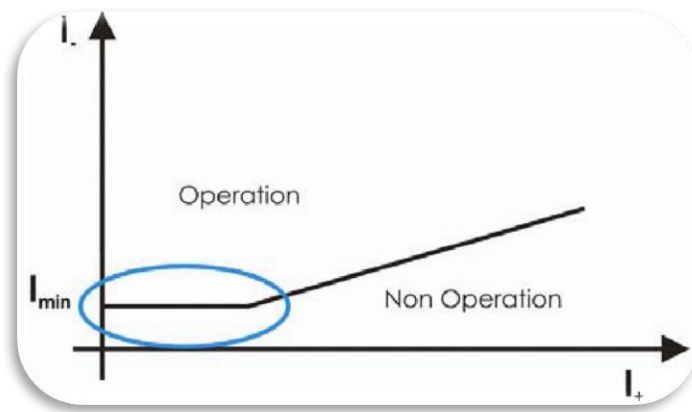


Figura 2.11 - Característica de funcionamento da função de detecção de condutor partido por relação entre corrente de sequência inversa e direta.[13]

No caso da corrente de sequência direta tomar valores muito baixos, esta função é assim bloqueada através do valor da corrente de sequência inversa.

2.5.5. Presença de Tensão

A Proteção por presença de tensão é destinada a linhas de distribuição nas quais exista a produção em regime especial (PRE). Esta proteção tem como função a verificação de presença de tensão na linha MT no caso de um determinado automatismo, telecomando ou controlo manual der ordem de fecho ao disjuntor da linha. [10] Caso se verifique presença de tensão antes da ligação do disjuntor na subestação, uma eventual ordem de ligar não é cumprida para evitar paralelos intempestivos entre a rede e o PRE.

2.5.6. Cold Load pickup/Inrush Restraint

Esta função tem por objetivo o controlo de disparos intempestivos dos sistemas de proteção devido a picos de corrente, ou seja, devido a ligações simultâneas de cargas em que as correntes de arranque tomam valores que podem desencadear um disparo do disjuntor. De forma a colmatar este problema, a função “cold load pickup” leva em conta a ordem de fecho do disjuntor e a “inrush restraint” tem em conta o conteúdo harmónico da corrente da linha, desencadeando um atraso no disparo dos relés de proteção

e prevenindo assim disparos que não sejam devidos a defeitos nas linhas de distribuição.[10]

2.5.7. Topologia da subestação

As subestações de distribuição são classificadas segundo diferentes topologias que são a A, B e C, cujas classificações surgiram devido às diferentes tecnologias de proteção instaladas em subestações mais antigas e mais recentes. Em cada tipo de topologia existem diferentes escalões de proteção e consequentemente diferentes formas de ativação do automatismo de religação automática, estando estes apresentados de acordo com a topologia da subestação na Tabela seguinte.

Tabela 2.1 -Escalões do sistema de proteção por topologia da subestação [15]

Função de proteção	Topologia A	Topologia B	Topologia C
I>	X	X	X
I>>	X	X	-
I>>>	X	-	-
IoD>	X	-	-
Io>	X	X	X
Io>>	-	X	-
PTR	X	-	X

No caso da topologia A que é implementada essencialmente em subestações mais recentes existem as três funções de proteção MIF (I>, I>> e I>>>) nos quais apenas o escalão I>> faz ativar o automatismo de religação automática já para defeitos fase-terra estão ativas a função de MIHD (IoD>), MIH (Io>) e PTR, nos quais em todas as funções é ativada a religação automática.

Para o caso de topologia B, que é a mais utilizada nas subestações de distribuição existem dois escalões de MIF (I> e I>>) nos quais apenas no escalão I> é ativada a religação e para defeitos fase-terra existem dois escalões de MIH (Io> e Io>>), assegurando a proteção de defeitos muito

resistivo a partir da função Detetor de Terras Resistentes (DTR) presente no barramento de MT na subestação, estando para todas as funções de proteção fase-terra ativada a religação automática, esta topologia é a que se encontra maioritariamente implementada e é sobre a qual que o estudo se encontra centrado.

Para o caso da topologia C, é utilizada essencialmente em subestações antigas, sendo constituídas por um escalão MIF (I>) e duas fase-terra que são MIH (Io>) e PTR, estando, para qualquer defeito que ocorra na rede de distribuição, o automatismo de religação ativo.

2.6 - Automatismo de Religação Automática

O automatismo de religação automática faz parte dos sistemas de proteção de cada painel em MT das subestações de distribuição e é responsável pelo controlo da abertura e fecho do disjuntor de proteção. Tem como objetivos o restauro da rede para uma situação normal com o restauro do fornecimento de energia aos consumidos e manter a estabilidade e o sincronismo da rede de distribuição[16]. O seu funcionamento baseia-se no fecho do disjuntor de proteção de uma saída MT após um tempo determinado, sendo que a atuação do sistema de proteção foi executada devido a uma falha na linha, o seu modo de funcionamento tem por base os três diferentes tipos de defeitos[16] que são eles:

- Defeitos fugitivos: são defeitos que se extinguem naturalmente e em um curto espaço de tempo, retomando o fornecimento de energia após uma religação rápida do automatismo, por exemplo, um contornamento de uma cadeia de isoladores;
 - Defeitos semi-permanentes: são aqueles que não extintos pela primeira religação rápida podem ser extintos após uma ou duas religações lentas exemplo disso é o contacto temporário de ramos de árvores em linhas;
 - Defeitos permanentes: são defeitos que necessitam de intervenção humana para extinção do mesmo, que persistem mesmo após todos os ciclos de religação automática, por exemplo rutura de condutores.
-

Para cada tipo destes defeitos o funcionamento do automatismo é descrito na Figura 2.11. [16]

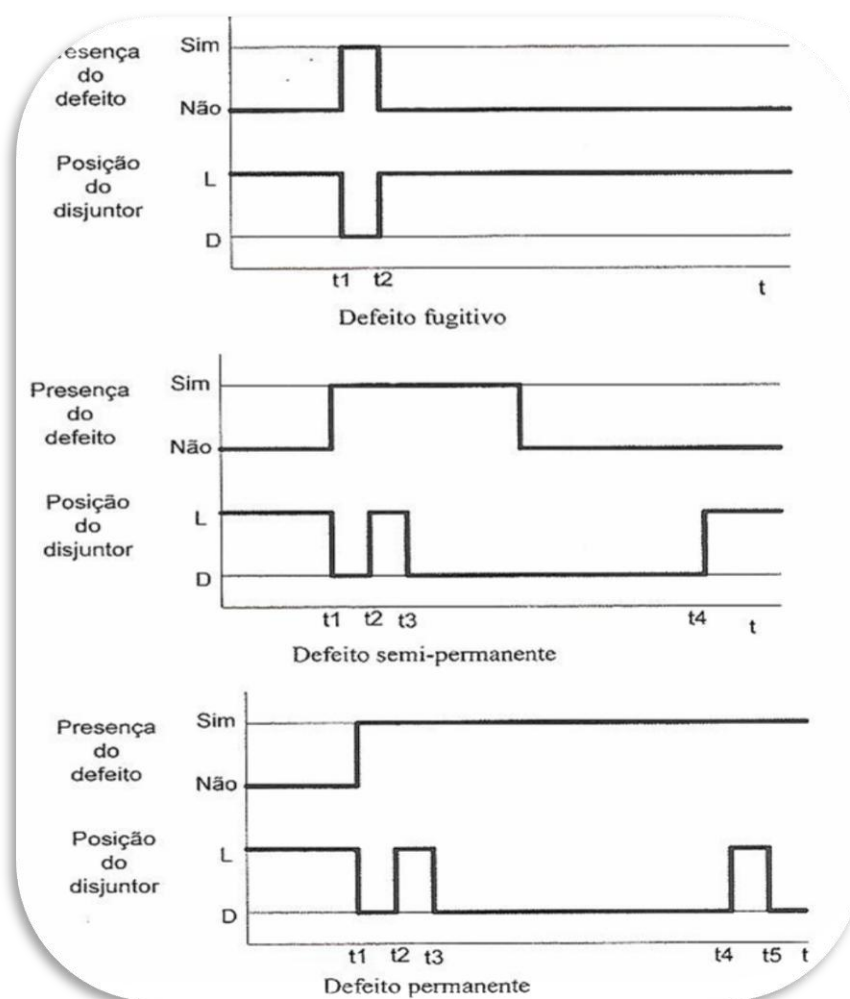


Figura 2.12 - Funcionamento dos automatismos de religação automática por tipo de defeito. [16]

Os automatismos têm assim vários tipos de temporização, sendo que t_1 é quando é detetado o defeito e é atuado o disjuntor de linha seguindo-se uma primeira temporização que termina em t_2 com a ordem de fecho do disjuntor, se o defeito for do tipo fugitivo termina aqui o ciclo de religação com uma religação rápida (primeiro caso); se o defeito persistir é detetada de novo uma corrente de defeito e quando se atinge o tempo t_3 é dada nova ordem de abertura do disjuntor seguindo-se uma temporização longa, que termina no tempo t_4 , e é realizada nova ordem de fecho ao disjuntor, terminando assim o primeiro ciclo de religação lenta, se o defeito for do tipo semi permanente será eliminado e é retomado o serviço na linha, caso este seja do tipo

permanente chegando ao tempo t_5 é reaberto o disjuntor e bloqueado o automatismo de religação, necessitando a partir daqui a intervenção por parte do operador de rede a fim de se retomar o serviço na linha.

Como se verifica, apenas nos defeitos fugitivos ou semi-permanentes é vantajosa a utilização deste tipo de automatismos, que na sua maioria ocorrem na rede de distribuição aérea, já no caso de defeitos permanentes a presença deste automatismo poderá fazer com que a vida útil dos ativos da rede diminua consideravelmente devido aos esforços mecânicos e térmicos a que ficam sujeitos os equipamentos.

No entanto cada tipo de defeito que ocorra pode desencadear a abertura do disjuntor segundo as diversas funções de proteção acima apresentadas, pelo que nem todas as funções irão ativar este automatismo. As funções que o fazem atuar são as seguintes:

- MIF
 - I> (no caso de subestação de topologia C)
 - I>> (no caso de subestação de topologia B)
 - I>>> (no caso de subestação de topologia A)
- MIH
 - I0>
 - I0>>
- MIHD
- PTR

Pelo que se conclui que este automatismo é atuado sempre que exista um defeito fase-terra, isto porque é ativado em todas as funções de proteção fase-terra; no entanto para o caso de defeitos entre fases, é apenas ativado em um escalão de proteção para defeitos bifásicos e trifásicos.

Este tipo de automatismos permitiram melhorar consideravelmente os índices de qualidade de serviço na rede de distribuição já que, como referido em [17], 70 a 80% das falhas ocorridas em linhas aéreas de distribuição são temporárias, ou seja defeitos fugitivos ou semipermanentes.

Existem assim dois tipos de religação segundo [11]:

- Religação Rápida (RR): É uma manobra automática de abertura e fecho do disjuntor imediatamente após a sinalização de uma falha na rede e tem uma temporização associada inferior a 400 ms;
- Religação lenta (RL): É uma manobra automática de abertura e fecho do disjuntor em que o tempo de isolamento é da ordem das dezenas de segundos e inferior a 120 segundos;

Este tipo de religação é caracterizado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Características da religação lenta [11]

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

Já no caso da religação rápida as suas características são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2.3 - Características da religação rápida [11]

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

Através destes tipos de religações, os modos de funcionamento (ou normalmente designados por ciclos de operação associados) adotados nas subestações da EDP Distribuição são os descritos na Tabela 2.4. [11]

Tabela 2.4 - Modos de funcionamento das religações automáticas [11]

Modos de funcionamento	Descrição sumária
0	“Religação inibida”
4	1RR
2	1 RL
3	2 RL
6	1 RR + 1 RL
7	1 RR + 2 RL

Este automatismo de religação e os diferentes ciclos de operação estão disponíveis para serem implementados em linhas de Média Tensão com componente maioritariamente aérea, para eliminar eficazmente defeitos fugitivos que possam surgir. No caso de linhas subterrâneas, este automatismo não é aplicado devido à maioria dos defeitos existentes ser do tipo permanente e assim não serem eliminados após algum tempo e sem a intervenção humana. No caso das linhas mistas, este automatismo é bastante complicado de se implementar e de controlar, isto porque, existem as duas componentes, quer aérea quer subterrânea na linha e por isso os defeitos serão de acordo com a topologia da linha maioritariamente permanentes ou maioritariamente fugitivos.

2.6.1. Automatismos V-T

O automatismo V-T (Voltage - Time) tem como base de funcionamento o automatismo de religação automática presente no painel de cada saída de uma subestação; este automatismo está disseminado ao longo da rede de distribuição nos designados “OCR”, órgãos de corte de rede, colocados em pontos estratégicos para que seja retirado o máximo de rentabilidade da sua implementação. Este automatismo pressupõe a dispensa de intervenção humana para caso de defeitos classificados como sendo semipermanentes ou fugitivos, em que a sua duração não seja superior ao tempo total da função de religação automática.

Os ciclos de religação presentes neste automatismo são os mesmos que são utilizados nos painéis da subestação. De seguida é apresentada a Figura 2.13 que descreve graficamente o funcionamento deste tipo de equipamento. [18]

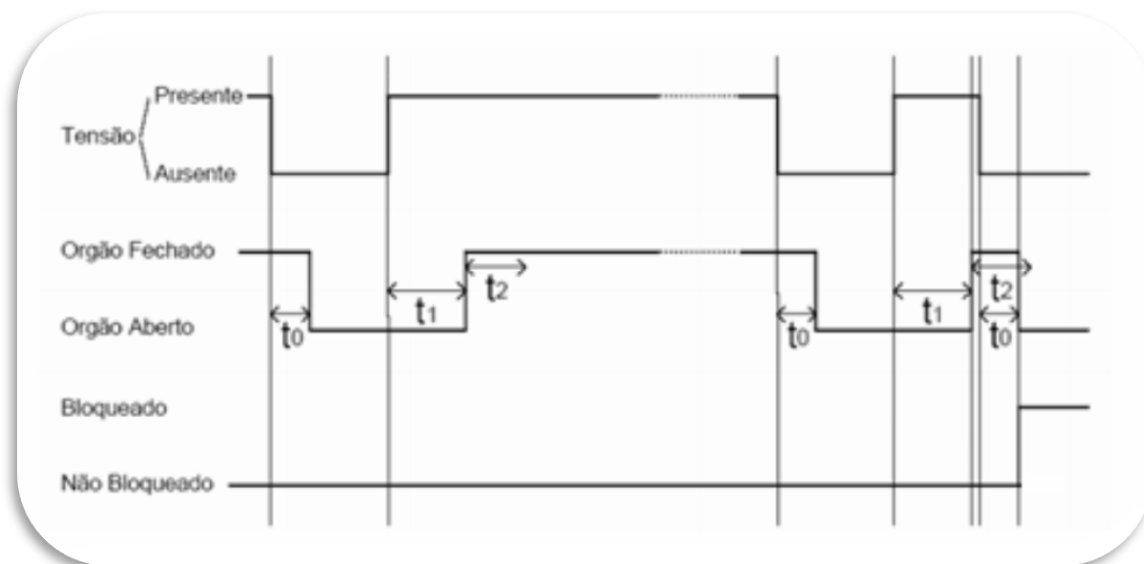


Figura 2.13 - Princípio de funcionamento de um automatismo V-T. [18]

Através da análise da figura acima consta-se que na falta de tensão a montante do equipamento, devido à abertura do disjuntor (por atuação da proteção respetiva) na subestação, é confirmada uma temporização de ausência de tensão (t_0), que uma vez cumprida, gera a abertura do equipamento. Assim que é detetada a reposição de tensão no equipamento, via disjuntor a montante, é executada nova temporização (t_1), que uma vez confirmada é executado o fecho do órgão e a rede a jusante entra novamente em serviço, sendo um processo similar para os outros ciclos de religação presentes no mesmo. No final do último ciclo de religação, se o defeito for fugitivo ou semipermanente e estiver a jusante do equipamento é eliminado e é retomado o serviço da rede; caso seja permanente é realizada a abertura definitiva no equipamento e a linha a jusante fica fora de serviço.

Para além dos já referidos OCR, também os IAR, “interruptores auto-religadores” podem ter este automatismo ativo no seu funcionamento e com a sua instalação em pontos estratégicos, permitem uma maior facilidade na

localização de defeitos na rede, baixando a energia não distribuída e permitindo assim melhorar a qualidade de serviço.

2.7 - Linhas de distribuição de energia elétrica de Média Tensão

As linhas de distribuição de energia têm como função a distribuição de energia desde subestações AT/MT até consumidores de MT ou então até postos de transformação que irão de novo baixar o nível de tensão para BT.

Estas linhas podem ser de três tipos de acordo com a sua topologia: totalmente aéreas, totalmente subterrâneas ou mistas (componente aérea e subterrânea).

2.7.1. Linhas aéreas

As linhas aéreas de distribuição de energia elétrica são caracterizadas pelo seu impacto ambiental e pelas necessidades mecânicas exigidas devido aos fatores externos que podem causar contingências nestas, nomeadamente as condições climáticas, árvores, animais, acidentes rodoviários, outros fatores humanos, entre outros.[19]

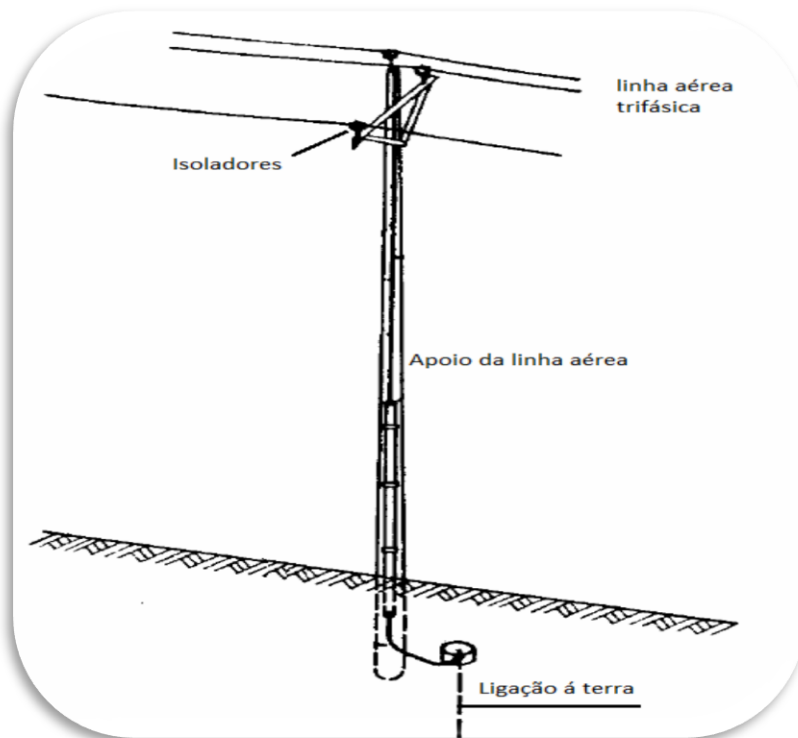


Figura 2.14 - Exemplo de apoio de linha aérea de MT

Por isso, segundo [20], no seu projeto devem ser tomadas em consideração alguns dimensionamentos:

- Apoios, através dos esforços mecânicos exercidos pelas linhas aéreas e esforços exercidos pelos agentes ambientais;
- Flechas e Catenárias;
- Distância entre condutores;
- Dimensionamento da ligação à terra.

Já no caso de funcionamento normal este tipo de linhas tem certos tipos de parâmetros que caracterizam e influenciam o seu desempenho técnico, que segundo [21] são:

- Condição dos elementos de construção
- Condição da proteção contra descargas atmosféricas
- Condição dos acessórios necessários à linha
- Condicionantes da rota da linha

Estes parâmetros influenciam significativamente os custos de manutenção, índices de qualidade de serviço da rede e também o desempenho técnico dos sistemas de proteção presentes nas linhas de distribuição, fazendo com que as linhas aéreas sejam o componente da rede de distribuição que mais influencia os índices de fiabilidade totais. [22]

Em termos técnicos, os sistemas de proteção são alvo de grandes evoluções tecnológicas, de forma a fazer face a estes problemas. Uma outra forma de redução do número de interrupções de serviço numa rede de distribuição aérea foi a utilização de cabos subterrâneos, tema que será abordado no próximo ponto.

2.7.2. Cabos Subterrâneos

A componente subterrânea das redes de distribuição é cada vez maior. A constituição de um cabo subterrâneo é apresentada de seguida na Figura 2.15.

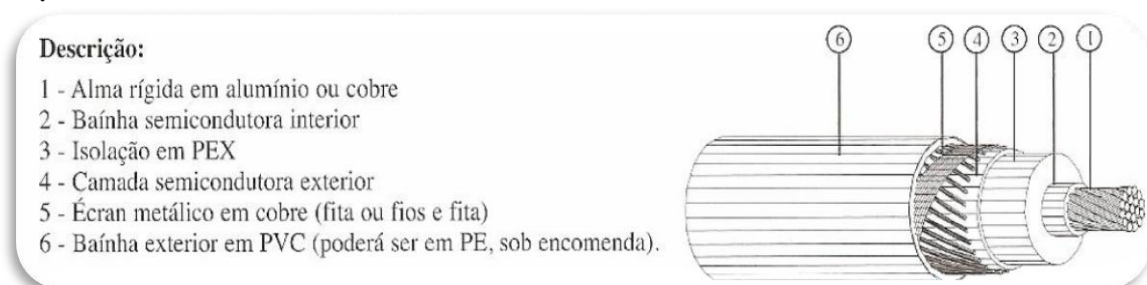


Figura 2.15 - Exemplo de cabo subterrâneo de MT. [23]

Os principais componentes são o condutor, onde circula a corrente da linha, a bainha e a blindagem cuja função principal é isolar o campo elétrico proveniente da passagem da corrente elétrica e isolamento. No caso de cabos da rede de transporte é também utilizada a armadura que tem como finalidade o suporte contra os esforços mecânicos. [24]

De acordo com [20] a instalação de cabos subterrâneos tem especificações técnicas completamente diferentes das linhas aéreas, pelo que torna bastante diferente o desempenho técnico destes componentes na rede de distribuição, levantando alguns problemas ao nível dos sistemas de proteção, já apresentados ao longo deste trabalho, principalmente devido as correntes capacitivas que se desenvolvem em grande amplitude.

