



Identificação e análise, técnica e de mercado, de dispositivos e soluções tecnológicas para automação da Rede de Baixa Tensão da EDP Distribuição

GONÇALO PACHECO CAMPOS SERUCA
dezembro de 2019

Identificação e análise, técnica e de mercado, de dispositivos e soluções tecnológicas para automação da Rede de Baixa Tensão da EDP Distribuição

Gonçalo Pacheco Campos Seruca



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização de Automação e Sistemas

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Instituto Superior de Engenharia do Porto

2019

Este relatório satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Unidade Curricular de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Candidato: Gonçalo Pacheco Campos Seruca, N° 1130392, 1130392@isep.ipp.pt

Orientação científica: Doutora Zita Vale, zav@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Distribuição

Supervisão: Bruno Espírito Santo, Bruno.EspiritoSanto@edp.pt



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização de Automação e Sistemas

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Instituto Superior de Engenharia do Porto

2019

Agradecimentos

Finalizada uma etapa tão importante da minha vida pessoal, e profissional, tenho o dever de agradecer a algumas pessoas que, de alguma forma, contribuíram para o sucesso desta dissertação.

Começando por agradecer às pessoas da Direção da Plataforma Digital das Redes (DPDR), o departamento que me acolheu durante o período de estágio dentro da empresa EDP Distribuição. Não esquecendo de agradecer especialmente aos colegas da unidade de Automação e IoT que acompanharam de perto o progresso do meu trabalho e pela oferta de valiosas instruções do meu orientador de estágio Bruno Espírito Santo e coorientador João Basílio.

Por fim, gostava de agradecer à minha orientadora Zita Vale pela dedicação e disponibilidade durante toda a extensão da dissertação.

Concluindo o meu percurso escolar no Instituto Superior de Engenharia do Porto queria desde já agradecer pelos ensinamentos transmitidos durante todo o curso e a todos os professores e colegas que me acompanharam.

Resumo

O setor da distribuição de energia nos últimos anos tem testemunhado uma remodelação do segmento da geração de energia elétrica devido à introdução da geração distribuída que conseqüentemente descentralizou a produção, criando repercussões para a rede de distribuição. Não só a geração distribuída, como uma tecnologia que forçou a evolução do sistema, mas também a massificação do veículo elétrico e o armazenamento de energia lançaram novos desafios à distribuição no nível de baixa tensão. Apesar da complexidade inerente a estas novas tecnologias, é necessário continuar a garantir um sistema elétrico capaz de assegurar o abastecimento de energia, de prestar o serviço com uma qualidade de serviço técnico elevada e fornecer o serviço a todos os clientes. Assim, a evolução da rede é inevitável face aos novos obstáculos.

A implementação de soluções de automação é a melhor resposta, neste momento aos problemas atuais. No entanto, o caminho a seguir ainda está numa fase embrionária, não contemplando informações concretas sobre qual o futuro do sistema elétrico de energia. Não só os desafios da rede não desaparecem ao longo do tempo, mas também não melhoram resultando numa agravação devido a 4 grandes fatores. Primeiramente, o consumo global de eletricidade está a crescer a um ritmo superior ao da procura e num período horário concentrado, provocando stress nas redes. Seguidamente, a estrutura da rede é antiga comprometendo a qualidade de serviço e contribuindo para a deterioração económica. Por outro lado, o aumento da utilização de energias renováveis requer um sistema elétrico mais flexível com resposta em tempo real ao consumo. Por fim, a geração distribuída pode levantar sérios problemas em casos que o nível de penetração seja elevado, provocando problemas de qualidade de serviço e trânsitos bidirecionais de potência. A resolução destes problemas não é espectável sem a utilização de sistemas com automação.

Assim, é apresentado um conjunto de soluções com vista a melhoria da rede de baixa tensão. Dentro deste grupo de soluções foram postos à prova certos equipamentos, destacando as soluções de automação com base em disjuntores inteligentes testadas em ambiente de simulação para verificação dos benefícios da sua utilização em troca com os fusíveis tradicionais. Por outro lado, elaborou-se

um projeto piloto para a validação prática das soluções de automação de monitorização.

Palavras-Chave: Automação, Armazenamento de energia, Disjuntores Inteligentes, Geração distribuída, Matpower, Monitorização, Novos desafios, Rede de baixa tensão, Roadmap, Smart Grids, Veículo Elétrico.

