

**Instituto Superior de Engenharia do Porto**



**Deteção e Identificação de Anomalias em Redes  
de Distribuição de Energia Elétrica**

**Luís Ricardo Paupério Barros**

Dissertação realizada no âmbito do Mestrado  
em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Orientador: Prof. Doutor José António Beleza Carvalho

Novembro de 2013

© Luís Barros, 2013

# Resumo

Na ocorrência de anomalias nas redes de distribuição de energia elétrica, muitas vezes devido ao reduzido número de informação disponível, a determinação da localização dos defeitos é uma tarefa árdua e morosa. Consequentemente, impõe-se o recurso por parte das companhias elétricas a sistemas que, contribuindo para a diminuição do tempo despendido na localização dos defeitos, assegurem a redução da duração e frequência das falhas de alimentação.

Esta dissertação pretende estudar os diversos sistemas de detecção de defeitos existentes, com destaque para a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito e analisar o contributo destes sistemas para a melhoria dos Índices de Qualidade de Serviço. Abordar as dificuldades que se colocam à implementação destes sistemas, nomeadamente, pelas características específicas das redes de distribuição. Pretende, ainda, desenvolver uma metodologia e a respetiva ferramenta, que permita a detecção de defeitos baseada na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, numa saída da rede de distribuição de média tensão pertencente à EDP. Analisar técnica e economicamente os benefícios a obter com a implementação da metodologia desenvolvida.

Esta dissertação pretende, não só atingir os objetivos acima referidos, mas também, através deles, elaborar uma ferramenta útil para as Companhias Elétricas, no sentido de adotarem sistemas de detecção de defeitos e com fim principal de uma possível redução dos tempos de indisponibilidade de alimentação, intimamente associados à persecução de melhores índices de Qualidade de Serviço por parte das mesmas.

**Palavras-chave:** Redes de distribuição, localização de defeitos, Indicadores de Passagem de Defeito, Qualidade de Serviço, detecção de defeitos.



# Abstract

*In the event of anomalies in the distribution networks of electricity, often due to the reduced number of available information, determining the location of the defects is an arduous and time consuming. Consequently, it is imperative to appeal by the electrical systems of the companies that contribute to reducing the time spent in the location of defects, ensure the reduction of the duration and frequency of power failures.*

*This dissertation intends to study the various detection systems existing defects, focusing on the use of Fault Passage Indicators and analyze the contribution of these systems to improve the levels of Quality of Service. Address the difficulties facing the implementation of these systems, in particular, the characteristics of distribution networks. It also intends to develop a methodology and its tool, which allows the detection of defects based on the use of Fault Passage Indicators of communicating, a way out of the distribution medium voltage belonging to EDP. Analyze technical and economic benefits to be gained from the implementation of the methodology.*

*This dissertation aims not only to achieve the above objectives, but also, through them, produce a useful tool for utilities, to adopt systems for detecting defects and foremost to a possible reduction of downtime feed closely associated with the pursuit of better rates of quality of service by the same.*

**Keywords:** *Distribution networks, fault location, fault passage indicators, quality of service, fault detection.*



# Agradecimentos

A realização desta dissertação só foi possível devido à contribuição direta ou indiretamente de diversas pessoas, a quem pretendo, desta forma demonstrar o meu mais reconhecido agradecimento.

Dirijo a minha primeira palavra à minha namorada, Daniela Lima, pela sua paciência, ajuda, palavras de confiança e incentivo ao longo deste longo percurso e por acreditar até ao fim que a realização desta dissertação era possível.

Uma palavra de agradecimento ao Professor José António Beleza Carvalho, pelo tempo disponibilizado, conselhos e conhecimentos transmitidos que contribuíram para esta dissertação.

Ao Engenheiro Manuel Joaquim Rocha, da EDP, agradeço os inúmeros textos que disponibilizou, o acompanhamento do trabalho, os meios, o tempo e toda a compreensão.

Agradeço à minha Mãe, Pai e Irmã, pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha vida e por me proporcionarem as condições necessárias para a conclusão do meu percurso académico.

Aos amigos Rui, Ricardo, Joel e Armando pelos momentos de lazer, distração e apoio prestado e, também, pela contribuição para a conclusão desta dissertação.

Uma última palavra ao meu colega e amigo do ISEP, Engenheiro Hélder Relvas, pelo apoio, ajuda e conselhos técnicos que contribuíram de forma sustentada para esta dissertação.

A todos, o meu sincero obrigado!



*“O importante não é o que fazem de nós,  
mas o que nós mesmos fazemos do que fizeram de nós.”*

Jean-Paul Sartre



# Índice

Resumo .....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos .....	vii
Índice.....	xi
Lista de figuras .....	xiii
Lista de tabelas .....	xv
Siglas e Símbolos .....	xvii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento do problema e motivação .....	1
1.2 - Objetivos do trabalho e campo de aplicação .....	3
1.3 - Organização da dissertação .....	4
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Estudo e análise das Redes Convencionais de Distribuição de M.T. ....	5
2.1 - Topologia .....	8
2.1.1 - Modelo Radial Simples.....	10
2.1.2 - Modelo em Malha Aberta .....	11
2.2 - Esquemas de ligação à terra .....	12
2.2.1 - Neutro Ligado Diretamente à Terra .....	12
2.2.2 - Neutro Ligado Indiretamente à Terra .....	13
2.2.3 - Neutro Isolado .....	14
2.3 - Estrutura típica das Redes M.T. da EDP.....	16
2.4 - Conclusão .....	19
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>21</b>
Qualidade de Serviço.....	21
3.1 - Qualidade de Serviço Técnico .....	21
3.1.1 - Continuidade de Serviço .....	22
3.1.2 - Qualidade da Onda de Tensão .....	24
3.2 - Qualidade de Serviço Comercial .....	27
3.3 - Conclusão .....	29

<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>31</b>
Sistema de Detecção de Passagem de Defeito .....	31
4.1 - Historial .....	34
4.2 - Características .....	35
4.3 - Funcionamento .....	37
4.4 - Modelos de IPD .....	40
4.4.1 - IPD não direcionais .....	41
4.4.2 - IPD direcionais .....	42
4.4.3 - IPD Subterrâneos .....	43
4.4.4 - IPD Aéreos .....	44
4.5 - Conclusão .....	46
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>49</b>
Aplicação de Indicadores de Passagem de Defeito em duas redes aéreas de distribuição de média tensão .....	49
5.1 - Pressupostos e considerações da primeira rede em estudo .....	49
5.2 - Modelos de IPD .....	52
5.3 - Análise do sistema preconizado .....	54
5.4 - Caracterização da segunda rede em estudo .....	56
5.5 - Implementação de IPD no segundo caso de estudo .....	57
5.6 - Análise do sistema preconizado .....	58
5.7 - Conclusão .....	59
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>61</b>
Conclusão .....	61
6.1 - Trabalhos Futuros .....	62
<b>Referências .....</b>	<b>63</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>69</b>
<b>Anexo A.1 .....</b>	<b>71</b>
<b>Anexo A.2 .....</b>	<b>73</b>
<b>Anexo A.3 .....</b>	<b>75</b>
<b>Anexo A.4 .....</b>	<b>77</b>
<b>Anexo A.5 .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo A.6 .....</b>	<b>91</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Sistema Elétrico Energia.....	6
Figura 2.2 - Centro de Controlo e Produção de Vermoim .....	7
Figura 2.3 - Dois esquemas de redes de distribuição em MT, Radial Simples e Malha Aberta .....	10
Figura 2.4 - Neutro Ligado Diretamente à Terra TT .....	13
Figura 2.5 - Neutro TNS .....	14
Figura 2.6 - Neutro TNC .....	14
Figura 2.7 - Neutro IT .....	15
Figura 2.8 - Comprimento das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos em MT .....	17
Figura 2.9 - Perdas na rede de distribuição .....	18
Figura 3.1 - Constituintes da Qualidade de Serviço.....	21
Figura 3.2 - Andamento típico da curva limite de "flicker" da tensão em função da frequência. ....	26
Figura 4.1 - Caracterização de um IPD.....	36
Figura 4.2 - Esquema geral do funcionamento dos IPD.....	39
Figura 4.3 - Sinalização dos IPD direcionais (a) e não direcionais (b) .....	41
Figura 4.4 - Sinalizações dos IPD não direcionais quando ocorre um defeito trifásico .....	41
Figura 4.5 - Sinalizações dos IPD direcionais quando ocorre um defeito monofásico-terra. ...	42
Figura 4.6 - IPD com instalação de um toro a envolver os 3 cabos .....	43
Figura 4.7 - IPD com instalação de um toro por um cabo .....	44
Figura 4.8 - Sensor do IPD. ....	45
Figura 4.9 - Indicadores de Passagem de Defeito instalados nas três fases .....	45
Figura 4.10 - Indicador de Passagem de Defeito instalado no Poste .....	46

Figura 5.1 - Direção de Rede e Clientes Sul.....	50
Figura 5.2 - Mapa do Concelho de Tavira .....	51
Figura 5.3 - Flite 116-SA/110-SA .....	52
Figura 5.4 - G200 .....	52
Figura 5.5 - Direção de Rede e Clientes Porto.....	57

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Topologia de Redes .....	11
Tabela 2.2 – Vantagens e desvantagens dos esquemas de ligação à terra .....	15
Tabela 2.3 – Comprimento das linhas aéreas e cabos subterrâneos MT .....	17
Tabela 2.4 - Perdas na rede de distribuição .....	18
Tabela 2.5 - Caracterização geral da rede MT .....	19
Tabela 3.1 - Classificação das zonas de consumo .....	22
Tabela 3.2 - Padrões para as redes MT e BT .....	23
Tabela 3.3 - Número de interrupções por ano .....	24
Tabela 3.4 - Duração total das interrupções por ano .....	24
Tabela 3.5 - Limites para tensões harmónicas individuais, em % da tensão nominal .....	25
Tabela 3.6 - Limites de frequência .....	27
Tabela 3.7 - Indicadores globais e padrões do setor elétrico em Portugal Continental.....	28
Tabela 3.8 - Indicadores individuais no sector elétrico em Portugal Continental .....	29
Tabela 5.1 - Pontos de Aplicação IPD Comunicantes .....	53
Tabela 5.2 - Pontos de Aplicação de IPD Não Comunicantes.....	53
Tabela 5.3 - Investimento .....	55
Tabela 5.4 - Pontos de Aplicação IPD Comunicantes .....	58
Tabela 5.5 - Pontos de Aplicação IPD Não Comunicantes .....	58
Tabela 5.6 - Investimento .....	59



# Siglas e Símbolos

## Lista de siglas

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
EDF	<i>Electricité de France</i>
EDP	Energias de Portugal
EGEN	<i>Endesa Generación, S.A.</i>
END	Energia não distribuída
ENF	Energia não fornecida
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IBEG	<i>Iberdrola Generación, S.A.U.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPD	Indicador Passagem de Defeito
LED	<i>Light Emitting Diode</i> ou díodo emissor de luz
MT	Média Tensão
PE	Condutor de Proteção
PEN	Condutor ligado à terra e que tem simultaneamente, as funções de condutor e proteção e de condutor neutro
Plt	Severidade de longa duração
Pst	Severidade de curta duração
PTC	Posto de Transformação Particular
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
REN	Redes Energéticas Nacionais
RENT	<i>REN Trading, S.A.</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RQS	Regulamento de Qualidade e Segurança
SAIDI	Duração média de interrupções do sistema
SAIFI	Frequência média de interrupções do sistema
SARI	Tempo médio de reposição do serviço do sistema

SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> ou Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
TIE	Tempo de interrupção equivalente
TIEPI	Tempo de interrupção equivalente de potência instalada

#### Lista de símbolos

km	Quilómetro
km <sup>2</sup>	Quilómetro quadrado
kV	Quilovolt
kVA	Quilovoltampere
MV	<i>Medium Voltage</i>
MVA	Megavoltampere
V	Volt

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 - Enquadramento do problema e motivação

A eletricidade começou a tomar importância, em Portugal, apenas nos finais do século XIX, uma vez que só nessa altura se começou a fazer sentir as vantagens da mesma; contando a história que foi no Chiado, em 1878, que se elaborou a primeira experiência [1].

O aparecimento desta indústria caracterizou-se por um processo de integração vertical, processo esse que se desenvolveu de forma natural e que consiste na produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.

No primeiro quarto do século XX, as instalações elétricas intensificaram-se em grande escala por todo o país, mesmo sem políticas de interligação, no entanto, despontaram, a nível legislativo, os primeiros regulamentos administrativos direcionados para a segurança das instalações.

A integração vertical proporcionou uma economia de escala e a redução de custos de transação, que promoveu, desta forma, o aparecimento do monopólio. Houve, então, desde logo, uma vontade crescente de limitar o poder de mercado da empresa monopolista com base numa ação reguladora que, por sua vez, deu lugar a um monopólio regulado.

O sistema monopolista tem vantagens, nomeadamente, a redução de custos de transação mas, no entanto, cresceu uma vontade de tornar a produção e a comercialização de eletricidade setores com concorrência, isto é, um mercado concorrencial.

É a partir da década de 80 que se começa a considerar que a produção e a comercialização da energia elétrica constituem segmentos do setor onde se pode desenvolver concorrência, assim como se verifica em alguns países onde existe uma desregulação da indústria elétrica.

No entanto, no sentido de redução de custos de transação, a solução mais adequada em pequenos sistemas isolados é a exploração executada apenas através de uma única empresa.

O desenvolvimento do mercado concorrencial permite não só aos consumidores uma maior possibilidade de escolha de fornecedores, como também, fragmentar todo o enquadramento regulatório até então existente, como é o caso dos centros produtores de energia elétrica. A concorrência de mercado pode ter consequências negativas no que respeita, por exemplo, ao aumento do risco dos produtores, no entanto, estes têm possibilidade de desenvolver estratégias no sentido de otimizar os seus lucros, obrigando, objetivamente, a terem em atenção a ação dos restantes produtores.

A quantidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica são, atualmente, fatores que assumem elevada importância tanto no que trata dos fornecedores de distribuição como dos seus consumidores, uma vez que as interrupções de serviço originam insatisfação e danos para ambos, isto porque não são apenas as indústrias que têm perdas na produtividade. As metas determinadas pelo órgão regulador exigem às empresas um maior comprometimento em relação à qualidade de serviço, sendo que, de ano para ano, o nível de exigência aumenta e são necessários mais investimentos na manutenção e na modernização dos ativos da rede.

Uma opção para diminuir a frequência em que ocorrem defeitos e o tempo de interrupção é a automatização da rede de distribuição; é um recurso largamente utilizado nos países mais industrializados e desenvolvidos, como o Japão e os Estados Unidos da América [2], no entanto, pode verificar-se que em Portugal é um recurso ainda pouco utilizado.

Numa rede de distribuição existem vários organismos de automação, sendo que um deles é o sistema de deteção de defeitos. Este sistema, uma vez que implica investimentos relativamente reduzidos e devido à rápida identificação e localização dos defeitos, origina uma redução nos tempos de interrupção da alimentação que, por sua vez, contribui para uma otimização dos Índices de Qualidade de Serviço.

Um sistema de automação de redes de distribuição, segundo a definição do IEEE<sup>1</sup>, é uma combinação de subsistemas de automação que possibilitam à empresa concessionária da rede elétrica operar, coordenar e visualizar alguns ou todos os equipamentos do sistema elétrico, em tempo real a partir do centro de controlo remoto, normalmente, designado por centro de despacho. Essa definição é bastante genérica e inclui vários subsistemas que, habitualmente, são considerados separadamente, tais como, supervisão e controlo de subestações, medição remota e atendimento às reclamações dos consumidores [3].

---

<sup>1</sup> O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* ou IEEE (pronuncia-se I-3-E, ou, conforme a pronúncia inglesa, eye-triple-e) é uma organização profissional sem fins lucrativos, fundada nos Estados Unidos. É a maior organização profissional do mundo ao nível de número de sócios.

Com o desenvolvimento da rede de energia elétrica, as operações dos sistemas de potência têm, nos últimos anos, vindo a tornar-se bastante complexas, o que se verifica, consideravelmente, com o número de interligações entre os sistemas de proteção.

Os sistemas de transporte e distribuição de energia elétrica têm aumentado bastante, devido ao aumento dos núcleos populacionais e, especialmente, ao desenvolvimento industrial, tendo este crescimento maior reflexo no sistema de distribuição por serem os circuitos terminais no fornecimento de energia. Logo, o maior desafio das empresas de distribuição, atualmente, consiste no fornecimento de energia elétrica aos consumidores de forma sustentável e fiável.

A sustentabilidade e a fiabilidade no fornecimento de energia são, juntamente com a qualidade do produto, fatores que estão a ser atingidos pelas novas investigações no que trata de inovações tecnológicas, como por exemplo, os Indicadores de Passagem de Defeitos, uma vez que são dispositivos que têm demonstrado o seu sucesso na deteção dos mesmos, para além do melhoramento no que respeita à capacidade de processar/controlar grandes quantidades de informação em tempo real, desenvolvido através de outras aplicações.

## **1.2 - Objetivos do trabalho e campo de aplicação**

O presente trabalho foi desenvolvido em virtude da dificuldade na deteção e localização de anomalias em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.

A pesquisa bibliográfica elaborada revelou que a informação relativa aos temas abordados nesta dissertação se encontra dispersa por vários documentos redigidos, essencialmente, em português, inglês e francês.

Este trabalho possui três grandes objetivos. Como primeiro objetivo o estudo dos diversos sistemas de deteção de defeitos existentes, com enfoque na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito e análise do contributo destes sistemas para melhoria dos Índices de Qualidade de Serviço. O segundo objetivo visou a abordagem das dificuldades que se colocam na implementação dos Indicadores de Passagem de Defeito, nomeadamente, pelas características das redes de distribuição. Por último, este trabalho tem ainda como objetivo a análise da implementação de Indicadores Passagem de Defeito em duas redes de distribuição aérea de Média Tensão, recorrendo à aplicação destes para avaliar a viabilidade técnica e económica.

O campo de aplicação do estudo desenvolvido enquadra-se na ajuda às Companhias Elétricas que têm a seu encargo uma grande quantidade de clientes, em virtude da redução do tempo

de indisponibilidade de energia fornecida e com vista a melhorar os Índices de Qualidade de Serviço prestados aos seus clientes.

### **1.3 - Organização da dissertação**

A dissertação que se segue é um documento constituído por seis capítulos, sendo que no primeiro apresenta-se a introdução, composta pelo enquadramento do problema e a motivação, pelos objetivos do trabalho e o campo de aplicação e pela organização da dissertação.

No capítulo 2, apresenta-se as diferentes topologias que podem ser utilizadas em redes de distribuição. Aborda-se o Sistema de Proteção de Ligação à Terra e os seus impactos em situações de defeito e faz-se uma breve descrição das redes de distribuição em média tensão utilizadas em Portugal.

O capítulo 3 centra-se no regulamento de qualidade de serviço, distinguindo o serviço técnico e comercial, no qual se enquadra no primeiro a continuidade de serviço e a qualidade da onda de tensão. Discrimina-se o comprometimento económico no caso de violação dos valores padrão, assim como dos encadeamentos produzidos pelas interrupções de serviço, tanto a nível de produção como de consumo. São, ainda, focados os aspetos de atendimento, informação e assistência técnica relativos à qualidade comercial.

No capítulo 4 apresenta-se uma análise aos diversos sistemas de deteção de defeitos existentes, com enfoque na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, ou seja, o seu historial, o tipo de funcionamento e as suas principais características.

No capítulo 5 procede-se à aplicação dos Indicadores de Passagem de Defeito em duas redes de distribuição de média tensão, caracterizando-se as redes em estudo e descrevendo o sistema de deteção proposto, com base nos problemas identificados nos capítulos anteriores.

No capítulo 6, último deste documento, apresenta-se as principais conclusões e contribuições desta dissertação, propondo-se, também, trabalhos futuros, decorrentes da presente dissertação.

## Capítulo 2

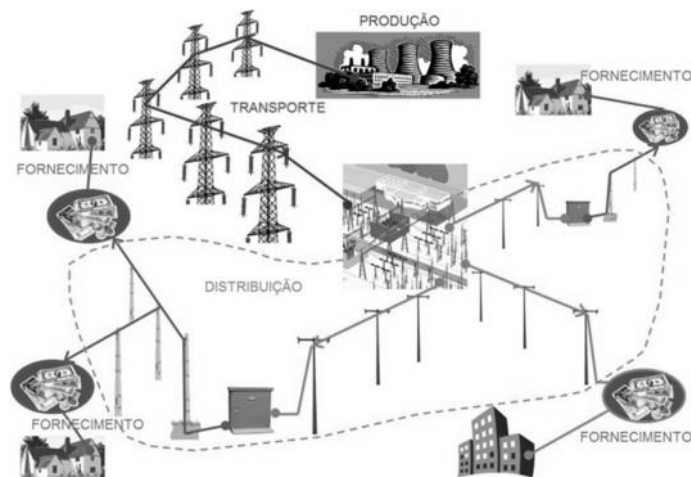
# Estudo e análise das Redes Convencionais de Distribuição de M.T.

Na sequência das decisões políticas relacionadas com a criação de estratégias de desenvolvimento competitivo e sustentável, os sistemas elétricos de energia sofreram grandes alterações nos últimos anos.

A liberalização do mercado de energia atingiu uma evolução significativa em Portugal, durante os últimos anos com a possibilidade de todos os consumidores poderem escolher qual o seu comercializador. Esta liberalização veio trazer um impacto significativo na organização, bem como no funcionamento dos sistemas elétricos de energia [4].

As razões que levaram a adoção de uma arquitetura centralizada foram muitas, focando em especial, os elevados custos de construção e manutenção de instalações de produção e transporte, custos envolvidos indiretamente na noção de monopólio, bem como as obrigações enquanto empresa de um serviço público de qualidade, nomeadamente a obrigação de fornecer, a evolução da rede com base na necessidade dos consumidores, igualdade de tratamento e a continuidade de serviço. Esta estrutura centralizada permite a monitorização e controlo do sistema elétrico, a qualquer momento. A produção foi ajustada às perdas dos consumidores reforçando a preocupação com a eficácia global.

O Sistema Elétrico Nacional [5] divide-se em 5 partes distintas, Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e Monitorização. A figura seguinte ilustra a estrutura básica do Sistema Elétrico:



**Figura 2.1 - Sistema Elétrico Energia.**

A produção de energia elétrica em Portugal tem vindo a crescer nos últimos anos, este crescimento muito se deve às fontes de energia renováveis, contudo as centrais Hidroelétricas e as centrais Termoelétricas continuam a representar a maior fatia da produção de eletricidade em Portugal, tal como pode ser comprovado através de alguns exemplos da tabela que se encontra no anexo A.1, sendo que em Portugal temos como principais produtores a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia [6].

A rede de transporte (mapa em anexo A.1) é constituída quase exclusivamente por linhas aéreas, nos níveis de tensão de 400 kV, 220 kV e 150 kV, existindo ainda uma linha explorada a 132 kV no norte de Portugal. A rede de transporte engloba ainda troços em cabo subterrâneo, explorados a 220 kV e 150 kV, nomeadamente na região da Grande Lisboa. No sistema elétrico nacional, a atividade de transporte é exercida, mediante a atribuição de uma concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público, pela entidade REN [7].

As redes de distribuição fisicamente são constituídas por cabos subterrâneos e por linhas aéreas, sendo que são divididas em diferentes escalões consoante o nível de tensão da energia distribuída, alta tensão (60 kV), média tensão, fundamentalmente 30 kV, 15 kV e 10 kV, e de baixa tensão (400/230 V). Estas redes são operadas por empresas de gestão da rede de distribuição, como EDP e várias concessões [8] [6].

As empresas de comercialização de energia têm como função a gestão das relações com os clientes (consumidores finais), a faturação e apoio ao cliente. As principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Union Fenosa, sendo que a quem tem um maior peso é a EDP.

Os comercializadores têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas, o que faz com que possam comprar e vender energia

livremente. A escolha do fornecedor de energia por parte do cliente é feita livremente e, não sendo a mudança constrangida, do ponto de vista contratual, o cliente pode escolher o fornecedor que mais lhe convier [9].

A REN é a empresa responsável pela monitorização da rede elétrica nacional, isto é, é quem opera o Mercado de Serviços de Sistema, de forma a assegurar as transações de energia elétrica (importação, exportação) e a garantir o equilíbrio entre a eletricidade que se produz e que se consome em Portugal, através de centros de controlo, como por exemplo, o Despacho Nacional da REN em Sacavém e o Centro de Operações da Rede em Vermoim, este último representado na figura 2.2 [10].



Figura 2.2 - Centro de Controlo e Produção de Vermoim [11].

A figura do centro de controlo e produção de Vermoim é um bom exemplo de como se pratica a nível computacional as trocas de energia, bem como todas as informações referentes às tensões.

É importante compreender os diferentes níveis de tensão praticados em Portugal, níveis esses: muito alta tensão (MAT), tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV; alta tensão (AT), tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV; média tensão (MT), tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV e baixa tensão (BT), tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV [4].

Aprofundando mais a fundo a tensão específica utilizada no caso de estudo que, neste caso, é a média tensão, a designação média tensão é geralmente utilizada para descrever redes distribuição de tensão acima de 1 kV e, em geral, até 45 kV. Por razões técnicas e económicas, a tensão nominal das redes de distribuição de média tensão são, raramente, superiores a 35 kV. As tensões mais comuns são 10, 15 e 30 kV. Estas linhas ligam as

subestações aos Postos de Transformação ou ligam diferentes Postos de Seccionamento/Transformação entre si [8].

## 2.1 - Topologia

A topologia de uma rede elétrica é um aspeto importante a ter em conta na elaboração de uma rede, pois dela vão derivar vários critérios, como por exemplo, a forma de manutenção da rede.

Por topologia de uma rede elétrica compreende-se todos os princípios (padrão, a proteção, o modo de operação) utilizados para transmitir energia elétrica na distribuição pública.