2.7.3. Linhas aéreas Versus Cabos Subterrâneos

No entanto a instalação de cabos subterrâneos tem grandes vantagens relativamente a linhas aéreas, principalmente no que concerne a cavas de tensão e interferência destes fenómenos em outros níveis de tensão [25], [26]. Também relativamente a custos de operação e manutenção e fiabilidade, segundo [27] apesar de interrupções de maior duração nos cabos subterrâneos é compensatória a sua inserção, em determinadas circunstâncias, pois revela ter custos muito inferiores de operação e manutenção e o número de interrupção é consideravelmente inferior. Uma lustração dos seus custos é a Tabela 2.5 [1].

Tabela 2.5 - Comparação de custos de construção para linhas subterrâneas e aéreas [1]

Utility		Construction	\$/ft ^a	Underground to overhead ratio
<i>Single-Phase Lateral Comparisons</i>				
NP	Overhead	1/0 AA, 12.5 kV, phase and neutral	8.4	
NP	Underground	1/0 AA, 12.5 kV, trenched, in conduit	10.9	1.3
APL	Overhead	Urban, #4 ACSR, 14.4 kV	2.8	
APL	Underground	Urban, #1 AA, 14.4 kV, trenched, direct buried	6.6	2.4
<i>Three-Phase Mainline Comparisons</i>				
NP	Overhead	Rural, 4/0 AA, 12.5 kV	10.3	
NP	Underground	Rural, 1/0 AA, 12.5 kV, trenched, in conduit	17.8	1.7
NP	Overhead	Urban, 4/0 AA, 12.5 kV	10.9	
NP	Underground	Urban, 4/0 AA, 12.5 kV, trenched, in conduit	17.8	1.6
APL	Overhead	Urban, 25 kV, 1/0 ACSR	8.5	
APL	Underground	Urban, 25 kV, #1 AA, trenched, direct buried	18.8	2.2
EP	Overhead	Urban, 336 ACSR, 13.8 kV	8.7	
EP	Underground	Urban residential, 350 AA, 13.8 kV, trenched, direct buried	53.2	6.1
EP	Underground	Urban commercial, 350 AA, 13.8 kV, trenched, direct buried	66.8	7.6

No entanto, segundo [1], linhas subterrâneas são mais fiáveis. Sendo que tipicamente em linhas aéreas em média ocorrem 90 falhas em 100 milhas por ano, já no caso de linhas subterrâneas esse número é reduzido significativamente para cerca de menos de 10 falhas em 100 milhas por ano, tornando-se assim em termos de operação e manutenção bastante menor o número de intervenções em linhas subterrâneas, no entanto o custo por ano das intervenções pode não ser muito menor, visto que os defeitos que ocorrem nas linhas subterrâneas serem na sua maioria defeitos permanentes necessitando muitas vezes de escavação e substituição dos equipamentos.

Também relativamente a custos de operação e manutenção e fiabilidade, segundo [27] apesar de interrupções de maior duração nos cabos subterrâneos é compensatória a inserção deste tipo de linhas pois revela ter custos muito inferiores de operação e manutenção e o número de interrupção é consideravelmente inferior.

2.7.4. Linhas Mistas

As linhas mistas são um elemento das redes de energia elétrica, sendo constituídas por uma componente de linhas aérea e uma outra de linha subterrânea. Estas linhas são bastante utilizadas essencialmente em zonas suburbanas. Naturalmente que devido à elevada frequência de defeitos na componente aérea, a componente subterrânea é preferencialmente utilizada no final das linhas de distribuição como ilustrado no esquema B da Figura 2.16 e não como o esquema A. Esta implementação deve-se ao facto da componente subterrânea, no caso B ficar assim imune aos esforços mecânicos provenientes dos defeitos na componente aérea. [26]

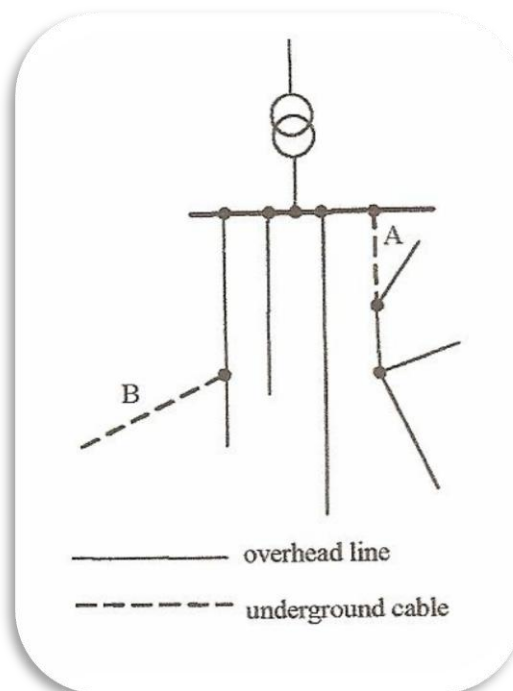


Figura 2.16 - Exemplo de implementação de linhas mistas. [26]

Estas linhas trazem consigo várias implicações no desempenho técnico da rede de distribuição, essencialmente ao nível do desempenho dos sistemas de proteção e automatismos de religação automática associados as linhas, presentes nas subestações AT/MT.

As implicações nos sistemas de proteção segundo [28] são as seguintes:

- A mudança da impedância característica da linha no ponto de junção entre a parte aérea e a subterrânea influenciando a propagação da onda de corrente de defeito;
- O incremento da componente capacitiva na linha, causando o incremento de uma corrente capacitiva no funcionamento normal das linhas;
- A linha com cabo subterrâneo inserido altera significativamente os parâmetros ao longo do comprimento da linha, particularmente na capacitância Fase- Terra e na indutância série;
- O isolamento presente nos cabos subterrâneos não é auto restaurável, portanto este elemento deve ser protegido e precavido para que o seu isolamento não se degrade, especialmente quando inserido próximo da subestação;
- Os cabos subterrâneos diferenciam-se também devido a uma maior capacidade de suportar correntes de curto-circuito superiores, isto devido á constante de temperatura ser muitas vezes superior.

Devido a estas implicações levantam-se alguns problemas com o normal funcionamento das linhas de distribuição, como por exemplo a dificuldade da localização do ponto onde ocorrem os defeitos devido á mudança de impedância na linha, aumentando significativamente o tempo de reparação; problemas com a regulação dos sistemas de proteção nomeadamente os relés de proteção devido as correntes capacitivas que surgem e o controlo dos automatismos de religação que são atuados para eliminar defeitos fugitivos em linhas aéreas.

Também um outro ponto que se levanta é relativo ao isolamento presentes nos cabos subterrâneos quando expostos a correntes de curto-circuito elevadas causando a sua degradação do isolamento, principalmente no caso de descargas atmosféricas e em casos em que a potência de curto-circuito presente da subestação a montante tome valores bastante elevados.

Por estas razões, as linhas mistas têm sido alvo de estudo para que seja entendido o seu comportamento ao variar certos parâmetros. As modelizações baseiam-se essencialmente em linhas de transporte de energia elétrica como

abordado em [29], [30], sendo que os pontos de maior influencia nas correntes de terra deste tipo de linhas baseiam-se na resistência de terra existente na interligação entre as duas componentes, o comprimento da componente subterrânea da linha, resistências de terra de cada apoio da linha aérea e impedância de neutro existente na subestação.

Esta modelização pode ser feita de duas formas, utilizando duas modelizações separadas para cada componente da linha ou então utilizando uma conjugação formando uma única equação para a totalidade das linhas como acontece em [25] e [26] respetivamente. No entanto este tipo de modelização não é aplicável nas linhas de distribuição, isto porque as estruturas são diferentes, por isso uma modelização deste tipo de linhas é apresentada de seguida de forma a analisar os parâmetros mais relevantes a ter em consideração nos sistemas de proteção em caso de defeito.

2.8 - Conclusões

Neste capítulo foi feito um enquadramento do trabalho ao tema, abordando de uma forma geral a rede de distribuição especificando de uma forma geral o funcionamento das redes de distribuição e subestações de distribuição, terminando com a descrição dos princípios de funcionamento dos sistemas de proteção e respetivos automatismos de religação a estes associados em linhas de distribuição em média tensão.

Capítulo 3

Simulações do desempenho técnico de linhas mistas

As simulações do desempenho técnico das linhas mistas foram feitas com recurso ao software Dplan, disponibilizado pela EDP Distribuição. O DPLAN é um software com uma boa interface gráfica que permite uma fácil interpretação dos equipamentos presentes na linha e fazer diversos tipos de cenários, entre eles encontram-se simulações de curto-circuitos trifásicos simétricos, curto-circuitos bifásicos e entre fase e terra.

A Figura 20, apresentada de seguida ilustra o aspeto gráfico do software e de uma linha de distribuição exemplo. O programa Dplan foi escolhido para estas simulações face a outros software como por exemplo PSS®E e PSCAD, devido essencialmente á parametrização dos equipamentos, pois estes já se encontram parametrizados de acordo com a base de dados da EDP Distribuição, permitindo assim uma maior facilidade na modelização das linhas com diferentes secções ao longo do seu comprimento e respetivos equipamentos presentes ao longo das linhas de distribuição mistas.



Figura 3.1 - Aspeto gráfico do programa Dplan

O comportamento técnico das linhas de distribuição mistas, é neste capítulo estudado de acordo com dois tipos de defeitos:

- Defeitos Trifásicos simétricos por serem os defeitos mais violentos para os equipamentos, os quais podem causar o maior número de danos e danos de maior severidade, no entanto são os defeitos com menor probabilidade de ocorrência como veremos de seguida;
- Defeitos fase-terra que são os defeitos que ocorrem com maior frequência e na sua maioria são eliminados através do automatismo de religação por serem defeitos, frequentemente, fugitivos ou semipermanentes, tendo estes, valores de correntes de defeito relativamente baixos comparados com os defeitos entre fases.

É este facto que possibilita a atuação do automatismo de religação sem grande probabilidade de ocorrência de danos para os vários componentes que constituem a rede elétrica.

Para este tipo de simulações foi utilizada uma linha de distribuição de energia elétrica fictícia, caracterizada de acordo com o apresentado no Anexo A, permitindo assim uma análise controlada do comportamento técnico das linhas mistas em relação aos defeitos na rede. No entanto os resultados destas simulações foram cruzados com um grupo de linhas mistas reais da RND, selecionadas pela empresa EDP Distribuição como sendo uma boa amostra para da sua rede.

3.1 - Curto-circuitos trifásicos

Os defeitos trifásicos são característicos pela sua malha de defeito ser composta essencialmente por três componentes: o transformador da subestação que funciona como um gerador de energia que alimenta o defeito e simula o equivalente da rede a montante da subestação, a linha mista de distribuição composta pelas componentes de linha aérea e subterrânea e o objeto que deu a causa ao defeito que poderá funcionar como uma resistência adicional ao defeito ou em casos de defeitos fracos é nula essa resistência (para o caso de estudo a impedância de defeito foi considerada 0 ohm), de forma que a corrente de curto-circuito ao longo da linha irá variar, essencialmente, com três parâmetros seguintes:

- Nível de tensão;
- Potência de Curto-circuito na subestação;
- Comprimento da linha;
- Percentagem de componente subterrânea e aérea por linha.

O nível de tensão é responsável pelos diferentes escalões de proteção de disparo definitivo, pelo que para cada nível de tensão teremos um escalão diferente que é para 10, 15 e 30kV de 4, 2 e 1,5kA respetivamente; já no caso da potência de curto-circuito na subestação é diretamente dependente da

localização da subestação na rede elétrica nacional sendo que quanto mais elevado for este valor mais severo será o defeito para a instalação; o comprimento da linha irá proporcionar uma atenuação na corrente de defeito devido ao acréscimo de impedância de defeito como apresentado de seguida e a percentagem de componente subterrânea e aérea por linha faz com que a reactância da malha de defeito ao longo do comprimento da linha sofra variações como será evidente ao longo deste capítulo.

3.1.1. Influência da potência de curto-circuito na Subestação na corrente de defeito ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos

A potência de curto-circuito na subestação é um critério que é dependente da sua localização na rede elétrica e permite simular o equivalente da rede elétrica a montante da subestação, é um critério fundamental para o funcionamento dos sistemas de proteção e automatismos de religação, isto porque vai influenciar significativamente a corrente ao longo de todos os pontos das linhas e assim fazer variar os patamares de atuação das proteções ao longo da linha. Pelo que para potências de curto-circuito maiores, maior será o valor da corrente e por consequência mais violentos serão os defeitos, aumentando a probabilidade de ocorrência de danos ao longo da linha.

Esta é a razão de existirem escalões de proteção que desencadeiam o disparo definitivo da proteção e não executando os automatismos de religação automática prevenindo assim os danos nos equipamentos.

Na Figura 3.2 de seguida apresentada a corrente de defeito ao longo da linha de distribuição fictícia em estudo, utilizando as características médias de uma linha de distribuição mista em MT da RND (comprimento total de 20km, nível de tensão de 15kV e composta por 80% de componente aérea e 20% de subterrânea), simulando assim diferentes patamares de potência de curto-circuito (200 MVA, 300 MVA, 400 MVA e 500 MVA) na subestação através da utilização de um gerador equivalente.

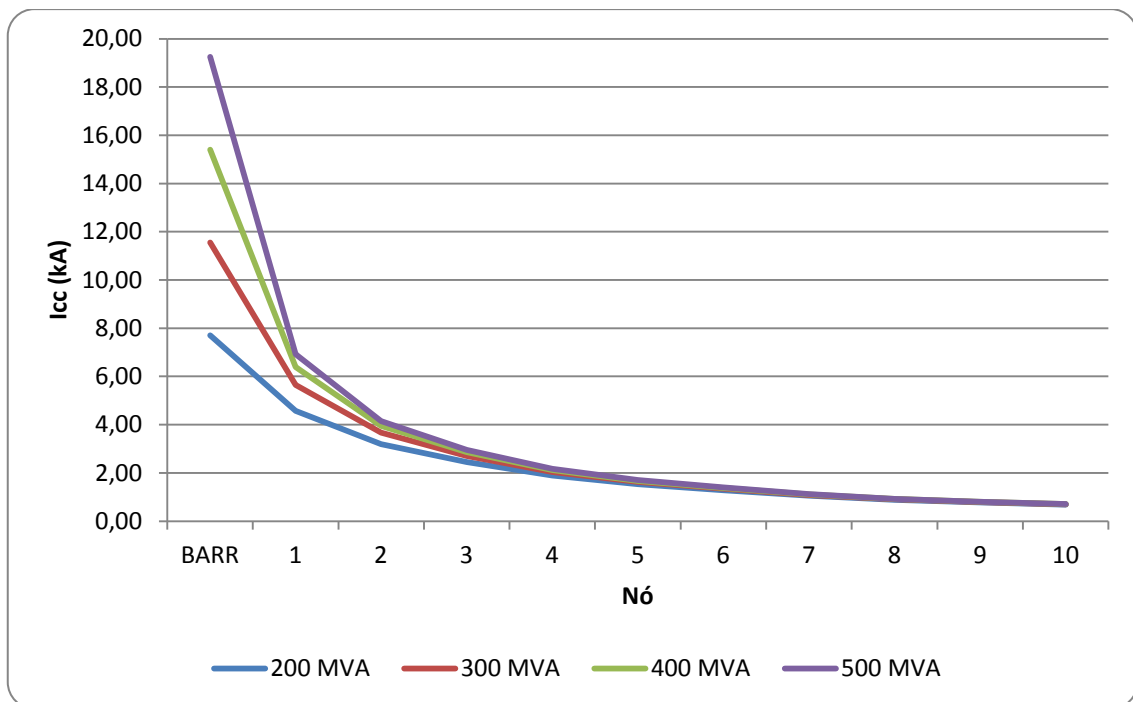


Figura 3.2 - Corrente de curto-circuito ao longo da linha média de MT da RND

Através da análise da figura podemos concluir que para Potências de curto-circuito elevadas na subestação a linha irá provocar uma maior atenuação da corrente sendo que já no nó 4, ou seja a 40% da linha, se verifica uma grande proximidade dos valores mesmo para 19,25 kA no barramento, terminando no final (nó 10) com valores na ordem dos 0,7 kA, sendo neste caso o disparo definitivo atuado entre o primeiro e segundo nó (entre os 10% e 20%) e a religação ativada em cerca de 80% da linha.

3.1.2. Influência da concentração de componente aérea na corrente ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos

A impedância característica de um troço aérea, como já referido anteriormente, é diferente de um troço subterrânea, essencialmente na componente da reactância, isto deve-se entre outros fatores ao nível de isolamento entre condutores ser diferente, proximidade, entre outros fatores. A variação destes parâmetros pode ser verificada analiticamente através do

circuito equivalente da rede, com a divisão entre a tensão da rede pré-defeito e a impedância equivalente vista do ponto do defeito como demonstra a Eq. (3.1).

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{eq}} = \frac{V}{Z_{rede \ a \ montante} + Z_{comp.aerea} + Z_{comp.subterranea}} \quad \text{Eq. (3.1)}$$

Em que I_{cc} refere-se á corrente de curto-circuito no ponto de estudo, V á tensão da linha pré-defeito, Z_{eq} á impedância equivalente vista do ponto do defeito, $Z_{rede \ a \ montante}$ á impedância equivalente total da rede a montante do barramento MT da subestação, $Z_{comp.aerea}$ impedância equivalente da componente aérea total que constitui a malha de defeito e $Z_{comp.subterranea}$ á impedância equivalente da componente subterrânea total que constitui a malha de defeito.

Assim uma variação em cada uma das componentes (aérea e subterrânea) irá provocar uma variação inversamente proporcional na corrente de I_{cc} , provocando diferentes atenuações ao longo da linha sempre que se faz variar a percentagem de cada componente. Uma representação deste fenómeno são as Figura 3.3 e Figura 3.4 a baixo apresentadas, que apresentam na Figura 3.3 uma linha composta por 90% de componente aérea na fase inicial da linha e 10% de componente subterrânea na fase final e na Figura 3.4 uma linha composta por 90% de componente subterrânea na fase inicial e 10% de componente aérea no final da linha, simulando em diferentes patamares de potência de curto-circuito na subestação.

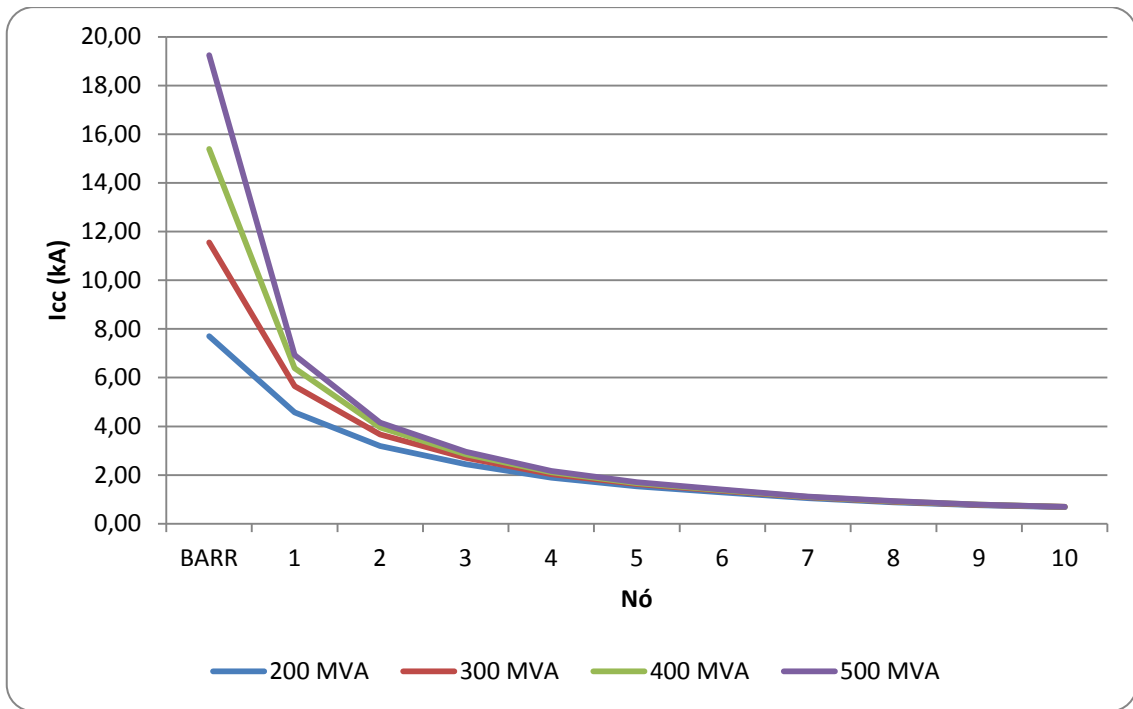


Figura 3.3 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha composta por 90% aérea e 10% subterrânea

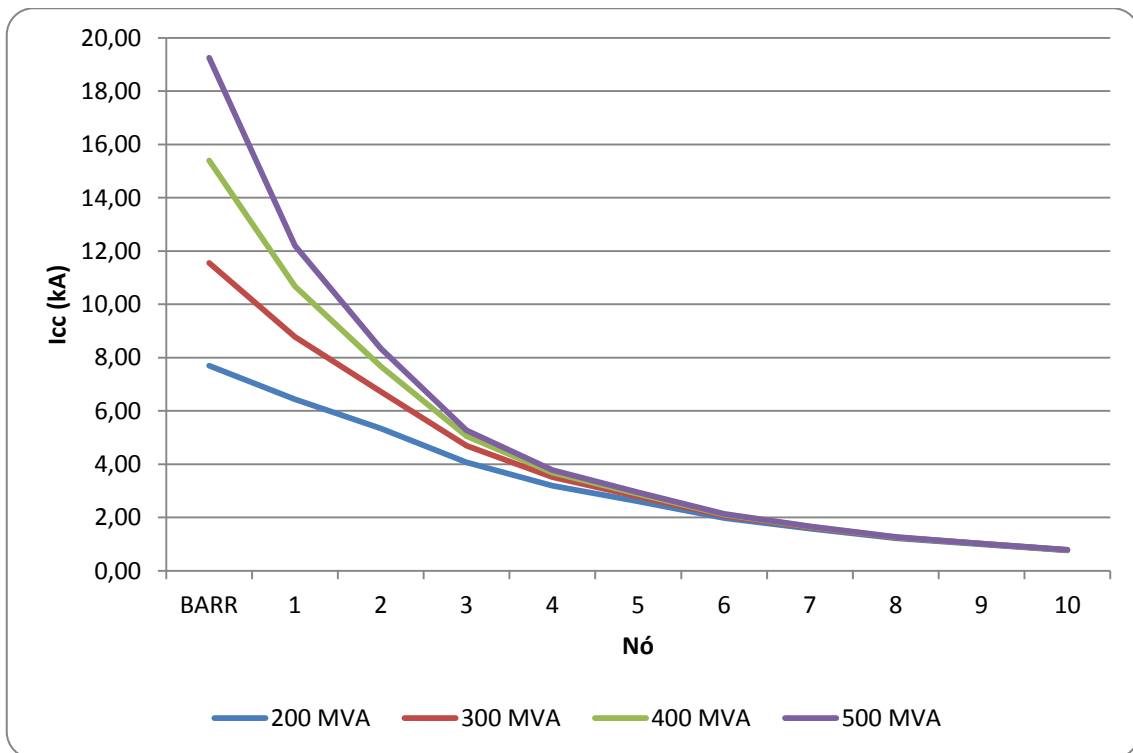


Figura 3.4 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha composta por 90% subterrânea e 10% aérea

Através da análise dos gráficos pode-se concluir que para correntes curto-circuito trifásicas elevadas as linhas de distribuição irão provocar uma maior atenuação da corrente ao longo da linha, culminando no extremo com correntes muito próximas para os diferentes níveis de corrente de curto-circuito na subestação, como se verifica em ambas as figuras com valores próximos de 0.7 kA na Figura 3.3 e próximos de 0.8 kA na Figura 3.4.