Abstract

The power distribution sector in recent years has witnessed a reshaping of the power generation segment due to the introduction of distributed generation which consequently decentralized production, creating repercussions for the distribution network. Not only distributed generation, as a technology that forced the evolution of the system, but also the massification of the electric vehicle and the storage of energy, posed new challenges for low-voltage distribution. Despite the inherent complexity of these new technologies, it is necessary to continue to ensure an electrical system capable of ensuring energy supply, providing service with a high quality of technical service and providing service to all customers. Thus, network evolution is inevitable in the face of new obstacles.

Implementing automation solutions is the best answer right now to today's problems. However, the way forward is still in an embryonic phase, not including concrete information about the future of the electric power system. Not only do network challenges not fade over time, but they also do not improve resulting in an aggravation due to four major factors. First, global electricity consumption is growing faster than demand and in a concentrated time period, causing stress on the grids. Next, the network structure is old, compromising quality of service and contributing to economic deterioration. On the other hand, increased use of renewable energy requires a more flexible electrical system with real time response to consumption. Finally, distributed generation can pose serious problems in cases where the level of penetration is high, leading to quality of service problems and two-way power transits. The resolution of these problems is not expected without the use of systems with automation.

Thus, a set of solutions for improving the low voltage network is presented. Within this group of solutions were tested certain equipment, highlighting intelligent circuit-based automation solutions tested in a simulation environment to verify the benefits of their use in exchange with traditional fuses. On the other hand, a project was developed pilot for the practical validation of monitoring automation solutions.

Keywords: Automation, Distributed Generation, Electric Vehicle, Energy Storage, Low-voltage Grid, Matpower, Monitoring, New Challenges, Smart Cir-

cuit Breakers, Smart Grids, Roadmap.

Conteúdo

Agradecimentos	iii
Conteúdo	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Calendarização	3
1.4 Estrutura da dissertação	4
2 Estado da Arte	7
2.1 Caracterização de elementos presentes na rede de distribuição	8
2.2 Rede de Baixa Tensão	9
2.2.1 Estado atual em Portugal continental das concessões	10
2.2.2 Responsabilidades do Operador da Rede de Distribuição em Baixa Tensão	12
2.2.3 Cadeia de valor da atividade do Operador da Rede de Distribuição em Baixa Tensão	13
2.2.4 Estrutura topológica da rede de distribuição	14
2.2.4.1 Redes radiais	14
2.2.4.2 Redes emalhasadas	15
2.2.4.3 Redes em anel com exploração radial	16
2.3 Geração Distribuída	17
2.4 Veículo Elétrico	17
2.5 Conclusões	18
3 Caracterização dos elementos da rede	19
3.1 Impacto da localização da rede	19
3.2 Caso de estudo entre dois segmentos de rede	20

3.3	Posto de transformação	25
3.4	Diferentes tipologias de postos de transformação	27
3.4.1	Posto de transformação aéreo	30
3.4.2	Posto de transformação de cabine alta e baixa	31
3.4.3	Outros órgãos de potência	32
3.4.4	Equipamentos de telecomando, automação e controlo	35
3.4.5	Armários de distribuição e caixas de derivação	38
3.5	Conclusões	42
4	Futuros desafios da distribuição de energia	43
4.1	Evolução das redes elétricas	43
4.2	Próximos desafios da rede de distribuição	45
4.3	Geração Distribuída	46
4.4	Armazenamento de energia	52
4.4.1	Continuidade de serviço e regulação de frequência	59
4.4.2	Integração de produção renovável	60
4.4.3	Adiamento de investimentos de ativos na rede elétrica	61
4.4.4	Load Following	62
4.4.5	<i>Time Shifting</i>	63
4.5	Veículo elétrico	64
4.6	Conclusões	76
5	Possíveis soluções para o futuro da rede de distribuição	77
5.1	Centro de Gestão de Avarias	77
5.2	Principais causas para interrupção de serviço na rede de distribuição baixa tensão	80
5.3	Implementação de soluções tecnológicas e requisitos	82
5.4	Soluções de automação para monitorização da rede	84
5.4.1	Solução da fabricante Pronutec	85
5.4.2	Solução da fabricante WITHUS	86
5.4.3	Soluções da fabricante GridKey	87
5.4.4	Soluções da fabricante ZIV	88
5.5	Soluções de automação com base em disjuntores inteligentes	89
5.5.1	Soluções da fabricante Camlin Power	91
5.5.2	Solução da fabricante EA Technology	93
5.6	Soluções de automação com base em caixas de conexão	95
5.6.1	Solução da fabricante Camlin Power	96
5.6.2	Solução fabricante EA Technology	96
5.7	Benchmark entre todos os equipamentos identificados	97
5.8	Participação em projeto piloto	99
5.9	Conclusões	101