Na prática, para um distribuidor, definir uma topologia é equivalente a fixar um número de elementos físicos, tendo em conta critérios relacionados com os objetivos e / ou restrições de ordem técnica. Estes elementos estão fortemente correlacionados, assim, a escolha da topologia é sempre o resultado de um compromisso técnico-económico [12].

Na escolha de uma topologia deve ter-se em conta diversos critérios, os quais devem cumprir com determinados objetivos. Objetivos esses que serão: garantir a máxima segurança de pessoas e bens durante e após a instalação; é indispensável atingir um nível elevado de qualidade de serviço, contribuindo para tal, o cumprimento de todos os procedimentos, a que uma rigorosa instalação obriga; é necessário assegurar que os resultados económicos desejados sejam cumpridos, não apenas através de um serviço de qualidade mas, também, de soluções sustentáveis e adequadas para que, em caso de uma possível avaria, nem o fornecedor nem o consumidor sejam totalmente prejudicados.

- A escolha de uma topologia deve ainda obedecer a critérios estabelecidos para assegurar que a instalação é adequada, segura e de acesso eficiente a todos os consumidores. Assim, a escolha deve ser coerente no que respeita à densidade habitacional e/ou de consumo, conhecida também por densidade de carga, que desempenha um papel preponderante.
- A densidade habitacional é expressa em  $MVA/km^2$  e permite apreender as diferentes áreas geográficas de consumo em função da concentração da carga. Uma das segmentações utilizadas pelos distribuidores consiste em definir dois tipos de zona de consumo: área de baixa densidade de carga, designada  $<1 MVA/km^2$ , e área de grande densidade de carga denominada  $<5 MVA/km^2$ .
- É necessário ter em conta a extensão geográfica, a topografia e as dificuldades de construção, assim como é fundamental cumprir com as restrições ambientais, particularmente o clima (temperaturas mínima e máxima, tempestades frequentes, vento, neve, etc.) e respeito pelo meio ambiente.

Na escolha de uma topologia fixam-se os principais elementos de concepção de uma rede de distribuição, concretamente, o valor máximo das correntes de defeito à terra. Tal pode ser verificado em situações de média tensão, em que a EDF, por exemplo, limita o valor dessas correntes a 300 A, a 20 kV em rede aérea e a 1000 A em rede subterrânea. Fixa a(as) tensão(ões) de funcionamento, o que pode ser aferido, por exemplo, no Japão que, em média tensão, distribui a 6,6 kV, a Grã-Bretanha a 11 e 33 kV e a França, maioritariamente, a 20 kV. É, ainda, uma escolha dependente da coordenação dos isolamentos e proteção contra sobretensões de origem atmosférica; o(os) sistema(s) de ligação à terra; o comprimento máximo das linhas de distribuição; o tipo de distribuição, ou seja, aérea ou subterrânea; e o tipo de operação, mais concretamente, manual, automático e telecomandado [12].

Na escolha de uma topologia é fundamental observar determinados aspetos, concretamente: a escolha da corrente de curto-circuito afeta a manutenção do equipamento utilizado na rede; a escolha do(s) valor(es) de tensão é sempre o resultado de um compromisso entre o custo de produção e exploração da rede; a escolha do nível de isolamento dos materiais, em geral, gira em torno das normas internacionais e/ou nacionais.

A escolha de uma distribuição, em rede aérea ou em rede subterrânea, afeta, consideravelmente, o custo da instalação e a qualidade de serviço. Em MT, nos países industrializados, esta escolha pode caracterizar-se de três formas: na área urbana aponta-se uma elevada densidade populacional com uma distribuição subterrânea; na área suburbana, com elevada densidade populacional, a distribuição é subterrânea ou aéreosubterrânea; em área rural, onde se verifica baixa densidade populacional, a distribuição é aérea.

No entanto, convém salientar que, historicamente, devido a custos de instalação, diversas áreas urbanas estão a funcionar com uma distribuição de rede aérea, como se verifica no Japão e nos Estados Unidos da América.

A seleção da arquitetura das redes é fundamental para os países em que se faz uma instalação, nomeadamente, em redes de MT uma vez que são redes muito longas. Alguns exemplos disso são a França, que tem uma estrutura de MT de cerca de 570 000 km; a Itália com 300 000 km e a Bélgica com cerca de 55 000 km.

Entre as diferentes topologias verificam-se as redes com arquitetura radial, das quais, a radial simples, radial dupla, em derivação dupla e em alimentação dupla com barramentos; por outro lado, existem as redes em malha que poderão ser em malha aberta e em malha fechada [13].

Embora nenhuma esteja normalizada em MT, os distribuidores utilizam, geralmente, duas topologias básicas, a radial simples e a malha aberta.

É importante realçar, ainda, que cada uma das topologias acima referidas será discutida com mais detalhe e distinguidas por diferentes tópicos, o princípio de funcionamento, o esquema padrão, as aplicações típicas e os pontos fortes e fracos.

### 2.1.1 - Modelo Radial Simples

O seu princípio de funcionamento é sustentado na sua forma de alimentação, isto é, cada ponto de consumo de uma estrutura deste tipo pode ser alimentado por um único caminho possível. É do género de uma árvore, que se alimenta através da sua raiz (fig. 2.3). Esta árvore desenvolve-se a partir dos pontos de alimentação, que são as subestações AT / MT ou MT / MT.

Este esquema é utilizado especialmente para a distribuição de MT em meios rurais. Na verdade, é uma estrutura fácil de proteger e com menor custo, daí a utilização em pontos de consumo de baixa densidade de carga ( $\approx 10$  kVA) e amplamente distribuída geograficamente ( $\approx 100$  km<sup>2</sup>) [12] [14].

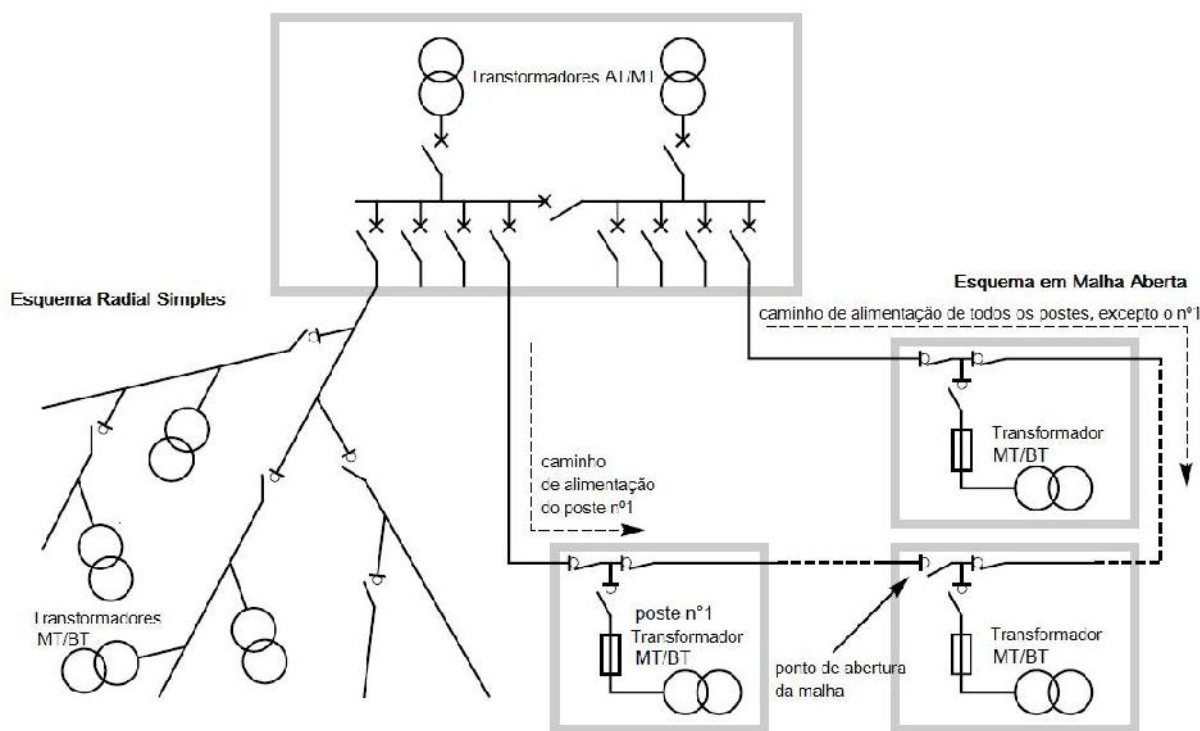


Figura 2.3 - Dois esquemas de redes de distribuição em MT, Radial Simples e Malha Aberta [12].

### 2.1.2 - Modelo em Malha Aberta

O seu princípio de funcionamento é sustentado na alimentação nos dois sentidos. Isto significa que cada ponto de consumo neste tipo de estrutura pode ser alimentado por dois caminhos elétricos, sabendo sempre que apenas um destes dois caminhos é eficaz, mas possibilita o auxílio sempre que existe necessidade de encerramento de um dos sentidos por algum motivo (avaria, reparação...). Em tal cenário, há sempre um ponto de abertura no circuito (daí o nome malha aberta).

O modelo típico desta estrutura é, obviamente, um circuito em que estão ligados os locais de consumo (fig. 2.3), que podem ser redes públicas de distribuição (subestações MT / BT) e / ou clientes em MT. Cada ponto (entre 15 e 25 pontos por circuito) é ligado ao circuito por dois interruptores MT. Todos estes interruptores estão fechados, exceto um deles que é o ponto de abertura do circuito e define o caminho para cada ponto de consumo de energia. Este ponto de abertura pode ser movido no circuito, especialmente durante as manobras de manutenção da rede, a seguir um defeito.

Muitas vezes, este modelo está associado a distribuição do tipo subterrânea.

É normalmente utilizado em alta densidade urbana, com pontos fortes e fracos descritos na tabela 2.1 [14] [15].

Tabela 2.1 – Topologia de Redes [12].

<i>Arquitetura</i>	<i>Utilização</i>	<i>Vantagens</i>	<i>Inconvenientes</i>
Radial simples	Processos que não exigem continuidade de alimentação Ex: fábrica de cimento	Estrutura mais simples Fácil de proteger Custo mínimo	Pequena disponibilidade de alimentação Tempo de interrupção eventualmente longo na falha Uma única falha provoca a interrupção da alimentação radial
Malha aberta	Redes muito estendidas Expansões futuras importantes Cargas concentradas em diferentes áreas de um local	Menos custosas que a malha fechada Simplicidade das proteções	Interrupção da alimentação de um segmento por falha durante a reconfiguração da malha Requer funções de automação

## 2.2 - Esquemas de ligação à terra

A energia elétrica, embora muito útil, é perigosa para os seres humanos. Se uma corrente flui através do corpo humano, há um risco de ferimento ou de morte. Assim sendo, é necessário proteger as pessoas contra tais riscos.

As redes de distribuição são caracterizadas principalmente pela grandeza da energia, pelo número de condutores, pela existência do neutro e, neste caso, o esquema de ligação à terra pode ser denominado regime de neutro [16].

A segurança das pessoas e equipamentos é fornecida de forma diferente dependendo do regime de neutro utilizado numa instalação elétrica [17].

A experiência adquirida permite-nos hoje efetuar uma escolha adequada em função das próprias restrições de cada rede.

Neste ponto são comparados os diferentes esquemas de ligação à terra, que se distinguem pelo modo de conexão do ponto neutro e pela técnica de operação [18].

Existem 3 formas de ligar o neutro e as massas das instalações à Terra, 3 esquemas de ligação à terra que são caracterizados pelas suas letras:

- Primeira letra: situação de alimentação em relação à terra.
  - o T - ligação de um ponto com a terra.
  - o I - isolamento de todas as partes ativas em relação à terra ou ligação de um ponto com a terra através de uma impedância;
- Segunda letra: situação das massas da instalação em relação à terra.
  - o T - massas ligadas diretamente à terra.
  - o N - massas ligadas ao neutro da instalação, ou mesmo ligadas à própria terra.

Os critérios de escolha dos regimes de neutro envolvem diversos aspetos, nomeadamente: técnicos (função da rede, sobretensões, corrente de falha etc.), de operação (continuidade de serviço, manutenção), de segurança, económicos (custos de investimentos, operacionais) e práticas locais ou nacionais [13].

### 2.2.1 - Neutro Ligado Diretamente à Terra (TT)

O esquema de ligação à terra TT (fig. 2.4) é o regime utilizado pela EDP para distribuição de energia pública em baixa tensão. O princípio de ligação consiste em ligar o neutro da

instalação diretamente à terra, bem como todas as massas ligadas diretamente à terra. Assim, quando ocorre uma falha de isolamento dá-se um curto-circuito fase-terra que deve ser parado e, durante este muita energia é libertada, devendo os defeitos ser eliminados rapidamente. Dizemos então que há um corte na primeira falha.

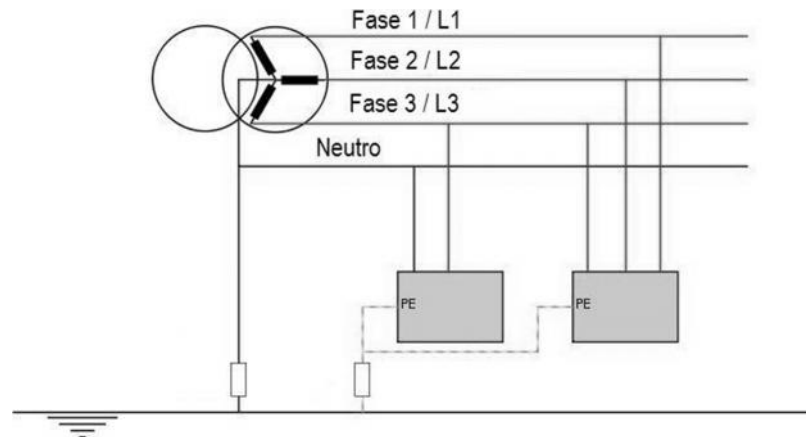


Figura 2.4 - Neutro Ligado Diretamente à Terra TT [19].

O esquema neutro ligado diretamente à terra pode ser aplicado sem sistema de limitação do potencial à terra, como é utilizado no Reino Unido, e com sistema de limitação do potencial à terra, muito utilizado nos Estados Unidos e no Canadá [20].

### 2.2.2 - Neutro Ligado Indiretamente à Terra (TN)

O esquema de neutro TN é utilizado quando a ligação à terra das massas dos equipamentos representa um problema. Estes são então ligados ao condutor de neutro, enquanto o condutor de neutro é ligado à terra.

O princípio de colocação do neutro é transformar qualquer falha de isolamento num curto-circuito fase / neutro. A proteção pode ser assegurada por um fusível ou por um disjuntor.

O defeito provoca uma corrente deveras mais forte do que no esquema TT, portanto as proteções devem ter uma elevada capacidade de interrupção. A proteção deve ser garantida pelo corte à primeira falha.

Por norma temos duas configurações possíveis do esquema TN:

- TNS - o condutor de neutro e o condutor de proteção são separados (fig. 2.5);

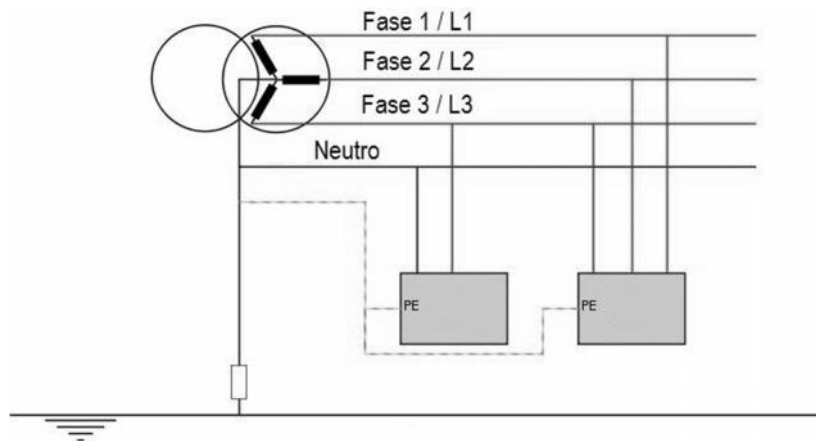


Figura 2.5 - Neutro TNS [19].

- TNC - os condutores de neutro e proteção são comuns, esta configuração só é permitida se o condutor for superior a  $10 \text{ mm}^2$  (fig.2.6).

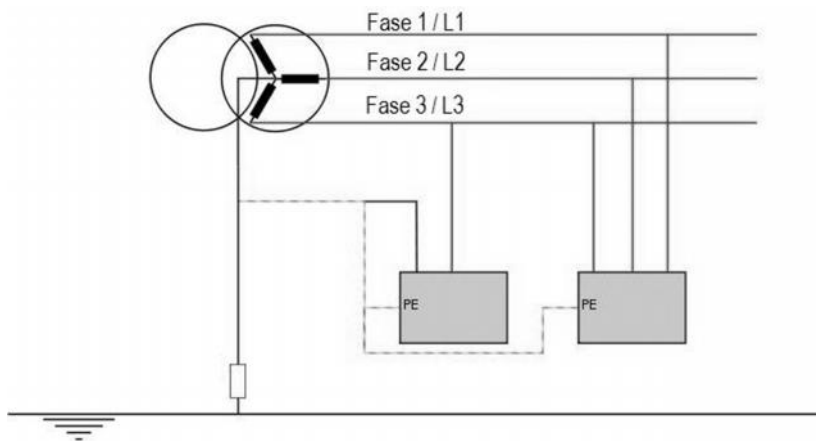


Figura 2.6 - Neutro TNC [19].

No esquema TNC, a função condutor de proteção prevalece sobre a função neutro, o condutor PEN deve ser sempre ligado ao borne terra do recetor e deve ser estabelecida uma ligação entre este borne e o borne do neutro.

### 2.2.3 - Neutro Isolado (IT)

O esquema de neutro IT (fig.2.7) é utilizado quando se pretende que uma falha de isolamento seja detetada, sem causar interrupção (por exemplo, num hospital). O neutro é isolado ou ligado à terra por uma impedância relativamente elevada (1500 a 2000 V).

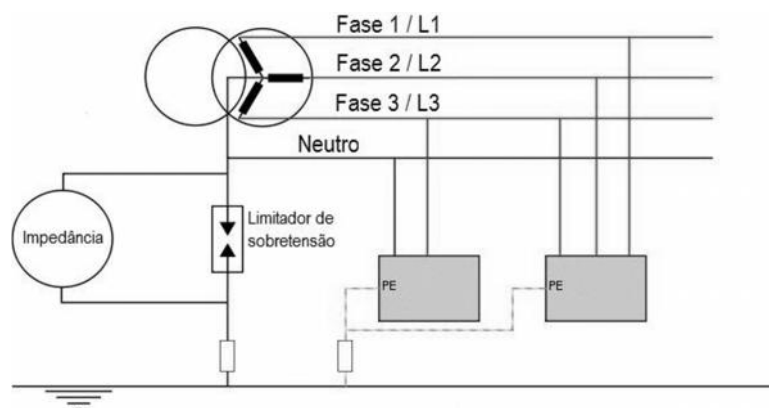


Figura 2.7 - Neutro IT [19].

A primeira falha não representa uma ameaça, mas isso deve ser relatado e tem de ser eliminada. A detecção da corrente na impedância permite detetar a falha. No entanto, se uma segunda falha ocorre, esta representa um curto-circuito entre fases ou entre fase e neutro, o corte é necessário na segunda falha.

É um esquema de ligação à terra muito utilizado no Japão, para redes de pequenas dimensões. Neste esquema de neutro, apenas as fases com capacidades à terra induzem correntes de defeito, pelo que muitas vezes são menores na linha em defeito do que nas linhas sem defeito [20].

De uma forma síntese são apresentadas as vantagens e desvantagens dos diferentes esquemas de ligação à terra na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Vantagens e desvantagens dos esquemas de ligação à terra [21] [22].

<b>Sistemas</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
TT	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solução mais simples no estudo e na instalação;</li> <li>- Não necessita de uma vigilância permanente em exploração.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilidade de aumento de custos para prevenção de disparos intempestivos e seletividade de diferenciais.</li> </ul>
TN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O esquema TNC pode representar uma economia para a instalação (supressão de um pólo da aparelhagem e de um condutor).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A economia realizada na instalação será, por vezes, compensada por despesas suplementares de estudo e de exploração;</li> <li>- A verificação das condições de segurança deve ser efetuada quando do estudo, através de cálculos, e obrigatoriamente, na colocação em serviço por meio de medidas. Esta verificação é a única garantia de funcionamento tanto na exploração como após a intervenção na instalação;</li> <li>- Necessita de pessoal de manutenção competente;</li> <li>- Acentua riscos de incêndio por causa das fortes correntes de defeito.</li> </ul>
IT	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solução que assegura a melhor continuidade de serviço na exploração.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necessita de pessoal de manutenção para a vigilância em exploração;</li> <li>- A verificação das condições de proteção ao 2.º defeito deve ser efetuada durante o estudo, por cálculos, e obrigatoriamente, na colocação em serviço pela realização de medidas;</li> <li>- Aumento de custos por inclusão de equipamentos suplementares de controlo de segurança.</li> </ul>

O esquema TT e o esquema TN são dois esquemas praticamente equivalentes. Com efeito, um é recomendado para uma aplicação e o outro é uma alternativa. O esquema TN parece favorecer a proteção dos equipamentos sem comprometer a segurança das pessoas. Aconselha-se, por exemplo, a instalação do esquema TN para áreas de alta atividade de tempestades ou para a alimentação de aparelhos informáticos ou eletrónicos.

O esquema IT apresenta como desvantagem, limitação ao nível do desenvolvimento da rede, contudo, a seu custo de implementação é consideravelmente baixo, dado que evita a preparação das terras das subestações, além disso este tipo de regime é imune a defeitos fase-terra, no entanto, força a utilização de um sistema de proteção bastante elaborado, seletivo e conseqüentemente mais caro.

Em Portugal é adotado o esquema TT de uma forma generalizada, enquanto alguns países têm escolhido o esquema TN [21] [22].

## **2.3 - Estrutura típica das Redes M.T. da EDP**

A EDP Distribuição - Energia S.A. é concessionária da exploração da rede nacional de distribuição de eletricidade em média e alta tensão, e é operadora desta mesma rede [23].

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pelas redes de alta e média tensão, que incluem as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e MT, e pelas subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT). Existem, ainda, postos de corte/seccionamento AT ou MT que, por não possuírem capacidade de transformação, se consideram integrados na rede respetiva.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30 kV, 15 kV e 10 kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto que os 30 kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30 kV para 15 kV ou 10 kV [23].

A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semi-urbanas ela possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõem de alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados ou dotados de algum tipo de automatismo.

As tabelas seguintes apresentam os principais dados característicos da RND, comprimento das linhas e perdas, relativos a 31.12.2009 [24].

Tabela 2.3 – Comprimento das linhas aéreas e cabos subterrâneos MT [25].

	Unid. 1000 km	
	Linhas Aéreas MT (MV)	Cabos subterrâneos MT (MV)
1997	48,27	8,89
1998	48,74	9,32
1999	49,52	9,78
2000	50,14	10,06
2001	50,71	10,54
2002	51,46	11,00
2003	52,41	11,55
2004	54,07	12,34
2005	55,24	13,05
2006	56,11	13,68
2007	56,95	14,25
2008	57,70	14,61
2009	58,26	15,11

Segundo [25] é visível na tabela 2.3 e no gráfico da figura 2.8, o comprimento das linhas aéreas e subterrâneas tem um crescimento gradual de ano para ano, muito embora o comprimento relativo às linhas aéreas seja bastante superior ao comprimento das linhas das redes subterrâneas, devido principalmente à diferença de custos entre instalações.

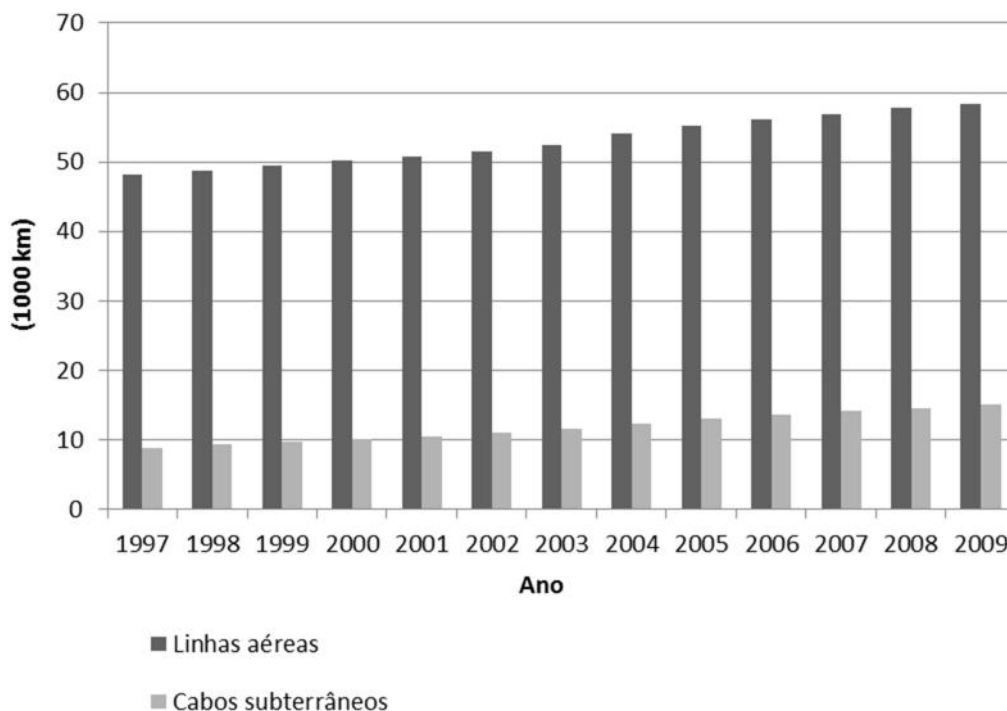


Figura 2.8 - Comprimento das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos em MT [25]

De acordo com o gráfico da figura 2.9. [26], as perdas na rede de distribuição vêm a diminuir ano após ano, tal como se pode comprovar na tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Perdas na rede de distribuição [26].