Já no caso de uma linha com maior componente aérea, a corrente irá sofrer uma atenuação superior no início, como se verifica com o nível dos 4 kA em que na Figura 3.3 é atingida na maioria no segundo nó (20% da linha) já no caso de uma maior componente subterrânea que é o caso da Figura 3.4 este nível é atingido entre o terceiro e quarto nó (30 - 40% da linha). Pelo que se conclui que uma maior componente de rede aérea na fase inicial da linha provocará uma grande variação da corrente de defeito desencadeando, em muitos casos, a atuação de escalões de proteção mais baixos na maior parte do comprimento da linha, possibilitando a ativação dos automatismos de religação automática com maior frequência neste tipo de defeitos severos.

3.1.3. Influência do comprimento da linha na corrente ao longo da linha para curto-circuitos trifásicos

O comprimento de uma linha é também um fator com grande relevo na atenuação da corrente de curto-circuito, isto deve-se essencialmente ao incremento de impedância com o aumento do comprimento da linha, como se comprova na Eq. (3.1) anteriormente apresentada provocando diferentes variações nas correntes ao longo dos diversos pontos da linha. Na Figura 3.5 apresenta-se o comportamento da corrente ao longo dos 10 nós da linha fictícia, composta por uma componente aérea de 50% e uma componente subterrânea de 50%, variando o comprimento entre 5 km e 26km no seu trecho principal.

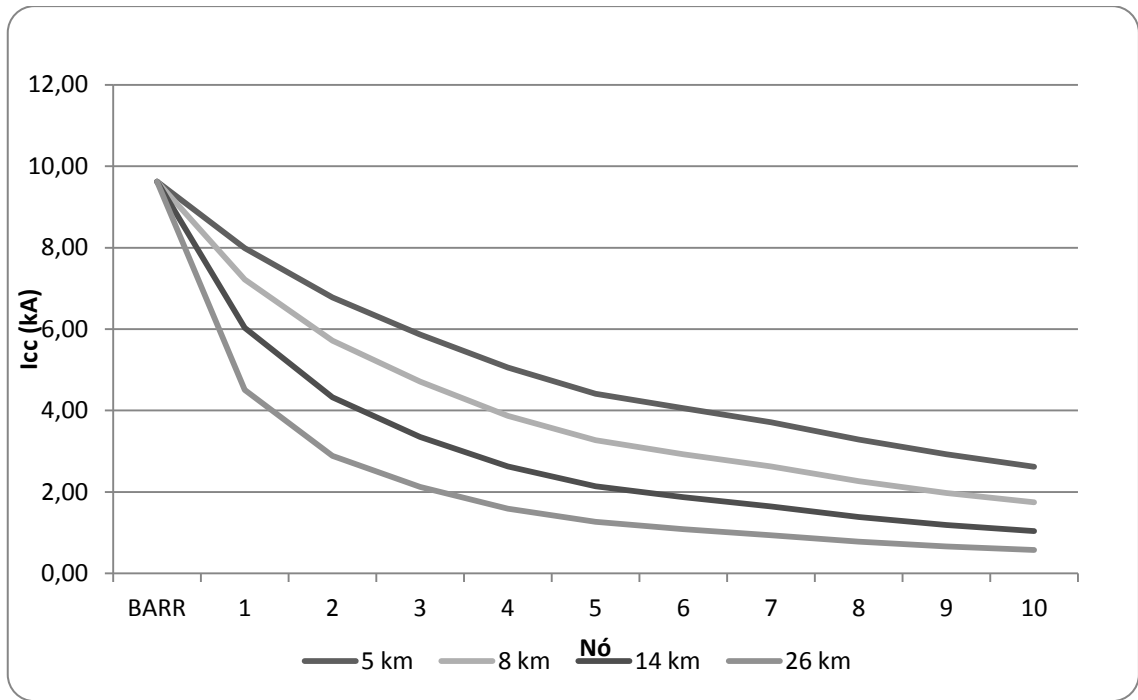


Figura 3.5 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha mista, com diferentes comprimentos (com componente aérea à saída do barramento MT)

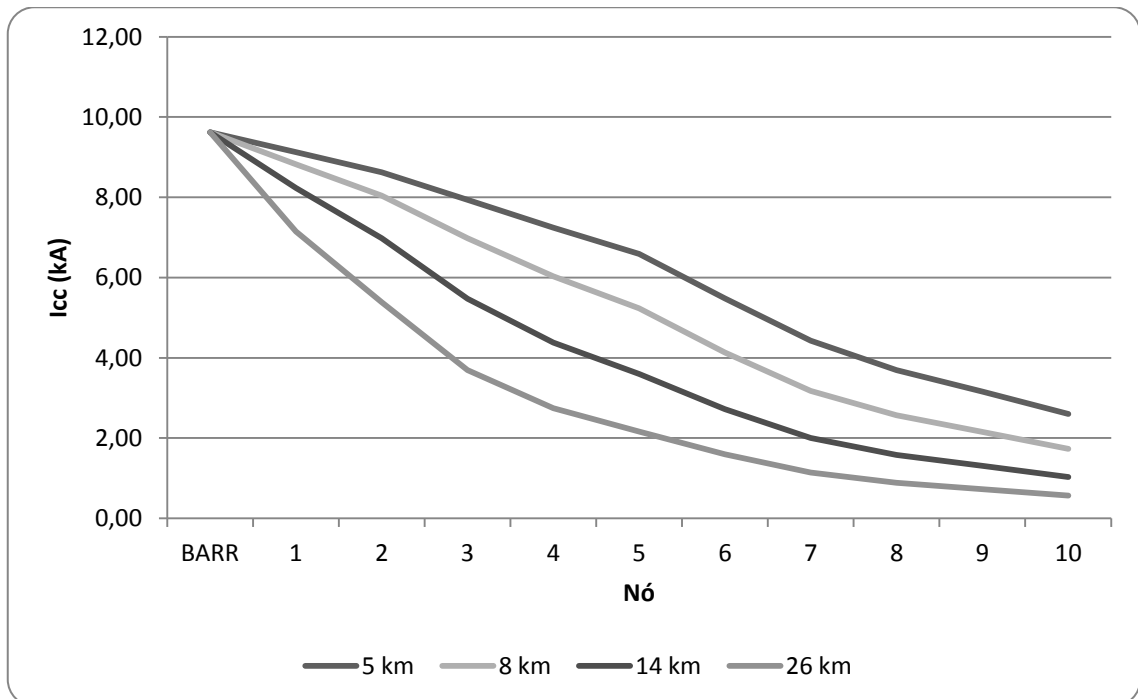


Figura 3.6 - Corrente de curto-circuito ao longo de uma linha mista, com diferentes comprimentos (com componente subterrânea à saída do barramento MT)

Como se verifica com a análise da Figura 3.5 e Figura 3.6 a variação do comprimento total do traçado principal de uma linha de distribuição faz atenuar consideravelmente a corrente em caso de defeito na linha como se verifica no caso de uma linha de 5km de comprimento a corrente sofre uma menor atenuação do que no caso de linhas de comprimento superior terminando no final da linha com valor próximo de 3 kA e para casos de comprimentos superior esse valor irá ser inferior e proporcional ao comprimento de cada linha.

3.2 - Curto-circuitos fase-terra

Os defeitos fase-terra são os defeitos menos violentos para os equipamentos, devido á reduzida corrente de defeito, no entanto se os defeitos não forem eliminados convenientemente podem causar danos tanto para equipamentos como colocar em perigo pessoas. Estes defeitos são bastante controlados através do regime de neutro presente na subestação de distribuição.

A malha de defeito destes defeitos é constituída essencialmente pela linha de distribuição mista, transformador e impedância de neutro como se demonstra através da equação seguinte:

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{def} + Z_{comp.aerea} + Z_{comp.subterranea} + Z_N} \quad \text{Eq. (3.2)}$$

Em que I_{cc} corresponde à corrente de curto-circuito do defeito, V tensão da linha, R_{def} à resistência de defeito (pelo que neste estudo esta componente toma o valor de 0 considerando-se assim um defeito franco á terra), $Z_{comp.aerea}$ à impedância da componente aérea, $Z_{comp.subterranea}$ à impedância da componente subterrânea e Z_N à impedância do regime de neutro.

O que se verifica que os principais parâmetros que influenciam as funções de proteção são o regime de neutro e a componente aérea e subterrânea de

cada linha mistas, sendo o fator mais importante o regime de neutro visto que o valor da sua impedância é bastante superior aos restantes componentes, limitando a corrente de curto-circuito no caso de linhas aéreas a um máximo de 300A e no caso de linhas subterrâneas de 1000A.

3.2.1. Influência da impedância de neutro de 300A e de 1000A na corrente ao longo da linha para curto-circuitos fase-terra

O regime de neutro maioritariamente adotado na rede de distribuição, como apresentado no ponto 2.3 - , em Portugal na rede de distribuição é o neutro ligado á terra através de uma impedância (neutro impedante), ligada na subestação sendo que os valores deste componente variáveis de acordo com o nível de tensão na rede de MT e em função da composição da rede em MT de acordo com o definido em [31]. Daí que existem dois tipos de impedância (reactância) para diferentes tipos de rede: quando a rede é essencialmente aérea utiliza-se uma reactância de 300 A (que limita o defeito máximo fase-terra a 300A) e quando é maioritariamente subterrânea usa-se uma de 1000 A. O que se verifica com a mudança entre os dois regimes é uma grande aproximação da corrente de curto-circuito ao longo da linha ao limite máximo estipulado para cada um deles, como se conclui com a análise da Figura 3.7.

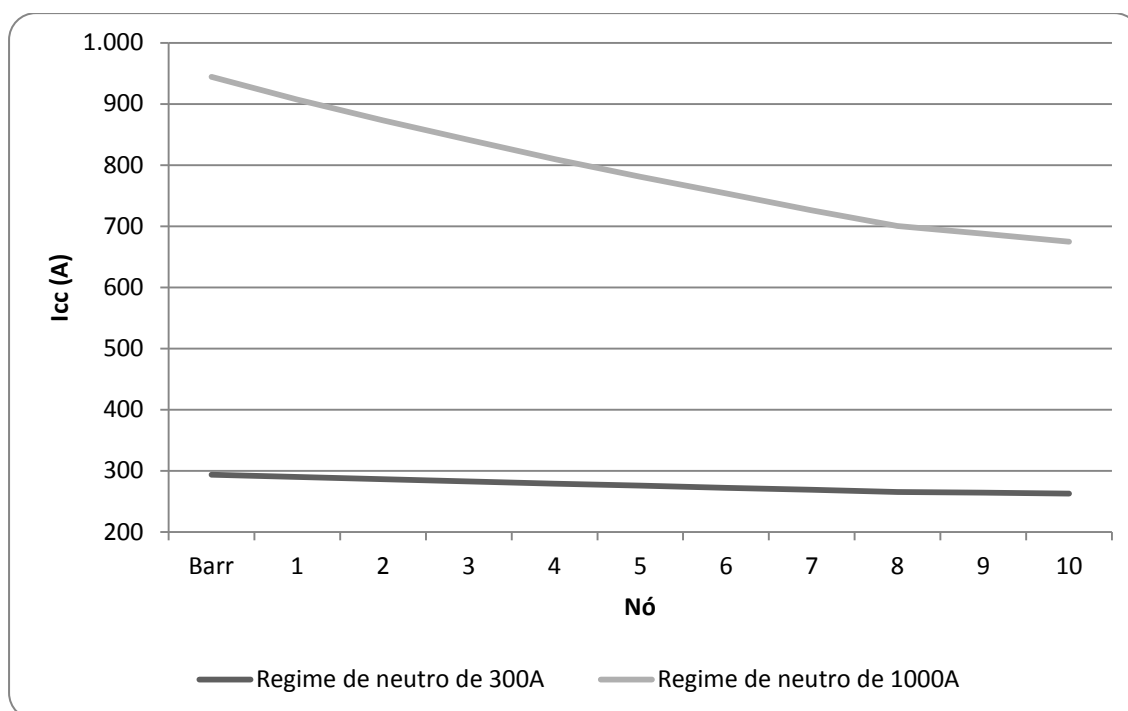


Figura 3.7 - Variação da I_{cc} ao longo de uma linha com 5km de comprimento com 80% de componente aérea e 20% subterrânea para diferentes regimes de neutro.

Neste Figura verifica-se para o regime de neutro limitado a 300 A uma corrente próxima do limite no caso de defeitos francos á terra ao longo da linha, pelo que para defeitos resistivos esses valores serão mais baixos de acordo com o valor da impedância de defeito a considerar; já no caso da implementação de um regime de neutro com limitação aos 1000 A a corrente irá se aproximar dos 1000 A como se verifica atenuando ao longo da linha de acordo com o comprimento e percentagem de cada componente na linha.

3.2.2. Influência da concentração de componente aérea na corrente ao longo da linha para curto-circuitos fase-terra

Nas Figura 3.8 e Figura 3.9 é evidente a diferente atenuação da corrente de defeito ao longo de diferentes linhas com diferentes comprimentos de componente aérea e subterrânea, que vai desde 90% aérea e 10% subterrânea, até ao extremo de 100% de subterrânea, esta ultima onde se verifica a menor atenuação de todas as linhas apresentadas com o mesmo comprimento de

5km. Verifica-se assim que na maioria dos defeitos francos á terra é detetada essencialmente no escalão de Máxima Intensidade Homopolar, por estar deveras limitada no ponto anterior 3.2.1.

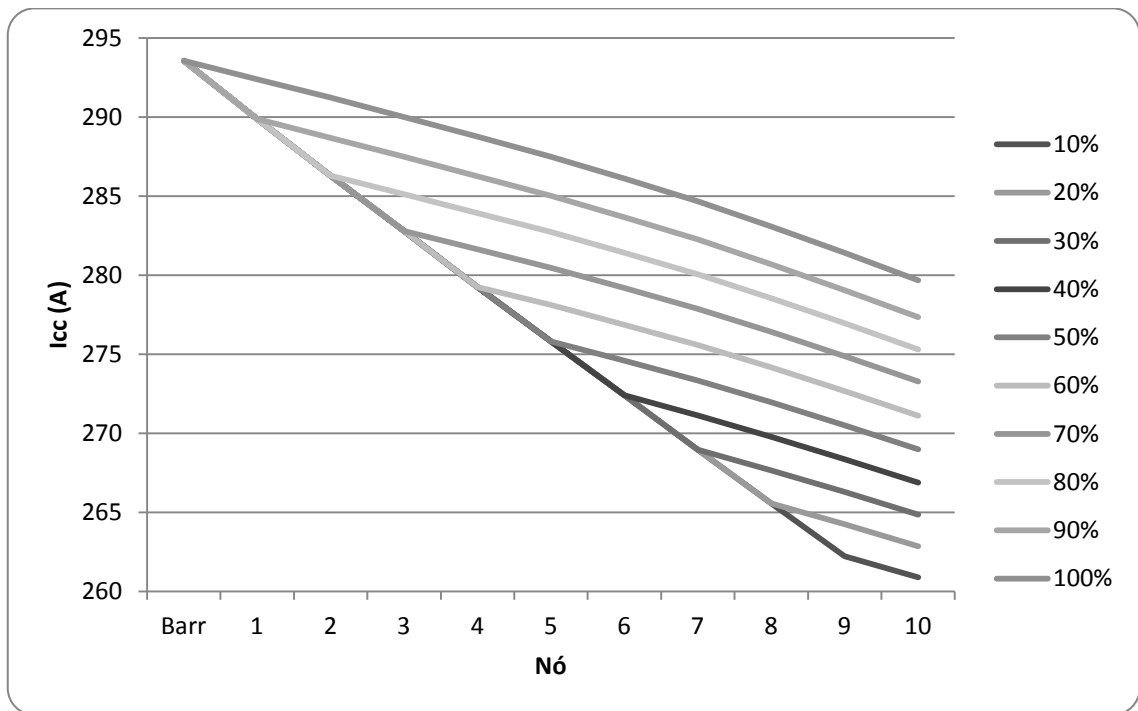


Figura 3.8 - Variação da I_{cc} ao longo de uma linha, com 5km de comprimento, para diferentes percentagens de componente subterrânea, para um regime de neutro de 300A.

A variação da corrente de defeito ao longo destas linhas poderá então ser de cerca de cerca de 30A correspondendo a uma atenuação de 10% na corrente ao longo da linha em uma linha com 90% de componente aérea e de cerca de 14A, equivalente a uma variação de 4,7% no final da linha.

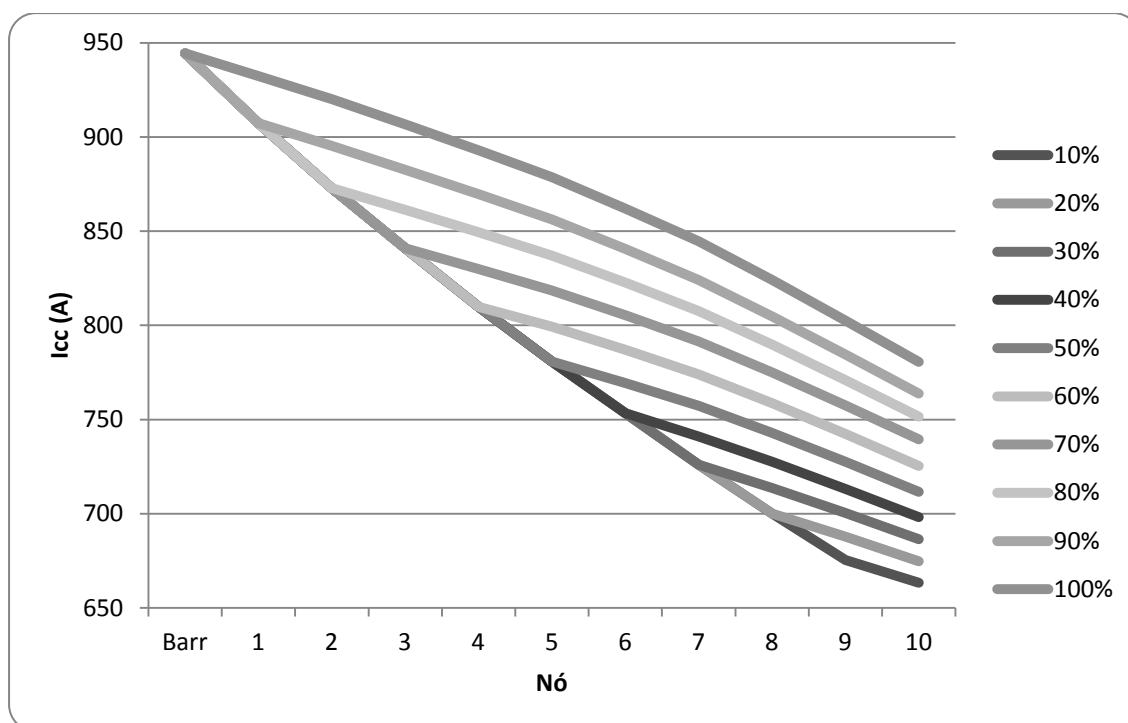


Figura 3.9 - Variação da I_{cc} ao longo de uma linha, com 5km de comprimento, para diferentes percentagens de componente subterrânea, para um regime de neutro de 1000A.

Já neste caso a variação da corrente de defeito ao longo destas linhas poderá então ser de cerca de cerca de 281A correspondendo a uma atenuação de 30% na corrente ao longo da linha em uma linha com 90% de componente aérea e de cerca de 164A, equivalente a uma variação de 17% no final da linha.

3.3 - Conclusões

3.3.1. Curto circuitos trifásicos

Como se verifica com análise apresentada, os três parâmetros têm uma grande influência na atuação das funções de proteção dos sistemas de proteção MIF; como apresentado no ponto 2.5.1, segundo a topologia B da subestação estas funções são atuadas em dois escalões, sendo um dos quais atuado com disparo definitivo ($I_{>>}$) e um com ativação do automatismo de

religação automática ($I >$), funcionando o automatismo de religação de acordo com o ponto 2.6 - já anteriormente apresentado.

No caso de defeitos trifásicos a religação automática encontra-se ativada para o caso do escalão $I >$ (entre 0,56 e 2 kA, no caso de $I_n^1 = 400A$ e $V = 15$ kV), o que pode provocar em defeitos permanentes a circulação de uma corrente muito elevada nos condutores e equipamentos durante o tempo de atuação das funções de religação. Com isso, a probabilidade de ocorrência de danos e a redução do ciclo de vida útil dos equipamentos são duas consequências que podem causar bastantes constrangimentos para o funcionamento da rede.[32], [33]

Considera-se então em termos técnicos dois casos para os automatismos de religação automática para redes de distribuição mistas:

- A religação automática poderá estar ativa: casos em que devido à severidade das correntes de curto-circuito trifásicas em todo o comprimento da linha ou até 80%, é atuado o escalão máximo das funções de proteção, desencadeando o bloqueio do automatismo de religação automática e a proteção é atuada através do disparo definitivo do disjuntor, colocando assim os equipamentos a serem percorridos por correntes de defeito altas por um curto espaço de tempo, tempo este dependente da função de proteção atuada;
- A religação estará desativada: em casos cujas funções de proteção irão ativar os automatismos de religação automática na totalidade da linha ou até 80% da linha para casos de defeitos trifásicos, colocando assim as linhas em segurança, visto que os defeitos trifásicos são na sua maioria defeitos permanentes como abordado mais à frente neste trabalho.