6	Simulações para a validação dos benefícios da implementação de disjuntores inteligentes na rede	103
6.1	MATPOWER	103
6.2	Rede de Teste	104
6.3	Método de Monte Carlo Sequencial	106
6.4	Arquitetura do software e fluxogramas	108
6.5	Resultados experimentais	111
6.6	Conclusões	116
7	Conclusão	117
	Bibliografia	121

Lista de Figuras

2.1	Distribuição das concessões em Portugal continental: A) Disposição Atual dos ORD; B) Situação dos contratos de concessão; C) áreas de concessão previstas na proposta final da ERSE [1]	11
2.2	Mapa da atividade monetária em torno do ORD em BT [2]	13
2.3	Disposição de uma rede radial	15
2.4	Disposição de uma rede radial	16
2.5	Configuração de uma rede em anel com exploração radial	17
3.1	Esquema topológico da rede BT de uma rede urbana	20
3.2	Caracterização das saídas BT de um PT de uma rede rural	21
3.3	Saída da subestação A respectiva ao PT A de uma rede urbana	22
3.4	Esquema elétrico do nível de tensão MT pertencente ao PT	22
3.5	Mapa da rede MT com cartografia: A) rede urbana B) rede rural	23
3.6	Esquema unifilar do projeto tipo do PT A	24
3.7	Esquema elétrico do PT B	25
3.8	Posto de transformação: A) aéreo B) cabine baixa	27
3.9	Diferentes tipos de PT normalizados com projecto-tipo pela ERSE adaptado de [3]	28
3.10	Indicação da localização da fronteira nos PT: A) aéreo B) cabine alta [4]	29
3.11	Esquema com a marcação das fronteiras com os vários casos estudados: A) consumo em BT B) consumo em MT [4]	30
3.12	Equipamentos de seccionamento: A) seccionadores B) interruptor-seccionador [5]	31
3.13	Corta-circuito fusíveis modelo Jayme da Costa [6]	32
3.14	Esquema de um QGBT com os seus constituintes	33
3.15	Celas de média tensão pertencendo a um PT	34
3.16	Diferentes modelos da Energy Box	36
3.17	Arquitetura do equipamento DTC [7]	37
3.18	Equipamento do fabricante ZIV	38
3.19	Armário de Distribuição	39
3.20	Esquema da constituição de um armário de distribuição	40

3.21	Caixa de derivação: A) caixa de corte de 2 entradas B) caixa de derivação de 4 saídas	41
4.1	Principais metas da ação climática da UE [8]	44
4.2	Evolução do Sistema Elétrico de Energia	45
4.3	Diferentes tipos de estruturas para um sistema de energia	48
4.4	Repartição das diferentes fontes de energia no ano 2018 [9]	49
4.5	Diferentes tecnologias utilizadas para a produção de ESS [10]	53
4.6	Áreas de aplicação de ESS [11]	56
4.7	Percentagem dos diferentes tipos de ESS utilizados no mundo [12]	58
4.8	Número anual de veículo elétricos vendidos em Portugal [13]	66
4.9	Perfil de carga obtido nas simulações do cenário exemplo [14]	67
4.10	Constituição de um VE em conjunto com um veículo ICE [15]	68
4.11	Taxas de carregamento divididas por modo de carga	71
4.12	Exemplo de ambos os sistemas de carregamento	72
4.13	Impactos espectáveis do VE na rede elétrica [16]	73
4.14	Perfil de carga da bateria de um VE no período de um dia [17]	75
5.1	Cadeia de valor do Centro de Gestão de Avarias [18]	79
5.2	Causas de interrupção de serviço na rede BT [18]	81
5.3	Oportunidades de automação na rede BT	83
5.4	Equipamento <i>Smart Fuse Switch</i> [19]	86
5.5	Protótipo desenvolvido pela fabricante WITHUS	87
5.6	Equipamentos de monitorização: a) MCU 520 b) MCU 318 [20]	88
5.7	Solução de monitorização da fabricante ZIV [21]	89
5.8	Conjunto de equipamentos para a solução <i>Smart Fuse</i> [22]	92
5.9	Protótipo do equipamento Dinput [23]	93
5.10	Esquema de ligação dos vários equipamentos da fabricante EA technology [24]	94
5.11	Solução de automação Alvin Reclose [24]	94
5.12	Solução de automação Lynx [23]	96
5.13	Conjunto de equipamentos da solução do fabricante EA technology: A) Link Box B) Instalação numa caixa de derivação C) Link Box Controller [24]	97
5.14	Plataforma de visualização de dados	100
5.15	Estrutura de ligação dos vários equipamentos	101
6.1	Esquema da rede teste com 31 pontos de consumo e um PT [25]	106
6.2	Fluxograma do software desenvolvido em ambiente matlab	110
6.3	Tempo de reparação por fase	112
6.4	Tempo acumulado de interrupção de serviço	112
6.5	Tempo médio de interrupção de serviço	113