	<i>Perdas</i>	<i>Fornecimentos de energia Elétrica (exclui MAT)</i>	<i>Taxa de perdas</i>
	(GWh)	(GWh)	(%)
1997	2570	28032	9,2
1998	2757	29645	9,3
1999	2756	31538	8,7
2000	2877	33546	8,6
2001	3191	35248	9,1
2002	2948	36056	8,2
2003	3258	37842	8,6
2004	3451	40094	8,6
2005	3439	42495	8,1
2006	3168	44042	7,2
2007	3498	44481	7,9
2008	3633	44802	8,1
2009	3277	44608	7,3

Tanto graficamente (fig. 2.9) como através da tabela 2.4 é possível constatar que, do ano de 1997 ao ano 2009, a taxa de perdas baixou de 9,2% para 7,3%, e tendo em conta que o fornecimento de energia elétrica entre as mesmas datas quase duplicou, pode-se concluir que tem havido uma grande evolução nas redes, daí as melhorias registadas a nível de resultados, o que só vem comprovar que tem havido um grande investimento quer na criação de redes novas com melhores condições quer na requalificação das redes antigas.

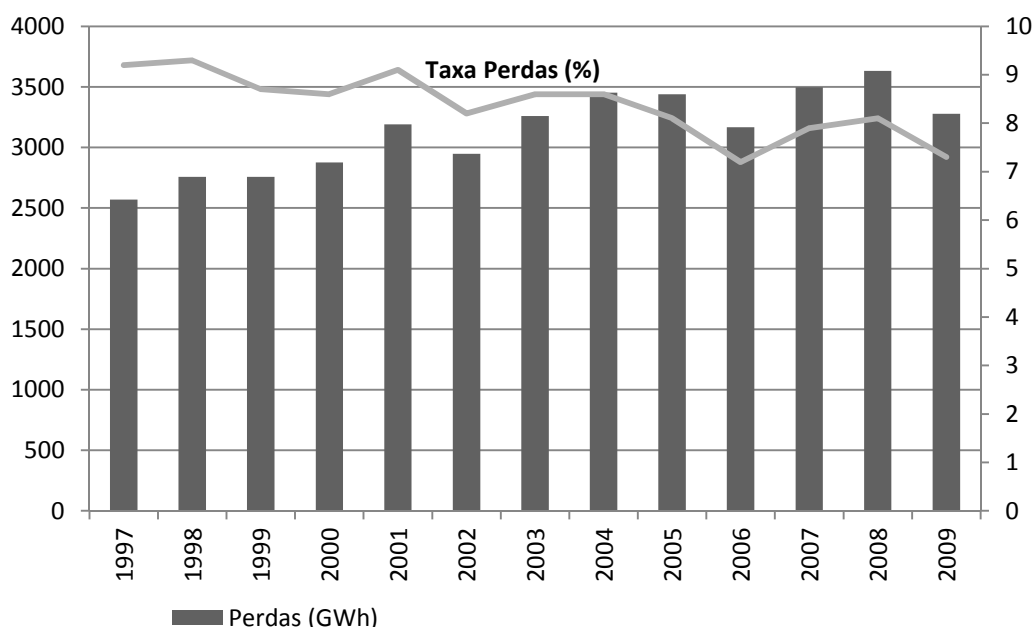


Figura 2.9 - Perdas na rede de distribuição [26]

Apresenta-se, na tabela seguinte, uma caracterização geral da rede MT, subestações MT/MT para a situação prevista em 31.12.2011, bem como a variação relativamente a 2008 [23].

Contrariamente ao crescimento das redes é de notar a retirada de serviço de uma subestação, que provoca uma diminuição da potência instalada de 823 para 803 MVA. No entanto, pode-se constatar através da tabela 2.5 que o comprimento das redes de média tensão aumenta de forma substancial, o que leva a crer que as subestações já se encontravam preparadas para este crescimento do comprimento da rede em função do crescimento de utilizadores, uma vez que houve uma diminuição da potência instalada.

**Tabela 2.5 - Caracterização geral da rede MT [23]**

			2008	2011	Varição
Subestações MT/MT	Nº.		47	46	-1
	Potência instalada	MVA	823	803	-20
Rede MT	Aérea	km	58.674	64.115	5.441
	Subterrânea	km	14.672	16.033	1.361

Mais informações detalhadas sobre subestações e transformadores podem ser consultadas no anexo A2.

## 2.4 - Conclusão

Neste capítulo foram tratados assuntos como as diferentes topologias utilizadas pelas entidades responsáveis da rede elétrica de distribuição, em redes de média tensão, assim como os sistemas de ligação à terra.

Na escolha da topologia de uma rede é indispensável ter em conta a zona em que se encontra a rede (rural ou urbana), os custos inerentes e a continuidade de serviço. Conclui-se, assim, que a topologia mais adequada a ser implementada numa zona rural é a radial simples, uma vez que nestas zonas o número de clientes/consumo é menor, o que leva a que uma rede mais simples e com um menor custo de instalação seja suficiente. Já no que se trata de uma zona urbana, a topologia mais indicada é a rede em malha, uma vez que o tamanho da rede é maior, tem mais utilizadores e maior possibilidade de expansões.

Não existe nenhum sistema de ligação à terra que possa ser considerado como ótimo, isto é, que possa ser considerado o melhor de todos, cada um tem as suas características específicas e podem ser aplicados consoante as suas características se ajustam mais às restrições da rede.

O sistema de ligação à terra tem um grande impacto no sistema de deteção de defeitos a ser implementado, uma vez que em função deste, as correntes de defeito homopolar podem assumir valores muito baixos e de difícil deteção. Esta situação é vantajosa do ponto de vista da operação da rede, pois constitui um importante constrangimento à deteção e localização dos defeitos fase-terra.

Nas redes M.T. da EDP, é possível encontrar diferentes sistemas de ligação à terra, nomeadamente, redes com o neutro isolado e redes com o neutro ligado à terra através de uma impedância. Se o neutro impedante não coloca dificuldades de maior à deteção dos defeitos fase-terra, o primeiro caso carece de uma grande atenção, em virtude da imensa dificuldade em assegurar o correto funcionamento dos sistemas de deteção na ocorrência de um defeito homopolar em redes de neutro isolado.

A diferença de tamanho entre as redes aéreas e subterrâneas deve-se principalmente aos custos de instalação e manutenção inerentes aos mesmos, que no caso das redes subterrâneas têm custos bastante elevados, daí a sua menor aplicação.

## Capítulo 3

# Qualidade de Serviço

A falta de qualidade de serviço é um problema que remonta aos anos 90 do século passado, relacionado com o aparecimento dos mercados de eletricidade e com a existência de companhias que atuam no mercado de uma forma monopolista. Para fazer face a este problema foi elaborado um Regulamento de Qualidade de Serviço, sendo que a versão mais recente desse regulamento é a versão que foi publicada no Diário da República a 8 de Março de 2006 [27].

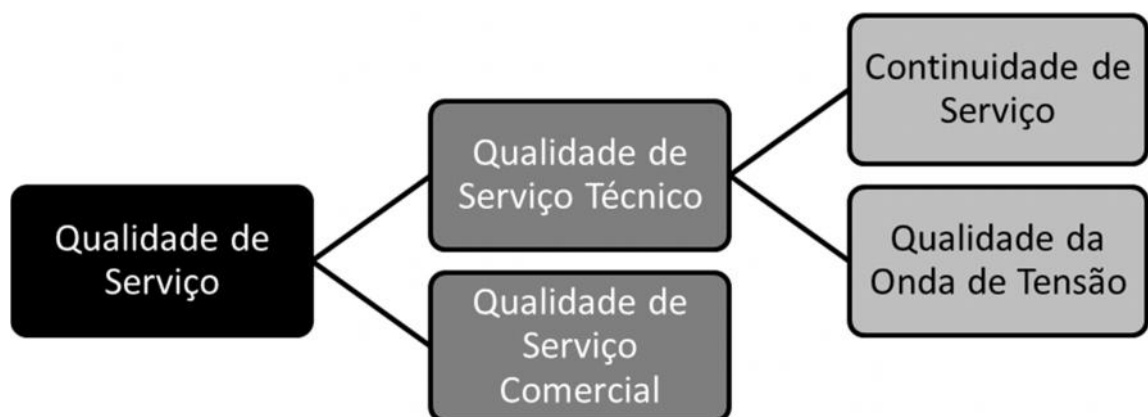


Figura 3.1 - Constituintes da Qualidade de Serviço

O regulamento encontra-se organizado em duas partes distintas, uma parte refere-se a aspetos de natureza técnica e a outra parte diz respeito a aspetos de natureza comercial.

### 3.1 - Qualidade de Serviço Técnico

Os padrões (parâmetros) de qualidade de serviço podem variar de acordo com a localização geográfica, sendo que a forma de classificação das zonas se encontra na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Classificação das zonas de consumo [27].

Zona A	localidades com um número de clientes superior a 25000
Zona B	localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000
Zona C	os restantes locais

### 3.1.1 - Continuidade de Serviço

No que se refere a continuidade de serviço, os aspetos a serem avaliados são a Energia não fornecida (ENF), em megawatts-hora; o tempo de interrupção equivalente (TIE), em minutos; a frequência média de interrupções do sistema (SAIFI); a duração média de interrupções do sistema (SAIDI), em minutos; o tempo médio de reposição do serviço do sistema (SARI), em minutos.

Isto de um modo geral, porque no caso específico de média tensão, numa avaliação de continuidade de serviço os aspetos a serem alvo de estudo são:

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI), em horas por ano e é dado pela expressão por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \quad (3.1)$$

Em que:

$DI_{ij}$  - duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em horas;

$PI_j$  - potência instalada no ponto de entrega  $j$  - posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), na zona geográfica considerada, em kilovolt-ampères;

$k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica considerada;

$x$  - número de interrupções do ponto de entrega  $j$ .

SAIFI, dado por:

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k} \quad (3.2)$$

Em que:

$FI_j$  - número total de interrupções em PTD e PTC, no período considerado;

$k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTD e PTC), na zona geográfica considerada.

SAIDI, em minutos, dado por:

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \quad (3.3)$$

Em que:

$D_{ij}$  - duração da interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$  (PTD ou PTC), em minutos;

$k$  - quantidade total de pontos de entrega (PTD e PTC) na zona geográfica considerada;

$x$  - número de interrupções do ponto de entrega  $j$ , no período considerado.

Energia não distribuída (END), em megawatts-hora e é dado por:

$$END = \frac{TIEPI \times EF}{T} \quad (3.4)$$

Em que:

EF - energia fornecida à rede de MT do operador da rede de distribuição, em megawatts-hora, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT;

T - período do tempo considerado, em horas [27].

E os valores máximos pré-estabelecidos para uma avaliação de continuidade de serviço em MT/BT, encontram-se na tabela seguinte.

Tabela 3.2 - Padrões para as redes MT e BT [27].

<i>Indicadores</i>	<i>Tensão</i>	<i>Zona geográfica</i>	<i>Valores máximos</i>
<i>TIEPI (horas)</i>	MT	A	2
		B	4
		C	10
<i>SAIFI (número)</i>	MT	A	3
		B	6
		C	8
	BT	A	3
		B	6
		C	8
<i>SAIDI (horas)</i>	MT	A	3
		B	5
		C	10
	BT	A	4
		B	7
		C	12

O que acabou de ser referido sobre a continuidade de serviço aplica-se a(aos) operador(es) das redes de distribuição, sendo que para uma aplicação a operador(es) da rede de transporte é necessário ter em conta os dados relativos das tabelas 3.3 e 3.4.

**Tabela 3.3** - Número de interrupções por ano [27].

<i>Zonas geográficas</i>	<i>MT</i>	<i>BT</i>
<i>A</i>	8	12
<i>B</i>	16	21
<i>C</i>	25	30

**Tabela 3.4** - Duração total das interrupções por ano (hora) [27].

<i>Zonas geográficas</i>	<i>MT</i>	<i>BT</i>
<i>A</i>	4	6
<i>B</i>	8	10
<i>C</i>	16	20

### 3.1.2 - Qualidade da Onda de Tensão

O regulamento de qualidade de serviço no que diz respeito à qualidade da onda de tensão [28], estabelece que, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar os seguintes parâmetros (em conformidade com a norma NP EN 50 160, para o caso de uma rede MT), distorção harmónica; tremulação; desequilíbrio do sistema trifásico de tensões; valor eficaz da tensão; cavas de tensão; frequência [27]:

#### **Distorção harmónica**

Um harmónico é um múltiplo matemático da frequência fundamental de um sinal. Quanto mais harmónicos se tiver num sinal, maior é o seu ruído, pior é a qualidade de transmissão na linha de transporte e/ou distribuição. Os harmónicos agrupam-se em harmónicos pares e ímpares e, por sua vez, os ímpares ainda se subdividem em múltiplos de 3 e não múltiplos de 3. Isto deve-se ao facto de os harmónicos pares darem origem a componentes contínuos, isto é, a representação da onda é meia onda positiva, ao passo que os harmónicos ímpares múltiplos de 3, em sistemas trifásicos se somam no circuito de neutro [29] [30].

**Tabela 3.5** - Limites para tensões harmônicas individuais, em % da tensão nominal [31].

<i>Harmônicos ímpares</i>				<i>Harmônicos pares</i>	
Não múltiplos de 3		Múltiplos de 3		Ordem h	Tensão relativa (%)
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)		
5	6,0	3	5,0*	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6 .....24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

\*Conforme a concepção da rede. O valor da tensão harmônica de ordem três pode ser muito inferior.  
 Nota: Não são indicados valores para harmônicos de ordem superior a 25, por serem em geral de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.

O cálculo da distorção harmônica total é efetuado através da fórmula a seguir apresentada, tendo em conta os valores da tabela 3.5.

$$THD = \frac{100}{U_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2} \tag{3.5}$$

Em que:

$U_1$  - é a tensão nominal;

$h$  - ordem do harmónico;

$U_h$  - é a tensão relativa à ordem do harmónico.

### Tremulação (flicker)

É um efeito de natureza subjetiva associado à impressão de instabilidade da sensação visual provocado por um estímulo luminoso cuja luminância varia. As causas deste efeito são as variações rápidas de tensão que se repetem com uma dada frequência e as variações da impedância de diversos equipamentos elétricos. Os indicadores da severidade de um flicker são: Pst e Plt (interrupções de curta e longa duração). Interrupções breves são aquelas em que a severidade do efeito é observada durante um intervalo de 10 minutos. Este intervalo é o tempo suficiente para minimizar os efeitos transitórios da conexão de cargas, mas também é o tempo suficiente para ter em conta a deterioração da visão de um utilizador. Por sua vez, interrupções longas levam em conta os aparelhos com um ciclo longo ou variável e o tempo

de referência é, então, duas horas.

O cálculo de Pst e Plt é feito tendo em base as seguintes fórmulas [30] [32]:

$$Pst = 0.36 \times d \cdot r^{0.31} \cdot R \cdot F \quad (3.6)$$

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^N \frac{Pst^3}{N}} \quad (3.7)$$

Em que:

d - valor da variação relativa da tensão  $\Delta U/U$  em % (figura14);

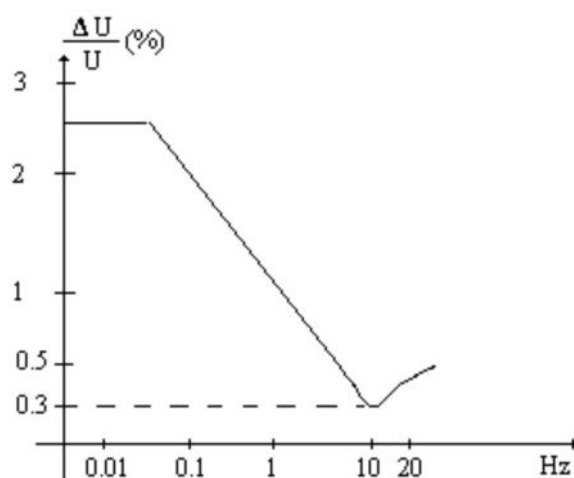


Figura 3.2 - Andamento típico da curva limite de "flicker" da tensão em função da frequência.

r - número de variações da tensão por minuto;

R - fator de frequência que toma valores dependentes do valor de r;

F - fator de equivalência que depende da forma da flutuação da tensão (para uma flutuação regular retangular  $F=1$ );

N - número de indicadores Pst considerados durante o intervalo de 2 horas.

#### Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões

95% dos valores eficazes médios da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente direta, para cada período de uma semana, medidos em intervalos de 10 minutos;

#### Valor eficaz da tensão

Num período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo de  $\pm 5\%$  da tensão declarada, sem ultrapassar a tensão máxima de serviço das respetivas redes [33];

### **Cavas de tensão**

São diminuições bruscas da tensão para valores entre 90% e 1% da tensão, seguido de restabelecimento. As cavas de tensão provocam defeitos fugitivos nas redes ou nas instalações dos clientes com causas aleatórias e imprevisíveis. O regulamento não especifica limites a respeitar, indica apenas que a duração deve ser inferior a 1s e ter profundidade inferior a 60%;

### **Frequência**

É a taxa de repetição da onda fundamental da tensão, medida num dado intervalo de tempo. Não é um aspeto problemático para as redes interligadas. Os valores definidos pelo regulamento de qualidade de serviço encontram-se tabela 3.6 [27].

**Tabela 3.6 - Limites de frequência**

<i>Redes com ligação síncrona a redes interligadas</i>	<i>Redes sem ligação síncrona a redes interligadas</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• 50Hz ± 1%, durante 95% de uma semana</li><li>• 50Hz + 4% -6%, durante 100% de uma semana</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 50Hz ± 2%, durante 95% de uma semana</li><li>• 50Hz ± 15%, durante 100% de uma semana</li></ul>

Tendo em conta todos os aspetos acima mencionados sobre a qualidade da onda de tensão, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados, anualmente, procedem a um plano de monitorização para caracterização da qualidade da onda de tensão na rede que exploram.

As situações detetadas à posteriori que não se encontrem regulamentadas serão alvo de uma análise, conduzindo a eventuais investimentos no sentido de melhorar.

## **3.2 - Qualidade de Serviço Comercial**

A qualidade de serviço comercial diz respeito à qualidade de atendimento ao público, isto é, a qualidade de atendimento prestada pelas empresas de eletricidade aos clientes, quer sejam estas operadoras de rede ou comercializadores. Esta parte do regulamento de qualidade de serviço abrange muitos itens como o tempo de espera no atendimento telefónico, o grau de satisfação dos consumidores, o cumprimento de prazos e horários, entre outros.

A ERSE é a entidade reguladora responsável por controlar de uma forma centralizada a qualidade comercial, isto é, para um controlo centralizado por parte da ERSE as empresas devem entregar relatórios trimestralmente, tendo em conta os indicadores globais e individuais definidos pela ERSE, sendo que o incumprimento dos indicadores ou o

incumprimento dos prazos de entrega dos relatórios (45 dias após o final de cada trimestre ou 60 dias após o final do ano) leva a penalizações.

Os indicadores globais definidos na tabela 3.7 permitem, para um determinado tema, verificar o desempenho da empresa para o conjunto dos seus clientes, para cada indicador global são definidos níveis mínimos de qualidade, à exceção do tema que diz respeito ao tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor. Como resultado do controlo/verificação por parte da ERSE dos relatórios apresentados pelas empresas de eletricidade têm-se na tabela em anexo A3 um exemplo de uma análise feita desses relatórios, que remete ao ano de 2010 [27] [34].

**Tabela 3.7** - Indicadores globais e padrões do setor elétrico em Portugal Continental [35].

<i>Indicador global</i>	<i>Aplicação</i>	<i>Padrão</i>
Percentagem de orçamentos de ramais de baixas tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	ORD*	95%
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados num prazo máximo de 20 dias úteis	ORD	95%
Percentagem de ativações de fornecimento de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de dois dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica	ORD	90%
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos nos centros de atendimento	ORD e CUR**	90%
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até sessenta segundos, no atendimento telefónico	ORD e CUR	85%
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	ORD e CUR	90%
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	ORD	90%
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor	ORD	Não definido

\*ORD -Operador da rede de distribuição  
\*\*CUR - Comercializador de último recurso

Os indicadores individuais definidos pela ERSE encontram-se representados na tabela 3.8, os indicadores individuais estabelecem a cada cliente um nível padrão de qualidade de serviço, isto é, estabelecem os mínimos que os clientes têm que cumprir, dentro dos temas a que se inserirem. Existem sanções para as empresas que não cumprirem com os níveis mínimos, que resulta numa compensação monetária ao cliente e em alguns dos casos também pode suceder o inverso, ou seja, em caso de incumprimento do cliente dos níveis mínimos, este ter que pagar uma compensação à empresa.

**Tabela 3.8** - Indicadores individuais no sector elétrico em Portugal Continental [36].

<i>Indicador individual</i>	<i>Padrão</i>
Visitas às instalações dos clientes	Cumprimento do intervalo máximo de 2h30m combinado para o início da visita
Avarias na alimentação individual dos clientes (tempo de chegada ao local)	Início da intervenção nos seguintes prazos máximos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona C, baixa tensão - 5 horas</li> <li>• Clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico elétrico indispensáveis à sua sobrevivência e clientes prioritários - 3 horas</li> <li>• Restantes clientes - 4 horas</li> </ul>
Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	Retoma do fornecimento nos seguintes prazos máximos após regularização da situação: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixa tensão - até às 17h do dia útil seguinte</li> <li>• Restantes clientes - 8 horas</li> </ul>
Resposta a reclamações	Até 15 dias úteis
Leitura dos equipamentos de medição	Intervalo de tempo entre leituras inferior a 6 meses

### 3.3 - Conclusão

Atualmente, as questões relacionadas com a qualidade de serviço representam uma significativa apreensão para o sector elétrico, quer ao nível das empresas distribuidoras quer ao nível dos consumidores de energia, uma vez que uma crescente competitividade do mercado de energia tende a impor-se.

A avaliação da qualidade de serviço abrange aspetos de serviço técnico e aspetos de serviço comercial. Deste modo, as empresas distribuidoras de energia realizam investimentos para melhoria da qualidade de serviço e os consumidores, por sua vez, têm que respeitar determinados parâmetros de forma a não excederem os padrões estabelecidos no regulamento, dado que ambos se relacionam na construção de uma rede com melhor qualidade.

A entidade concessionária da RND deve manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respetivas redes, procedendo, anualmente, à elaboração de um relatório de qualidade de serviço, por forma a aconselhar os produtores e os clientes sobre a maneira mais adequada de limitar, ao nível permitido, as perturbações emitidas.

No que respeita à qualidade da onda de tensão, a sua avaliação apenas é elaborada pontualmente, quando ocorrem problemas na rede ou em algumas unidades industriais, não havendo neste domínio regulamentação que determine uma preocupação sistemática ao nível do projeto e licenciamento de novas instalações.

Neste capítulo procurou-se descrever os aspetos técnicos da qualidade de serviço, mas também os aspetos comerciais que se caracterizam pelo atendimento, informações, assistência técnica e avaliação de satisfação. No entanto, em Portugal, no que trata à

qualidade de serviço comercial, esta ainda se encontra pouco divulgada, âmbito que futuramente deverá ser mais desenvolvido.

## Capítulo 4

# Sistema de Detecção de Passagem de Defeito

O Indicador de Passagem de Defeito é um aparelho instalado ao longo da rede de distribuição de média tensão, em locais estratégicos, para análise de sinais de tensão e corrente, em determinados locais (em função do tipo de IPD), com possibilidade de sinalizar, no local ou à distância, a presença de um defeito na rede.

Neste capítulo apresenta-se as características atuais relativas aos sistemas de deteção de passagem de defeito. Numa fase inicial é efetuada uma revisão teórica sobre os defeitos que ocorrem nas redes de distribuição e noutra fase são apresentadas as características e o modo de funcionamento dos IPD.

O crescimento do número de utilizadores de energia elétrica exige que sejam tomadas medidas ao nível da qualidade e continuidade de serviço, de modo a uma melhor satisfação por parte dos utilizadores. Com o intuito de uma melhor satisfação por parte dos utilizadores, a rede elétrica de distribuição deve ser construída, concebida e alterada, de forma a minimizar os riscos de avaria, isto é, as redes elétricas de distribuição são projetadas para funcionarem com uma determinada tensão e uma dada corrente nominal, ou a uma dada frequência.

Quando ocorre um aumento excessivo de corrente, um sobreaquecimento excessivo nas linhas ou uma queda de tensão elevada, normalmente, são alguns dos sinais de ocorrência de defeitos/avarias, uma vez que, nestes casos, surgem valores de tensão e/ou corrente superiores ou inferiores aos valores estabelecidos como nominais. Neste contexto, os sistemas de proteção assumem um papel preponderante, na medida em que permitem a deteção de defeitos, limitam o seu impacto no sistema elétrico de energia e desligam os equipamentos defeituosos com rapidez suficiente de modo a impedir o alastramento dos danos [37].

O conceito de defeito define-se como uma situação associada a uma mudança repentina e, por vezes, violenta do comportamento do funcionamento do sistema elétrico de energia [38], sendo que os defeitos se caracterizam pela sua origem, forma e duração.

No que compete à origem dos defeitos, estes podem ser de origem externa ou interna, os de origem externa acontecem quando os defeitos são provocados por uma situação exterior à rede elétrica, isto é, são causados pelo contacto de ramos das árvores, de animais ou objetos nos condutores, provocando a quebra de um condutor ou de um isolador da linha. Os de origem interna advêm do funcionamento das linhas, como por exemplo, as sobretensões devidas a fenómenos de ressonância ou de abertura de circuitos elétricos em carga [39].