A Tabela 3.1 apresenta os valores, em percentagem de rede, em que a religação automática é ativada na ocorrência de defeitos trifásicos nas linhas devido à atuação do escalão de proteção $I >$ de acordo com a variação dos três

¹ In corresponde ao mínimo entre valor de parametrização dos TIs e corrente nominal dos sistemas de proteção da linha

parâmetros de influência analisados neste capítulo. Sendo que para este caso é utilizada a topologia B da subestação, nível de tensão de 15 kV e os valores dos parâmetros variam dentro dos limites das linhas reais de distribuição. No Anexo B encontra-se os resultados para os níveis de tensão de 10 e 30kV.

Tabela 3.1 - Percentagem de linha em que é atuado o automatismo de religação automática para defeitos trifásicos, variando de acordo com comprimento, potência de curto-circuito no barramento MT e percentagem de rede subterrânea

Potência de Curto-circuito (MVA)	Comprimento (km)											
	5		8		11		14		26		30	
	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea	Percentagem subterrânea
100	20%	20%	20%	40%	20%	60%	20%	70%	20%	80%	20%	90%
	50%	0%	50%	40%	50%	60%	50%	70%	50%	80%	50%	90%
	90%	0%	90%	20%	90%	40%	90%	50%	90%	80%	90%	80%
200	20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	50%	20%	70%	20%	80%
	50%	0%	50%	20%	50%	40%	50%	50%	50%	70%	50%	80%
	90%	0%	90%	10%	90%	30%	90%	40%	90%	60%	90%	70%
300	20%	0%	20%	20%	20%	50%	20%	50%	20%	70%		
	50%	0%	50%	10%	50%	50%	50%	50%	50%	70%		
	90%	0%	90%	10%	90%	30%	90%	30%	90%	60%		
400	20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	50%	20%	70%		
	50%	0%	50%	10%	50%	30%	50%	50%	50%	70%		
	90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	30%	90%	60%		
500	20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	40%	20%	70%		
	50%	0%	50%	10%	50%	30%	50%	40%	50%	70%		
	90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	30%	90%	60%		

Como verifica com a análise da tabela, com o aumento do comprimento e a diminuição da potência de curto-circuito equivalente no barramento em MT a probabilidade de ocorrência de religação automática irá aumentar. Pelo que para potências inferiores a 100 MVA e comprimentos do traçado inicial superiores a 3 km a religação automática irá ser atuada na quase totalidade da linha (representado a 100%, vermelho), sendo a variação de percentagem de rede subterrânea pouco significativa face aos restantes critérios em estudo.

Já nos casos em que a religação automática não é atuada devido ao disparo definitivo do escalão máximo de MIF são representados a azul na tabela e são essencialmente para comprimentos inferiores a 5 km e potências

superiores a 150 MVA, no entanto no caso de comprimentos de 8km de traçado principal também a ativação da religação automática não é muito provável aparecendo apenas para os 20% de comprimento final da linha, a partir dos 200 MVA de potência de curto-circuito no barramento MT.

Relativamente ao nível de tensão de 10 kV, a religação automática é ativada em defeitos trifásicos entre 20 a 30% para comprimento de 5km e Potência superior a 300 MVA e entre 90% e 100% do comprimento da linha para comprimento de 14 km até aos 100 MVA e para comprimentos superiores a 26 km. Para o caso de 30 kV os limites encontram-se para comprimentos de 5 e 8 km, com potências de curto-circuito superiores a 200 MVA no barramento em MT com a probabilidade de ocorrência de entre 20 e 0%, já para o caso em que é ativada a religação em cerca de 90 do comprimento situa-se em casos de comprimento superior a 26 km e potência de curto-circuito inferior a 100 MVA, como se verifica no Anexo B.

3.3.2. Curto circuitos fase-terra

Como se verifica na análise anterior, os dois parâmetros abordados são os que incutem uma maior atenuação da corrente de defeito ao longo da linha (isto, sendo ignorada a resistência de defeito, que para o estudo não seria bastante relevante), no entanto o regime de neutro é o parâmetro que se destaca entre os dois com uma grande limitação da corrente de acordo com o tipo de impedância inserido, fazendo com que a corrente de defeito se concentre perto do limite para cada tipo de regime. O que se conclui que na maioria dos defeitos francos á terra a função de proteção atuada é a função MIH, desencadeando sempre os ciclos de religação automática quer sejam defeitos fugitivos, semipermanentes ou permanentes.

No entanto no que respeita aos automatismos de religação automática são desencadeados em todos os patamares das funções de proteção, pelo que qualquer tipo de defeito fase-terra que seja detetado pelo sistema de proteção irá ativar sempre o automatismo de religação automática, isto deve-se essencialmente ao facto de a maioria dos defeitos fase-terra serem do tipo

fugitivo ou semipermanente, sendo eliminados após a atuação dos ciclos de religação sem a necessidade de manobras por parte do operador da rede de distribuição. Pelo que a matriz de ativação da religação automática seria em 100% da linha mista para todos os casos.

Capítulo 4

Análise probabilística de linhas mistas por tipos de avarias

O comportamento das duas componentes de rede aérea e rede subterrânea é bastante distinto no que toca a interrupções na alimentação de cargas na rede (defeitos na rede), surgindo diferentes tempos de reparação e de interrupção de cargas e diferentes tipos de avarias predominantes em cada tipo de componente culminando em desempenhos técnicos de sistemas de proteção bastante discrepantes.

Neste ponto são apresentadas algumas características de cada componente da rede através de uma análise estatística do histórico de interrupções ocorridas na RND nos anos de 2009 e 2010, num universo total de 37146 interrupções nos dois anos (sendo que 27353 destas de curta duração e assim eliminados através dos automatismos de religação ou por religação manual), num total de 40 tipos de interrupções distintas de acordo com o tipo de origem de defeito, de forma a chegar a uma estimativa da ocorrência de defeitos entre fases e entre fase e terra nas linhas mistas de distribuição.

4.1 - Tipos de interrupções

Os tipos de avarias mais comuns em cada componente são bastante diferentes, sendo os três principais em componente aérea: chuvas, trovada e

vento com um total de 33097 interrupções na rede aérea; já no caso de componente subterrânea destacam-se os defeitos de isolamento, escavações e chuva num total de 2153 interrupções na rede subterrânea em todas as linhas da rede de distribuição a nível nacional, como demonstram as figuras seguintes:

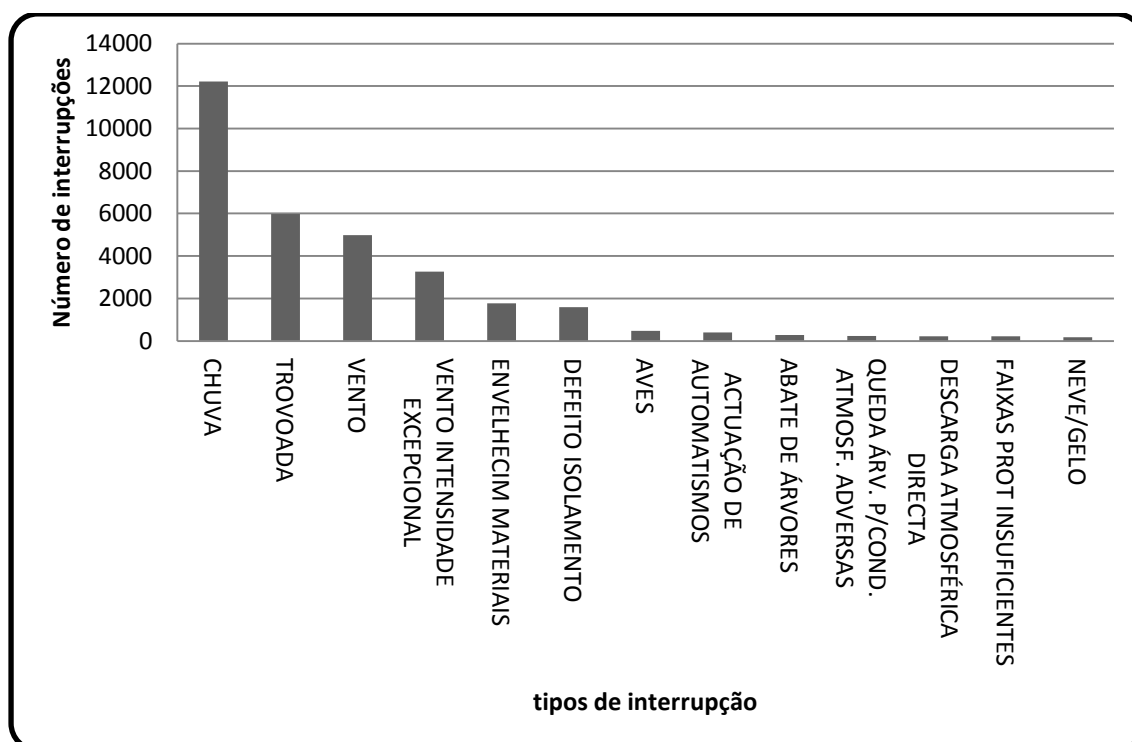


Figura 4.1 - Caracterização dos 13 principais tipos de interrupções na componente aérea em MT.

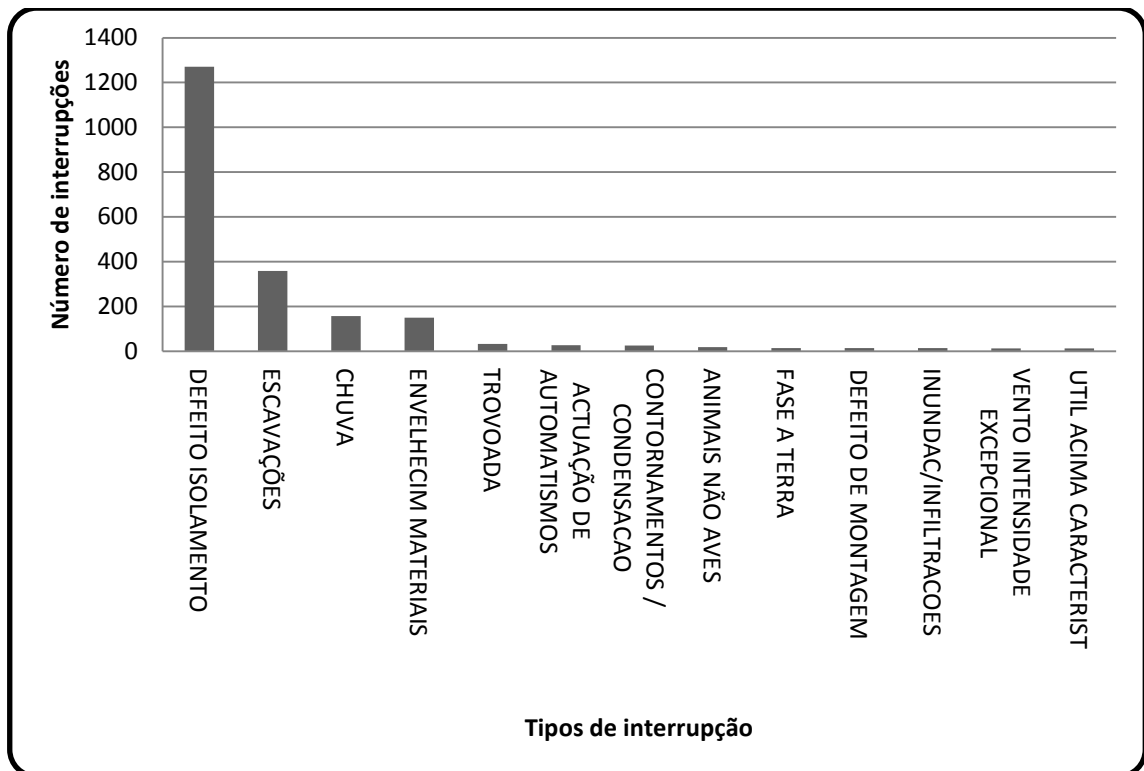


Figura 4.2 - Caracterização dos 13 principais tipos de interrupções na componente subterrânea em MT.

Nas Figura 4.1 e Figura 4.2 estão apresentados os 13 principais tipos de interrupção e as respectivas quantidades de interrupções para os anos de 2009 e 2010 (dados fornecidos pela empresa EDP Distribuição), como se pode concluir as causas de interrupção no caso de rede aérea (Figura 4.1) são essencialmente classificadas como sendo do tipo atmosféricas, dificilmente controláveis e imprevisíveis fomentando na sua maioria interrupções sem qualquer dano na rede que necessite de reparação ou substituição dos equipamentos.

Já no caso de rede subterrânea os tipos de interrupção tem outro tipo de origem sendo essencialmente de origem no material, próprios equipamentos ou obras que ocorram no local onde se encontram instalados os cabos subterrâneos, este tipo interrupções provocam, na sua maioria, danos em equipamentos que necessitam de reparação ou substituição dos mesmos na maioria das vezes, levando a tempos de reparação superiores, assunto que será abordado de seguida.

4.2 - Tempos de avarias e tempos de interrupção

Os tempos de interrupção e de avarias são bastante distintos nos dois tipos de rede, isto deve-se principalmente a diferentes fatores, entre os quais se destacam o tempo de reparação dos equipamentos em caso de dano e tempos de interrupção sem danos nos equipamentos da rede.

Em redes subterrâneas o tempo de reparação é consideravelmente superior do que no caso de redes aéreas, isto porque a localização do dano é bastante dificultada por as linhas se encontrarem enterradas. No entanto em casos de defeitos com avarias na linha o tempo médio de interrupção é inferior no caso de linhas subterrâneas, sendo de cerca de 128 minutos no caso de rede subterrânea e para rede aérea esse valor é de cerca de 231 minutos. Isto deve-se essencialmente ao facto de em redes maioritariamente subterrânea, para colmatar os grandes tempos de reparação, encontra-se um maior número de automatismos ao longo da rede, permitindo uma maior facilidade na localização da zona de defeito e isolamento da zona de defeito em menor tempo acarretando consigo menor tempo de interrupção no fornecimento de energia.

No caso do número total de interrupções nas redes de distribuição mistas os tempos de interrupção variam significativamente de acordo com o tipo de componente, sendo o tempo médio de interrupção em caso de componente subterrânea cerca de 107 minutos e na componente aérea de 49 minutos, este comportamento deve-se a dois fatores:

- Defeitos que ocorram sem danos são eliminados rapidamente da rede e os seus tempos de interrupção são na sua grande maioria (cerca de 90%) inferiores a 3 minutos pelo que são extintos através dos automatismos de religação automática;
- Os defeitos sem danos ocorrem na sua maioria em componentes aéreas da rede, cerca de 85% e apenas 23% na rede subterrânea;
- Defeitos que causem danos na rede são cerca de 15% na componente aérea e 77% na componente subterrânea.

Nas Figura 4.3 e Figura 4.4 são apresentadas as relações entre as ocorrências e o tempo de interrupção por interrupção, contabilizando todas interrupções na rede (com danos e sem danos), para o caso de rede aérea e rede subterrânea.

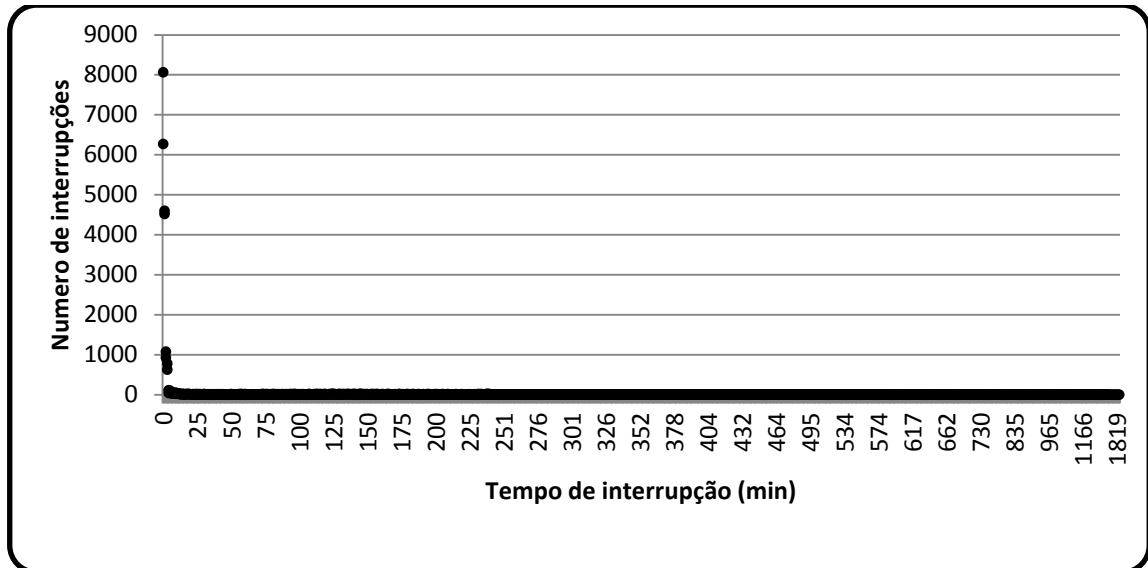


Figura 4.3 - Número de interrupções para diferentes valores de tempo de interrupção na componente aérea da RND

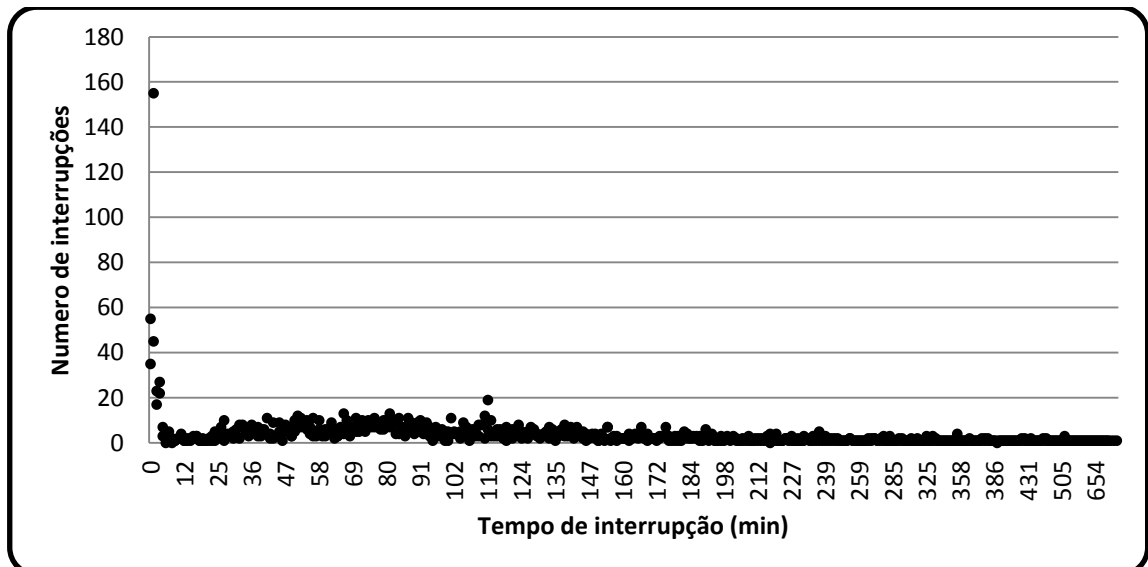


Figura 4.4 - Número de interrupções para diferentes valores de tempo de interrupção na componente subterrânea da RND

Pelo que se conclui que os tempos de interrupção têm uma grande probabilidade de ocorrência para interrupções de curta duração (inferiores a 3 minutos) [2], e para o caso de interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos) [2] esta probabilidade é bastante reduzida, sendo que para a componente subterrânea a probabilidade de ocorrência de interrupções de longa duração é superior (cerca de 88% para componente subterrânea e 24% no caso de componente subterrânea).

4.3 - Defeitos Fase-terra e entre fases

Como já apresentado nos pontos 3.1 e 3.2 anteriormente apresentados, os defeitos fase-terra e entre fases têm diferentes características técnicas e diferentes comportamentos em relação ao desempenho dos sistemas de proteção e automatismos de religação automática.

A probabilidade de ocorrerem os dois tipos de defeitos na rede é bastante distinta sendo que os defeitos entre fases correspondem a cerca de 11% do total, provocando um maior número de avarias na rede. Já no caso de defeitos entre fases esse valor chega a cerca de 89%, sendo a maioria destes últimos provenientes de componentes aérea da rede de distribuição (cerca de 84%) (Anexo C), pelo que se conclui que a componente aérea de uma rede mista é muito mais exposta a defeitos entre fase e terra e de curta duração, existindo assim uma maior probabilidade de ocorrência de defeitos extintos através de automatismos de religação automática ou religação manual.

4.4 - Árvore de probabilidades

A árvore de probabilidades apresentada na Figura 4.5 reflete de uma forma geral a análise probabilística dos diversos pontos apresentados, mostrando o comportamento para as diferentes topologias de rede, diferentes durações das interrupções (sendo que defeitos temporários são defeitos de curta duração ou defeitos em que o tempo de interrupção é igual ou inferior a 3 minutos, já no caso de defeitos permanente é assumido como sendo

defeitos de longa duração ou de duração superior a 3 minutos) e diferentes tipos de defeitos.

Esta árvore surge de uma análise das ocorrências registadas na rede de distribuição da empresa EDP Distribuição referentes aos anos de 2009 e 2010, fornecidos pela mesma para este trabalho

São considerados para este estudo os defeitos de origem atmosférica, de manutenção, materiais/equipamentos, de causas naturais ou ambientais, de origem em proteções/automatismos (considerando apenas falta de seletividade longitudinal e falta de seletividade transversal), de origem técnica e ainda provocadas por terceiros. Resultando assim na distribuição de probabilidades e probabilidades acumuladas apresentadas na Figura 32, sendo que 94% dos defeitos em MT ocorrem na componente de rede aérea e respetivamente 6% na rede subterrânea.

No que respeita a tempos de interrupção os defeitos em rede aérea são cerca de 77% do tipo temporário, correspondendo estes defeitos na componente aérea a cerca de 71.83% do total dos defeitos ocorridos na rede de distribuição. Já no caso de defeitos do tipo permanente na rede aérea são cerca de 23% e correspondem a 22.05% do total dos defeitos; por outro lado estes são divididos ainda de por tipo de defeito, isto é, distinguindo em maioritariamente entre fases e fase-terra, para esta análise foi necessária a classificação do tipo de defeitos serem maioritariamente entre fases ou maioritariamente fase-terra (Anexo C). Sendo que no caso de defeitos que ocorram na rede aérea e que sejam defeitos temporários existe uma probabilidade de estes serem entre fases de cerca de 17%, correspondendo a 12.37% de probabilidade em relação ao total dos defeitos considerados, já no caso de defeitos fase-terra esta probabilidade é de cerca de 83% e 59.46% referente á probabilidade acumulada.