6.6	Tempo médio de reparação para os dois cenários de simulação	113
6.7	Valor de SAIDI em cada cenário	114
7.1	Roadmap de automação para a rede de baixa tensão	120

Lista de Tabelas

1.1	Planificação da dissertação	4
2.1	Caracterização da RDBT em Portugal continental [26]	10
2.2	Estrutura dos intervenientes da fatura do consumidor/cliente [27]	14
4.1	Aspectos técnicos para ESS com continuidade de serviço e regulação de frequência [28]	60
4.2	Requisitos de um ESS para integração com produção renovável [28]	61
4.3	Características técnicas do dispositivo ESS abordado [28]	62
4.4	Aspectos técnicos de uma unidade ESS compatível com <i>load following</i> [28]	63
4.5	Requisitos de um ESS para utilizar o <i>time-shifting</i> [28]	64
5.1	Cadeia de valor temporal de um processo de reposição de serviço	80
5.2	Valor médio de tempo de reposição diferenciado por zona	80
5.3	Resultados do projeto elaborado pela empresa Electricity North West [29]	91
5.4	Benchmark das soluções de automação	99
6.1	Divisão dos clientes por classe com a sua percentagem	105
6.2	Divisão dos clientes a nível de potência contratada	105
6.3	Resultados da rede teste	115

Acrónimos

AC	Alternated Current
AD	Armário de Distribuição
AMI	Advanced Meter Infrastructure
AT	Alta Tensão
BEV	Battery Electric Vehicle
BEVx	Battery Electric Vehicle Extended
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CC	Centro de Condução
CGA	Centro de Gestão de Avarias
CI	Cientes Interrompidos
CIRED	Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution
DC	Direct Current
DER	Distributed Energy Resources
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DPDR	Direção da Plataforma Digital das Redes
DTC	Distribution Transformer Controller
EB	Energy Box
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESS	Energy Storage System
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
FER	Fontes de Energia Renováveis
GD	Geração Distribuída
GME	Gestão de Mobilidade de Equipas
GPRS	General Packet Radio Service

HEV	Hybrid Electric Vehicle
IAR	Interruptor Auto-Religador
ICCB	In-Cable Control Box
IEC	Internal Combustion Engine
IP	Iluminação Pública
LAN	Local Area Network
MT	Média Tensão
MTTF	Mean Time To Fail
MTTR	Mean Time To Repair
NUTS	Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos
OCR	Órgãos de Corte de Rede
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
ORD	Operador da rede de Distribuição
PCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
PHES	Pumped Hydro Energy Storage
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PLC	Power Line Communication
PRIME	Powerline Intelligent Metering Evolution
PS	Posto de Seccionamento
PSE	Prestador Serviços Externo
PT	Posto de Transformação
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
RES	Renewable Energy Sources
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SA	Sistemas de Automação
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SEE	Sistema Elétrico de Energia

SEN	Sistema Elétrico Nacional
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State-of-charge
SPCC	Sistemas de Protecção, Comando e Controlo
TAN	Transformer Area Network
TI	Transformador de Corrente
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TT	Transformador de Tensão
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
URR	Unidade Remota de Rede
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
WAN	Wide Area Network