Relativamente à sua duração, os defeitos podem ser: Intermitentes, quando se repetem em intervalos de tempo muito curtos, como por exemplo, no caso de um curto-circuito causado pelo balançar dos condutores sob a influência de um vento forte; Semi-permanentes, quando persistem por um tempo e depois desaparecem com a sua causa, como por exemplo, um defeito provocado pelo crescimento da vegetação, ele desaparece quando é cortada a vegetação e uma boa poda pode impedir tais incidentes; Auto-extinguíveis, quando os defeitos desaparecem por si só, sendo que este tipo de defeito pode ser encontrado em redes MT em casos de defeitos monofásicos; Evolutivo, acontece com mudanças rápidas da natureza do curto-circuito devido aos movimentos erráticos dos condutores, por exemplo, causados por uma árvore que cai, isto implica que, em poucos segundos, um defeito possa passar de monofásico para bifásico e assim sucessivamente, aumentando o agravamento do defeito [40].

Os defeitos manifestam-se sob a forma de sobretensões e sobreintensidades, podendo estas últimas ser de dois tipos: sobrecargas e curto-circuitos. As sobretensões dão-se quando os valores das tensões da rede excedem o valor nominal, normalmente, têm como origem descargas atmosféricas, contactos acidentais entre instalações ou a perfuração de um isolante num transformador sendo que, na maior parte dos casos, aparecem nas redes de distribuição aéreas [41].

A sobreintensidade origina-se através de uma intensidade superior à nominal que corresponde, evidentemente, a um defeito ou avaria num circuito elétrico ou uma instalação elétrica. Esta sobreintensidade pode revelar-se de duas formas, sobrecarga que se entende pelo excesso de corrente absorvida por um dado circuito elétrico, que leva a que o aparelho de proteção dispare, assim, a proteção de sobrecargas tem como objetivo a proteção do equipamento contra esforços térmicos de origem elétrica; e, curto-circuitos, que ocorrem quando se constata uma quebra de isolamento entre dois ou três condutores, ou entre condutores e a terra, levando a um aumento do valor da corrente muito superior ao valor da corrente nominal.

O tipo de defeito acima referido é o que mais se verifica nas redes elétricas, devendo ser detetado e eliminado de forma a garantir uma proteção eficaz da rede. Os curto-circuitos podem, ainda, ser caracterizados como: trifásicos, entre as três fases da rede com ou sem ligação à terra; bifásicos, entre duas fases da rede; bifásicos à terra, entre duas fases da rede e a terra; monofásicos, entre uma fase da rede e a terra [42].

Para evitar ou corrigir/eliminar os defeitos que poderão ocorrer é fundamental criar sistemas de proteção e, nesse sentido, abordar-se-á, de seguida, o funcionamento dos mesmos. Isto é, quando existe um defeito, os sistemas de proteção, tais como, os disjuntores, os religadores e os seccionadores, atuam por forma a eliminar o defeito. Os procedimentos dos sistemas de proteção passam por seccionar a zona em defeito por forma a eliminá-lo e, depois, tentar religar o sistema, sendo que, após sucessivas tentativas sem efeito, estas esgotam o número pré-determinado de religações e conclui-se que o defeito é permanente, ou seja, os consumidores correm o risco de ficar sem energia, uma que o disjuntor de alimentação permanece bloqueado e, dependendo da topologia da rede e da localização do defeito em questão poderão não ter outra forma de serem alimentados provisoriamente enquanto o defeito não se encontra corrigido. As equipas de manutenção procedem à localização do defeito, sendo que, inicialmente, percorrem a linha principal de alimentação, seccionam a linha por partes através dos equipamentos de proteção a jusante do bloqueio, procedem à abertura e à tentativa de religação do sistema. Se a religação não for bem sucedida verifica-se que o defeito se encontra a jusante da proteção verificada, caso o defeito não seja encontrado continua-se a pesquisar o defeito.

Dessa forma, todas as operações de manobras de abertura e fecho dos sistemas de proteção são comandadas pelo Centro de Operação, coordenando todas as informações que lhe são transmitidas, quer por parte das equipas de manutenção, quer por parte dos equipamentos de proteção. Após uma pesquisa na linha principal, se o defeito não for descoberto, procede-se à pesquisa nos ramais, a novos testes, até que o defeito seja encontrado [43].

A evolução dos sistemas de proteção está intimamente ligada aos indicadores passagem de defeito, a um controlo executado à distância da rede cada vez mais automatizado, que, por sua vez, origina uma diminuição no tempo de avaria, uma redução de custos com as equipas de manutenção e dos custos causados pelo tempo em que o aparelho/linha/sistema não funciona ou está em mau funcionamento.

## 4.1 - Historial

Em 1946, a companhia Horstmann foi responsável pela criação dos primeiros indicadores de passagem de defeito no mundo, assim como pelo projeto dos primeiros dispositivos capazes de sinalizar a passagem de uma corrente de defeito num circuito de distribuição [44].

Em 1948, a empresa E.O. Schweitzer Manufacturing Co. introduziu no mercado dos Estados Unidos da América os IPD, inovação exportada da Alemanha [45].

Os primeiros IPD possuíam sinalização mecânica, isto é, o *reset* do aparelho era executado manualmente e a sinalização era promovida pela rotação de um disco mediante a passagem de uma corrente elevada. Assim, tornava indispensável a intervenção humana sempre que uma falta era sinalizada.

Mais tarde, registaram-se avanços tecnológicos em IPD, a nível da inclusão de uma fonte de energia externa para alimentação dos IPD (1976) e os dispositivos eram ligados e postos em funcionamento, independentemente das características da rede elétrica [46].

Em 1987 regista-se o desenvolvimento de dispositivos IPD para linhas aéreas através de comunicação radiofrequência e, neste sentido, utiliza-se o sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) desenvolvido para estabelecer informações com o centro de controlo [47].

O rearme dos IPD começou a ser executado automaticamente, tanto na restauração da corrente de carga, como na tensão na rede. Este progresso economizou inúmeras horas de serviço mas, por outro lado, limitou a vida útil dos equipamentos, que passaram a trabalhar de forma autónoma e sem manutenção [48].

No ano de 2009 destacam-se os IPD no contexto Smart Grid, são registadas melhorias a nível de deteção de defeitos e visualização dos mesmos através de um *display*, são dispostos vários díodos emissores de luz (LED's) para que, pelo menos um dos díodos seja visível quando uma pessoa se aproxima do indicador de passagem de defeito, independentemente do ângulo em que se encontra. Quando é detetado um defeito, o indicador de defeito ilumina a pluralidade dos díodos num padrão pré-determinado dependendo se o defeito detetado é permanente ou temporário [49] [50].

Em 2010, com a empresa Schweitzer Engineering Laboratories, surge um avanço a nível de deteção e transmissão de diferentes defeitos, isto é, cada grupo de indicadores de passagem de defeito inclui uma unidade de interface rádio, através do qual são emitidos diferentes sinais de rádio consoante o local do defeito, do tipo do defeito e até mesmo da direção do defeito, contribuindo, assim, para que o operador consiga fazer um melhor controlo à distância [51].

A aplicação mais recente nos Estados Unidos da América regista-se em janeiro de 2011, sendo que esta inovação remete para a integração do *wireless* aos IDP, no âmbito de um monitoramento de indicadores de passagem de defeito, através de um sistema *wireless* de comunicações [52].

## 4.2 - Características

As informações relativas aos defeitos podem ser de dois tipos, uma primeira que ajuda na localização de defeitos permanentes e uma segunda que ajuda a origem dos defeitos que não são permanentes, sendo que, após os defeitos serem reconhecidos, as suas características são registadas pelos IPD. Estas informações facilitam a localização do troço da rede responsável por um dado número de defeitos, contribuindo para uma melhoria na manutenção [53].

Consoante os diferentes tipos de defeitos que ocorrem nas redes elétricas de distribuição de média tensão, os IPD devem funcionar de modo a preservar a segurança de pessoas e bens, evitar a destruição parcial ou total de materiais da rede devido a subidas elevadas de temperatura e devem assegurar a continuidade de serviço de energia, eliminando, rapidamente, o elemento da rede com defeito [54]. Para cumprir com estes objetivos, os IPD instalados ou a instalar na rede devem possuir um conjunto de características, tais como: sensibilidade; seletividade; rapidez; fiabilidade e consumo reduzido. Estas características serão explicadas de seguida.

- Sensibilidade é a capacidade de um aparelho não atuar de forma desnecessária ou inconveniente, isto é, quando ocorrem perturbações de curta duração que não são prejudiciais para o sistema elétrico, as proteções não devem atuar;
- Seletividade permite eliminar apenas uma parte em defeito, ou seja, em caso de defeito permite desligar parte da instalação estritamente necessária para que o defeito seja isolado e, no caso de não atuação de um aparelho de proteção, a atuação deverá ser feita pelo aparelho de proteção imediatamente a montante;
- Rapidez: as consequências de uma avaria, normalmente, são tanto mais graves quanto mais tempo estiver a ser fornecida energia elétrica ao circuito defeituoso. Portanto, a fim de se reduzirem ao mínimo os efeitos de avaria, os aparelhos de proteção devem atuar o mais rapidamente possível;
- Fiabilidade é a capacidade das proteções evitarem disparos intempestivos e garantirem o funcionamento adequado em caso de defeito, ou seja, as proteções passam maior parte do tempo sem atuar, numa posição de alerta, mas na presença de um defeito é extremamente necessário que atuem corretamente;

- Consumo reduzido: os aparelhos de proteção devem ter um consumo próprio e, conseqüentemente, o mais reduzido possível por razões óbvias de ordem económica [41].

Algumas destas exigências são contraditórias, nomeadamente a seletividade e a rapidez, uma vez que para uma correta seletividade, por vezes é inevitável que este processo seja mais demorado. Na utilização de indicadores de passagem de defeito nas redes de distribuição de média tensão é muito difícil estabelecer um compromisso entre todos os pontos, principalmente quando se deve considerar os custos das instalações e as questões de qualidade de serviço.

De um modo geral, as características de IPD interligam-se da seguinte maneira:



Figura 4.1 - Caracterização de um IPD

Inicialmente os IPD fazem captação de informações, mais concretamente, as correntes e as tensões que passam nas linhas. A rapidez é uma característica que em muito se relaciona com a captação, uma vez que é o primeiro passo para a identificação de um possível defeito, isto é, quanto mais rápido se detetar um defeito, maior será a rapidez no procedimento de reparação.

O tratamento dos dados de entrada é realizado a fim de saber se a rede está a funcionar normalmente ou em condições anormais. Em função dos dados analisados, as proteções da rede terão que atuar, ou seja, na ocorrência de um defeito a rede tem que ter sensibilidade para diferenciar erros prejudiciais ou não, com vista ao funcionamento da rede. Conseqüentemente, as proteções deverão agir de forma fiável quando necessária a sua intervenção.

O princípio de deteção de defeitos consiste em efetuar comparações entre os dados de entrada nos IPD e os limites pré-estabelecidos, sendo possível detetar vários tipos de defeitos. Os utilizadores podem programar e modificar os valores dos aparelhos conforme a sua aplicabilidade, o que se correlaciona com a sensibilidade, na medida em que os valores estabelecidos nos aparelhos são os valores através dos quais estes irão atuar.

A sinalização de um defeito sucede após o tratamento dos parâmetros de entrada e, por conseguinte, o IPD envia sinais para indicar o estado do troço da rede que está a ser monitorizado. Estes sinais são apresentados em formas visuais (através de LED's verdes e vermelhos, por exemplo) ou podem ser enviados para o centro de controlo segundo a

localização dos defeitos, todas estas sinalizações traduzem o isolamento da zona com defeito na rede.

Não menos importante é também a forma como se mantêm ligados os IPD, pois possuem um módulo suplementar de alimentação, através de pilhas, de baterias recarregáveis ou através de painéis solares, que garantem um consumo reduzido no que respeita a custos de eletricidade.

### 4.3 - Funcionamento

O fornecimento de energia elétrica, no que concerne a segurança e disponibilidade, constitui um ponto-chave para a gestão das redes elétricas. Isto é particularmente importante para as redes de distribuição, no que respeita à ligação entre o transporte de energia e os consumidores. A gestão destas redes é complexa devido à sua arquitetura, ao baixo número de dados disponíveis e à variedade de distúrbios que podem ocorrer.

Uma das tarefas importantes da gestão da rede elétrica de distribuição consiste em tratar corretamente a ocorrência de defeitos. Em geral, existem três níveis de tratamento após a ocorrência de um defeito numa rede de distribuição [55]: a deteção do defeito, a seleção do troço ou ramal em defeito e a localização do defeito ou do troço da rede em defeito.

A deteção do defeito deve ser efetuada rapidamente, uma vez que os disjuntores vão ser abertos para desligar a parte defeituosa da rede. A deteção é realizada a partir das informações disponíveis localmente nos indicadores de passagem de defeito.

É de notar que quando ocorre um defeito trifásico a corrente de defeito é muito elevada em comparação com a carga, a deteção deste tipo de defeito acontece quando é ultrapassado o limite de corrente padrão. Ao invés, quando ocorre um defeito monofásico, a corrente de defeito é baixa (em particular na rede de neutro isolado e compensado) e, consequentemente, a deteção do defeito é mais complicada.

A seleção do ramal com defeito permite isolar o defeito para posterior manutenção e para tentar solucionar uma segunda hipótese de alimentação para os consumidores enquanto o defeito não é reparado. Esta etapa permite a localização do defeito mais rapidamente.

A localização precisa do defeito na rede só é útil numa segunda fase, na fase de reconfiguração da rede, onde a localização pode ser mais lenta do que a deteção. No entanto, deve ser mais precisa, a fim de manipular os interruptores da rede de forma otimizada. Contudo, não se pode ignorar o facto de uma localização muito lenta poder

atrasar a reposição de serviço a um certo número de clientes que, por sua vez, afeta a qualidade de serviço e, conseqüentemente, aumenta a energia não distribuída.

A localização pode ajudar:

- A realizar uma localização da zona em defeito;
- A calcular o mais preciso possível a distância entre o defeito e um ponto de referência, muitas vezes representado pela saída do barramento da subestação.

O princípio de detecção de defeitos nas redes elétricas de distribuição está relacionado com o facto de se ultrapassar os limites padrão de algumas grandezas elétricas que se definem por corrente, tensão, tensão homopolar, corrente homopolar e os componentes harmónicos.

Na detecção de defeitos existem vários métodos que podem ser utilizados, podendo-se distinguir através de parâmetros elétricos utilizados, isto é, corrente de fase, tensão do neutro à terra, tensão homopolar, corrente homopolar e exploração.

Quando ocorre um defeito, a corrente de fase aumenta muito rapidamente e torna-se muito alta, ou seja, neste método é através deste aumento de corrente de fase que se deteta o defeito. Se o limite de corrente for ultrapassado ou se o aumento da corrente num determinado período de tempo for superior a um valor padrão, o defeito é detetado. Este método é utilizado para detetar um defeito trifásico, bifásico ou monofásico para redes de neutro impedante ou redes com neutro ligado diretamente à terra.

A tensão do neutro à terra é relativamente baixa em funcionamento normal, aumenta imediatamente após o aparecimento de um defeito monofásico. No caso de um defeito franco considera-se a mesma tensão nominal simples da rede. Este fenómeno pode ser explorado para a detecção de defeitos através da definição de valores limite para a tensão do neutro à terra ou para a sua variação. Sendo o defeito mais resistente, este método torna-se mais sensível a outros fatores que podem fazer variar a tensão do neutro à terra [56].

A tensão homopolar e a corrente homopolar são as somas vetoriais das tensões simples e das correntes de fase em três fases. Na ausência de defeito à terra, os seus valores são iguais a zero. Quando o defeito ocorre, eles devem ser nulos. Aproveitamos esta característica para detetar o defeito em comparação com a tensão homopolar (e a corrente homopolar) através de um limite padrão, isto é, somando as tensões das três e, se o valor obtido for superior ao limite máximo regulado, é sinal que estamos perante um defeito [57].

Relativamente aos métodos de localização de defeitos, estes podem ser de dois tipos, através de reconfiguração da rede ou através do cálculo à distância [54].

No que diz respeito ao método de reconfiguração das redes, as redes de distribuição dispõem de órgãos de comutação colocados em pontos estratégicos que permitem, após a detecção de

um defeito permanente, proceder à reconfiguração da rede por forma a restabelecer o fornecimento de energia à maioria dos consumidores e colocar a secção em defeito isolada, deixando de ser alimentada, se necessário, para que se possa proceder à reparação dos equipamentos danificados e eliminar a causa do defeito. Este método desenvolve-se através de ensaio/erro, isto é, por tentativas. Como consequência, em alguns casos, a pesquisa da zona de defeito pode levar várias horas e aumenta os danos sofridos pelos materiais durante o restabelecimento correto de energia.

Um outro método de localização de defeitos define-se pelo cálculo da distância de defeito, sendo um método de localização precisa do defeito, através do cálculo da distância entre o defeito e o ponto de referência, muitas vezes representado pela saída do barramento da subestação. Os métodos atuais dependem da medição de grandezas elétricas na frequência fundamental. Contudo, a localização de defeitos é mais difícil, pois a rede tem bifurcações e ramos; alguns métodos propõem uma localização com base nas medições (tensões e / ou correntes) realizadas em cada extremidade da rede. Os métodos de cálculo da distância de defeitos encontrados são: medição de grandezas elétricas numa das extremidades do item monitorizado [42], medição das variações da corrente residual num circuito aberto [58] e medição das grandezas elétricas em ambas as extremidades de um elemento monitorizado [59].

O funcionamento geral de um indicador passagem de defeito pode ser compreendido mais facilmente através do esquema seguinte:

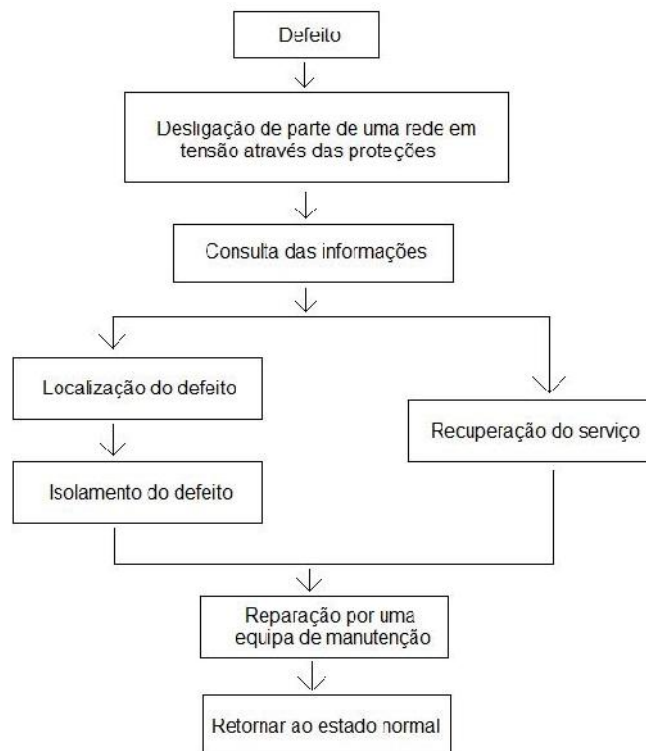


Figura 4.2 - Esquema geral do funcionamento dos IPD

Os IPD começam por detetar os defeitos através da análise dos valores da corrente e da tensão, os valores da corrente e da tensão quando ocorre um defeito são analisados por forma a determinar o tipo de defeito; se o defeito é prejudicial à rede, então os disjuntores vão abrir para isolar o troço da rede em defeito.

As manobras de localização de defeito consistem na redução da zona delimitada pelos órgãos de corte e pelos IPD, a fim de isolar com mais precisão o defeito. Isto é, é feito o isolamento de certos troços da rede e, em seguida, realiza-se o restauro da alimentação do sistema para determinar se o defeito está localizado ou não no troço da rede isolado.

As manobras de recuperação de serviço consistem na reposição da alimentação das zonas saudáveis da rede, através do modo de alimentação principal ou através de uma forma de alimentação secundária.

Uma vez que a secção em defeito se encontra isolada do resto da rede, uma equipa de manutenção é responsável pela reparação desta secção.

Quando a instalação é reparada, as seguranças são abertas e, em seguida, os interruptores fecham para retomar, deste modo, a configuração inicial da rede.

## 4.4 - Modelos de IPD

Atualmente existem muitos tipos de IPD em serviço nas redes de distribuição que podem ser classificados segundo o tipo de rede de distribuição em serviço (utilizam-se diferentes IPD em redes aéreas e em redes subterrâneas), pelas variáveis elétricas utilizadas (correntes de fase, corrente homopolares...) ou pelo método de deteção (direcional ou não direcional).

Se os IPD forem classificados pelo método de deteção, existem dois modelos de indicadores de passagem de defeito, IPD não direcionais e IPD direcionais [60] [61].

No caso dos IPD não direcionais, os IPD conseguem detetar se existe uma corrente de defeito a circular, mas não podem determinar a direção do defeito. O método de deteção deste tipo de aparelho corresponde a um critério de deteção amperimétrico (fig. 4.3a). Estes modelos de IDP são utilizados para detetar defeitos trifásicos e defeitos monofásicos, em redes com neutro impedante ou redes com neutro ligado diretamente à terra.

Por sua vez, os IPD direcionais podem detetar a presença de um defeito e determinar a direção do defeito em relação à sua posição, mantendo o mesmo princípio de deteção de defeitos trifásicos, tal como nos velhos detetores de defeitos, em que estes eram identificados após o limite padrão da corrente ser ultrapassado. No entanto, para detetar o

aparecimento de um defeito monofásico à terra, os IPD utilizam a análise das variações relativas da corrente e da tensão homopolar para indicar a sua posição (fig. 4.3b). Devido a este princípio de funcionamento, os IPD direcionais podem ser uma opção adequada em redes de neutro impedante.

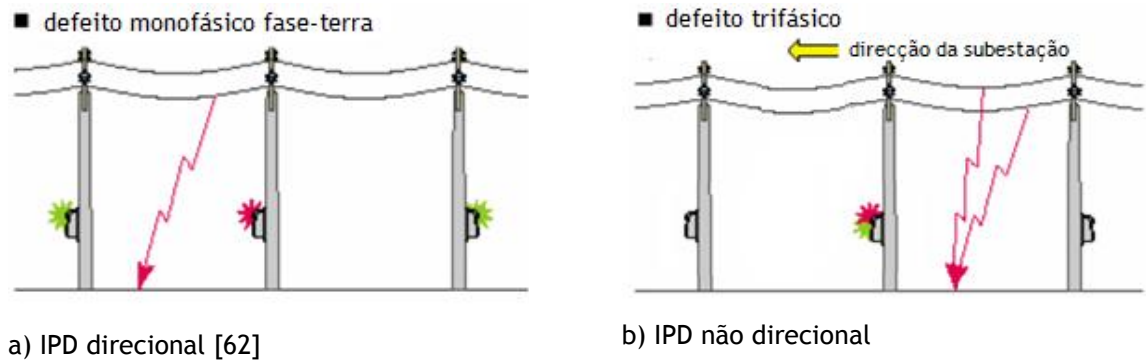


Figura 4.3 - Sinalização dos IPD direcionais (a) e não direcionais (b)

#### 4.4.1 - IPD não direcionais

Os indicadores de passagem de defeitos indicam ao operador da rede a posição do defeito em relação à localização dos aparelhos. No caso de defeitos trifásicos, o IPD utilizado é o não direcional, pois este indica, independentemente do que originou o defeito, se o defeito é a jusante da sua posição, utilizando como referência a fonte de alimentação do sistema. A figura seguinte ilustra esse princípio [63].

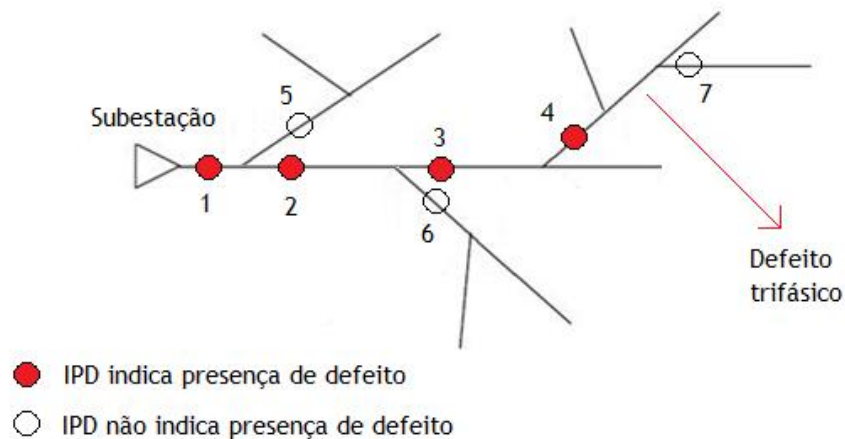


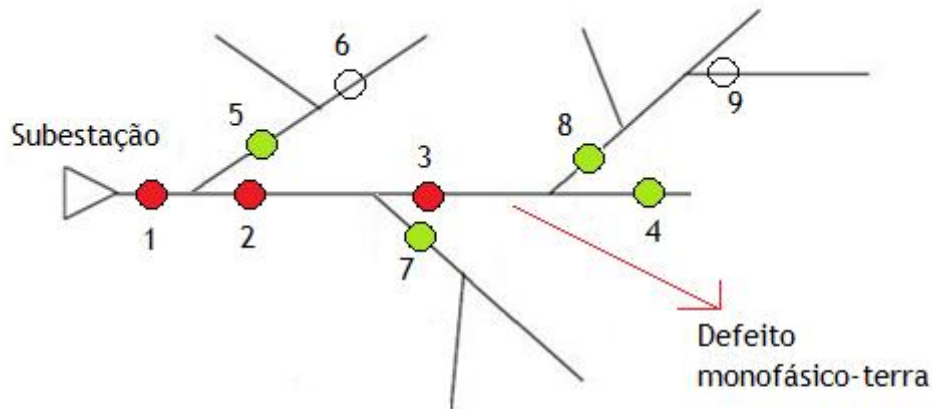
Figura 4.4 - Sinalizações dos IPD não direcionais quando ocorre um defeito trifásico

O operador da rede e as equipes de manutenção, segundo esta representação (fig. 4.4), saberão qual o circuito que devem seguir para a localização do defeito, sendo que, através do circuito sinalizado pelos IPD e da análise da sinalização compreende-se que o defeito se encontra a jusante dos IPD 1, 2, 3 e 4, mais concretamente, que o defeito se situa entre o último sinalizado (IPD 4) e o que não se encontra sinalizado (IPD 7).