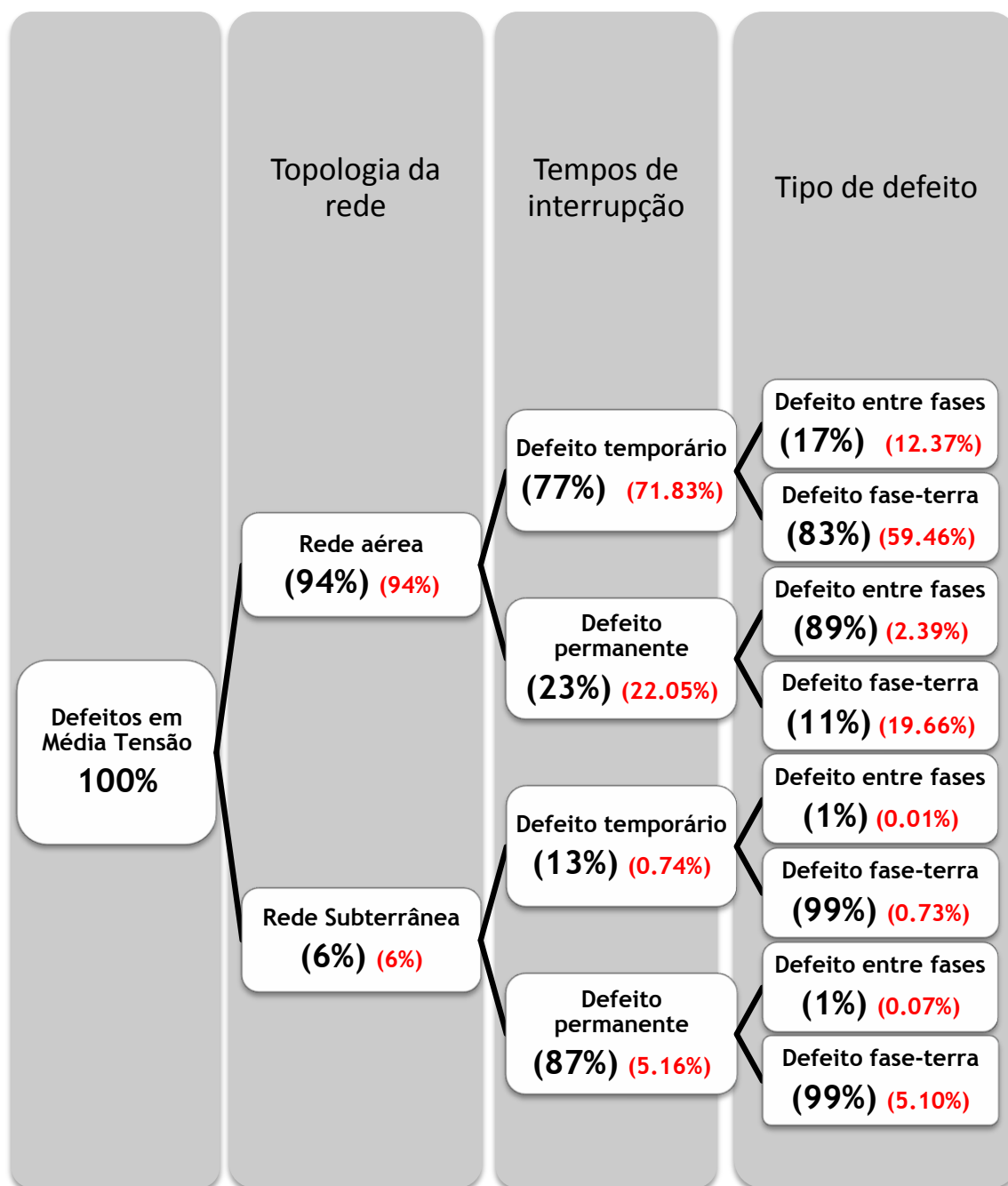


Figura 4.5 - Árvore de probabilidade de tipo de defeitos

Verifica-se que os defeitos mais prováveis de acontecerem em componente aérea são defeitos fase-terra sabendo que são defeitos temporários (cerca de 59.46%), no caso de rede subterrânea a maior probabilidade de ocorrência incide nos defeitos fase-terra sendo estes defeitos permanentes (cerca de 5.34%).

4.5 - Severidade dos defeitos

Neste ponto é analisada a severidade por tipo de incidente, para esta análise foi tida em consideração a ocorrência de defeitos que sejam provocados através de danos em equipamentos na rede de distribuição, sendo apresentadas nas Figura 4.6 e Figura 4.7 as respectivas probabilidades distribuídas por tipo de incidente.

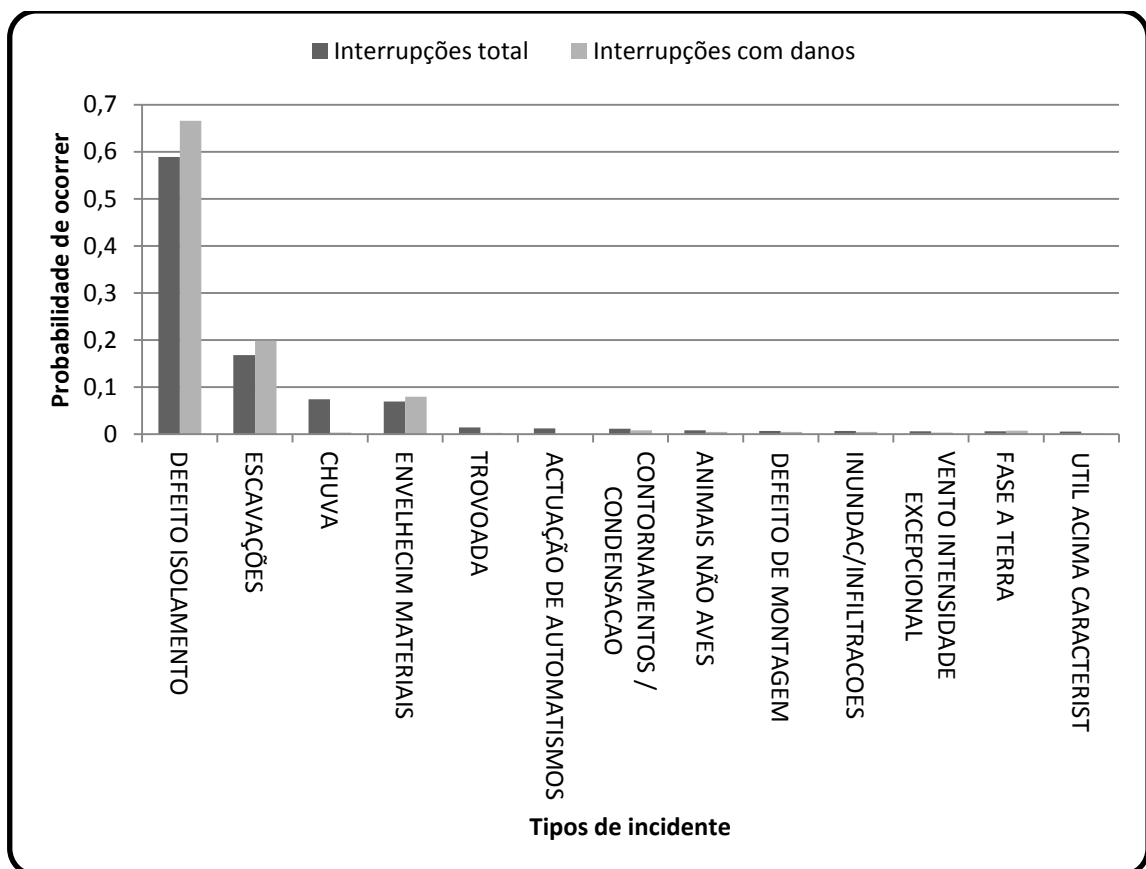


Figura 4.6 - Probabilidade de ocorrer e severidade dos 13 principais incidentes em rede subterrânea.

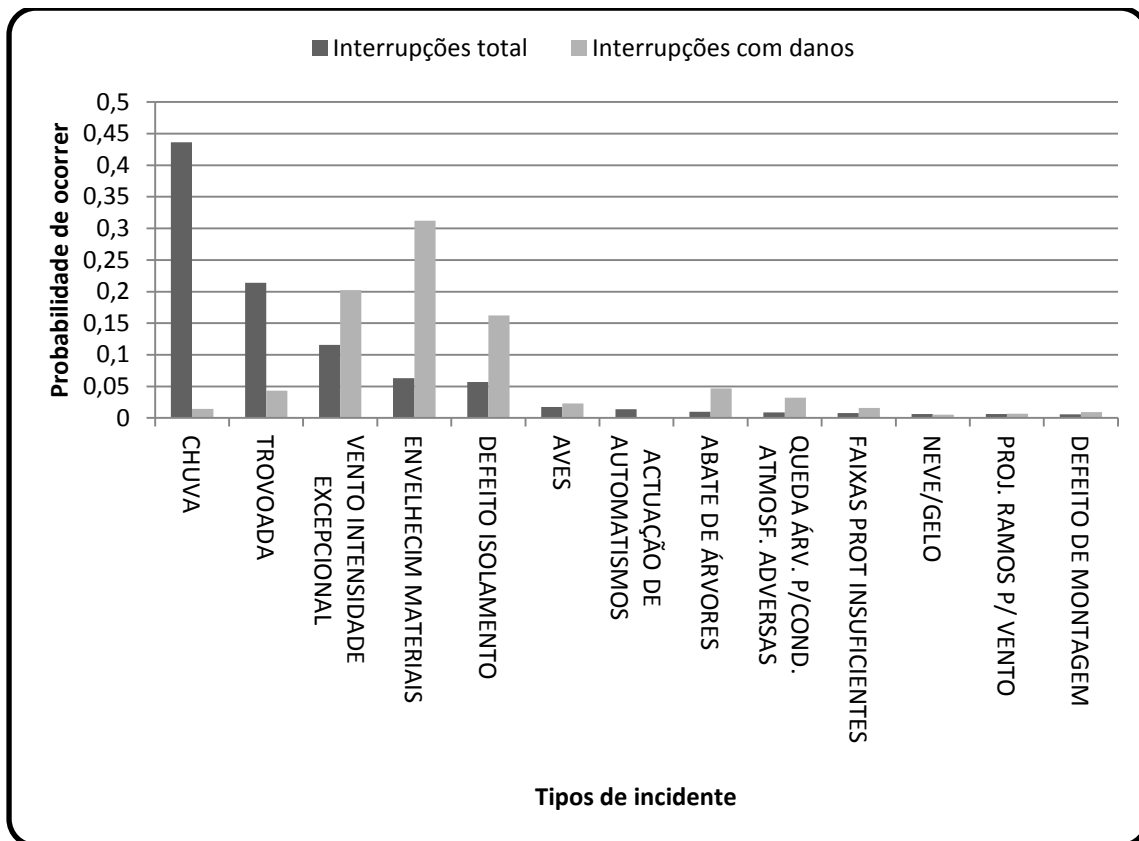


Figura 4.7 - Probabilidade de ocorrer e severidade dos 13 principais incidentes em rede aérea.

Verificamos com esta análise que a componente aérea e componente subterrânea seguem mais uma vez realidades bem distintas no que respeita à severidade dos incidentes ou avarias, verificando-se que incidentes que ocorrem na maioria das vezes como os defeitos de isolamento, escavações e envelhecimento de materiais são também os mais prósperos a uma maior severidade de incidentes, como se verifica com uma grande probabilidade de ocorrer defeitos com danos nestes tipos de incidentes. Já no caso da componente aérea os incidentes com maior probabilidade de ocorrência como chuva, trovoada não são os mais severos sendo um da severidade com a diminuição da probabilidade de ocorrência.

4.6 - Classificação da topologia da rede

As componentes aérea e subterrânea de uma linha mista de distribuição têm comportamentos diferentes relativamente aos parâmetros analisados. Pelo que relativamente aos automatismos de religação automática, na componente aérea será sempre vantajosa a sua implementação, já no caso de subterrânea este facto é contrário. Isto deve-se essencialmente a uma maior probabilidade de ocorrer defeitos fugitivos que serão eliminados com a presença do automatismo na componente aérea, já no caso de rede subterrânea os defeitos que persistem na sua maioria serão defeitos permanentes os quais permanecem mesmo após o fim dos ciclos de religação automática ou religação manual.

Por isso para o caso de linhas mistas de distribuição torna-se vantajoso a ativação do automatismo apenas quando a probabilidade de defeitos fugitivos ou de curta duração é superior á probabilidade de ocorrência de defeitos permanentes como apresentado na Figura 33.

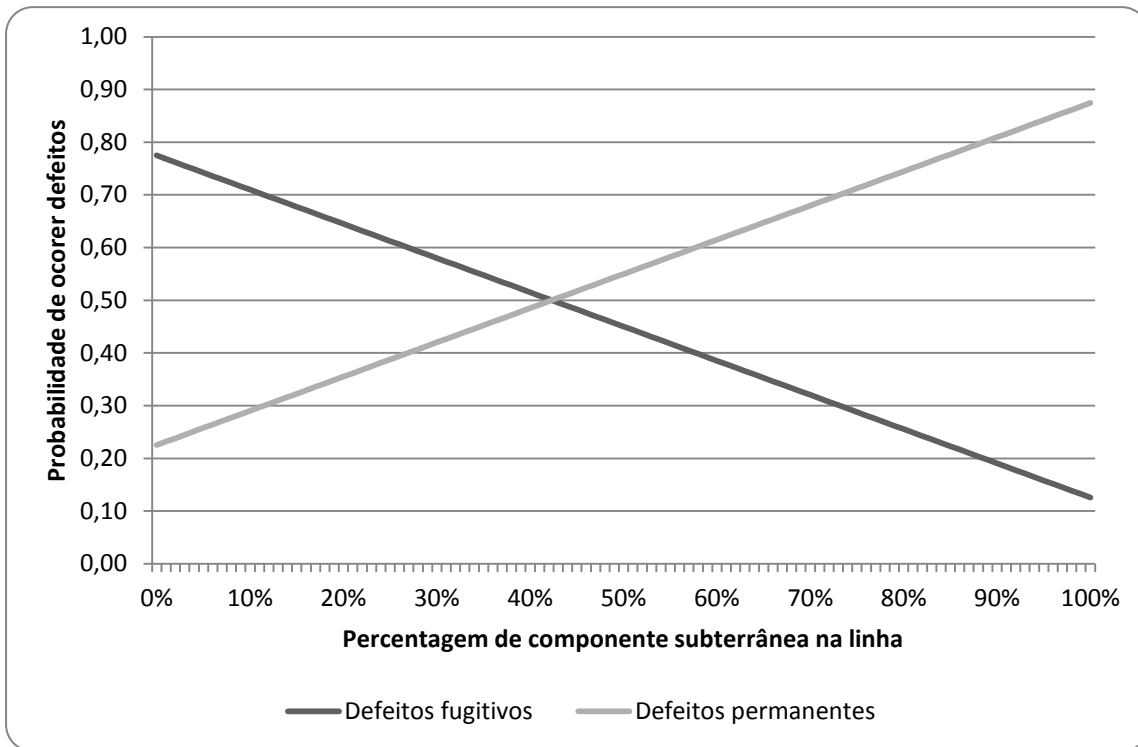


Figura 4.8 - Variação da probabilidade de defeitos fugitivos e permanentes de acordo com a percentagem de componente subterrânea.

Através da Figura 4.8 podemos concluir que a probabilidade de defeitos fugitivos é superior a defeitos permanentes até cerca de 42 % de componente subterrânea (60% de componente aérea) sendo compensatória a utilização de religação automática nestes casos em termos técnicos sendo que para linhas com componente subterrânea superior a 40% os defeitos permanentes assumem uma maioria e assim não sendo tão vantajosa a sua utilização.

4.6.1. Análise por severidade de incidente

Através do ponto 4.5 podemos concluir as diferenças entre a severidade nas duas diferentes componentes, no entanto neste ponto é estudado a probabilidade de ocorrência de defeitos mais e menos severos. Para isso uma nova árvore de probabilidade é apresentada de seguida, dividindo assim os dois tipos de tempos de interrupção em dois tipos de defeito, de defeitos com danos e sem danos. Esta árvore segue o mesmo método da apresentada no

ponto 4.4 relativamente aos fatores de topologia da rede e tempos de interrupção. No entanto é acrescentado um novo fator que divide os defeitos em defeitos que ocorram com danos e defeitos sem danos nos ativos da rede.

Assim no caso de defeitos que ocorram na rede aérea e que sejam defeitos temporários divididos em 0.43% em defeitos com danos e 99.57% dos casos defeitos sem danos, correspondendo a 0.31% e 72.58% à probabilidade acumulada do total de feitos ocorridos na rede para defeitos com danos e defeitos sem danos respetivamente.

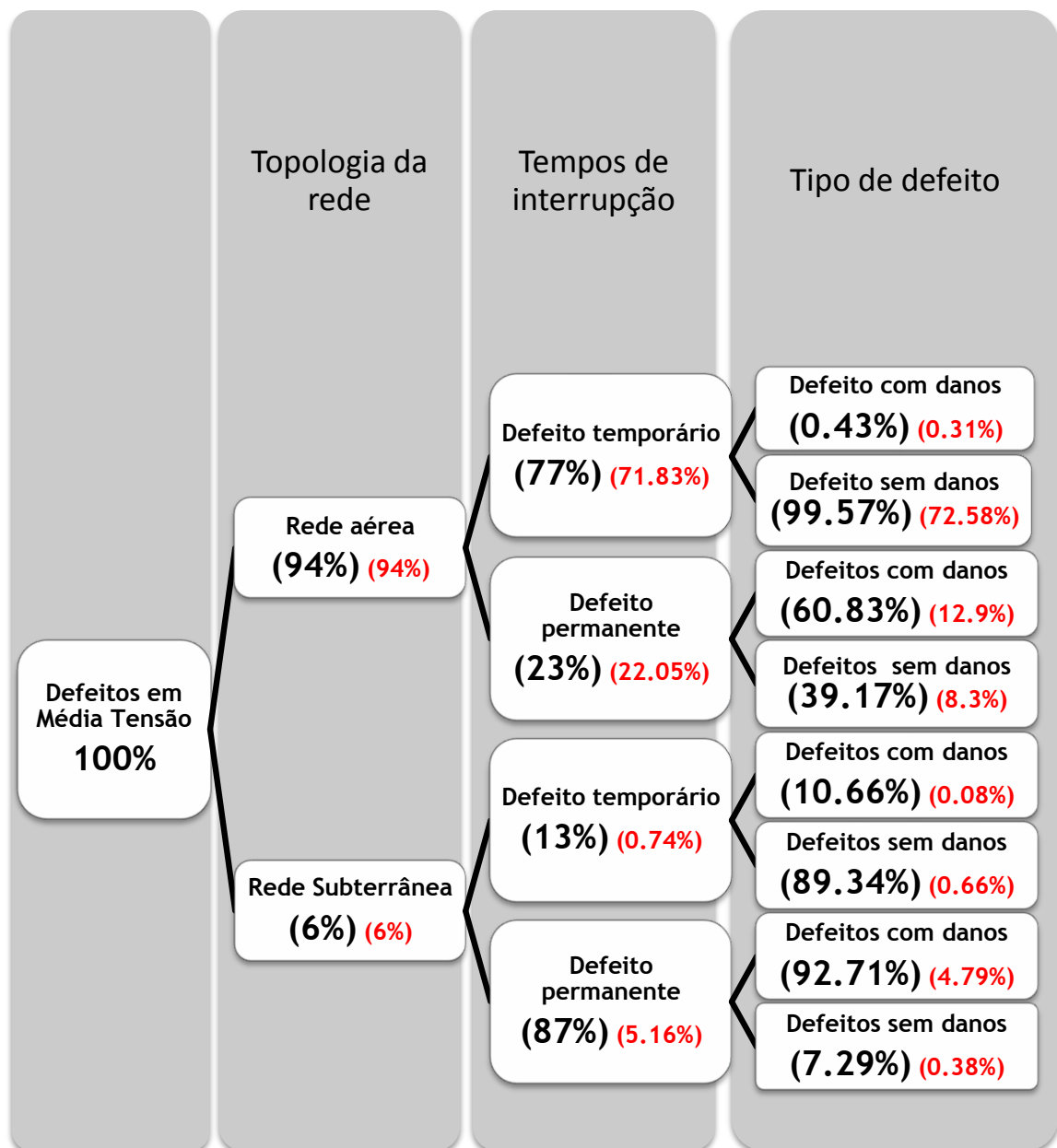


Figura 4.9 - Árvore de probabilidade de severidade de defeito.

Pode-se assim verificar que defeitos com maior severidade (maior probabilidade de ocorrer danos) serão os defeitos permanentes localizados em rede subterrânea, sendo a sua probabilidade de cerca de 5% do total de defeitos; já no caso oposto, os defeitos com menor probabilidade de ocorrer danos serão defeitos temporários e na componente aérea (cerca de 73% do total).

Variando o tipo de linha mista, ou seja, variando a percentagem de componente subterrânea e aérea numa linha mista podemos então chegar à Figura 4.10 em que se apresenta a variação na probabilidade de ocorrerem defeitos fugitivos com e sem danos e defeitos permanentes com e sem danos para todos os tipos de linhas de distribuição mistas, variando desde 0% de componente subterrânea e 100% aérea até ao limite oposto que será de 0% de componente aérea e 100% subterrânea.