Capítulo 1

Introdução

A qualidade de serviço e a eficiência operacional são das maiores preocupações dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD), sendo a melhoria destes indicadores fundamental. Em Portugal, o gestor da rede de distribuição tem de garantir que os valores da qualidade de serviço se enquadram com os parâmetros definidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que na área da eletricidade está encarregue de supervisionar a qualidade e quantidade de energia disponibilizada aos consumidores do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) é um sistema complexo por isso é dividido entre várias áreas, sendo que o grande foco desta dissertação é a área da distribuição de energia, mais propriamente a rede em Baixa Tensão (BT). Nos últimos anos, o Operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) teve uma modernização dos equipamentos e na estruturação do sistema elétrico, contudo a rede em baixa tensão tem avançado a uma velocidade muito inferior comparativamente com as outras áreas ou mesmo com o nível da média e alta tensão. Contudo, atualmente o cenário é ligeiramente diferente, sendo que a visibilidade da rede de baixa tensão tem aumentando devido às novas oportunidades de negócio que surgem em torno da mesma, bem como o aumento da geração distribuída com clientes produtores e consumidores. Graças a esta mudança o ORD necessita de adaptar o seu sistema com os novos requisitos para o correto funcionamento da rede de distribuição, preparando assim um sistema para os futuros desafios a enfrentar, contabilizando a geração distribuída, o armazenamento de energia e o veículo elétrico como os principais motivadores para esta mudança.

A mudança forçada do sistema depende da introdução de soluções de automação no sistema devido à incapacidade dos sistemas tradicionais existentes na rede de resolverem os problemas associados à introdução destas novas tecnologias. A aposta na automação que tem sido feita nos últimos anos tem se provado muito vantajosa, contribuindo para grandes melhorias na rede de alta e média tensão. Dando o exemplo dos esforços realizados na rede de Média Tensão (MT),

que em 13 anos conseguiram uma redução de 85 por cento do valor de SAIDI MT, indicando uma diferença de 489,98 minutos no ano 2013 para um valor de 71,20 minutos em 2016.[30] [31]

Fazendo uma retrospectiva, a utilização de equipamentos com funções de automação provocou grandes melhorias na rede de alta e média tensão, para além da reestruturação do sistema elétrico. Assim, o próximo passo é identificar e estudar os benefícios possíveis de alcançar com a utilização de soluções de automação na rede de baixa tensão. Com base nesta ideia é criado o tema para esta dissertação.

1.1 Motivação

O sistema elétrico de energia está na margem de sofrer uma remodelação, completando um ciclo em que o sistema de energia está concentrado e centralizado, seguindo uma cadeia de valor entre a produção e o consumo. Ao quebrar este ciclo, começa uma nova fase com a presença ativa da geração distribuída, introduzindo fluxos de energia bidirecionais no sistema, para além da participação do veículo elétrico e o armazenamento de energia, como novos desafios da rede de distribuição. Desta forma, a utilização de sistemas com automação torna-se imprescindível, devido à complexidade inerente às novas tecnologias.

A rede de distribuição em baixa tensão nos dias de hoje apresenta dificuldade em resolver avarias na rede devido à inexistência de informação, provocando uma abordagem lenta e pouco precisa. Nesta dissertação é endereçado este assunto por meio de um estudo ao funcionamento do centro de gestão de avarias, bem como as principais causas de interrupção de serviço identificadas pelo mesmo. Surge então a necessidade de modernizar a abordagem atual, recorrendo a soluções de automação capazes de informar a presença de uma falha na rede, ou mesmo evitar a ocorrência da mesma. O potencial para melhoria é elevado devido à grande envergadura da rede de baixa tensão, bem como a estrutura envelhecida da rede.

Com o intuito de explorar e solucionar estas novas barreiras, surge o interesse para esta dissertação.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo principal realizar uma análise sobre dispositivos e soluções tecnológicas capazes de melhorar a fiabilidade, a segurança, a eficiência energética e a operação da rede de baixa tensão. Do conjunto de elementos do sistema elétrico, a rede de distribuição de baixa tensão é a com menor observabilidade e controlabilidade. Dada a complexidade inerente a este objetivo, houve a necessidade de subdividi-lo em várias tarefas, tais como:

- Estado atual da arquitetura e automação da rede de distribuição BT;
- Estudo do impacto da geração distribuída, do armazenamento de energia e do veículo elétrico na rede de distribuição de baixa tensão;
- Análise técnica e *benchmark* de dispositivos e soluções tecnológicas para a automação da rede BT;
- Simulação do impacto dos equipamentos de automação na operação da rede BT;
- Apresentação de um *Roadmap*.