#### 4.4.2 - IPD direcionais

Na situação de detecção de defeitos monofásicos, a indicação da posição do defeito depende do tipo de IPD que é utilizado. Com o IPD não direcional, o princípio de sinalização é idêntico ao descrito para defeitos trifásicos acima referido. No entanto, para um IPD direcional a sinalização é diferente, pois indicará a posição do defeito "à direita" ou "à esquerda" da sua posição, independentemente da posição da subestação [64].

A figura 4.5 é um bom exemplo disso, uma vez que, os IPD 1, 2, 3, 4, 5, 7 e 8 sinalizam a direção na qual se encontra o defeito e, de seguida, o operador da rede ou a equipa de manutenção sabe que o defeito se situa entre os IPD 3, 4 e 8.



- IPD indica defeito à direita da sua posição
- IPD indica defeito à esquerda da sua posição
- IPD não indica defeito

Figura 4.5 - Sinalizações dos IPD direcionais quando ocorre um defeito monofásico-terra.

A equipa de manutenção na tentativa de localização do defeito, primariamente, vai-se centrar na linha principal, sendo que, a sinalização do IPD a vermelho indica que o defeito se

encontra à direita e a sinalização a verde indica que o defeito se encontra à esquerda. Após uma pesquisa na linha principal, se o defeito não for encontrado, efetuam uma pesquisa nos ramais, seguindo o mesmo princípio de funcionamento das sinalizações; este processo repetir-se-á até que o defeito seja encontrado.

#### 4.4.3 - IPD Subterrâneos

Os Indicadores de Passagem de Defeito podem ser diferenciados conforme a rede de distribuição em que são instalados, ou seja, existem modelos de aplicação em redes de distribuição subterrâneas e modelos distintos para aplicação em redes de distribuição aérea.

Nas redes de distribuição subterrâneas, os Indicadores de Passagem de Defeito aplicáveis nos cabos subterrâneos podem-se distinguir por duas formas de aplicação, como é visível na fig. 4.6 e na fig. 4.7; na figura 4.6 é instalado, simultaneamente, um toro em redor dos três condutores e na figura 4.7 é instalado um toro em cada um dos condutores. Os toros são utilizados para medição da variação de corrente e para medição da tensão, sendo que a medida da tensão é obtida através da própria tensão de alimentação do equipamento ou, no caso dos Indicadores direcionais, através da utilização de divisores capacitivos. Estes Indicadores são instalados no interior dos postos de transformação das redes de distribuição de média tensão [60].

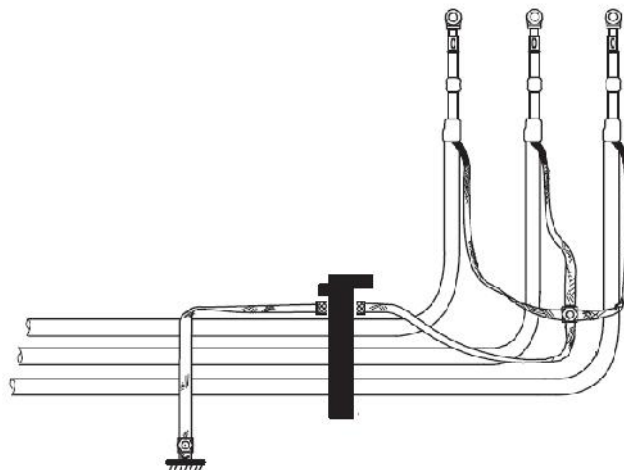


Figura 4.6 - IPD com instalação de um toro a envolver os 3 cabos [65].

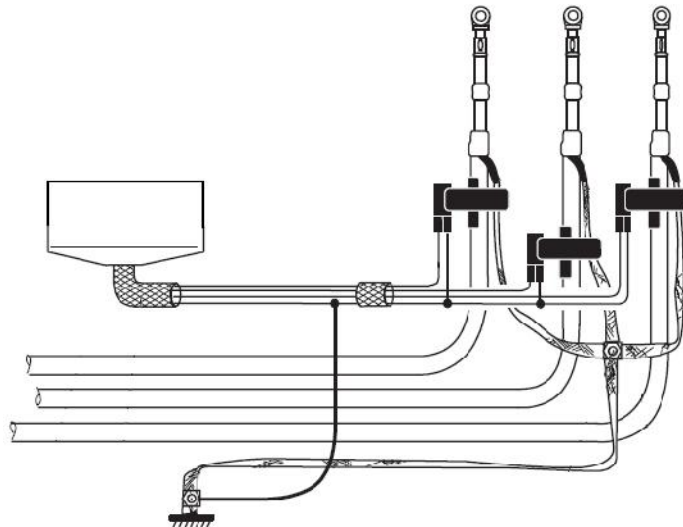


Figura 4.7 - IPD com instalação de um toro por um cabo [65]

#### 4.4.4 - IPD Aéreos

Nas redes de distribuição aéreas existem também dois tipos de IPD que podem ser aplicados: IPD instalados no cabo e IPD instalados no poste.

Os IPD instalados no cabo são de aplicação direta nas linhas primárias das redes de distribuição, através de pinças que possuem na sua própria constituição de forma a conseguirem fixar-se nas linhas e, para tal, são instalados de forma simples e segura. Com a linha de distribuição em tensão, normalmente, é instalado um IPD por cada fase, tal como é ilustrado na figura 4.9. A função deste aparelho é monitorar a corrente e a tensão da linha em que se encontram aplicados e, também, identificar a passagem de uma corrente de curto-circuito por esse local, com o objetivo de atuação dos equipamentos de proteção e, finalmente, isolar o defeito. Quando um IPD identifica um defeito permanente acende uma luz, para que a equipa de manutenção que irá à procura do defeito facilmente o localize. A deteção da corrente de defeito é feita por um sensor que se encontra incorporado no IPD, que vai controlar a variação da corrente no tempo, ou seja,  $di/dt$ , importa ainda reter que este sensor diferencia um aumento de corrente provocado pelo arranque da instalação, de um aumento de corrente por defeito. Os sensores em questão são dispositivos sensibilizados pelo campo magnético produzido pela corrente de carga do condutor, como mostra na Figura 4.8 [61].

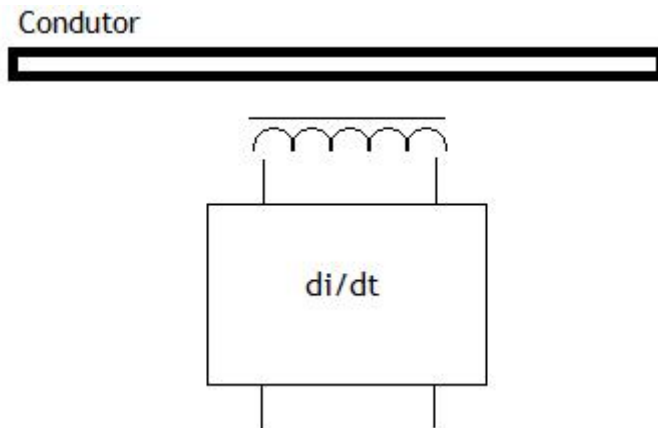


Figura 4.8 - Sensor do IPD.

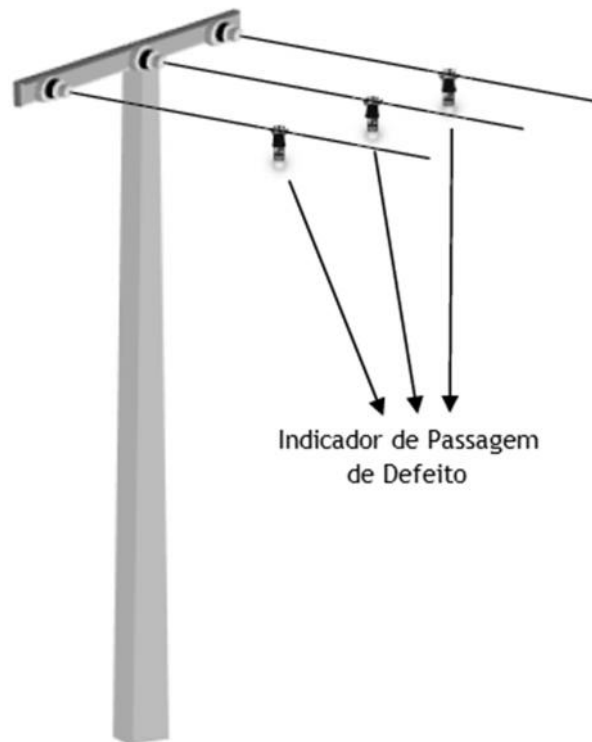


Figura 4.9 - Indicadores de Passagem de Defeito instalados nas três fases [66]

O IPD instalado no cabo é um dos principais IPD utilizados para proteção de redes de distribuição.

Em relação ao IPD instalado num poste, este é instalado diretamente a determinada altura, através da qual o mesmo possa inspecionar as três fases, conforme ilustra a figura 4.10. Estes dispositivos podem sinalizar defeitos permanentes na iluminação de alerta principal e, também, a passagem de defeitos transitórios, através de indicadores luminosos secundários.

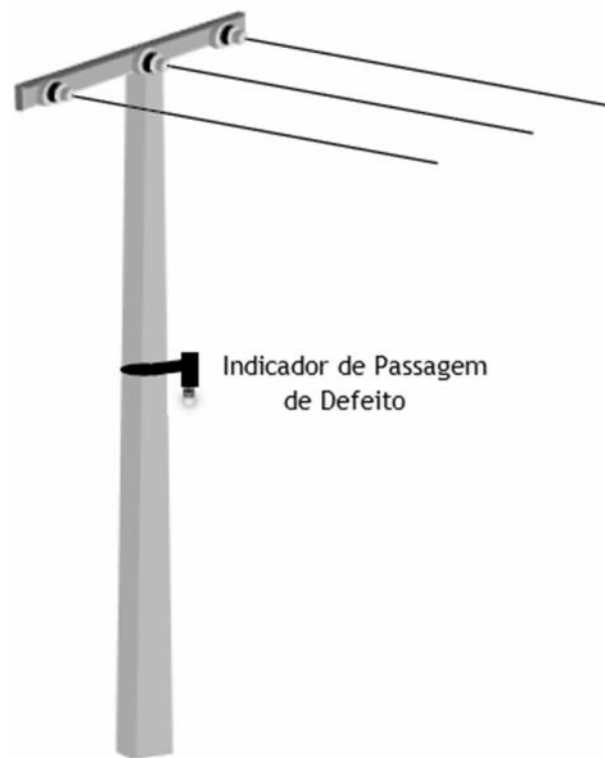


Figura 4.10 - Indicador de Passagem de Defeito instalado no Poste [66].

Os IPD instalados nos postes inspecionam as três fases da rede de distribuição simultaneamente com um único aparelho, mas este modo de funcionamento poderá acarretar desvantagens, pois o IPD instalado no poste está sujeito a interferências de uma rede secundária que poderá passar no mesmo poste, tornando a instalação do IPD num cabo mais adequado para esta situação, para além de que o custo de um poste é similar a três instalados nos cabos.

## 4.5 - Conclusão

Este capítulo destinou-se ao estudo dos diferentes sistemas de deteção de defeito adotados por Companhias Elétricas em redes de distribuição de média tensão, tendo sido dada especial atenção aos Indicadores de Passagem de Defeito.

O aparecimento de um defeito numa rede de distribuição pode originar uma interrupção no abastecimento de energia aos consumidores, tornando indispensável a deteção do defeito e a sua localização de forma a eliminá-lo o mais rapidamente possível, em virtude de uma boa prestação de serviço

Nas redes de distribuição elétrica determinar a localização de um defeito pode ser uma tarefa árdua e morosa, facto determinado, grande parte das vezes, pelo número reduzido de

informação disponível e à adoção do método de tentativa e erro, levando, desta forma, a que os equipamentos da rede sofram um esforço elevado.

Neste sentido, e com o objetivo de garantir a redução de tempo e frequência das falhas de alimentação, as Companhias Elétricas têm dedicado o seu esforço na implementação de sistemas com a finalidade de reduzir o tempo gasto na localização dos defeitos. Estas aplicam, ainda, variadas metodologias para a detecção e localização de defeitos, mais concretamente, sistemas traduzidos exclusivamente na implementação de Indicadores de Passagem de Defeitos que são suportados pelo sistema SCADA, como sistemas combinados resultantes da aplicação de filosofias diferentes.

A localização do defeito, quando abrangida numa secção reduzida da rede, facilita uma realimentação das secções saudáveis mais rápida, o tempo despendido na localização, limitação e até eliminação do defeito é menor nas religações sobre defeito da rede, que se sucedem no processo de localização do defeito. Para além disso, existem determinados métodos que disponibilizam informação dos defeitos transitórios ocorrentes, de modo a colaborarem de forma ativa para a realização de ações preventivas no que respeita à manutenção da rede.

No entanto, e apesar dos sistemas de detecção de defeitos serem uma ferramenta preciosa para uma maior Continuidade de Serviço da rede, estas ainda manifestam limitações. As limitações inerentes aos detetores de defeito atuais e ao que eles produzem estão, fundamentalmente, relacionadas com a qualidade dos sensores, sendo que, por questões de custos e possibilidade de ligação, são utilizados sensores muito simples e, conseqüentemente, ineficientes em termos de precisão. Uma outra limitação extrínseca aos detetores de defeitos existentes está relacionada com o aparecimento nas redes MT de produtores de risco, que dificultam a detecção de defeitos trifásicos; apesar disso, no caso de ocorrência de defeitos monofásicos terra, estes não devem ser perturbados.

Assim, e por forma de conclusão, as Companhias Elétricas devem considerar os aspetos acima referidos na implementação de projetos de forma a criarem medidas de prevenção e correção dos defeitos e das suas limitações.



## Capítulo 5

# Aplicação de Indicadores de Passagem de Defeito em duas redes aéreas de distribuição de média tensão

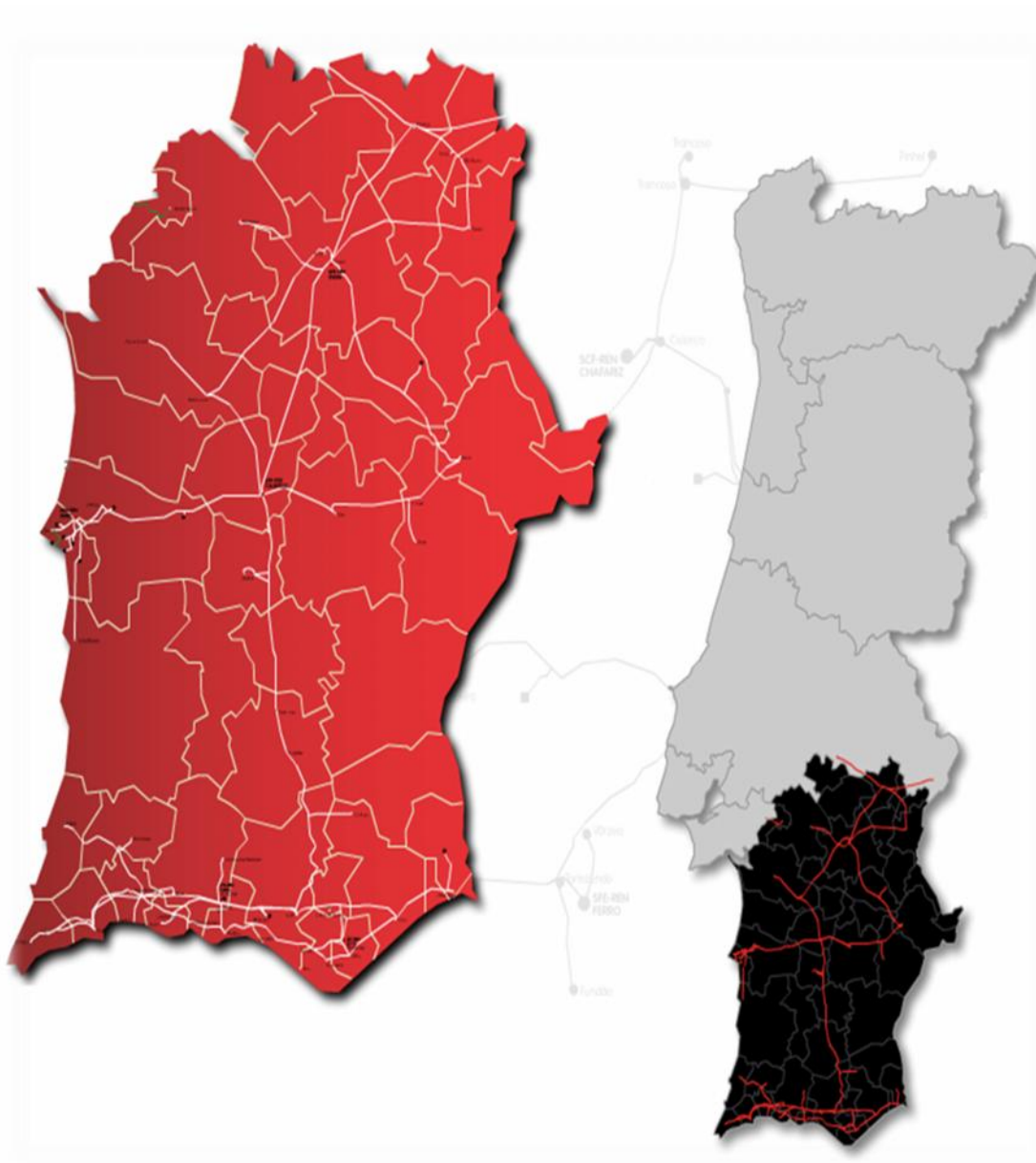
As redes de distribuição de média tensão estão sujeitas à ocorrência de anomalias e, tal como já foi desenvolvido no capítulo 3, as empresas distribuidoras, mais concretamente a EDP Distribuição, são obrigadas a cumprir um nível de qualidade de serviço que vise a satisfação das necessidades dos consumidores, bem como o crescimento do sector elétrico. Neste sentido foi desenvolvido um Regulamento de Qualidade de Serviço focado na continuidade de serviço, na qualidade de onda de tensão e na qualidade de serviço comercial face à realidade atual.

Neste capítulo propõe-se aplicar os IPD, abordados no capítulo 4, agora às redes em estudo.

Em primeiro lugar, na Secção 5.1, são detalhados todos os pressupostos e considerações tomadas da rede em estudo; a Secção 5.2 trata-se de uma caracterização dos indicadores utilizados no estudo; a Secção 5.3 apresenta uma análise de custo/benefício na aplicação de Indicadores de Passagem de Defeitos numa dada linha da rede de distribuição, mais concretamente, numa saída da subestação de Tavira.

### 5.1 - Pressupostos e considerações da primeira rede em estudo

O sistema de deteção de defeitos em estudo será realizado sobre a linha FR15-171 Cachopo-Zimbral, de 15 kV, localizada na saída da subestação SE60-626 de Tavira, que se encontra na rede Sul da EDP Distribuição, como ilustrado na figura 5.1. A linha em causa assegura a alimentação de consumidores dos concelhos de Tavira e Loulé.



**Figura 5.1 - Direção de Rede e Clientes Sul**

A EDP Distribuição, em Portugal, é responsável pela distribuição de energia a aproximadamente 6 milhões de clientes, possuindo uma rede de média tensão com mais de 72 mil quilómetros de extensão, dos quais 57.700 quilómetros são aéreos e 14.614 são subterrâneos [67].

A EDP fornece energia também para o Brasil, onde é igualmente designada por EDP, e no qual distribui energia para aproximadamente 3 milhões de clientes; encontra-se, também, representada em Espanha com a designação de HC Energía e distribui energia, sensivelmente, para 1 milhão de clientes [68].



Figura 5.2 - Mapa do Concelho de Tavira [69]

A saída FR15-171 Cachopo-Zimbral, da subestação de Tavira, é, essencialmente, uma linha aérea com 89,45 quilómetros de comprimento, servindo a imagem acima colocada como apoio visual da área aqui abordada. O sistema de neutro utilizado nesta linha é o neutro ligado à terra através de uma impedância, também designado por neutro impedante. A linha FR15-171 Cachopo-Zimbral tem uma potência instalada de 3925 kVA e assegura a alimentação a 938 clientes. Possui 61 postos de transformação, dos quais 2 são privados e os restantes 59 pertencem à EDP.

A linha é explorada radialmente, sendo que, em operação normal é alimentada pela subestação SE60-626 de Tavira, tendo a existência de interruptores e seccionadores normalmente abertos com o objetivo de realimentar as secções saudáveis da mesma a partir de circuitos adjacentes em caso de ocorrência de anomalias.

## 5.2 - Modelos de IPD

O sistema de deteção de defeitos abordado implica a utilização de dois indicadores de passagem de defeitos, os IPD comunicantes e os não comunicantes, sendo que os IPD comunicantes são utilizados nas derivações do troço principal da linha e os não comunicantes nas ramificações da mesma, isto é, nas derivações secundárias.

O sistema de neutro utilizado no estudo de caso é o sistema impedante. Neste sentido recorre-se, também, à utilização de Indicadores monofásicos pois são de prática instalação e facilitam a deteção do problema minorando, conseqüentemente, possíveis constrangimentos causados pelo ambiente envolvente aos pontos de instalação de IPD.

No sistema abordado recorrer-se-á a equipamentos produzidos pela empresa Schneider Electric, sendo esta opção justificada pela elevada qualidade dos seus produtos, por ser um empresa certificada e mundialmente conhecida e, fundamentalmente, pela pouca concorrência que existe em Portugal neste segmento de produtos.

A gama escolhida foi a Easergy pois é uma gama inovadora de detetores de defeitos que tem funcionalidade em redes subterrâneas e aéreas. Neste estudo abordar-se-á apenas dispositivos indicados para redes aéreas. O primeiro indicador, denominado por Flite 116-SA (figura 5.3), deteta e indica defeitos à terra, curto-circuitos e falhas de tensão permitindo, desta forma, reduzir o tempo de não fornecimento de energia, melhorar a qualidade do serviço prestado aos consumidores assim como a quantidade de energia faturada devolvendo um elevado investimento à EDP. No entanto este indicador só por si não é suficiente, funciona em conjunto com o indicador G200 (figura 5.4), uma unidade remota terminal que tem como função fazer a transmissão do defeito indicado pelo Flite 116-SA com o centro de despacho. Esta situação acontece porque o indicador Flite 116-SA comunica através de um sistema de comunicação via rádio de baixo alcance, por sua vez o G200 permite uma comunicação de longo alcance pois a sua comunicação é feita através de um serviço GSM/GPRS [62].



Figura 5.3 - Flite 116-SA/110-SA [70]



Figura 5.4 - G200 [62]

Por outro lado existe o Flite 110-SA, um indicador de passagem de defeito não comunicante, que apesar de ter esse aspeto negativo tem como grande vantagem o seu reduzido custo, fazendo com que seja um bom complemento aos indicadores comunicantes. Os indicadores de passagem de defeito não comunicantes têm como principal função permitir que a equipa de intervenção localize mais rapidamente o defeito, pois sinaliza localmente a ocorrência de defeito [71]. O Flite 110-SA e o Flite 116-SA são indicadores alimentados por baterias e preveem uma autonomia superior a 10 anos; no que trata do G200 a sua alimentação é feita através de painéis solares e prevê uma duração de 20 anos.

No anexo A.4 podem ser observadas todas as características que definem os equipamentos aplicados neste trabalho.

Os dispositivos de deteção de defeito comunicantes serão instalados nos pontos da rede indicados na tabela seguinte, permitindo segmentar a linha que liga Cachopo a Zimbral em 4 secções distintas, conforme ilustrado na figura presente no anexo A.4. Através desta implementação será possível numa Central de Controlo localizar remotamente a secção da linha em defeito, facilitando o processo de resolução do defeito.

**Tabela 5.1 - Pontos de Aplicação IPD Comunicantes**

<i>Ponto de Aplicação</i>	<i>G200</i>	<i>Flite 116</i>
Linha FR15-61-1-17, Apoio 5	1	6
Linha FR15-61-1-10, Apoio 18	1	6
Linha FR15-61-1, Apoio 35	1	6
Linha FR15-61-1, Apoio 88	1	6

A aplicação destes dispositivos tem como finalidade verificar a localização do defeito, sinalizando a sua posição em relação a jusante da linha ou a jusante do ramal.

Por sua vez, os IPD não comunicantes serão aplicados nos pontos indicados na tabela 5.2 e na figura presente no anexo A.4, por forma a aumentar o seccionamento da linha FR15-171, ou seja, de 4 passam a 15 secções mais pequenas, facilitando o processo de mitigação do defeito. A elevada implementação de IPD não comunicantes deve-se ao reduzido preço comparativamente ao preço dos IPD comunicantes, tornando, desta forma, os IPD não comunicantes uma mais valia.

**Tabela 5.2 - Pontos de Aplicação de IPD Não Comunicantes**

<i>Ponto de Aplicação</i>	<i>Flite 110</i>
Ramal FR15-61-1-10-2, Apoio 10	3
Ramal FR15-61-1-10, Apoio 20	3

Ramal FR15-61-1-10-23, Apoio 30	3
Ramal FR15-61-1, Apoio 35	3
Ramal FR15-61-1, Apoio 51	3
Ramal FR15-61-1, Apoio 72	3
Ramal FR15-61-1, Apoio 88	3
Ramal FR15-61-1-20, Apoio 3	3
Ramal FR15-61-1-21, Apoio 104	3
Ramal FR15-61-1-24, Apoio 119	3
Ramal FR15-61-1-23, Apoio 5	3
Ramal FR15-61-1-17, Apoio 5	3
Ramal FR15-61-1-17, Apoio 13	3
Ramal FR15-61-1-17, Apoio 41	3
Ramal FR15-61-1-17-11, Apoio 8	3

A objetividade desta aplicação depreende-se da identificação no local, se o defeito se encontra a jusante do ramal em que se encontra instalado. A divisão feita entre os indicadores de passagem de defeito comunicantes e não comunicantes é feita em função do comprimento da linha, da topologia e da potência instalada.