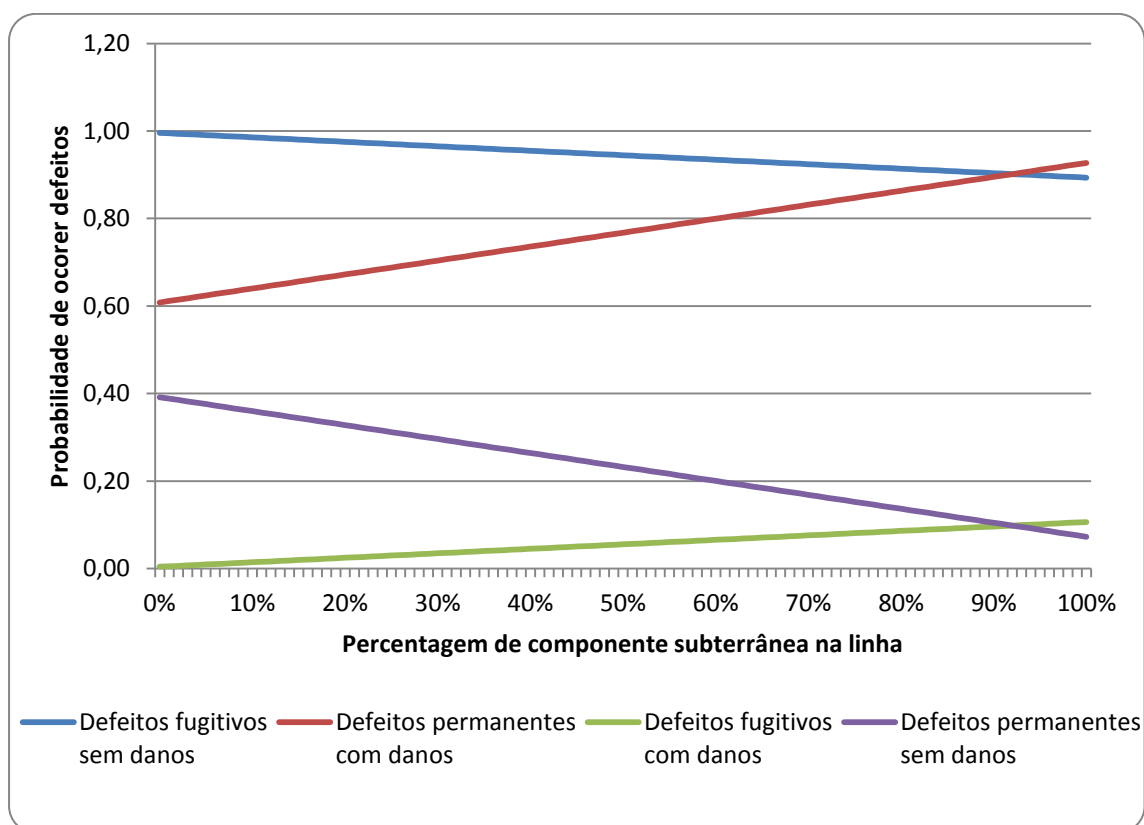


Figura 4.10 - Variação da probabilidade de defeitos fugitivos e permanentes e respetiva severidade de acordo com a percentagem de componente subterrânea.

Pode-se concluir então que a partir de cerca de 90% de componente subterrânea é inconcebível a utilização do automatismo de religação automática, isto deve-se a que a probabilidade de defeitos com danos passa a ser superior aos defeitos sem danos, podendo assim classificar-se como sendo linhas subterrâneas este tipo de linhas.

4.6.2. Proposta de classificação de linhas mistas

Uma possível proposta de classificação de linhas mistas de distribuição é a apresentada de seguida, classificando as linhas em 3 categorias de acordo com o apresentado na Figura 3.20:

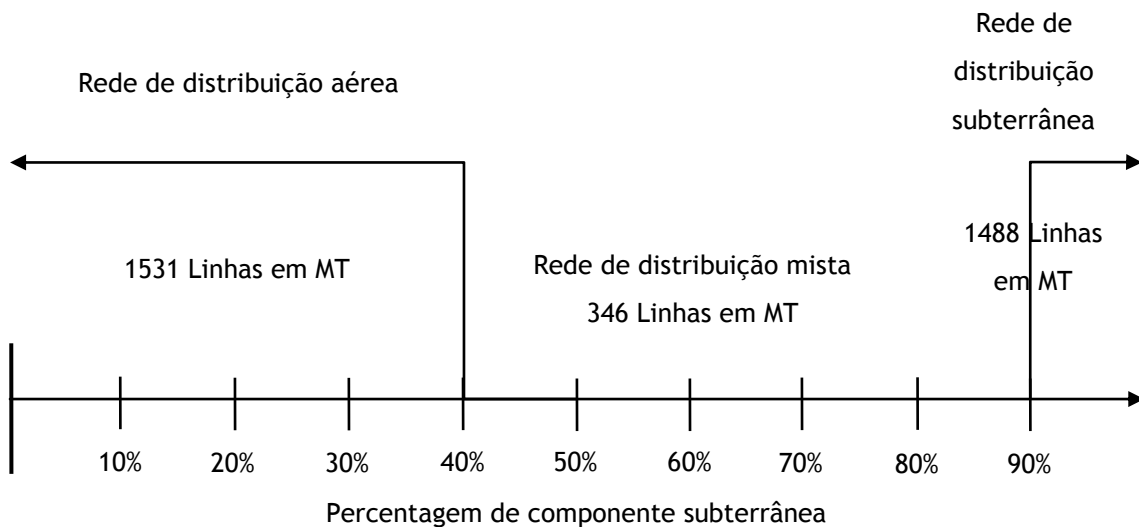


Figura 4.11 - Classificação de linhas mistas de distribuição de acordo com a componente subterrânea e aérea

Em que cada componente tem as seguintes características:

- Rede de distribuição aérea: são todas em linhas de distribuição com componente subterrânea inferior a 40% do comprimento total da linha, têm características muito próximas da rede aérea analisadas ao longo deste estudo, podendo assim os automatismos de religação automática e respetivos automatismos V-T associados estarem ativos, tirando os

benefícios da sua utilização a nível de qualidade de serviço e de energia não fornecida;

- Rede de distribuição mista: são linhas de distribuição nas quais a componente subterrânea da linha esteja compreendida entre 40 e 90% do comprimento da linha sendo nestes casos não aconselhável a utilização de automatismo de religação automática e automatismos V-T devido á probabilidade de defeitos permanentes ser superior á probabilidade de ocorrer defeitos fugitivos;
- Rede de distribuição subterrânea: são linhas de distribuição cuja componente subterrânea é superior a 90% do comprimento total da linha de distribuição, nestes casos a severidade dos defeitos não permite a ativação dos automatismos de religação automática, nem de automatismo V-T, os sistemas de proteção associados a este tipo de linhas atuam sempre através de disparo definitivo de acordo com o respetivo escalão, quer para defeitos entre fases como fase-terra, estando os equipamentos de telecomando na rede de distribuição normalmente providos de indicadores de passagem de defeito permitindo assim uma rápida reconfiguração da rede.

4.7 - Conclusões

Neste capítulo foi analisado o comportamento das duas componentes de linhas mistas, tendo por base um histórico de ocorrências na rede de distribuição ao longo de dois anos (2009 e 2010), considerando-se apenas os tipos de defeitos classificados de acordo com a designação interna á empresa, destacando-se os de origem atmosférica, manutenção, naturais ou ambientais, terceiros, técnicas, entre outros.

O comportamento de rede subterrânea e aérea foi analisado com base em probabilidades e verificou-se os diferentes comportamentos para os diferentes parâmetros analisados, sendo estes os tipos de interrupção, tempos de avarias e de interrupção, defeitos entre fases e entre a fase e a terra e ainda a severidade dos defeitos.

Concluindo assim o capítulo com uma proposta de classificação de topologia da rede com base na percentagem de componente subterrânea de cada linha de distribuição mista.

Capítulo 5

Desempenho económico das linhas de distribuição mistas

Os automatismos de religação automática associados aos sistemas de proteção, em linhas de média tensão são implementados com o intuito de beneficiar economicamente, através da eliminação de defeitos fugitivos na rede de distribuição, sendo evitada a operação do operador da rede. Por isso a implementação destes, pode ser vista, para além de um aspeto técnico e probabilístico como já apresentados anteriormente, segundo um aspeto económico.

Analisa-se assim, ao longo deste capítulo, o benefício que se irá tirar com a implementação deste tipo de automatismo em linhas mistas de distribuição, para isso são necessários alguns critérios para a obtenção desse valor, que serão os apresentados neste capítulo.

5.1 - Custo médio estimado de energia não distribuída

As interrupções no fornecimento de energia elétrica têm diversos impactos tanto a nível de qualidade de serviço, danos nos equipamentos, como também no custo da energia que seria fornecida aos clientes e que devido à interrupção não será fornecida, provocando assim um elevado custo para os

distribuidores de energia elétrica. Os automatismos de religação automática podem assim obter um grande benefício económico ao reduzir significativamente a energia não distribuída nas linhas mistas de distribuição.

5.1.1. Considerando a religação automática e manual desativas

O custo de energia não distribuída para o caso da não existência de automatismos de religação automática pode ser visto de acordo com a Eq. (5.1):

$$C_{END} = [(\lambda_{sub} \times l_{sub} \times t_{sub}) + (\lambda_{aer} \times l_{aer} \times t_{aer})] \times L \times e \times \cos\alpha \quad \text{Eq. (5.1)} \\ \times S_{inst} \times F_{carga}$$

em que λ_{sub} corresponde á taxa anual de interrupções por km de componente subterrânea da linha de distribuição, l_{sub} à percentagem do comprimento total da componente subterrânea da linha, t_{sub} ao tempo médio de interrupção no fornecimento de energia elétrica da componente subterrânea, λ_{aer} à taxa anual de interrupções por km de componente aérea da linha de distribuição, l_{aer} à percentagem do comprimento total da componente aérea da linha, t_{aer} ao tempo médio de interrupção no fornecimento de energia elétrica da componente aérea, L ao comprimento total da linha de distribuição, e ao custo média estimado de energia paga pelos clientes, $\cos\alpha \times S_{inst}$ à potência ativa correspondente da potência total instalada ao longo de toda a linha e F_{carga} corresponde a uma estimativa de fator de carga utilizada da potência instalada total.

Verifica-se assim que as três características mais relevantes neste custo serão a potência total instalada ao longo da linha, comprimento total da linha e percentagem de componente subterrânea. No caso de uma linha completamente aérea este custo de distribuição varia de acordo com a potência instalada e comprimento total da linha como represado na Figura 5.1 e linha completamente subterrânea apresentado na Figura 5.2, que ilustram

os custos em múltiplos de mil euros anuais que uma linha poderá ter de acordo com estes dois parâmetros.

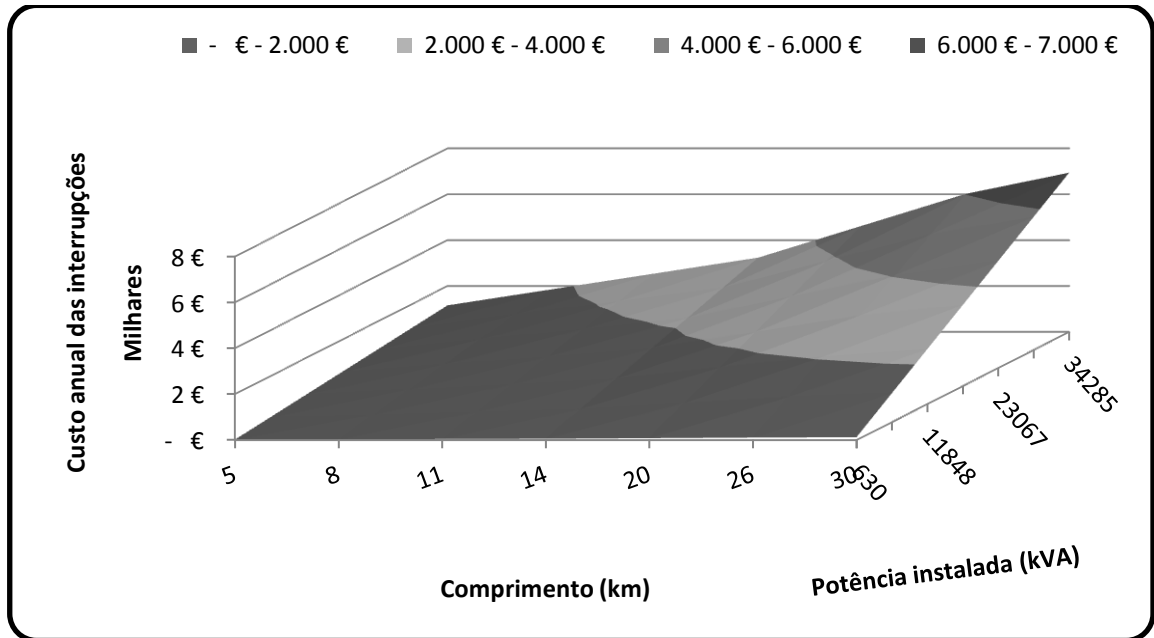


Figura 5.1 - Variação do custo anual de energia não distribuída pela potência instalada e comprimento total da linha de distribuição em uma linha de distribuição totalmente aérea.

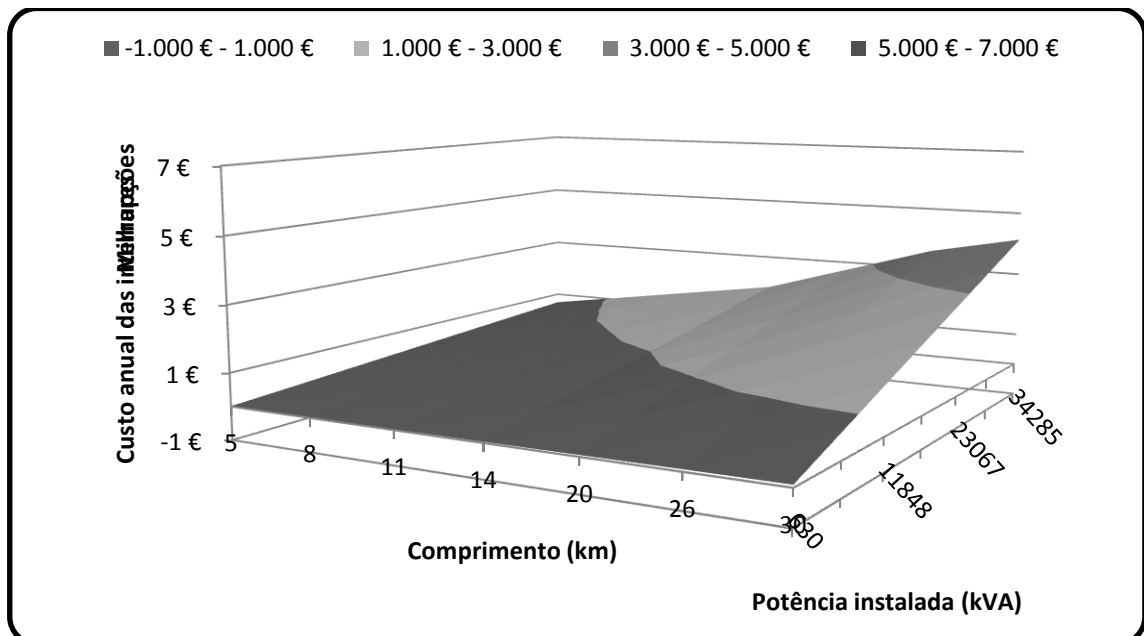


Figura 5.2 - Variação do custo anual de energia não distribuída pela potência instalada e comprimento total da linha de distribuição em uma linha de distribuição totalmente subterrânea.

Verifica-se assim que um aumento de comprimento e de potência acarrete consigo um aumento no custo associado às interrupções, que será bem mais elevado no caso de linhas de distribuição com maior componente aérea do que no caso de componente subterrânea, verificando-se que na componente aérea os automatismos de religação e automatismos V-T irão proporcionar um maior benefício. Como apresentado no ponto 4.4 cerca de 77% das interrupções na componente aérea de uma linha de distribuição são do tipo temporárias e assim eliminadas através dos automatismos de religação automática e manual. Caso de estudo que será apresentado no ponto seguinte.

5.1.2. Considerando a religação automática e manual ativas

A religação automática associada aos sistemas de proteção apenas permitem o tempo de interrupção dos defeitos fugitivos e semipermanentes pelo que o custo das interrupções no caso de estes automatismos estarem ativos irá ser bastante inferior e irá depender da taxa de interrupção do tipo permanente que ocorram nas linhas, reduzindo cerca de 77% do custo para linhas de distribuição totalmente aéreas e entre 23 e 30% no caso de linhas de distribuição completamente subterrâneas, dando origem então a ganhos pela implementação destes automatismos nas linhas de distribuição mistas que serão abordados de seguida.

5.1.3. Ganho com a implementação da religação automática

O ganho económico com a implementação da religação automática e manual pode ser calculado através da Equação 5.1, substituindo apenas as taxas de interrupções de componente aérea e subterrânea por taxas de interrupções tendo em conta apenas os defeitos fugitivos, respetivamente de componente aérea e subterrânea, sendo estes os tipos de defeitos que irão

ser eliminados pela religação e assim tirar o benefício dos automatismos de religação.

5.2 - Conclusões

As linhas mistas de distribuição têm assim benefícios económicos que podem ser tidos em conta, nomeadamente com a implementação dos automatismos de religação automática, no entanto os ganhos que proporcionam são bastante diferentes de acordo com a percentagem de componente subterrânea ao longo da linha.

Para casos em que esta componente seja bastante significativa face à componente aérea pode não ser desejável a implementação destes automatismos visto que o custo de END com a religação automática seja superior ao ganho obtido com a implementação desta.

Na Figura 5.3 são apresentadas as variações em custos anuais de END por quilómetro sem religação automática, custos anuais de END por quilómetro com a religação automática ativa e ganhos por quilómetro com a implementação da religação automática para diferentes tipos de linhas mistas de distribuição variando a percentagem de componente subterrânea desde 0% (completamente aérea) até 100% (completamente subterrânea), para o caso de uma potência instalada ao longo da linha de 17458 kVA (valor média de potência instalada em linhas de distribuição) esta análise tem por base a Equação 5.1 e o ponto 5.1.1 e seguintes.

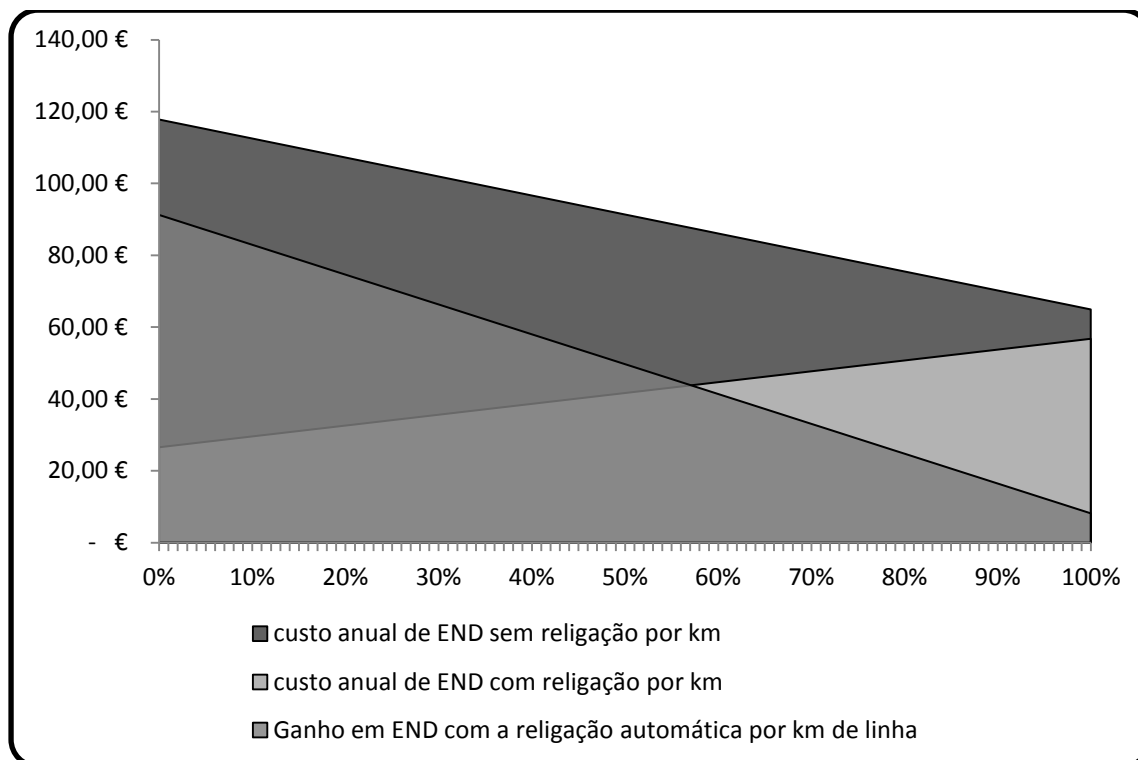


Figura 5.3 - Variação dos custos anuais e ganhos anuais estimados de END por quilómetro para diferentes percentagens de componente subterrânea ao longo de uma linha mista de distribuição.

Verifica-se assim que o custo por km de uma linha com maior componente subterrânea contém menores custos anuais de END quando sem religação ativa sendo de cerca de 118€ para o caso de linhas completamente aéreas e cerca de 65€ para casos de linhas completamente subterrâneas (diferença de cerca de 45%). Este comportamento reflete o maior número de interrupções em redes aéreas devido essencialmente a chuva e trovoadas; já no caso de custos anuais de END com a religação ativa serão menores para o caso de linhas com maior componente aérea aumentando com o aumento da componente subterrânea nas linhas, sendo de cerca de 27€ no caso de linhas aéreas e casos de linhas subterrâneas pode chegar aos 57€ (diferença de cerca de 53%).

Proporcionalmente o ganho obtido devido à diferença entre os custos anuais por km de END irá sofrer um decréscimo ao quando se analisa linhas com maior percentagem de rede subterrânea, indicando assim que linhas mistas de distribuição com percentagem de rede subterrânea superior a 60%

do comprimento total não é compensatória a utilização do automatismo de religação, isto porque os ganhos não irão ser superados pelos custos de END pelo que não é vantajosa a utilização dos automatismos, culminando assim em uma divisão da classificação da topologia da rede, sendo que a rede de distribuição mista pode assim ser dividida em duas categorias:

- Rede de distribuição mista tipo A: são linhas de distribuição cuja percentagem de componente subterrânea se encontre entre 40 e 60% do comprimento total da linha, nas quais os automatismos podem estar ativados retirando um ganho superior ao custo;
 - Rede de distribuição mista tipo B: são linhas de distribuição cuja percentagem de componente subterrânea se encontre entre 60% e 90% do comprimento total, em que os custos de END são superiores aos ganhos e a ativação dos automatismos não é aconselhável.
-

Capítulo 6

Conclusão

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões gerais da análise do desempenho técnico e económico de linhas mistas de distribuição, as diversas dificuldades na realização do estudo e soluções propostas para a integração do automatismo de religação automática em redes de distribuição mista. Finalizando com a apresentação de possíveis propostas de trabalhos para futuros estudos a realizar acerca deste assunto.

O aumento dos consumos de energia eléctrica é um facto que tem vindo a acontecer nos últimos anos, assistindo-se a uma cada vez maior dependência da energia eléctrica tanto do sector social como sector empresarial e transportes [34], esta tendência irá cada vez mais se acentuar no futuro essencialmente devido á implementação de veículos eléctricos e suas necessidades de carga, no entanto este aumento de consumos de energia eléctrica trás consigo uma maior limitação dos parâmetros de qualidade de serviço, possibilitando assim a utilização de equipamentos mais sensíveis a flutuações dos parâmetros da energia eléctrica (tensão, frequência, entre outros).