### 5.3 - Análise do sistema preconizado

Uma análise de custo/benefício pode ser definida como o processo pelo qual se avalia em que medida um certo projeto é ou não vantajoso para uma organização. Com este documento pretendemos mostrar que a implementação de indicadores de passagem de defeito numa rede de distribuição pode ser um projeto vantajoso para a EDP, salientando dois fatores: os custos inerentes à aplicação do projeto e os benefícios resultantes da implementação dos mesmos.

Neste ponto proceder-se-á à sistematização da informação, isto é, vai-se traçar o plano de investimento do projeto que consiste na discriminação de todos os investimentos relativos a este processo; obter o investimento inicial dos dispositivos físicos dos indicadores de passagem de defeito, bem como os custos da sua implementação. A tabela que se segue retrata, assim, os custos do sistema desenvolvido.

Tabela 5.3 - Investimento

<i>Flite 116</i>	24 unidades	12000
<i>Flite 110</i>	45 unidades	7200
<i>G200</i>	4 unidades	17200
<b>TOTAL</b>		<b>36400€</b>

Os Indicadores de Passagem de Defeito são usados em virtude de uma melhor Continuidade de Serviço, uma vez que estes permitem uma localização mais rápida do defeito e, conseqüentemente, um tempo mais reduzido de falha de alimentação, influenciando os valores do TIEPI e do SAIDI, assim como da energia não fornecida que na rede em questão foi de 6375kWh entre Julho de 2009 e Setembro de 2010.

No seguimento da análise custo/benefício é necessário saber qual o benefício gerado da aplicação de IPD, que se obtém através da seguinte expressão:

$$BG = \sum_{i=0}^n B_{ENF} + \sum_{i=0}^n B_M \quad (5.1)$$

Em que:

BG - Benefício gerado pelo recurso a indicadores passagem de defeitos;

$B_{ENF}$  - Benefício na energia não fornecida;

$B_M$  - Benefício na manutenção da rede.

O benefício gerado pela utilização de IPD diz respeito ao somatório dos proveitos concebidos na energia não fornecida e nos encargos de manutenção da rede ao longo dos anos, ou seja, como consequência da aplicação de dispositivos de indicação de passagem de defeito há uma melhoria na qualidade de serviço que, em funcionamento conjunto com outras aplicações leva a menos situações de anomalias e com tempos de interrupção por avarias mais curtos.

$$B_{ENF} = ENF \cdot T \cdot K \quad (5.2)$$

Em que:

ENF - Energia não fornecida;

T - Taxa de benefício com aplicação de IPD;

K - Valor kWh.

O  $B_{ENF}$  é o resultado que advém da diminuição da energia não fornecida em função da utilização de dispositivos indicadores de passagem de defeito. A taxa de benefício com a aplicação de IPD é difícil de quantificar de forma exata, uma vez que não existem redes iguais, sendo que o resultado desta aplicação tem proporções diferentes consoante as rede em que se encontrar inserida, em função disso existem estudos que quantificam a poupança pelo recurso de IPD entre 25% a 50% [72][73].

Os benefícios de manutenção a ter em conta são, nomeadamente, os custos associados à vistoria da rede, que se traduzem por:

$$B_M = C \cdot P \quad (5.3)$$

Em que:

C - Comprimento da linha (km);

P - Preço por km, atribuído na execução da tarefa “Vistoria” da linha.

A verificação integral da linha FR15-171 representa um custo de aproximadamente 3320€ para a EDP, uma vez que implica a atribuição de uma equipa de manutenção durante período de uma semana e para esse efeito a EDP estima um valor médio para custos por km inspecionado de 36€.

Outra das variáveis que é útil para a obtenção dos benefícios gerados pelos IPD é o K, valor pago por kWh pela energia reativa (0,1393€) [74], que não é cem por cento correto, uma vez que na linha em estudo existem clientes com diferentes potências contratadas e com diferentes regimes de contrato, mas de uma forma global funciona como um valor médio.

Assim sendo, de acordo com a fórmula do benefício na energia não fornecida, se estivessem implementados IPD no período em estudo (Julho 2009 a Setembro de 2010) teríamos uma poupança de 222€ na linha FR15-171.

Com a aplicação dos IPD no pior dos casos, seria a inspeção ao maior troço, constituído por 27 km de linha, mas que seria deveras proveitoso uma vez que a sua aplicação neste troço permitiria uma poupança de 2248€ em cada vistoria realizada (todos os cálculos referentes a este caso de estudo encontram-se mais pormenorizados no anexo A.5).

Do exposto conclui-se que a adoção de dispositivos de indicação de passagem de defeito, para além de melhorar significativamente os Índices de Continuidade de Serviço, revelam ser uma boa solução financeira, na medida em que, por extrapolação dos resultados (gráficos anexo A.5), é expectável que o retorno do investimento seja inferior a 12 anos.

## 5.4 - Caracterização da segunda rede em estudo

O sistema de deteção de defeitos em estudo será realizado sobre a linha ESG-15-235, de 15 kV, mais propriamente na linha de distribuição Nº2 da Zona Industrial de Aveiro, rede esta que se encontra inserida na zona de ação da EDP Distribuição do Porto.



**Figura 5.5** - Direção de Rede e Clientes Porto

A linha de distribuição N°2, da Zona Industrial de Aveiro é, essencialmente, uma linha aérea com 36 quilómetros de comprimento, servindo a imagem acima colocada como apoio visual à localização geográfica da área aqui abordada.

A rede em questão é explorada por forma radial o que proporciona, em caso de ocorrência de avaria, uma alternativa de realimentação dos clientes, através do acionamento dos interruptores e seccionadores existentes na rede. O sistema de neutro utilizado nesta linha é o neutro ligado à terra através de uma impedância.

A linha ESG-15-235 tem uma potência instalada de 12130 kVA e estabelece a alimentação de 32 postos de transformação, dos quais 24 são privados, 7 pertencem à EDP e 1 diz respeito a um produtor de energia, sendo que 3 dos postos de transformação privados no imediato se encontram desligados.

## **5.5 - Implementação de IPD no segundo caso de estudo**

A implementação de indicadores passagem de defeito na linha N°2 da Zona Industrial de Aveiro engloba, neste caso de estudo, a utilização de IPD comunicantes e não comunicantes, sendo que os fundamentos teóricos tidos em causa são os mesmos que foram tratados na rede em estudo no capítulo anterior.

Nos apoios 1 e 6 da linha N°2 de distribuição da Zona Industrial de Aveiro vão encontrar-se indicadores de passagem de defeitos comunicantes, uma vez que se tratando da linha principal, justifica o maior investimento gasto na aplicação destes dispositivos, aliando à localização dos órgãos de corte.

Os dispositivos de deteção de defeito comunicantes serão instalados nos pontos da rede conforme ilustrado no anexo A.6.

Na linha ESG-15-235-2 o apoio 1 e o apoio 6 serão pontos de aplicação de um indicador G200 na base do apoio, em complemento dos indicadores Flite 116 instalados em cada fase,

perfazendo um total de seis, com a finalidade de detetar se os defeitos se encontram a jusante destes.

**Tabela 5.4 - Pontos de Aplicação IPD Comunicantes**

<i>Ponto de Aplicação</i>	<i>G200</i>	<i>Flite 116</i>
Linha ESG-15-235-02, Apoio 1	1	3
Linha ESG-15-235-02, Apoio 6	1	3

Simultaneamente e de forma complementar serão instalados IPD não comunicantes nas ramificações da rede (tabela 5.5), dada a sua relevância ao nível de impacto económico, nomeadamente, no plano de investimento, ou seja, o indicador Flite 110 não tem o poder de comunicar quer com um centro de controlo quer com outro aparelho, mas é uma mais valia na medida em que localmente, é possível visualizar através da sua informação se existe falha na rede, reduzindo o tempo de identificação de avarias e consequentemente redução do tempo de reposição do sistema.

**Tabela 5.5 - Pontos de Aplicação IPD Não Comunicantes**

<i>Ponto de Aplicação</i>	<i>Flite 116</i>
Linha ESG-15-235-03, Apoio 1A	3
Linha ESG-15-235-03, Apoio 3	3
Linha ESG-15-235-04, Apoio 1	3
Linha ESG-15-235-04, Apoio 2	6

A figura que se encontra no anexo A.6 identifica visualmente a divisão realizada pela conjunção de indicadores passagem de defeito comunicantes e não comunicantes, sendo que esta divisão simplifica o processo de mitigação e identificação de avarias na rede de distribuição.

## **5.6 - Análise do sistema preconizado**

Neste ponto proceder-se-á à sistematização da informação, isto é, vai-se traçar o plano de investimento do projeto que consiste na discriminação de todos os investimentos relativos a este processo; obter o investimento inicial dos dispositivos físicos dos indicadores de passagem de defeito, bem como os custos da sua implementação. A tabela que se segue retrata, assim, os custos do sistema desenvolvido.

Tabela 5.6 - Investimento

<i>Flite 116</i>	6 unidades	3150
<i>Flite 110</i>	15 unidades	2400
<i>G200</i>	2 unidades	8600
<b>TOTAL</b>		<b>14150€</b>

Os Indicadores de Passagem de Defeito são aplicados em virtude de uma melhor Continuidade de Serviço, uma vez que estes permitem uma localização mais rápida do defeito e, conseqüentemente, um tempo mais reduzido de falha de alimentação, influenciando os valores do TIEPI e do SAIDI, assim como da energia não fornecida que na rede em questão foi de 19608kWh Julho de 2010 e Setembro de 2011.

No seguimento da análise custo/benefício é necessário saber qual o benefício gerado da aplicação de IPD. Assim sendo, temos que a verificação integral da linha ESG-15 representa um custo de aproximadamente 936€ para a EDP, uma vez que a EDP estima um valor de 36 euros por quilómetro vistoriado e esta parte da rede possui 26 Km. Com a subdivisão da linha através dos IPD os quilómetros de rede a serem vistoriados passam a ser mais restringidos, o que na pior situação remete para 7 quilómetros, com um custo associado aproximadamente de 252€.

Outra das variáveis que é útil para a obtenção dos benefícios gerados pelos IPD é o valor gasto em energia não fornecida, que em função dos dados recolhidos entre Julho de 2010 e Setembro de 2011 é aproximadamente de 2732€ na linha ESG-15.

Com a aplicação dos IPD tendo por base, o menor resultado possível transposto em estudos (-25%), a aplicação de IPD neste troço permitiria uma poupança de 1367€ em cada vistoria realizada (todos os cálculos referentes a este caso de estudo encontram-se mais pormenorizados no anexo A.5).

Do exposto conclui-se que a adoção de dispositivos de indicação de passagem de defeito, para além de melhorar significativamente os Índices de Continuidade de Serviço, revelam ser uma agradável solução financeira, na medida em que permitem reduzir os custos.

## 5.7 - Conclusão

O presente capítulo destinou-se à aplicação prática da teoria desenvolvida nos capítulos anteriores, ou seja, a instalação de Indicadores de Passagem de Defeito em função da topologia da rede escolhida, mais concretamente redes de distribuição aérea de média tensão.

Apesar da variedade e da oferta de IPD nas duas redes foram aplicados dois que, em utilização conjunta se complementam, no sentido em que primeiramente os IPD comunicantes permitem através da informação prestada ao centro de despacho, restringir à distância a zona de defeito numa zona mais pequena, facilitando o trabalho à equipa de intervenção que saberá de forma mais delimitada onde se encontra o defeito. Conjuntamente com os IPD não comunicantes, que têm como função restringir a zona de defeito aos ramais e sinalizá-los localmente, o que proporciona uma mais rápida localização do defeito por parte da equipa manutenção destacada, melhorando o serviço prestado aos consumidores.

Para além da análise técnica, importa referir que foi realizada uma análise económica tendo em conta o investimento de instalação de indicadores passagem de defeito. Verificou-se que, inicialmente o seu custo de aplicação é consideravelmente substancial, mas que tendo em conta aos lucros gerados em função da sua aplicação, nomeadamente diminuição da energia não fornecida, os seus custos associados e o custo de cada vistoria realizada, acaba por se ter um retorno do investimento inicial.

# Capítulo 6

## Conclusão

A implementação de uma solução conjunta de IPD Comunicantes com IPD Não Comunicantes reveste-se de particular importância na medida em que o primeiro tem como grande vantagem a obtenção de informação sobre os defeitos ocorridos à distância, mas como contrapartida apresenta um preço elevado. Tendo em conta que, por sua vez, a grande vantagem dos IPD Não Comunicantes é o seu preço reduzido, a solução passaria pelo equilíbrio conjunto de ambos na sua aplicação. Deste modo os objetivos a que se propõem corresponderiam ao esperado, uma vez que permitiria reduzir o tempo despendido na localização de defeito e consequentemente melhoramento dos Índices de Qualidade de Serviço.

A viabilidade da instalação de indicadores de passagem de defeito deve-se à poupança económica que esta permite, no caso em concreto, na primeira rede em estudo, 222€ em energia não fornecida durante o período de Julho de 2009 a Setembro de 2010 e 2248€ por cada vistoria realizada. Como já foi referido anteriormente, sem IPD presentes na rede, quando ocorre um defeito e uma equipa de manutenção é destacada para o local, o valor despendido numa vistoria pode atingir 3320€, o que dependendo do número de avarias que possam acontecer (dado que não foi facultado), fará com que o retorno no investimento desta tecnologia seja expectavelmente obtido dentro de um período compreendido entre 5 a 12 anos.

O estudo da segunda rede remete para o mesmo processo de análise da rede anterior, só que com a distinção do valor das variáveis, sendo que o benefício da energia não fornecida é superior ao do estudo da linha de Tavira, uma vez que esta se trata de uma rede localizada numa zona industrial, com maior potência instalada onde a ocorrência de defeitos poderá traduzir-se em prejuízos mais avultados. O estudo demonstrou que é rentável a aplicação dos indicadores de passagem de defeito quer no imediato, na medida em que poupa pelo menos 683€ em cada vistoria realizada, quer a longo prazo, na medida em que se espera obter o retorno do investimento num período entre 6 a 10 anos.

Em síntese, considera-se que a valorização de indicadores de passagem de defeito associados a redes de distribuição tem um grande potencial de aplicação em Portugal, podendo-se tirar mais partido aliando-os às aplicações já existentes nas redes de distribuição. Salienta-se, desde já, o facto de a EDP se encontrar a pôr em prática este tipo de aplicação numa parte da sua rede devido à sua viabilidade técnico/económica.

Por fim, considera-se que foram atingidos os objetivos inicialmente propostos, esperando-se que o estudo/trabalho que agora termina sejam úteis à empresa proponente deste tema.

## 6.1 - Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permite que surjam alguns temas que sejam necessários abordar, relacionados com a introdução de indicadores passagem de defeitos em redes de distribuição. Assim, este documento deve servir de base para novos trabalhos, nomeadamente:

- Criação de um circuito “protótipo” que permita realizar simulações técnico/económicas num *software* tipo PSCAD/EMTDC® em ambiente de laboratório por forma a permitir validar os resultados obtidos por simulação.
- Verificar a viabilidade da instalação de um sistema de vídeo ligado aos IPD, na medida em que este possibilita a visualização a longa distância da localização exata da ocorrência de defeito.

A realização destes estudos permitirá avaliar a viabilidade de avanços futuros nesta área do sector energético.

## Referências

- [1] O Sector Eléctrico. Disponível em <http://www.portugalglobal.pt/>. Acedido em Março de 2011.
- [2] Sperandio, M., Aranha, E.A.C., Coelho, J. & Ramos, “Prospecção de Sistemas de Distribuição de Energia Eléctrica Automatizados”, uma Visão Estratégica, VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Eléctricos, São Paulo, 2005.
- [3] Chen Rong-Liang, Sabir S., “*The Benefits of Implementing Distribution Automation and System Monitoring in the Open Electricity Market*”, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, ISBN: 0-7803-6715-4, pp. 825-830, vol. 2, 2001
- [4] Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro de 2006, Diário da República n.º33, Série I-A de 15 de Fevereiro de 2006
- [5] Braga, José Rodrigo Beenken da Costa, "Integração de Veículos Eléctricos no Sistema Eléctrico Nacional", Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2010.
- [6] Sistema Eléctrico Nacional. Website: <http://www.ren.pt/> => Electricidade => Sistema Eléctrico Nacional - Acedido em Outubro de 2010, REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.
- [7] Rede Nacional de Transporte. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Actividades do Sector => Transporte - Acedido em Março 2011, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- [8] Rede de Distribuição de Energia Eléctrica. Website: <http://www.edp.pt/> => Fornecedores => Segurança => Rede - Acedido em Setembro de 2010, EDP Distribuição - Energia, S.A.
- [9] Comercialização. Website: <http://www.ren.pt/> => Electricidade => Cadeia de Valor - Acedido em Março de 2011, REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.
- [10] Vale, Zita, “Centros de Controlo e Condução de Redes Eléctricas: Questões Relativas ao Tratamento da Informação”, GECAD - Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão, Junho de 2004.
- [11] Malheiro, Nuno Filipe Teixeira, “Processamento inteligente de informação em situações críticas: uma abordagem considerando informação incompleta”, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, 2004.
- [12] Puret C., “*MV Public Distribution Networks Throughout the World*”, Schneider Electric, Cahier Technique n° 155, March 1992
- [13] Schneider Electric Brasil, “Protecção das redes eléctricas”, Schneider Electric, 2008

- [14] Enacheanu, Florin Bogdan, “Outils d’aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution”, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [15] Electrical Installation Guide, “Connection to the MV utility distribution network”, Schneider Electric, 2009.
- [16] G. Johnson, et al., “A Review of System Grounding Methods and Zero Sequence Current Sources,” in *Protective Relay Engineers, 2008 61st Annual Conference for*, 2008, pp. 35-71.
- [17] “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV - Distribution”, IEEE Std C62.92.4-1991, p. 0\_1, 1992.
- [18] “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part V - Transmission Systems and Subtransmission Systems”, IEEE Std C62.92.5-1992, p. 0\_1, 1993.
- [19] Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de Setembro de 2006, Diário da República n.º175, Série I de 11 de Setembro de 2006
- [20] D. Griffel, et al., “A new deal for safety and quality on MV networks,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 1428-1433, 1997.
- [21] Christophe Prévé, et Robert Jeannot, “Guide de conception des réseaux électriques industriels”, Scneider Electric, Février 1997.
- [22] L. M. Vilela Pinto, “MGCALC”, Merlin Gerin, Janeiro 1993.
- [23] Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição. Website: <http://www.edpdistribuicao.pt/> => A Rede => Melhorias na Rede - Acedido em Março de 2011, EDP Distribuição - Energia, S.A.
- [24] Caracterização da rede de distribuição. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Factos e Números - Acedido em Março de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [25] Comprimento das linhas aéreas e cabos subterrâneos por nível de tensão. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Factos e Números - Acedido em Março de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [26] Perdas na rede de distribuição. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Factos e Números - Acedido em Abril de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [27] Regulamento de Qualidade de Serviço, Diário da República - II Série, 8 de Março de 2006.
- [28] Tomás Gomez, “*Calidad de la Onda de Tension*”, Curso de Doutoramento, 1994-95, IIT, Universidade Pontificia Comillas, Madrid.
- [29] Franklim Guerra Pereira, “Poluição Harmónica das Redes Eléctricas”, Publicações Técnicas EFACEC, Porto, 1986.
- [30] A. Arruda, F. Cavalcanti, N. da Silva Reis, R. Monticelli, R. Almeida e S. Yagi, “*Power System Harmonics and Flicker Survey*”, Proc. CIGRE 1992, Paris 1992.
- [31] Henryk Markiewicz and Antoni Klajn, “*Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems*”, Jul. 2004.
- [32] Lopes, João Abel Peças, “Perturbações na tensão e seus impactos na exploração de redes eléctricas industriais”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2004.
- [33] Relatório de Qualidade de Serviço, Website: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/> => Publicações => Relatório de Qualidade de Serviço => Relatório Anual de 2007 - Acedido em Maio de 2011, REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.

- [34] Qualidade de Serviço Comercial. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Qualidade de Serviço => Qualidade de Serviço Comercial - Acedido em Junho de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [35] Portugal Continental - Indicadores gerais e padrões do sector eléctrico. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Qualidade de Serviço => Qualidade de Serviço Comercial => Portugal Continental - Indicadores gerais e padrões do sector eléctrico - Acedido em Junho de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [36] Portugal Continental - Indicadores individuais no sector eléctrico. Website: <http://www.erse.pt/> => Electricidade => Qualidade de Serviço => Qualidade de Serviço Comercial => Portugal Continental - Indicadores individuais no sector eléctrico - Acedido em Junho de 2011, ERSE - Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos.
- [37] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, *“Protective Relaying: Principles and applications”*, Third Edition, 2006
- [38] Ferreira, J. R., Textos de Apoio, disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~jrf/> - Acedido em Setembro de 2011.
- [39] Documento interno da EDP Distribuição, *“Sistemas de Protecção da EDP Distribuição”*, Janeiro de 2004
- [40] Types de défauts. Website: <http://www.qualitereseauelectrique.com/fr/> => Nos Actions => *Un plan de protection* - Acedido em Setembro de 2011, ERDF - Électricité Réseau Distribution France.
- [41] Mário Ferreira Alves, *“ABC dos Sistemas Eléctricos de Energia”*, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Fevereiro de 1999.
- [42] S. Martino, *“Localisation des défauts dans les réseaux d’énergie électrique”*, Note/Sy6/02/001/A - IDEA/EDF/LEG/SE, 2002.
- [43] ERDF, *“Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution”*, ERDF-NOI-RES\_13E, ERDF - Électricité Réseau Distribution France, Juillet 2011.
- [44] Angerer, F., *“OH and UG fault indication via radio networks”*, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES on, vol. 2, pp.991-992, 2001.
- [45] Angerer, F., *“New Developments in Faulted Circuit Indicators Help Utilities Reduce Cost and Improve Service”*, Rural Electric Power Conference on, B4 - B4-3, April 2008.
- [46] Fault Indicator. Website: <http://www.horstmanngmbh.com> => Company => Experience - Acedido em Setembro de 2011, HORSTMANN GMBH.
- [47] Fault Indicators. Website: [http://www.eosmfg.com/news/news\\_indicators\\_direct.html](http://www.eosmfg.com/news/news_indicators_direct.html) => News => News indicators - Acedido em Setembro de 2011, E.O. Schweitzer Manufacturing.
- [48] Schweitzer, Jr., *“Polyphase Fault Current Flow Detecting and Resetting Means”*, United States Patent, August 1976.
- [49] Bjerkan E., *“Efficient fault management using remote fault indicators”*, CIRED - The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, p.1-4, Prague, 2009.
- [50] Feight, L. V., *“Faulted circuit indicator with characteristic detection & display”*, United States Patent, September 2009.
- [51] Schweitzer, III et al., *“User interface for monitoring a plurality of faulted circuit indicators”*, April 2010.

- [52] Park et al., “*Faulted circuit indicator monitoring device with wireless memory monitor*”, *United States Patent*, January 2011.
- [53] Tang, H. F. Wang, R. K. Aggarwal, A. T. Johns, “*Fault indicators in transmission and distribution systems*”, *Proc. of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Tech.*, pp. 238-243, 2000.
- [54] G. Baker, J. P. Steiner, D. Rockwell, “*Performance of on-line fault distance monitor for distribution cable circuits*”, *IEEE Transmission and Distribution Conf. and Exposition*, vol. 2, pp. 979-981, 2001.
- [55] T. Welfonder, “*Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé*”, *Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble*, 1998
- [56] Pinto de Sá, J., *Protecção de equipamentos e Sistemas de Energia Eléctrica*. Website: <http://www.ist.utl.pt> - Acedido em Outubro de 2011, Instituto Superior Técnico.
- [57] *Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico, DEF-C13-570/N*. Website: <http://www.edpdistribuicao.pt/> - Acedido em Setembro de 2011, EDP Distribuição - Energia, S.A.
- [58] H. Roman, H. Hylla, “*Fast Fault Locating in Rural MV Distribution networks*”, *Mitteldeutsche Energieversorgung AG, Germany, CIRED 2001*
- [59] J.A. Jiang, J.Z. Yang, Y.H. Lin, C.W. Liu, J.C. Ma, “*An adaptative PMU based fault detection / location. Technique for transmission lines - Part I : Theory and algorithms*”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.15, Issue 4, pages 1136-1146, Oct. 2000
- [60] M. Clement, P. Millet, L. Perrault, J. Raymougue, “*Spécification HN 45-S-51 Réseaux HTA souterrains - Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels*”, *Service matériel électrique département CIMA - EDF*, 19/1/2001
- [61] M. Clement, P. Millet, L. Perrault, J. Raymougue, “*Spécification HN 45-S-52 Réseaux HTA aériens - Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels*”, *Service matériel électrique département CIMA - EDF*, 26/1/2001
- [62] G200, *Remote Terminal Unit for Flite 116-SA, MV Network Management - Easergy Range, Technical Data Sheet*, Schneider Electric, 2008
- [63] Muench, F.J. and Wright, G.A. (1982). “*Fault Indicators: Types, Strengths & Applications*” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, pp. 3688-3693.
- [64] Baldwin, T., Renovich, F., Saunders, L. F., “*Directional Ground-Fault Indicator for high-Resistance Grounded Systems*” *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 39, n° 2, pp. 325-332, 2003.
- [65] Flair 219, *Fault passage indicator for underground MV networks, MV network management - Easergy Range, User’s manual*, Schneider Electric, 2008.
- [66] Souza, D. M. B. S., “*Abordagem Baseada em Lógica Fuzzy para Alocação de Indicadores de Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Eléctrica*”, *Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo*, 2009.
- [67] EDP Distribuição em Números 2008, Website: <http://www.edpdistribuicao.pt/> => Qualidade => Documentação => EDP Distribuição em Números, Acedido em Outubro de 2011, EDP Distribuição - Energia, S.A.
- [68] EDP no Mundo - Dados relativos a 2010, Website: <http://www.edp.pt/> => a edp => EDP no Mundo, Acedido em Outubro de 2011, EDP Distribuição - Energia, S.A.

- [69] Tavira - Mapa de Tavira, Website: <http://viajar.clix.pt/> => Mapas => Algarve => Tavira, Acedido em Janeiro de 2012, Clix - Optimus Comunicações, S.A.
- [70] Flite 116-SA, *Radio fault passage indicator for overhead networks, MV network management - Easergy Range, User's manual*, Scnheider Electric, 2008.
- [71] Flite 110-SA, *Radio fault passage indicator for overhead networks, MV network management - Easergy Range, User's manual*, Scnheider Electric, 2008.
- [72] Angerer F. M., "*New Developments in Faulted Circuit Indicators Help Utilities Reduce Cost and Improve Service*", IEEE Rural Electric Power Conference, ISBN: 978-1-4244-2147-3, Abril 2008.
- [73] E. O. Schweitzer Manufacturing Co., Inc, "*AES Eletropaulo Installs SEL Fault Indicators*", *Transmission and Distribution Magazine*, Janeiro 2010
- [74] Preço da Energia Activa, Website: <http://www.edpsu.pt/> => Tarifa e Horários => Tarifas de Baixa Tensão Normal => Tarifas de Baixa Tensão Normal até 20,7kVA, Acedido em Outubro de 2012, EDP Serviço Universal - Energia, S.A.



# Anexos



# Anexo A.1

## Exemplos de Unidade de Produção

<i>Agente</i>	<i>Descrição</i>	<i>Energia Horária</i>	<i>Tipo</i>	<i>Data de Início</i>
DPGP	Bacia hidrográfica do Cávado	632.0	Produção	2.06.2009
EDPGP	Bacia hidrográfica do Guadiana	254.0	Produção	1.11.2007
EDPGP	Bacia hidrográfica do Lima	663.0	Produção	1.01.2011
EDPGP	Bacia hidrográfica do Tejo e Mondego	698.8	Produção	1.04.2009
IBEG	Centrais Hidroelétricas Aguieira e Raiva	360.0	Produção	1.04.2009
RENT	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 1	354.0	Produção	1.07.2007
RENT	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 2	354.0	Produção	1.07.2007
RENT	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 3	354.0	Produção	1.07.2007
EDPGP	Central Termoelétrica de Lares - Grupo 1	435.0	Produção	2.06.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Lares - Grupo 2	435.0	Produção	2.06.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 1	236.6	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 2	236.6	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 3	236.6	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 4	236.6	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 1	295.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 2	295.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 3	295.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 4	295.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 1	118.2	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 2	118.2	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 3	118.7	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 4	118.7	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 5	118.2	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 6	118.2	Produção	1.07.2009
RENT	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 1	288.0	Produção	7.11.2010
RENT	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 2	288.0	Produção	7.11.2010
EGEN	Central Termoelétrica do Pego C.C. - Grupo 3	418.6	Produção	27.07.2010
EGEN	Central Termoelétrica do Pego C.C. - Grupo 4	418.6	Produção	27.07.2010
EDPGP	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 1	392.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 2	392.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 3	392.0	Produção	1.07.2009
EDPGP	Douro Internacional	1073.0	Produção	2.06.2009
EDPGP	Douro Nacional	878.0	Produção	2.06.2009
EDPSU	EDP Serviço Universal - UP Venda	2500.0	Produção	1.01.2011

FONTE: Unidades de Produção. Website: <http://www.mercado.ren.pt/> Acedido em Fevereiro de 2011

# Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

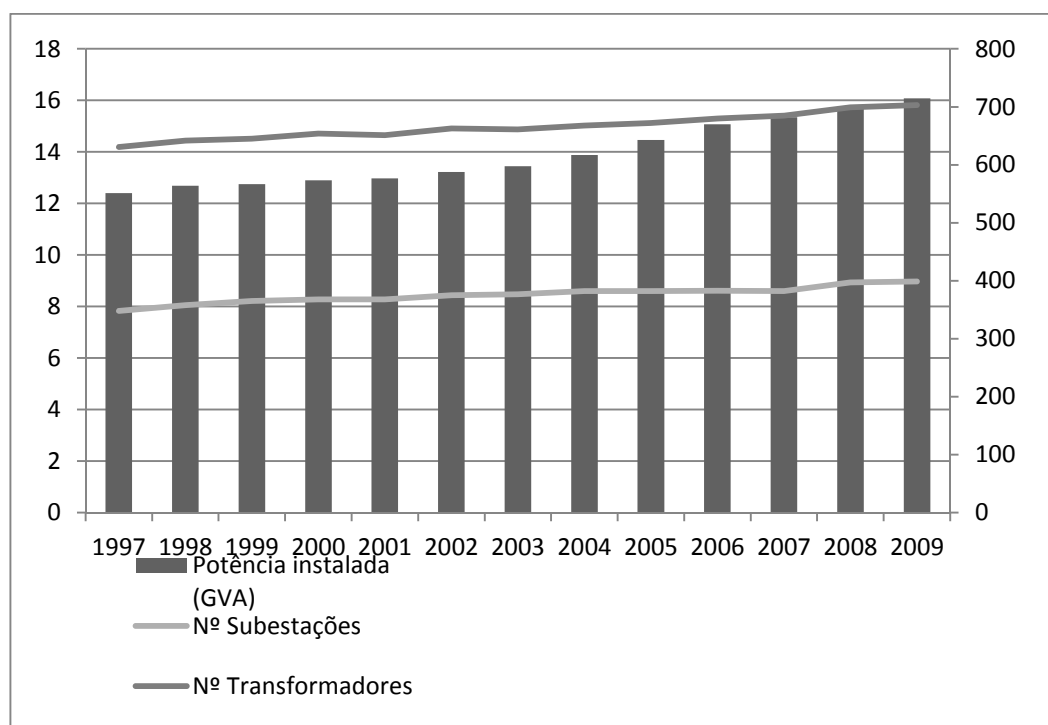


FONTE: Mapa da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. Website: <http://www.ren.pt/> - Acedido em Março de 2013.

## Anexo A.2

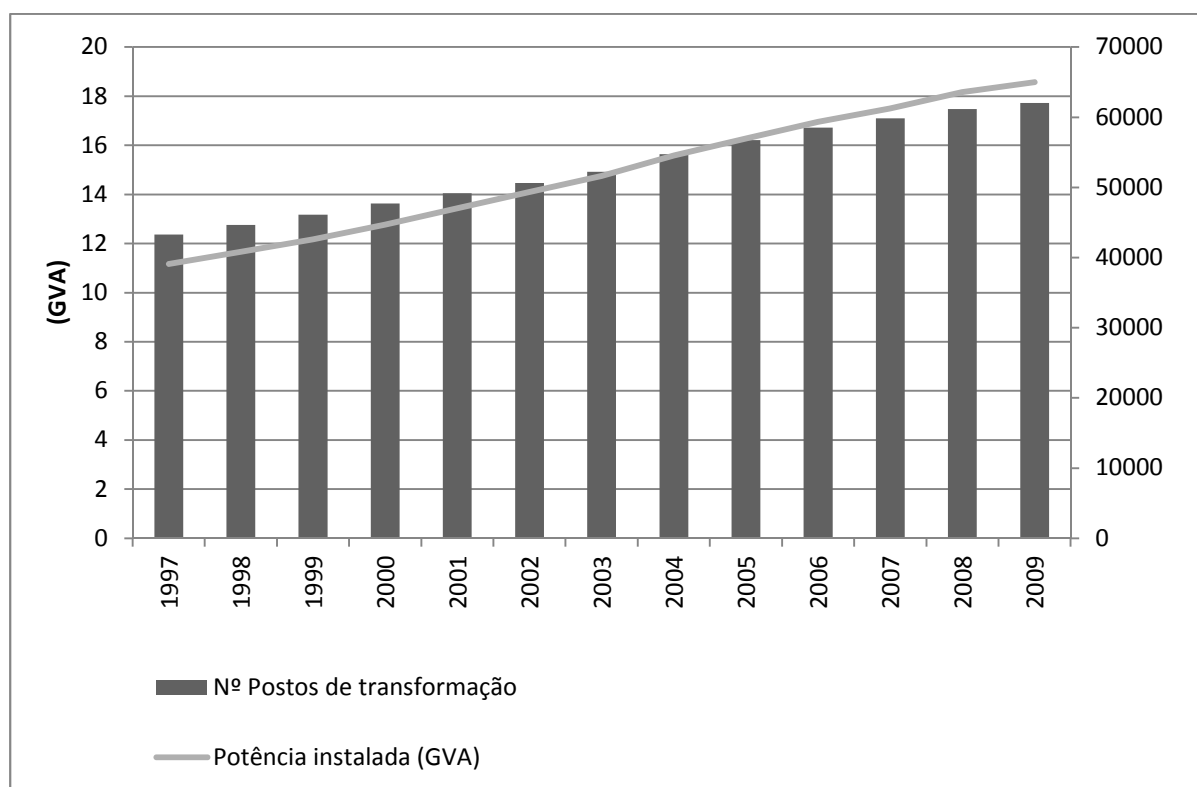
### Subestações

	<i>Subestações</i>		
	Potência Instalada (GVA)	N.º de Subestações	N.º de Transformadores
1997	12,405	348	631
1998	12,690	358	642
1999	12,752	365	645
2000	12,902	368	654
2001	12,971	368	651
2002	13,228	375	663
2003	13,450	377	661
2004	13,885	382	668
2005	14,467	382	672
2006	15,069	383	680
2007	15,352	382	685
2008	15,726	397	699
2009	16,083	399	703



## Postos de transformação

	<i>Postos de transformação (de serviço público)</i>	
	Potência instalada (GVA)	N.º de Postos de transformação
1997	11,164	43287
1998	11,663	44638
1999	12,169	46134
2000	12,776	47695
2001	13,432	49165
2002	14,094	50649
2003	14,750	52217
2004	15,586	54751
2005	16,279	56720
2006	16,955	58513
2007	17,500	59841
2008	18,170	61157
2009	18,571	62036



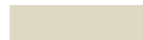


FONTE: Subestações. Website: <http://www.erse.pt/> - Acedido em Abril de 2011.

## Anexo A.3

### Evolução do cumprimento dos padrões dos indicadores globais

2010	EDA	EEM	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal
Orçamentos de ramais de baixa tensão	Cumpriu	Não aplicável	Cumpriu	Não aplicável
Construção de ramais de baixa tensão	Cumpriu	Não aplicável	Cumpriu	Não aplicável
Ativação de fornecimento em baixa tensão	Cumpriu	Não aplicável	Cumpriu	Não aplicável
Tempo de espera no atendimento presencial	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu
Tempo de espera no atendimento telefónico	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu
Resposta a pedidos de informação	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu
Reposição de serviço após interrupções acidentais	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu
Resposta a reclamações	Cumpriu	Cumpriu	Não aplicável	Cumpriu
Leitura periódica de contadores	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu	Cumpriu

Cumpriu  Não cumpriu  Não aplicável 

Em relação ao ano anterior:  
 ↑ Melhorou      ↓ Piorou  
 ↔ Igual      ≡ Valor do ano anterior não disponível

FONTE: Evolução do cumprimento dos padrões. Website: <http://www.erse.pt/> - Acedido em Junho de 2011.



# Anexo A.4

## G200



## Easergy Range - G200

Remote Terminal Unit for Flite 116-SA

### APPLICATION : FAST LOCATION OF FAULTY CIRCUITS

As the Flite 116 is a low power consumption unit, the G200 is used as a gateway to link the Flite 116 FPIs to any SCADA.

The G200 unit is mounted on an overhead line pole close to the Flite 116 radio Fault Passage Indicator and communicates:

- On one side with the Flite 116 units, via a spread spectrum licence-free radio 915 MHz (918 – 919,2 MHz) with low power consumption
- On the other side with the distant acquisition system through a long range communication medium:
  - mobile telephone network (GSM/GPRS)
  - others via the local RS232 port.

### BASIC FUNCTIONS

The G200 basic functions are:

- Date and time stamping of all events from Flite 116
- Sending all the requested events to the SCADA
- Remote parameter setting of Flite 116 units
- Local parameter setting of Flite 116 and G200 units via the RS232 local port
- Storage capacity: 100 stamped events.



#### Customer Benefits

- Remote monitoring of up to 9 overhead lines (currents, faults, etc.)
- RTU with open protocol (DNP3, IEC 870-5-101, Modbus)
- Communication via GSM/GPRS
- Pole-mounted or inside RTU
- External power supply or solar panel

## DESCRIPTION

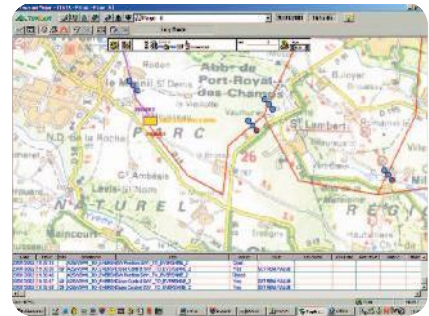
The G200 is available in 3 housings:

- Pole-mounted enclosure, able to house a battery (ex: 12V/7Ah), a battery charger, with external AC supply and a communication modem (ref. G2PF)
- Pole-mounted small size box, with external DC supply, either from solar panel or other (ref.G2GF)
- To be connected to another RTU or part of a switch local control cabinet (ref. G2SF).

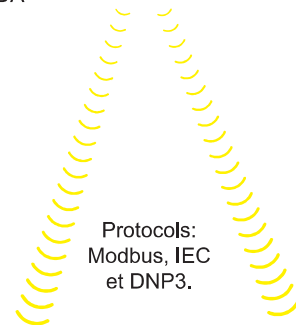
The main board includes:

- A short range low power spread spectrum radio for communication with the Flite 116
- For long range communication:
  - one communication medium with its embedded modem (GSM/ GPRS) or
  - one RS232 port for external communication (for ref. G2PF & G2SF only).
- One RS232 local parameter setting port
- 6 digital inputs, for alarm information to SCADA
- 3 digital dry contact outputs set to repeat phase faults (phase A, B, or C) from Flite 116 or short range communication faults or battery faults for transmission by an external RTU.

PE55843



SCADA

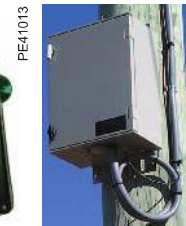


Protocols:  
Modbus, IEC  
et DNP3.

PE41016



G2GF

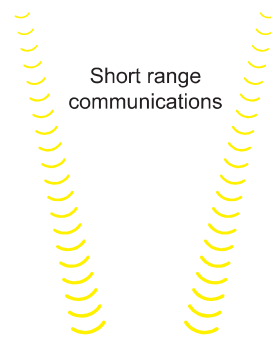


G2PF

PE41014



G2SF



Short range  
communications

PE41017



up to 9 Flite 116

PE55844



Solar panel for G2GF

PE55848



## G200 characteristics

### Local radio network

Type	Spread spectrum low power licence-free
Frequency	915 MHz (918-919,2 MHz - for other frequency: please ask)
RF output	FCC part 15.249 and AS/NZS 4268:2003 approved radio

### Long range communications

Communication media	Embedded GSM/GPRS modem (G2GF only)
Communication protocol	DNP3 serie/IP, IEC 870-5-101, Modbus serie/IP

### Measurements

Type	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I min, I max, I mean and I inst</li> <li>• MV presence statistics</li> </ul>
------	---

### HV line monitoring

Number of HV lines monitored per G200	9 phases (9 Flite 116)
Max. distance with Flite 116	100 m
Earth fault	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Earth fault indication (phase A, B, or C), (beginning time, ending time)</li> </ul>
Phase fault or I max	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Phase fault indication (phase A, B, or C), (beginning time, ending time)</li> </ul>
Transient fault detection if enabled	Transient fault indication and time stamping
Voltage loss	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voltage loss indication (phase A, B, or C) and time stamping</li> <li>• Voltage recovery time indication</li> </ul>

### Equipment monitoring

Local radio communication faulty	Communication with Flite 116 no.x faulty (after a number of attempts) and time stamping
Flite 116 battery alarm	Battery low in Flite 116 no.x and time stamping
G200 battery alarm	Battery low in G200 and time stamping (only for G2PF)
AC supply alarm	External AC supply off (only for G2PF)

### RTU inputs/outputs

Inputs	6 digital inputs
Outputs	3 relay outputs 220 Vac/1 A

### Local archive

Date and time stamped events and measures	100
Downloading of local archive	SCADA (L500)

### Power supply

Supply	90 to 230 Vac or external 12 Vdc supply or solar panel
Battery	6 V when solar powered, 12 V when AC supply

### Environment

Operating temperature	-25 °C to +70 °C
Storage temperature	-40 °C to +85 °C

### Mechanical

	Large enclosure	Small box	Cabinet
Dimensions in cm	430 x 330 x 200	270 x 203 x 110	250 x 150 x 65
Net weight in kg	8	1,5	1
Protection level	IP 54 IK 7	IP 54 IK 7	IP 21 IK 7

### Standards

Vibrations and shocks test	CEI 68-2-6 and 68-2-29
EMI / EMI immunity	CEI 801-3 and FCC Part 15
Salt spray and humidity tests	CEI 68-2-11 and 68-2-30

#### Other references

- Solar panel, with battery:
- Power 10W : GS-6-10
- Power 20W : GS-6-20

## References G200 : G2 -



### Enclosure size:

PF large - IP 54  
 GF medium - IP 41  
 SF small - IP 21

### Short range radio frequency:

915 (918-919,2 MHz)

### 1 - Power supply:

A external 6/12 Vdc  
 B 110/230 Vac

### 2 - Back-up battery:

A 7 Ah sealed lead battery (G2 PF)  
 Z no battery

### 1 - Embedded interface:

G GSM 900 - 1800 MHz  
 I GPRS 900 - 1800 MHz  
 2 RS232  
 P GSM 1900 MHz  
 Q GPRS 1900 MHz

### 2 - External modem device:

Z none

### Protocol used:

D DNP 3.0  
 I IEC 870-5-101  
 M Modbus

Warning: all combinations are not possible, please refer to the table below. As standard, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

## G200 references:

Reference	Large enclosure	Frequency	Power supply	Protocol	Modem
G2PF-915-AZ-D-2Z	large	915 MHz	12 Vdc without battery	DNP3.0	RS232
G2PF-915-AZ-I-2Z		915 MHz	12 Vdc without battery	IEC101	RS232
G2PF-915-BA-M-2Z		915 MHz	110/230 Vac + Batt. 7Ah	Modbus	RS232
G2PF-915-BA-D-2Z		915 MHz	110/230 Vac + Batt. 7Ah	DNP3.0	RS232
G2PF-915-BA-I-2Z		915 MHz	110/230 Vac + Batt. 7Ah	IEC101	RS232
G2GF-915-AZ-M-GZ	medium	915 MHz	6/12 Vdc without battery	Modbus	GSM
G2GF-915-AZ-I-GZ		915 MHz	6/12 Vdc without battery	IEC101	GSM
G2GF-915-AZ-D-GZ		915 MHz	6/12 Vdc without battery	DNP3.0	GSM
G2GF-915-AZ-M-IZ		915 MHz	6/12 Vdc without battery	Modbus	GPRS
G2GF-915-AZ-D-IZ		915 MHz	6/12 Vdc without battery	DNP3.0	GPRS
G2SF-915-AZ-D-2Z	small	915 MHz	6/12 Vdc without battery	DNP3.0	RS232
G2SF-915-AZ-I-2Z		915 MHz	6/12 Vdc without battery	IEC101	RS232
G2SF-915-AZ-M-2Z		915 MHz	6/12 Vdc without battery	Modbus	RS232

## Schneider Electric Industries SAS

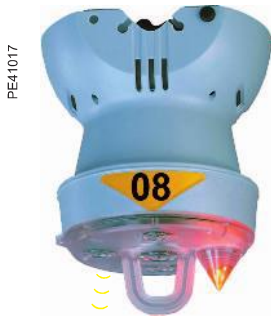
35, rue Joseph Monier  
 CS 30323  
 F - 92506 Rueil Malmaison Cedex (France)  
 Tel.: +33 (0) 1 41 29 70 00  
 RCS Nanterre 954 503 439  
 Capital social 896 313 776 €  
 www.schneider-electric.com

As standards, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

Design: Schneider Electric Industries SAS - Sonovision  
 Photos: Schneider Electric Industries SAS  
 Printed: Altavia Connexion - Made in France

# Easergy Range Flite 116-SA

Communicating fault passage indicator for overhead networks



G200 GF

## APPLICATION: FAST LOCATION OF FAULTY CIRCUITS

The location of a fault along an overhead MV network by means of optical fault passage indicators is time-consuming (traffic jam, hard to access network sections, long outgoing feeders).

A solution is to use (in addition) our remotely indicated Flite 116-SA fault passage detector. The payback is quick because the outage time being decreased, the reduction of non-distributed energy is important, and the quality is improved.

## PRINCIPAL

Each of the Flite 116-SA clipped onto the MV line communicates via a low power licence-free radio with a G200 RTU mounted on the pole. The G200 RTU is able to manage the communication with up to 9 Flite 116-SA (3 MV lines) and transmits information to the SCADA using open protocols such as DNP3, IEC 870-5-101 or Modbus.

## COMMUNICATION WITH G200 RTU

- Frequency: 918-919,2 MHz (others: please ask). Frequency spread spectrum used to avoid radio interferences
- Secured protocol: enabling message correction and repetition
- Maximum distance: 100m
- Capacity: up to 9 Flite 116-SA.

## FAULT DETECTION

### (SAME CHARACTERISTICS AS FLITE 110-SA)

- Self-adaptation: Flite 116-SA adjusts to the network voltage and frequency
- Configuration: Flite 116-SA is remote configured from the G200 at the pole bottom
- Fault types: Flite 116-SA detects and transmits earth fault (di/dt algorithm), short circuits and voltage loss
- Inrush current filter: when the line is energized, a time delay filters inrush current due to transformers magnetization
- Transient faults: Flite 116-SA detects and transmits transient fault (a fault is considered as "transient" when the upstream protection device eliminates the fault during its reclosing cycle)
- Fault confirmation: faults are confirmed by the loss of voltage after the upstream protection device has tripped
- Reset: permanent fault indication is automatically cleared when voltage returns to the MV line or following a time delay.



### Avantages Produit

- Remote monitoring of overhead lines (currents, faults, etc.)
- Detects both short-circuits and low current earth faults
- Highly visible 360° red flashing light
- Easy installation (spring grips)
- Remote setting

## OPERATION

### ■ Instantaneous MV line fault reporting:

- Instantaneous transmission to the G200 RTU of the fault detection (earth or phase to phase) or the voltage drop

### ■ Periodic event reporting:

- Continuous recording of the current values, updating of RTU local archives (average, min, max)
- MV line status
- Flite 116-SA battery status

### ■ Communication to SCADA:

- Data transmission
- Remote parameter settings



PE55844

G200 unit with solar panel



PE55564

Installation with SICAME tool



PE55563

Installation with shotgun hotstick

## Flite 116-SA characteristics

### Application

Distribution network voltage	7 kV to 69 kV
Power frequency	50 Hz and 60 Hz
MV earthing system	Impedant neutral, solidly grounded
Conductor diameter	5 to 22 mm

### Measurements

Load current range	0 to 630 A Integrated within 3 s
--------------------	----------------------------------

### Fault detection - parameters

di/dt tripping values	6-12-25-30-40-60-80 A-Off with remote parameter setting
I <sub>max</sub> tripping values	100-150-200-250-300-400-500-600-800 A-Off with remote parameter setting
dt value for di/dt operation	25 ms for 60 Hz; 30 ms for 50 Hz
Inrush restraint duration	3-30-70 s-Off
Fault confirmation delay	Immediate after voltage loss

### Radio transmission

Applicable standards	FCC/Europe/Australia/Others
Frequency	918-919,2 MHz
Hourly information	Measurements: I <sub>max</sub> ; I <sub>min</sub> ; I <sub>average</sub> Battery status; indication voltage presence
Upon SCADA request	Instantaneous current measurement
Fault reporting	Immediate plus report of fault reset
Wake up mode	Permanent for interrogation from G200

### Fault reset

Automatic power return reset	3-30-70 s-Off
Timer reset	2-4-8-16 hours (remote setting)
Manual reset	By magnet

### Fault indication

Local display	Red flashing light
Light power	Very high visibility (40 lumens)
Visibility angle	360°
Flashing period for permanent faults	1 flash every 3 s (< 2 h) then 1 flash every 6 s
Standard total flashing duration	400 heures

### Lithium battery life expectancy

G200 avec 3 Flite 116-SA	8 ans
G200 avec 9 Flite 116-SA	5 ans

### Environment

Operating temperature	- 40 °C to + 70 °C
Storage temperature	- 40 °C to + 85 °C
Humidity	< 95 %
Protection level	IP 54 IK 7

### Mechanical

Dimensions	130 mm x 130 mm
Net weight	540 g
Wind resistance	Up to 150 km per hour

### Standards

Short-circuit withstand	25 kA/170 ms (ANSI 495)
Vibrations and shocks test	CEI 68-2-6 and 68-2-29
EM/EFI immunity	CEI 801-3 and FCC Part 15
Salt spray and humidity tests	CEI 68-2-11 and 68-2-30

### Description

Description	References
Flite 116-SA	Flite 116-SA
Installation tool with SICAME adapter	59953
Installation tool with BOWTHORP adapter	59954
12 meter telescopic hotstick (20 kV insulated)	59955

## Schneider Electric Industries SAS

35, rue Joseph Monier  
CS 30323  
F - 92506 Rueil Malmaison Cedex (France)  
Tel.: +33 (0) 1 41 29 70 00  
RCS Nanterre 954 503 439  
Capital social 896 313 776 €  
www.schneider-electric.com

As standards, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

Design: Schneider Electric Industries SAS - Sonovision  
Photos: Schneider Electric Industries SAS  
Printed: Altavia Connexion - Made in France

## Flite 110-SA



- Detects both short-circuits and low current earth faults
- Self adaptation to network voltage and frequency
- Highly visible red flash light
- Indicates both permanent and transient faults
- User adjustable

## MV network management - Easergy range

# Flite 110-SA

## Fault passage indicator for overhead network

### Advantages

■ **Flite 110-SA adjusts to the network voltage and frequency.**

Using fault detectors makes it easier to locate faults on distribution networks. The detector must adapt to the electrical network characteristics and be perfectly visible to allow maintenance teams to quickly detect faulty network sections.