Para esta evolução na rede de distribuição é necessária a adequação dos sistemas de protecção e automatismos a estes associados, nomeadamente os automatismos de religação automática, visto que o comportamento técnico

de linhas de distribuição mistas ser bastante diferente no que respeita a componente aérea e componente subterrânea.

O comportamento é comprovado com uma atenuação elevada das correntes de defeito no caso da existência de componente aérea e uma bastante menor no caso de componente subterrânea como se verifica no ponto 3.1 no que respeita a defeitos trifásicos e no ponto 3.2 respeitante a defeitos entre fase e terra, o que terá impactos diretos na atuação dos escalões de proteção, podendo em alguns casos provocar uma atenuação de cerca de 95% da corrente de defeito desde o barramento até ao ponto eletricamente mais distante, tanto para casos de linhas totalmente subterrâneas ou totalmente aéreas.

A atenuação ao longo de linhas em que existe grande componente aérea, sofrem uma grande variação no início e quando toma valores na ordem dos 7 ou 8 kA passa a sofrer variações muito baixas. Já no caso de linhas em que a componente subterrânea é significativa, a corrente ao longo da linha sofre uma redução que se aproxima de uma variação linear, sofrendo no entanto uma variação entre o barramento e o ponto eletricamente mais distante uma variação muito próxima de linhas totalmente aéreas (cerca de 93%).

No entanto os parâmetros que têm uma maior influência nas correntes de defeitos nos defeitos entre fases e atuação dos patamares de proteção são o comprimento da linha com variações na ordem dos 83% no caso de potência de curto-circuito de 300 MVA e 5km de comprimento total, chegando a variações de 95% no caso de comprimentos de 26 km. Um segundo parâmetro ainda mais relevante é o caso da potência de curto-circuito no barramento de média tensão da subestação criando variações de cerca de 77% no caso de potências próximas de 100 MVA e cerca de 93% no caso de potências próximas de 500 MVA para linhas de comprimento de 14 km, tendo assim impacto direto na atuação dos automatismos de religação automática.

Estes impactos têm uma maior importância quando em casos de potências de curto-circuito baixas (na ordem dos 100MVA, dependendo do nível de tensão) a religação automática é atuada em curto-circuitos trifásicos ao longo

de toda a linha, sendo aconselhável a desativação destes automatismo para estes casos, isto porque os defeitos trifásicos são de acordo com o ponto 3.3.4 e 3.3.6.1 são os defeitos menos prováveis de acontecer, mas ao mesmo tempo os que causadores de maiores danos nos equipamentos e reduzindo assim o período de vida útil dos mesmos. Já no caso de disparo definitivo ao longo de toda a linha devido a atuação do escalão máximo de proteção, os automatismos de religação automática nunca são atuados para defeitos entre fases podendo assim estarem ativados para casos de defeitos entre fase e terra, como se demonstra na matriz do ponto 3.1.4, verificando-se o aumento da probabilidade de atuação da religação com o aumento do comprimento e diminuição da potência de curto-circuito.

Relativamente aos defeitos fase terra, o desempenho técnico das linhas de distribuição mista e respetivos sistemas de proteção associados estão muito dependentes do regime de neutro implementado na rede, isto porque é o parâmetro com maior limitação ao nível de correntes de defeito fase-terra, sendo que os dois tipos de regime de neutro que são implementados em subestações de distribuição em Portugal são de limitação a 300 A e a 1000 A para casos de rede aérea e subterrânea respetivamente como abordado no ponto 3.2, mantendo as correntes de defeito muito próximas dos limites máximos para cada tipo de regime, sendo que na maioria dos defeitos francos á terra são eliminados através do escalão de proteção MIH, sendo ativado o automatismo de religação automática para todos os defeitos.

As linhas das redes de distribuição em média tensão (as mais sujeitas a defeitos) têm sofrido alterações a nível dos sistemas de proteção, começando inicialmente com um escalão de proteção (subestações de topologia C), até que atualmente, as mais recentes, já têm normalmente três tipos de escalões de proteção. Naturalmente em paralelo com esta evolução foram surgindo os automatismos de religação automática, indicados apenas para linhas totalmente aéreas, por estarem mais sujeitas a defeitos de curta duração, sendo estes com duração inferior a 3 minutos (cerca de 73% do total dos defeitos ocorridos em linhas de distribuição), já no caso de linhas com elevada componente subterrânea estes automatismos são desativados devido

a cerca de 87% dos defeitos em linhas subterrâneas serem defeitos de longa duração, no entanto em linhas de distribuição mistas existe a componente aérea e subterrânea pelo que se torna difícil a decisão entre ativado ou desativado o automatismo, para isso foi criada a classificação apresentada na Figura 5.1 que permite dividir de acordo com a percentagem de componente subterrânea os diversos tipos de linhas de distribuição mistas em quatro tipos que são eles:

- Rede de distribuição aérea;
- Rede de distribuição mista do tipo A;
- Rede de distribuição mista do tipo B;
- Rede de distribuição subterrânea.

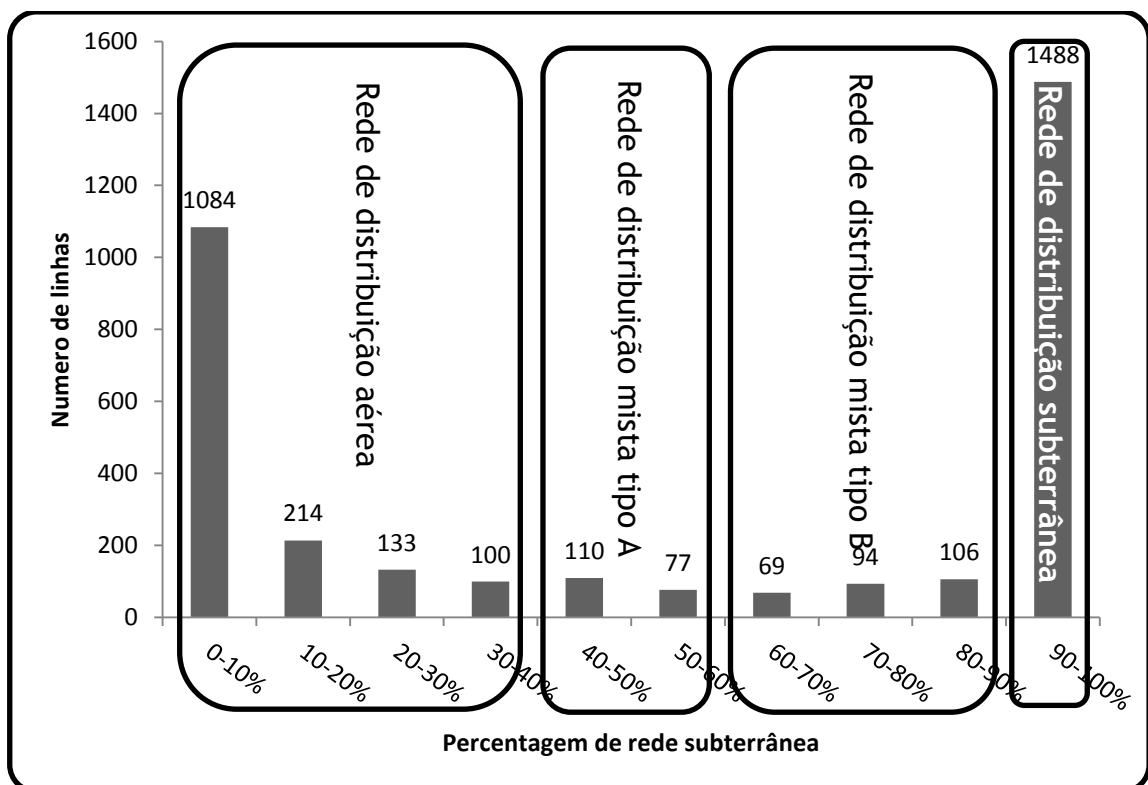


Figura 6.1 - Proposta de classificação de topologia de rede

Esta classificação permite verificar assim a opção de religação ativa ou desativa em linhas de distribuição mistas, de acordo com o seu comportamento técnico devido aos tipos de avarias na rede e ainda através

de uma componente económica que tem por base os automatismos de religação automática no painel de subestação, no que respeita a defeitos fase-terra que são o tipo de defeitos mais abundantes nas linhas de distribuição em média tensão em Portugal (cerca de 89% no total).

• Trabalhos futuros

Este trabalho iniciou uma análise técnica e económica acerca de linhas de distribuição mistas e do seu comportamento a diversos cenários possíveis de acontecer na RND. No entanto diversas outras análises poderão ser executadas como trabalhos futuros neste ambiente, nos pontos que se seguem é feita uma apresentação de possíveis análises que poderão ser feitas e contribuir de forma importante para a análise do comportamento deste tipo de linhas na rede de distribuição.

- Análise probabilística de ocorrência de cavas de tensão, de tremulação e flickers em redes mistas

Tremulação, flickers e cavas de tensão são fenómenos que ocorrem diversas vezes nas linhas de distribuição, os quais são alvo de controlo através do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) que regula a qualidade de serviço do sistema elétrico nacional. Estes fenómenos são originados principalmente por defeitos existentes na rede, pelo que a sua probabilidade aumenta com o aumento de componente aérea nas linhas mistas, podendo assim esta análise ser feita tendo por base critérios já estudados, como é o exemplo das probabilidades de defeitos e comprovando com simulações através de um software ou através de uma modelização matemática do problema, verificando se existe um aumento deste fenómenos com a implementação dos automatismos de religação automática e se se encontram em limites que permitam o cumprimento com o regulamento RQS.

- Análise de integração de produção distribuída e comportamento face aos diferentes tipos de defeitos nas redes de distribuição mistas

A produção distribuída tem sido cada vez mais alvo de um grande estudo não só devido aos diferentes tipos de geração e respetivas rentabilidades técnicas e económicas mas também a sua implicação face aos sistemas de proteção e automatismos de religação automática a estes associados, no entanto neste tipo de estudos não fazem uma análise incorporando diferentes componentes de rede de distribuição mista. Um posicionamento de produção distribuída de acordo com os sistemas de proteção e automatismos de religação automática e respetivas perdas de sensibilidade das proteções e problemas de religação fora de sincronismos associados poderá fazer parte de um futuro trabalho.

- Implicações na qualidade de serviço dos automatismos de religação automática em redes de distribuição mistas

A qualidade de serviço em redes elétricas é um fator cada vez mais importante em redes de energia elétrica e que nos indica o comportamento da rede e o cumprimento com o fornecimento de energia elétrica em níveis de qualidade mínimos aos diversos clientes, é assim contabilizado através de diversos fatores que são eles:

- Energia não Fornecida (ENF)
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI)
- Frequência média das interrupções do sistema (SAIFI)
- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI)
- Tempo de interrupção equivalente (TIE)

Com a implementação de automatismo ao longo da rede de distribuição estes índices irão sofrer variações, podendo com a desativação dos automatismos de religação automática nos painéis das subestações contribuir para um decréscimo na qualidade de serviço, no então irá existir uma menor probabilidade de danos na rede. Estes valores podem ser analisados de forma a permitir verificar uma outra tomada de decisão no caso da classificação de rede de distribuição mista.

- Implicações na localização de falhas das linhas de distribuição mistas

A localização de um defeito em redes subterrâneas é um dos grandes desafios que se levantam para o futuro, pela sua dificuldade devido aos componentes serem enterrados e dificultarem grandemente a visualização de equipas técnicas e conseqüentemente o tempo de reparação é maior que no caso de redes aéreas, no entanto tem vindo a ser melhorado este tipo de problemas. No caso de linhas mistas de distribuição este problema sofre um grande agravamento, isto deve-se essencialmente á primeira localização ser feita através do cálculo de impedância das linhas, o que no caso de rede subterrânea e rede aérea é bastante diferente nestes dois casos, podendo assim surgir novas soluções para este problema através do estudo do cálculo da impedância das linhas e sua localização, se em componente aérea ou subterrânea.

Anexos

Anexo A

Caracterização e modelização da linha de distribuição fictícia

A.1 Características dos componentes da linha mista de distribuição

A linha de distribuição fictícia utilizada para simulação é constituída por 10 nós com 10 PTs em cada nó equidistante entre si, ligada ao barramento de MT.

Na Tabela A.1 são apresentadas as características de cada tipo de linha ou cabo utilizado na simulação utilizados na modelização das linhas no programa Dplan; nos quais 4 tipos correspondem a componente aérea e as restantes a componente subterrânea.

Tabela A.1 - Características das linhas aéreas e cabos subterrâneos de distribuição

Designação	AA 160	AA 90	AA 50	CU 16	LXHIOV 240	LXHIOV 120	LXHIOV 70	LXHIOV 50
Topologia da rede	Rede aérea	Rede aérea	Rede aérea	Rede aérea	Rede subterrânea	Rede subterrânea	Rede subterrânea	Rede subterrânea
Secção (mm ²)	160	90	50	16	240	120	70	50
$I_{cc\ max}$ (kA)	16,07	8,92	5,017	3,018	32,226	15,919	9,085	6,427
R (Ω /km)	0,229	0,411	0,731	1,219	0,16	0,324	0,568	0,822
X (Ω /km)	0,357	0,376	0,394	0,42	0,092	0,101	0,11	0,118
Corrente Nominal (A)	360	255	240	120	420	285	210	170

Nas Tabela A.2 e Tabela A.3 são apresentadas 20 linhas mistas de distribuição utilizadas nas simulações de desempenho técnico para diferentes percentagens de componente de rede subterrânea. Na tabela 6 são apresentadas 10 das linhas e respetivas secções ao longo de 10 troços equidistantes entre eles ao longo de uma linha fictícia, em que variam desde os 10% até aos 100% de componente subterrânea (correspondendo a cada linha da tabela a um tipo de linha de distribuição mista distinto), com a utilização de componente aérea no traçado inicial á saída do barramento em MT e no traçado final com componente subterrânea, já na Tabela A.3 são apresentadas as secções presentes nas restantes 10 linhas sendo estas constituídas por componente subterrânea no traçado inicial e no final da linha com componente aérea, variando desde os 10% de componente aérea até aos 100%.

Tabela A.2 - Secções dos troços de linha mista (em mm²) utilizados na linha fictícia, com componente aérea no traçado inicial

Componente subterrânea	Nó									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10%	160	160	160	90	90	90	50	50	50	50
20%	160	160	160	90	90	90	50	50	50	50
30%	160	160	160	90	90	90	50	50	50	50
40%	160	160	160	90	90	90	50	50	50	50
50%	160	160	160	90	90	70	70	50	50	50
60%	160	160	160	90	120	70	70	50	50	50
70%	160	160	160	120	120	70	70	50	50	50
80%	160	160	120	120	120	70	70	50	50	50
90%	160	120	120	120	120	70	70	50	50	50
100%	240	240	120	120	120	70	70	50	50	50

Tabela A.3 - Secções dos troços de linha mista (em mm²) utilizados na linha fictícia, com componente subterrânea no traçado inicial

Componente aérea	Nó									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10%	240	240	120	120	120	70	70	50	50	16
20%	240	240	120	120	120	70	50	50	50	16
30%	240	240	120	120	120	70	50	50	50	16
40%	240	240	120	120	120	70	50	50	50	16
50%	240	240	120	120	120	90	50	50	50	16
60%	240	240	120	120	90	90	50	50	50	16
70%	240	240	120	90	90	90	50	50	50	16
80%	240	240	160	90	90	90	50	50	50	16
90%	240	160	160	90	90	90	50	50	50	16
100%	160	160	160	90	90	90	50	50	50	16

A.2 Modelização do equivalente da rede a montante através de gerador equivalente

De forma a simular diversos curto-circuitos numa linha mista de distribuição é necessário um esquema equivalente de toda a rede elétrica a montante para isso foi necessária a utilização de um gerador equivalente que em Dplan pode-se representar a rede a montante, para isso foi ligado um gerador equivalente diretamente ao barramento em MT na subestação, necessitando assim do valor de potência de curto-circuito e do quociente entre reactância e resistência transversal (X''/R'')[35].

Assim pode-se escrever que:

$$S_{cc} = \frac{U^2}{|Z_{rede}|} \quad \text{Eq. (A.1)}$$

Em que S_{cc} representa a potência de curto-circuito, U o nível de tensão em MT e Z_{rede} a impedância equivalente da rede a montante que pode ser também definida como sendo $Z_{rede} = \sqrt{R''^2 + X''^2} = R'' \times \sqrt{1 + (X''/R'')^2}$, o que substituindo na equação A.1 obtém-se a seguinte expressão:

$$S_{cc} = \frac{U^2}{R'' \times \sqrt{1 + (X''/R'')^2}} \Leftrightarrow R'' = \frac{U^2}{S_{cc} \times \sqrt{1 + (X''/R'')^2}} \quad \text{Eq. (A.2)}$$

Considerando assim um exemplo em que a potência de curto-circuito seja de 300 MVA, nível de tensão 15kV e quociente entre reactância e resistência transversal $X''/R''=2.5$ temos que:

$$R'' = 0.2785 \Omega \quad \text{Eq. (A.3)}$$

Substituindo de seguida na equação do quociente ente reactância e resistência transversal teremos a seguinte equação:

$$X'' = 0.6963 \Omega \quad \text{Eq. (A.4)}$$

Sendo que a impedância equivalente da rede a montante, para este exemplo é:

$$Z'' = 0.2785 + j0.6963 \Omega$$

Anexo B

Matriz de atuação da religação automática

A matriz de ativação de religação automática é uma matriz em que é apresentada a percentagem de rede na qual a religação automática é ativada devido à atuação do escalão de proteção I>, no caso de defeitos trifásicos sem resistência de defeito, sendo os pontos a 100% e vermelho onde a religação é ativada na totalidade da linha e a azul e 0% onde a ocorrência de religação não ocorre devido á atuação do escalão máximo de MIF, havendo assim disparo definitivo. Devido aos diferentes patamares de disparo definitivo de acordo com o nível de tensão, cada matriz é definida para um nível de tensão, sendo apresentadas nas Tabela B.1, Tabela B.2 e Tabela B.3 três diferentes matizes para os níveis de tensão de 10, 15 e 30kV. Para a realização deste estudo de defeitos trifásicos foram realizados 1310 simulações para os 20 diferentes tipos de linhas fictícios presentes neste estudo, e comprovados através de 60 simulações em 30 linhas reais diferentes disponibilizadas pela EDP Distribuição

Esta matriz encontra-se dividida em diferentes comprimentos que variam entre os 5 km de comprimento total do troço principal de linha até 30 km, limite máximo que quase nunca é alcançado nas linhas de distribuição em MT; por outro lado são apresentados vários escalões de potências de curto-circuito que variam desde o 100 MVA até ao limite de 500 MVA e ainda para

diferentes percentagens de componente subterrânea por linha desde os 10% até 100%.

Tabela B.1 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 10 kV.

Potência de CC (MVA)	Icc no barramento (kA)	Comprimento (km)											
		5	8	11	14	26	30						
100	5,77	10%	70%	10%	80%	10%	90%	10%	90%	10%	100%	10%	100%
		20%	70%	20%	80%	20%	90%	20%	90%	20%	100%	20%	100%
		30%	70%	30%	80%	30%	90%	30%	90%	30%	100%	30%	100%
		40%	70%	40%	80%	40%	90%	40%	90%	40%	100%	40%	100%
		50%	70%	50%	80%	50%	90%	50%	90%	50%	100%	50%	100%
		60%	70%	60%	80%	60%	90%	60%	90%	60%	100%	60%	100%
		70%	60%	70%	80%	70%	90%	70%	90%	70%	100%	70%	100%
		80%	50%	80%	80%	80%	90%	80%	90%	80%	100%	80%	100%
		90%	50%	90%	70%	90%	80%	90%	90%	90%	100%	90%	100%
		100%	40%	100%	50%	100%	70%	100%	70%	100%	90%	100%	90%
200	11,55	10%	60%	10%	60%	10%	80%	10%	80%	10%	90%	10%	90%
		20%	60%	20%	60%	20%	80%	20%	80%	20%	90%	20%	90%
		30%	60%	30%	60%	30%	80%	30%	80%	30%	90%	30%	90%
		40%	60%	40%	60%	40%	80%	40%	80%	40%	90%	40%	90%
		50%	60%	50%	60%	50%	80%	50%	80%	50%	90%	50%	90%
		60%	60%	60%	60%	60%	80%	60%	80%	60%	90%	60%	90%
		70%	50%	70%	50%	70%	80%	70%	80%	70%	90%	70%	90%
		80%	50%	80%	50%	80%	80%	80%	80%	80%	90%	80%	90%
		90%	50%	90%	50%	90%	70%	90%	70%	90%	90%	90%	90%
		100%	40%	100%	40%	100%	60%	100%	60%	100%	80%	100%	80%
300	17,32	10%	40%	10%	60%	10%	70%	10%	80%	10%	90%	10%	90%
		20%	40%	20%	60%	20%	70%	20%	80%	20%	90%	20%	90%
		30%	40%	30%	60%	30%	70%	30%	80%	30%	90%	30%	90%
		40%	30%	40%	60%	40%	70%	40%	80%	40%	90%	40%	90%
		50%	30%	50%	60%	50%	70%	50%	80%	50%	90%	50%	90%
		60%	30%	60%	50%	60%	70%	60%	80%	60%	90%	60%	90%
		70%	20%	70%	50%	70%	60%	70%	80%	70%	90%	70%	90%
		80%	20%	80%	40%	80%	60%	80%	70%	80%	90%	80%	90%
		90%	20%	90%	40%	90%	50%	90%	70%	90%	90%	90%	90%
		100%	20%	100%	40%	100%	50%	100%	50%	100%	70%	100%	80%
400	23,09	10%	30%	10%	60%	10%	70%	10%	70%	10%	90%		
		20%	30%	20%	60%	20%	70%	20%	70%	20%	90%		
		30%	30%	30%	60%	30%	70%	30%	70%	30%	90%		
		40%	30%	40%	60%	40%	70%	40%	70%	40%	90%		
		50%	30%	50%	60%	50%	70%	50%	70%	50%	90%		
		60%	20%	60%	50%	60%	70%	60%	70%	60%	90%		
		70%	20%	70%	40%	70%	60%	70%	70%	70%	90%		
		80%	20%	80%	40%	80%	60%	80%	70%	80%	90%		
		90%	20%	90%	40%	90%	50%	90%	60%	90%	80%		
		100%	20%	100%	30%	100%	50%	100%	50%	100%	70%		
500	28,87	10%	30%	10%	50%	10%	70%	10%	70%	10%	90%		
		20%	30%	20%	50%	20%	70%	20%	70%	20%	90%		
		30%	30%	30%	50%	30%	70%	30%	60%	30%	90%		
		40%	30%	40%	50%	40%	70%	40%	60%	40%	90%		
		50%	30%	50%	50%	50%	70%	50%	60%	50%	90%		
		60%	20%	60%	50%	60%	70%	60%	50%	60%	90%		
		70%	20%	70%	40%	70%	60%	70%	50%	70%	90%		
		80%	20%	80%	40%	80%	50%	80%	50%	80%	90%		
		90%	20%	90%	40%	90%	50%	90%	50%	90%	80%		
		100%	20%	100%	30%	100%	50%	100%	50%	100%	70%		