■ **Flite 110-SA is configurable on site.**

An overhead fault detector must be coordinated with the upstream protection system whose trip threshold can vary according to its position on the MV network.

■ **Flite 110-SA indicates permanent and transient faults with the same indication light intensity.**

A fault detector always indicates permanent faults, but utilities companies often also want to find transient fault (a fault is considered to be "transient" when the upstream protection device eliminates the fault during its reclosing cycle).

■ **The indicator light is visible from a 360° angle.**

### Fa

Flite 110-SA is fitted with two sensors, one measuring the magnetical field (image of the current) and one measuring the electrical field (image of the voltage).

### Operation

Flite 110-SA is hooked directly onto the line without any specific tooling.

When installed on a live conductor, Flite 110-SA automatically adapts to the network voltage frequency, then activates the fault detection function.

**Fault types:** a fault is expressed either in terms of the exceeding of an absolute current threshold ( $I_{max}$ , phase-phase fault), or a variation in current over a given time ( $di/dt$ , phase-earth fault).

Flite 110-SA indicates both transient faults and permanent faults. The transient fault detection function can be disabled.

**Fault confirmation:** in order to avoid any indication errors, faults are confirmed by the lack of voltage after the upstream protection device has tripped.

**Inrush current filter:** when the line is energized, a time delay filters inrush currents due to transformer magnetization.

**Resetting:** permanent fault indication is automatically cleared when voltage returns to the MV line or following a time delay. Flite 110-SA checks that the MV supply has stabilized before resetting itself.

**Change in transient faults:** if a permanent fault occurs whilst the device is already indicating a transient fault, the flashing automatically changes from transient to permanent, thus enabling maintenance staff to deal with faults according to their priority level.



## Characteristics

### Flite 110-SA

Application	
Distribution network voltage	7 kV to 69 kV <sup>(1)</sup>
Power frequency	50 Hz and 60 Hz
MV neutral arrangement	Impedant, solidly grounded
Conductor diameter	5 to 22 mm
Fault detection - parameters	
di trigger setting	6-12-25-60-90-120-160 A-Off
Imax trigger	100-200-500-800 A
Transient faults detection	On - Off
dt value for di/dt operation	30 ms ± 10 ms
Inrush restraint duration	3 s
Loss of voltage condition	U < 45% Un
Fault confirmation	Voltage drop within 70 s after fault detection
Reset (permanent faults)	
Automatic power return reset	Voltage presence during 70 s
Timer reset	2-4-8-16 hours
Manual reset	By magnet
Fault indication	
Indication	Red flash light
Light power	40 lumens
Visibility angle	360°
Flash period for permanent faults	1 flash every 3 s (0 to 2 h)
Flash period for transient faults	2 flashes every 12 s (0 to 8 h)
Standard total flash duration	800 hours
Power supply	
Lithium battery life expectancy	> 10 years
Environment	
Operation temperature	-40°C to +85°C
Storage temperature	-40°C to +85°C
Protection level	IP 54 IK 7
Mechanical	
Dimensions	130 mm x 130 mm
Net weight	360 g
Wind resistance	150 km per hour
Standards	
Short-circuit withstand	25 kA/170 ms (ANSI 495)
Dielectric test	125 kV/60 Hz (IEC 60060-1)
Vibrations and shocks test	IEC 68-2-6 and 68-2-29
EMI/EFI immunity	IEC 801-3 and FCC Part 15
Salty fog and humidity tests	IEC 68-2-11 and 68-2-30

(1) < 7 kV on request

### Installation with shotgun hotstick



1 - Fixing the unit on the hook

2 - Pushing the unit onto the line

### Installation tool with SICAME adapter



## Installation

Flite 110-SA is clipped on a live conductor:


- either with a standard shotgun hotstick,
- or with a hotstick fitted with a universal adapter and a Flite 110-SA installation tool (see references below).

Description	References
Flite 110-SA	59938
Replacement lithium battery	59982
Installation tool with SICAME adapter	59953
Installation tool with BOWTHORP adapter	59954
12 meter telescopic hotstick (20 kV insulated)	59955

## Schneider Electric Industries SAS

89, boulevard Franklin Roosevelt  
F-92505 Rueil-Malmaison Cedex  
Tél. : +33 (0)1 41 29 85 00  
www.schneider-electric.com  
www.easergy.com

As standard, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

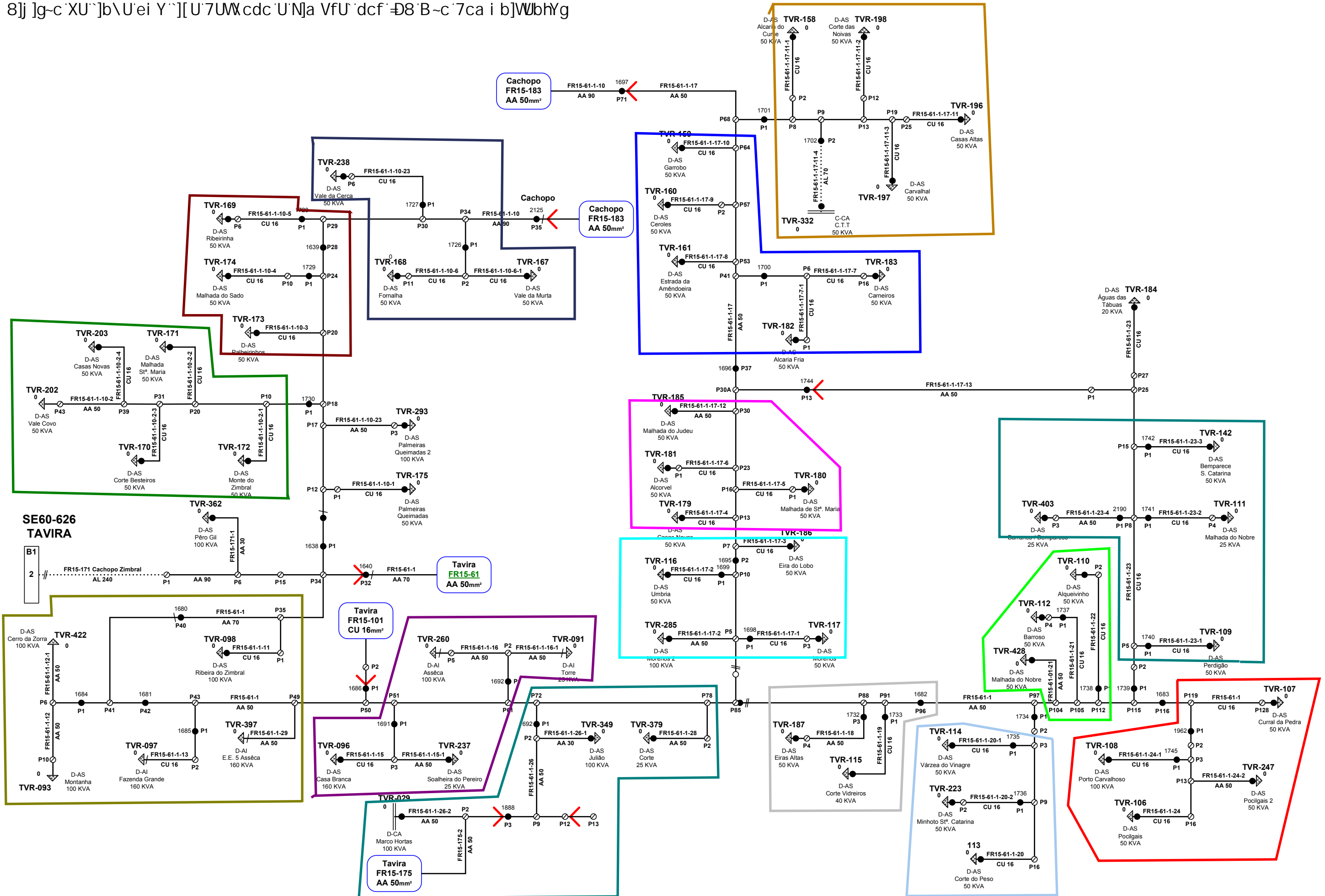
 This document has been printed on ecological paper

Publishing : Schneider Electric Industries SAS  
Production : Schneider Electric Industries SAS  
Printing : Imprimerie du Pont de Claix/JPF - Made in France





8]j ]g-c`XU`)]b\U`ei Y`][U`7U\cdc`U`N]a VfU`dcf`-D8`B`-c`7ca i b]W\bhYg





# Anexo A.5

## Cálculos 1ª Rede em Estudo

Benefícios (Pior Caso -25%):

$$B_{ENF} = ENF \cdot T \cdot K$$
$$B_{ENF} = 6375 \times 0,75 \times 0,1393$$
$$B_{ENF} \approx 666\text{€}$$

$$Custo_{ENF} = 6375 \times 0,1393$$
$$Custo_{ENF} \approx 888\text{€}$$

Poupança = 888 - 666 = 222€

$$B_M = C \cdot P$$
$$B_M = 27 \times 36$$
$$B_M = 972\text{€}$$

$$Custo_{\text{Manutenção linha completa}} = 89,45 \times 36$$
$$Custo_{\text{Manutenção linha completa}} = 3220,20\text{€}$$

Poupança = 3220,20 - 972 = 2248,20€

Gráfico Benefício 25%:

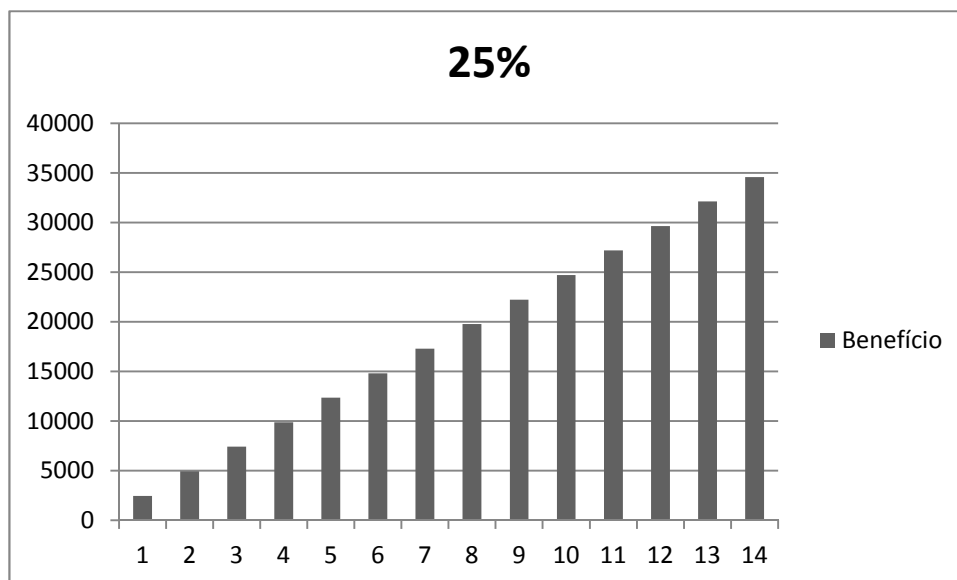


Gráfico Benefício 37,5%:

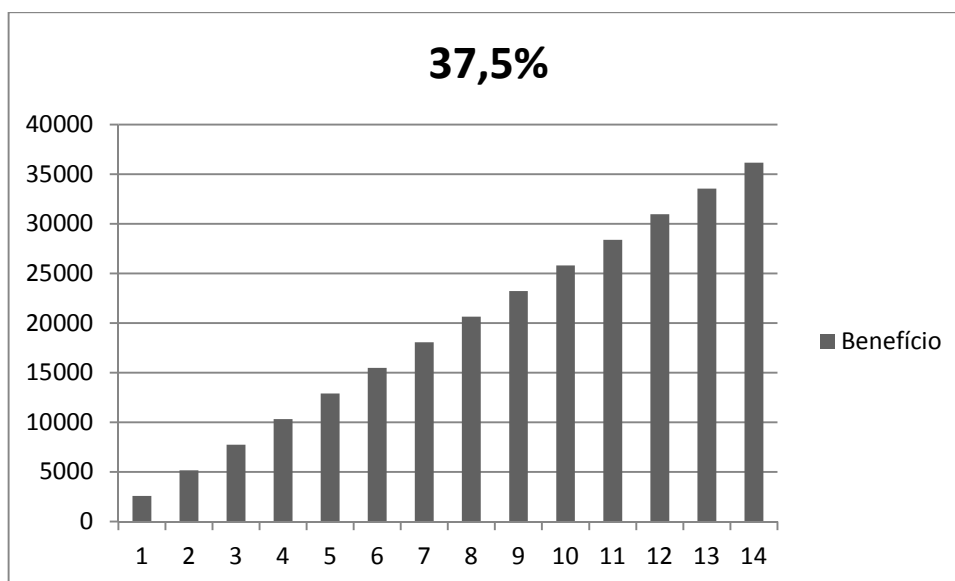
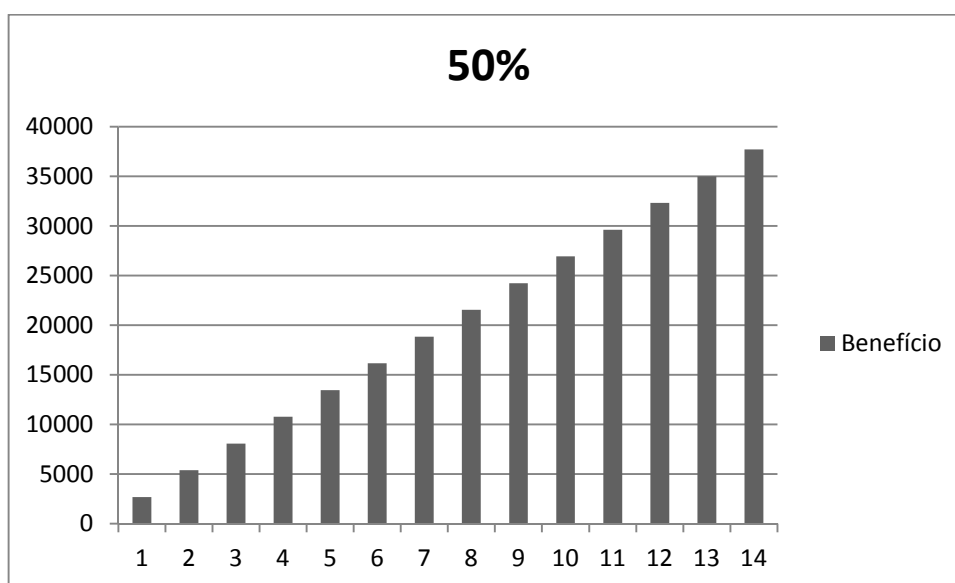


Gráfico Benefício 50%:



VAL (médio =37,5%) = Benefício Gerado - Investimento

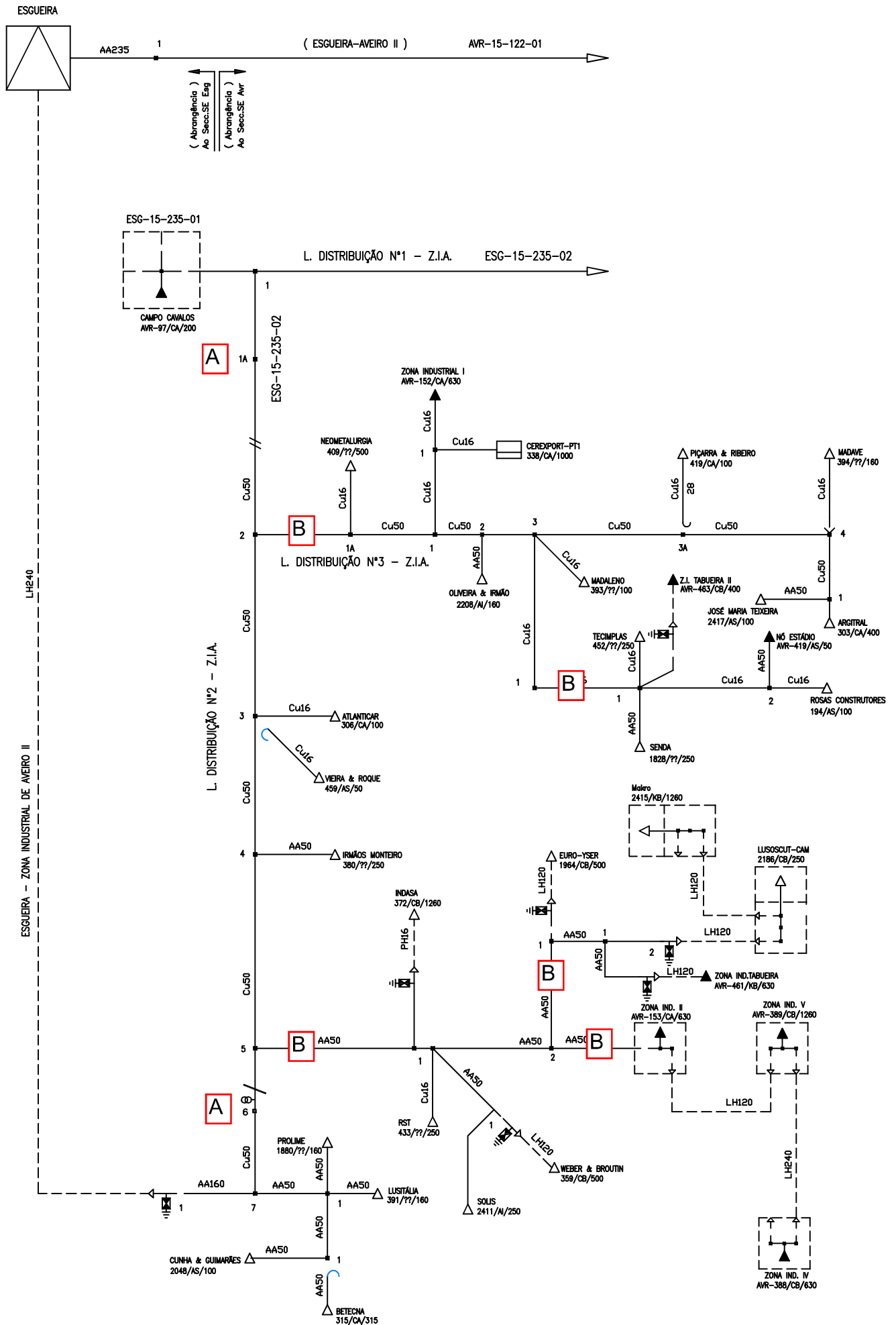
$$\text{VAL} = 36136,94 - 34600 = 1536,94\text{€}$$

Relação Benefício/Custo:

$$\frac{\text{Benefício}}{\text{Custo}} = \frac{36136,94}{34600} \approx 1,04 \text{ viável (benefícios maiores que os custos)}$$

## **Anexo A.6**

**Rede MT Esgueira - Zona Industrial de Aveiro com IPD**



**A** Indicadores Passagem de Defeitos comunicantes

**B** Indicadores Passagem de Defeitos não comunicantes

## Cálculos 2ª Rede em Estudo

Benefícios (Pior Caso -25%):

$$B_{ENF} = ENF \cdot T \cdot K$$
$$B_{ENF} = 19608 \times 0,75 \times 0,1393$$
$$B_{ENF} \approx 2049\text{€}$$

$$Custo_{ENF} = 19608 \times 0,1393$$
$$Custo_{ENF} \approx 2731\text{€}$$

Poupança = 2731 - 2049 = 682€

$$B_M = C \cdot P$$
$$B_M = 7 \times 36$$
$$B_M = 252\text{€}$$

$$Custo_{\text{Manutenção linha completa}} = 26 \times 36$$
$$Custo_{\text{Manutenção linha completa}} = 936\text{€}$$

Poupança = 936 - 252 = 684€

Gráfico Benefício 25%:

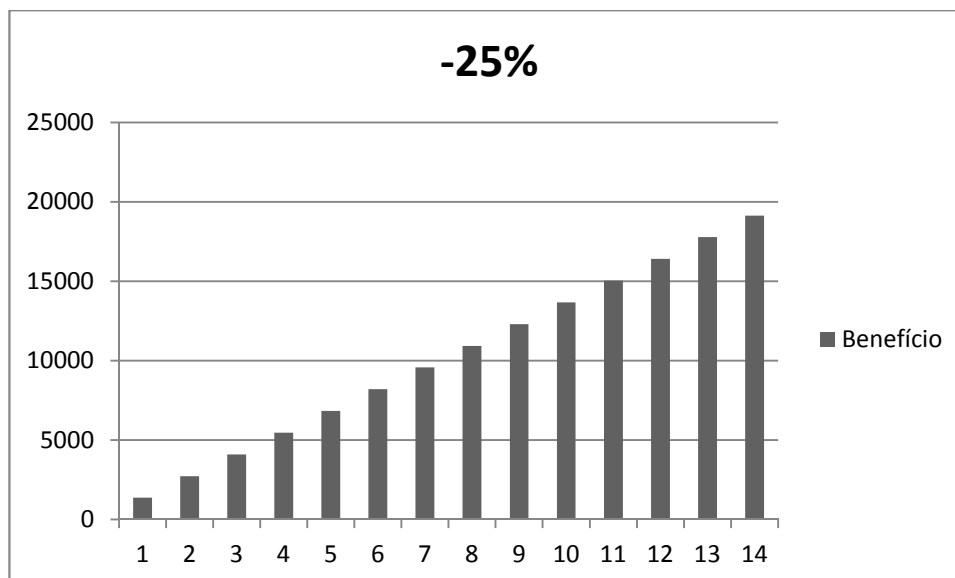


Gráfico Benefício 37,5%:

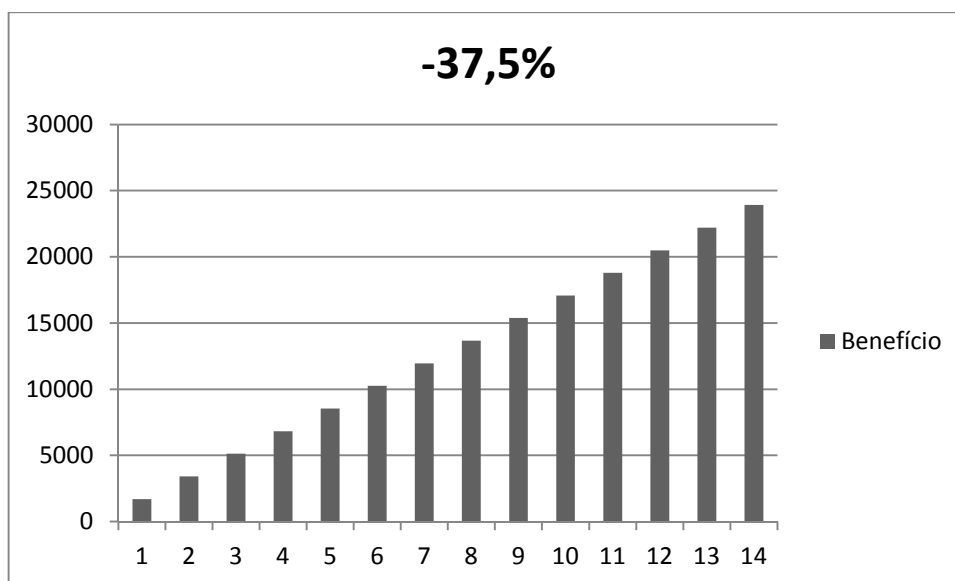
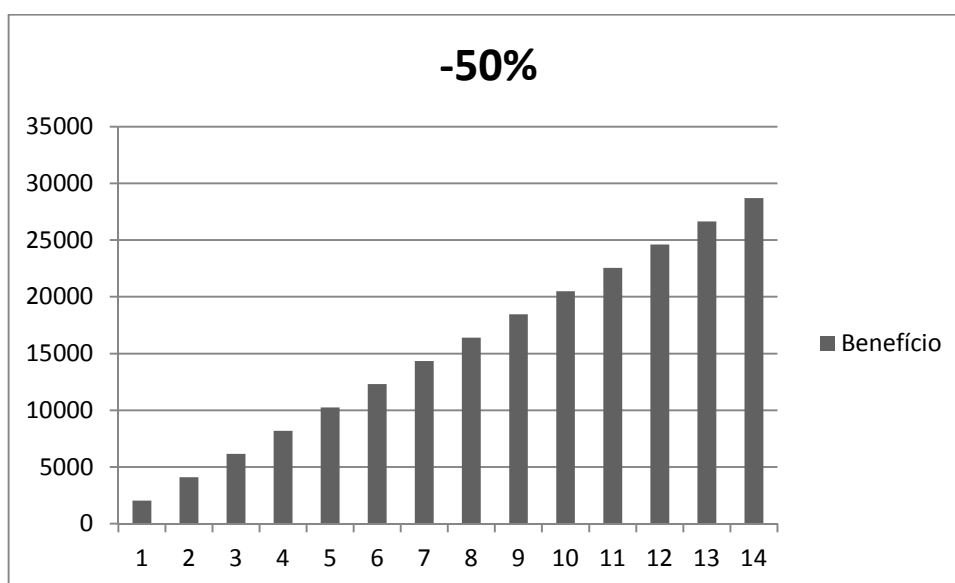


Gráfico Benefício 50%:



VAL (médio =37,5%) = Benefício Gerado - Investimento

$$VAL=14339,78 - 14150 = 189,78€$$

Relação Benefício/Custo:

$$\frac{\text{Benefício}}{\text{Custo}} = \frac{14339,78}{14150} \approx 1,01 \text{ viável (benefícios maiores que os custos)}$$