Tabela B.2 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 15 kV

Potência de CC (MVA)	Icc no barramento (kA)	Comprimento (km)											
		5	8	11	14	26	30						
100	3,85	10%	20%	10%	40%	10%	60%	10%	70%	10%	80%	10%	90%
		20%	20%	20%	40%	20%	60%	20%	70%	20%	80%	20%	90%
		30%	10%	30%	40%	30%	60%	30%	70%	30%	80%	30%	90%
		40%	10%	40%	40%	40%	60%	40%	70%	40%	80%	40%	90%
		50%	0%	50%	40%	50%	60%	50%	70%	50%	80%	50%	90%
		60%	0%	60%	30%	60%	50%	60%	70%	60%	80%	60%	90%
		70%	0%	70%	30%	70%	40%	70%	60%	70%	80%	70%	90%
		80%	0%	80%	20%	80%	40%	80%	50%	80%	80%	80%	90%
		90%	0%	90%	20%	90%	40%	90%	50%	90%	80%	90%	80%
		100%	0%	100%	20%	100%	30%	100%	40%	100%	60%	100%	70%
200	7,70	10%	0%	10%	30%	10%	40%	10%	50%	10%	70%	10%	80%
		20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	50%	20%	70%	20%	80%
		30%	0%	30%	20%	30%	40%	30%	50%	30%	70%	30%	80%
		40%	0%	40%	20%	40%	40%	40%	50%	40%	70%	40%	80%
		50%	0%	50%	20%	50%	40%	50%	50%	50%	70%	50%	80%
		60%	0%	60%	10%	60%	30%	60%	50%	60%	70%	60%	80%
		70%	0%	70%	10%	70%	30%	70%	40%	70%	70%	70%	80%
		80%	0%	80%	10%	80%	30%	80%	40%	80%	70%	80%	70%
		90%	0%	90%	10%	90%	30%	90%	40%	90%	60%	90%	70%
		100%	0%	100%	10%	100%	20%	100%	30%	100%	50%	100%	60%
300	11,55	10%	0%	10%	20%	10%	50%	10%	50%	10%	70%		
		20%	0%	20%	20%	20%	50%	20%	50%	20%	70%		
		30%	0%	30%	20%	30%	50%	30%	50%	30%	70%		
		40%	0%	40%	20%	40%	50%	40%	50%	40%	70%		
		50%	0%	50%	10%	50%	50%	50%	50%	50%	70%		
		60%	0%	60%	10%	60%	40%	60%	40%	60%	70%		
		70%	0%	70%	10%	70%	40%	70%	40%	70%	70%		
		80%	0%	80%	10%	80%	40%	80%	40%	80%	60%		
		90%	0%	90%	10%	90%	30%	90%	30%	90%	60%		
		100%	0%	100%	0%	100%	30%	100%	30%	100%	50%		
400	15,40	10%	0%	10%	20%	10%	40%	10%	50%	10%	70%		
		20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	50%	20%	70%		
		30%	0%	30%	20%	30%	40%	30%	50%	30%	70%		
		40%	0%	40%	20%	40%	40%	40%	50%	40%	70%		
		50%	0%	50%	10%	50%	30%	50%	50%	50%	70%		
		60%	0%	60%	10%	60%	30%	60%	40%	60%	70%		
		70%	0%	70%	10%	70%	20%	70%	40%	70%	70%		
		80%	0%	80%	10%	80%	20%	80%	30%	80%	60%		
		90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	30%	90%	60%		
		100%	0%	100%	0%	100%	20%	100%	30%	100%	50%		
500	19,25	10%	10%	10%	20%	10%	40%	10%	50%	10%	70%		
		20%	20%	20%	20%	20%	40%	20%	40%	20%	70%		
		30%	30%	30%	20%	30%	40%	30%	40%	30%	70%		
		40%	40%	40%	10%	40%	30%	40%	40%	40%	70%		
		50%	50%	50%	10%	50%	30%	50%	40%	50%	70%		
		60%	60%	60%	10%	60%	30%	60%	30%	60%	70%		
		70%	70%	70%	10%	70%	20%	70%	30%	70%	70%		
		80%	80%	80%	10%	80%	20%	80%	30%	80%	60%		
		90%	90%	90%	10%	90%	20%	90%	30%	90%	60%		
		100%	100%	100%	0%	100%	20%	100%	30%	100%	50%		

Tabela B.3 - Matriz de ativação da religação automática para nível de tensão de 30 kV

Potência de CC (MVA)	Icc no barramento (kA)	Comprimento (km)											
		5	8	11	14	26	30						
100	1,92	10%	40%	10%	60%	10%	70%	10%	80%	10%	90%	10%	90%
		20%	40%	20%	60%	20%	70%	20%	80%	20%	90%	20%	90%
		30%	40%	30%	60%	30%	70%	30%	80%	30%	90%	30%	90%
		40%	40%	40%	60%	40%	70%	40%	80%	40%	90%	40%	90%
		50%	30%	50%	60%	50%	70%	50%	80%	50%	90%	50%	90%
		60%	20%	60%	60%	60%	70%	60%	80%	60%	90%	60%	90%
		70%	10%	70%	50%	70%	70%	80%	70%	80%	90%	70%	90%
		80%	10%	80%	40%	80%	60%	80%	70%	80%	90%	80%	90%
		90%	10%	90%	30%	90%	50%	90%	60%	90%	90%	90%	90%
		100%	0%	100%	30%	100%	40%	100%	50%	100%	70%	100%	70%
200	3,85	10%	0%	10%	20%	10%	40%	10%	50%	10%	70%	10%	80%
		20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	50%	20%	70%	20%	80%
		30%	0%	30%	10%	30%	40%	30%	50%	30%	70%	30%	80%
		40%	0%	40%	10%	40%	30%	40%	50%	40%	70%	40%	80%
		50%	0%	50%	10%	50%	30%	50%	40%	50%	70%	50%	80%
		60%	0%	60%	0%	60%	20%	60%	40%	60%	70%	60%	80%
		70%	0%	70%	0%	70%	20%	70%	30%	70%	70%	70%	80%
		80%	0%	80%	0%	80%	20%	80%	30%	80%	60%	80%	70%
		90%	0%	90%	0%	90%	20%	90%	30%	90%	60%	90%	60%
		100%	0%	100%	0%	100%	10%	100%	20%	100%	50%	100%	50%
300	5,77	10%	0%	10%	10%	10%	30%	10%	40%	10%	70%	10%	70%
		20%	0%	20%	0%	20%	30%	20%	40%	20%	70%	20%	70%
		30%	0%	30%	0%	30%	30%	30%	40%	30%	70%	30%	70%
		40%	0%	40%	0%	40%	20%	40%	40%	40%	70%	40%	70%
		50%	0%	50%	0%	50%	20%	50%	30%	50%	70%	50%	70%
		60%	0%	60%	0%	60%	20%	60%	30%	60%	70%	60%	70%
		70%	0%	70%	0%	70%	10%	70%	30%	70%	60%	70%	70%
		80%	0%	80%	0%	80%	10%	80%	30%	80%	50%	80%	60%
		90%	0%	90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	50%	90%	60%
		100%	0%	100%	0%	100%	10%	100%	20%	100%	40%	100%	50%
400	7,70	10%	0%	10%	10%	10%	20%	10%	40%	10%	70%	10%	70%
		20%	0%	20%	10%	20%	20%	20%	40%	20%	60%	20%	70%
		30%	0%	30%	0%	30%	20%	30%	40%	30%	60%	30%	70%
		40%	0%	40%	0%	40%	20%	40%	40%	40%	60%	40%	70%
		50%	0%	50%	0%	50%	20%	50%	30%	50%	60%	50%	70%
		60%	0%	60%	0%	60%	10%	60%	30%	60%	60%	60%	70%
		70%	0%	70%	0%	70%	10%	70%	20%	70%	50%	70%	60%
		80%	0%	80%	0%	80%	10%	80%	20%	80%	50%	80%	60%
		90%	0%	90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	50%	90%	50%
		100%	0%	100%	0%	100%	10%	100%	20%	100%	40%	100%	50%
500	9,62	10%	0%	10%	0%	10%	20%	10%	40%	10%	60%		
		20%	0%	20%	0%	20%	20%	20%	40%	20%	60%		
		30%	0%	30%	0%	30%	20%	30%	40%	30%	60%		
		40%	0%	40%	0%	40%	20%	40%	30%	40%	60%		
		50%	0%	50%	0%	50%	20%	50%	30%	50%	60%		
		60%	0%	60%	0%	60%	10%	60%	30%	60%	60%		
		70%	0%	70%	0%	70%	10%	70%	20%	70%	50%		
		80%	0%	80%	0%	80%	10%	80%	20%	80%	50%		
		90%	0%	90%	0%	90%	10%	90%	20%	90%	50%		
		100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	20%	100%	40%		

Como se verifica com a análise das tabelas para cada nível de tensão existe um limite no qual a probabilidade de o automatismo de religação automática ser ativado por escalão de proteção, sendo estes limites definidos de acordo com a potência de curto-circuito e comprimento do traçado principal da linha.

Assim para o nível de tensão de 10kV podemos definir que para potência de curto-circuito no barramento em MT de 100 MVA e comprimento superior a 11 km, e para comprimentos superiores a 26 km para qualquer potência irá haver sempre religação automática ao longo da linha em defeitos trifásicos o que indica que a religação automática não deve ser ativa nestes casos devido á severidade do defeitos. Já no caso de comprimentos de 5km com potência de curto-circuito superior a 300 MVA e para comprimentos inferiores a 5km a religação automática será pouco provável de ser atuada, no entanto este limite não é rigoroso devido aos diferentes valores de corrente nominal dos TIs que fazem com que os patamares de corrente de sobrecarga aumentem ou diminuam, no caso em estudo foram utilizados TIs de valor nominal de 400 A.

Para os níveis de tensão de 15 e 30kV os limites será diferentes sendo os limites máximos de 30 km e potência inferior a 100 MVA e 26 km e potência de 100 MVA respetivamente.

Anexo C

Caracterização dos tipos de defeitos

Os defeitos considerados neste estudo encontram-se na Tabela C.1, fazendo a distinção entre defeitos considerados maioritariamente entre fases e fase-terra, esta classificação foi feita com base em experiência interna à empresa EDP Distribuição.

Tabela C.1 - Classificação do tipo de interrupção

Classificação de defeito		Causas das interrupções de serviço	Justificação
Entre fases	Fase terra		
	X	CHUVA	Disparo na maioria das situações através de funções de proteção de defeitos fase terra.
X		VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	Pequenos objetos que são projetados para cima das linhas, essencialmente entre fases.
	X	PROJ. RAMOS P/ VENTO	Ramos que são projetados para cima das linhas, disparo de proteções de escalão fase-terra.
	X	TROVOADA	Disparo na maioria das situações através de funções de proteção de defeitos fase terra.
	X	QUEDA ÁRV. P/COND. ATMOSF. ADVERSAS	Queda de árvores quando existe agentes atmosféricos muito intensos.
	X	NEVE/GELO	Solicitações mecânicas anormais.
	X	NEVOEIRO	Disparo na maioria das situações através de funções de proteção de defeitos fase terra.
	X	FAIXAS PROT INSUFICIENTES	Maioria dos incidentes devido a quedas de árvores.
X		MAU CONTACTO DE FASE	Mau aperto entre ligadores, junções ou terminais.
	X	CONTORNAMENTOS / CONDENSACAO	Condensação sobre os isolamentos, provocando contornamentos.
	X	FASE A TERRA	Envelhecimento de junções, derivações ou falta de isolamento.

X		CONDUTORES DESREGULADOS	Desregulação de condutores, não aplicável por causa de defeito de montagem.
	X	POLUICAO / CORROSAO	Corrosão e danificação do material (ex: poluição salina ou fabril).
	X	MANUTENCAO DEFICIENTE	Falta de manutenção ou manutenção deficiente.
	X	ENVELHECIM MATERIAIS	Degradação das características técnicas do material no final do período de vida útil.
	X	DEFEITO ISOLAMENTO	Degradação do isolamento.
	X	DEFEITO DE MONTAGEM	Montagem dos equipamentos deficiente.
	X	UTILIZ INAD MATERIAIS	Utilização dos equipamentos acima dos limites para os quais foram dimensionados.
	X	VENTO INTENSIDADE EXCEPCIONAL	Situações em que existe solicitações mecânicas acima do normal devido a intensidade anormal do vento.
	X	DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA	Descargas atmosféricas diretas com dano de material de isolamento.
	X	INCÊNDIO	Defeito devido a incêndio.
	X	NEVE/GELO COND EXCEPCIONAL	Solicitações mecânicas anormais.
	X	INUNDAÇÕES IMPREVISÍVEIS	Inundações imprevisíveis, disparo de funções de fase-terra.
	X	CORPOS ESTRANHOS NA REDE	Objetos estranhos à rede que entram em contacto com equipamento em tensão.
	X	INUNDAC/INFILTRACOES	Inundações imprevisíveis, disparo de funções de fase-terra.
	X	AVES	A probabilidade será quase idêntica de curto-circuitos entre fases e fase-terra, no entanto os ninhos de aves serão a razão mais provável deste tipo de defeitos
	X	ANIMAIS NÃO AVES	Incidentes de outro tipo de animais não aves (ex: gatos, ratos,...)
	X	RUPTURA DE CANAL. DE FLUÍDOS	Penetração de água ou outros líquidos de outras instalações.
	X	DESLIZAMENTO DE TERRAS	Movimentos naturais de terra.
	X	FALTA SELECT-LONGITUD	Incorreta regulação das proteções.
	X	FALTA SELECT-TRANSV	Incorreta regulação das proteções.
	X	ACTUAÇÃO DE AUTOMATISMOS	Atuação durante a pesquisa de defeitos, com atuação de PTR.
X		UTIL ACIMA CHARACTERIST	Utilização dos equipamentos acima das suas características elétricas.
	X	ABATE DE ÁRVORES	Abates de árvores perto da rede com repercussões nos equipamentos da rede.
	X	ESCAVAÇÕES	Rotura de isolamento devido a escavações ou movimentos de terra.
	X	TRABALHOS DE TERCEIROS (GRUAS, ...)	Interrupções causadas devido a equipamentos de terceiros.
	X	VEÍCULOS	Embate de veículos sobre elementos da rede.
	X	MALFEITORIA (VANDALISMO)	Atos humanos voluntários com o objetivo de danificar os equipamentos.
	X	SABOTAGEM	Atos humanos voluntários com o objetivo de danificar os equipamentos.

Referências Bibliográficas

- [1] T. A. Short, *ELECTRIC POWER distribution handbook*, no. C. CRC Press, 2004.
 - [2] EDPDistribuição, “Relatório de Qualidade de Serviço 2010.” .
 - [3] B. McNair, J. Bennett, D. Hensher, and J. Rose, “Households’ willingness to pay for overhead-to-underground couversion of electricity distribution networks.” Austalia, 2011.
 - [4] C. Puret, “MV public distribution throughout the world,” no. 155, 1992.
 - [5] I. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, “An American National Standard IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems Part I-Introduction,” *Methods*, vol. 1987. USA, 1993.
 - [6] I. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems , Part IV – Distribution*. United States of America: , 1992.
 - [7] G. Johnson, B. Electric, M. Schroeder, and D. Va, “A Review of System Grounding Methods and Zero Sequence Current Sources Ground Fault Protection on Solidly Grounded Systems Ground Fault Protection on Impedance Grounded Systems Detecting Ground Faults in an Ungrounded System.” pp. 35-71, 2008.
 - [8] M. V. B. de Oliveira, “Desenvolvimento de um Procedimento Padrão para a Muda Mudança de Regime de e Neutro em Subestações de Distribuição,” FEUP, 2009.
 - [9] M. Delgado, *Protecção das redes eléctricas de distribuição, transporte e interligação*. Publindustria, 2011.
-

- [10] DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, *INSTALAÇÕES AT E MT . SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Sistemas de Protecção, Comando e Controlo numérico (SPCC). Funções de protecção.* 2007.
- [11] DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, *INSTALAÇÕES AT E MT . SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Função de automatismos: “religação rápida e/ou lenta de disjuntores.”*.
- [12] DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, *INSTALAÇÕES AT E MT . SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Função de automatismo: “pesquisa de terras resistentes.”*2007.
- [13] M. Louro and J. Sá, “EVALUATION OF PROTECTION APPROACHES TO DETECT BROKEN CONDUCTORS IN DISTRIBUTION NETWORKS,” *19th International Conference on Electricity Distribution*, vol. 4, no. 0023, pp. 21-24, 2007.
- [14] S. Oliveira, “As Implicações dos Arcos Eléctricos das Linhas Aéreas de Média Tensão nos Sistemas de Protecção,” FEUP, 2010.
- [15] E. Distribuição, “Guia Geral de Protecção e Automação da RND.”
- [16] M. Delgado, *Sistemas Eléctricos Trifásicos A Média, Alta e Muito Alta Tensão.* Publindústria, 2010.
- [17] A. H. Hashim, A. M. Mohamad, I. Z. Abidin, and M. Z. Baharuddin, “Determination of Auto-Recloser Location Using Cost Analysis in the Sabah Electricity Distribution Network,” in *Power Engineering*, 2006, pp. 586-589.
- [18] P. M. D. Sousa, “Distribuição otimizada dos aparelhos de corte telecomandados numa rede de distribuição de Média Tensão,” FEUP, 2009.
- [19] R. Brown, *Electric power Distribution Reability.* New York: Marcel Dekker, 2002.
- [20] B. Filipe and G. Silva, “Projecto de Linhas aéreas e subterrâneas de MT e BT Relatório de estágio curricular Projecto de Linhas aéreas e subterrâneas de MT e BT,” FEUP, 2007.
- [21] S. Gusavac, M. Nimrihter, and L. Geric, “Estimation of overhead line condition.” Novi Sad, Serbia, 2007.
- [22] Y. Zhou, A. Pahwa, and S.-S. Yang, “Modeling weather-Related Failures of Overhrad Distribution Lines.” Manhattan, pp. 1683-1690, 2006.
- [23] SOLIDAL - Eléctricos Condutores, *Guia técnico Solidal*, 9ª Edição. 2005.

- [24] N. dos S. Nunes, “Cálculo de Parâmetros de Cabos Subterrâneos para Redes de Distribuição,” Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2007.
- [25] P. Heine and M. Lehtonen, “Voltage Sag Distribution Caused by power System Faults.” Helsinki, 2003.
- [26] P. Heine and M. Lehtonen, “Probability of Voltage Sags Depending on the Characteristics of Medium Voltage Networks.” Stockholm, Sweden, 2006.
- [27] S. Fenrick and L. Getachew, “Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines,” *elsevier*, vol. 20, no. 1, pp. 31-37, Mar. 2011.
- [28] J. Orságová and P. Toman, “PROTECTION OF OVERHEAD LINE WITH INSERTED UNDERGROUND CABLE.”
- [29] S. Mangione, P. L. Buccheri, M. L. D. Silvestre, L. Mineo, and F. C. Ospina, “Efficient Modeling of a Combined Overhead- Cable Line for Grounding-System Analysis,” *Power*, 2008.
- [30] S. Mangione, “Ground-Fault Current Transfer at the Transition Station of a Combined Overhead-Cable Line A Parametric Analysis,” *Powereng*, 2007.
- [31] DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, *REACTÂNCIAS DE NEUTRO Características e ensaios*. 2005.
- [32] J. Haakana, J. Lassila, T. Kaipia, and J. Partanen, “Comparison of Reliability Indices From the Perspective of Network Automation Devices,” vol. 25, no. 3, pp. 1547-1555, 2010.
- [33] B. Retterath, S. S. Venkata, and a. a. Chowdhury, “Impact of time-varying failure rates on distribution reliability,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 27, no. 9-10, pp. 682-688, Nov. 2005.
- [34] H. Laranjeira, “Previsão de Consumos na Rede de Distribuição Nacional,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [35] A. R. Ribeiro, “Coordenação do Sistema de Protecção numa Rede de Média Tensão com elevada penetração de Geração Eólica,” FEUP, 2010.
- [36] W. H. Kersting, *Distributin system modeling and analysis*. United States of America: , 2001.
- [37] L. House and J. Hill, *Electrical Engineer’s Reference Book*. Elsevier, 2003.
- [38] N. Coelho, “Eléctrodos de Terra,” FEUP, 2011.
-

- [39] ERSE, *Relatório da qualidade de serviço do setor elétrico 2010*. 2011.
- [40] F. Gil, “Detecção de Defeitos em Redes de Distribuição Secundária,” FEUP, 2009.
- [41] A. Girgis and S. Brahma, “Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System.” USA, 2001.
- [42] S. Jamali and V. Talavat, “FAULT LOCATION METHOD FOR DISTRIBUTION NETWORKS USING DISTRIBUTED PARAMETER,” 2004.
- [43] K. Alvehag, *Impact of Dependencies in Risk Assessments of Power Distribution Systems*. Stockholm, Sweden: , 2008.
- [44] C. I. Jones and M. Mcmanus, “Life Cycle Energy and Carbon Assessment of 11 kV Electricity Overhead Lines and Underground,” University of Bath, 2008.
- [45] L. Pizzali, “CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MODELAGEM A QUATRO FIOS,” FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA, 2003.
- [46] P. Nichols and J. Yarnold, “The Effect of an Underground to Overhead Transition Point on the Specification of Sheath Voltage Limiters in Underground Networks,” pp. 1-6.
- [47] A. Bakar and S. Imai, “AUTO-RECLOSE PERFORMANCE ON 275kV AND 132kV TRANSITION LINE IN MALAYSIA,” pp. 2-7, 2002.
- [48] M. Njozela, S. Chowdhury, and S. P. Chowdhury, “Impacts of DG on the operation of auto-reclosing devices in a power network,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. 978-1-4577-1002-5/11/\$26.00 ©, pp. 1-8, Jul. 2011.
- [49] G. Buckingham, “An electrical engineering review THE APPLICATION OF AUTO-RECLOSES,” *JOURNAL I.E.E.*, pp. 483-486, 1960.
- [50] H. Khalidi and A. Kalam, “The impact of Underground Cables on Power Transmission and Distribution Networks,” *First International Power and Energy Conference PECon2006*, 2006.