No primeiro tópico, é contextualizado o sistema elétrico nacional destacando o nível de baixa tensão com a descrição pormenorizada das várias topologias de rede, dos ativos da rede BT com os seus equipamentos de potência mais conhecidos, assim como os de automação e controlo.

No segundo tópico, é explorado o tema do novo paradigma da energia, que envolve a descentralização da geração, separando temporalmente a evolução do sistema elétrico de energia. Além disso, são analisado os conceitos de geração distribuída, armazenamento de energia e veículo elétrico. Identificando os benefícios e desafios associados à sua utilização na rede BT.

No terceiro tópico, são estudados as principais causas de interrupção de serviço na rede de distribuição em baixa tensão para o reconhecimento de oportunidades de melhoria através das soluções de automação. Deste modo, é realizado uma investigação sobre os equipamentos disponíveis no mercado com funções de automação e elaborado um *benchmark* com os equipamentos identificados.

No quarto tópico, é esquematizado uma rede de baixa tensão com um sistema de falha, associado a um tempo de reparação, simulando a operação de uma rede de distribuição real. O intuito desta simulação é verificar o benefício da utilização de uma solução de automação apresentada no mercado atual, que envolve a sua instalação no interior do posto de transformação e substituição dos fusíveis tradicionais.

Por fim, no último tópico é elaborado um *Roadmap*, ou seja, é definido uma estratégia para implementação gradual das soluções de automação identificadas no sistema elétrico por parte do operador de rede, neste caso EDP Distribuição.

1.3 Calendarização

A estudo efetuado para a presente dissertação foi desenvolvido ao longo de aproximadamente 12 meses, com a finalidade de concluir a unidade curricular de dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores na área

de especialização de Automação e Sistemas. O trabalho realizado incidiu na pesquisa e análise de soluções de automação adequadas à rede de distribuição em baixa tensão, com o propósito de introduzir melhorias e novos campos de ação perante uma falha. A elaboração deste trabalho foi desenvolvida no âmbito de um estágio curricular na empresa EDP Distribuição, particularmente na Direção da Plataforma Digital das Redes (DGDR). A tabela 1.1 mostra as tarefas concluídas ao longo da dissertação, sendo que o período de estágio terminou no dia 31 de Junho de 2019.

ID	Nome da etapa	out/18			nov/18			dez/18			jan/19			fev/19			mar/19			abr/19			mai/19			jun/19			jul/19			ago/19			set/19			out/19					
		1	16	31	1	16	30	1	16	31	1	16	31	1	16	28	1	16	31	1	16	30	1	16	31	1	16	30	1	16	30	1	16	30	1	16	30						
1	Contextualização da rede BT	■																																									
2	Estudo e análise de projetos R&D				■																																						
3	Caracterização da rede BT							■																																			
4	Inovação na rede BT										■																																
5	Análise de equipamentos													■																													
6	Benchmark dos equipamentos																■																										
7	Projeto Piloto																			■																							
8	Simulações com uma rede de distribuição BT																									■																	
9	Relatório final																																								■		

Table 1.1: Planificação da dissertação

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por sete capítulos. O primeiro capítulo, como a introdução, é constituído por uma breve descrição do tema abordado, bem como a motivação para a realização deste trabalho para a empresa em questão. Os objetivos definidos no desenvolvimento da dissertação, a calendarização das várias tarefas concluídas ao longo da dissertação e a respetiva organização estrutural do documento.

No capítulo 2 é apresentado uma visão geral do sistema de distribuição de energia elétrica com destaque na rede em baixa tensão, contextualizando as várias áreas relacionadas com o negócio e responsabilidades da distribuição de energia elétrica em Portugal. É também contextualizado as várias topologias da rede BT. No final é feito uma introdução aos conceitos geração distribuída e veículo elétrico. A informação disponibilizada neste capítulo contribui para a compreensão de todas as áreas abrangidas ao longo da dissertação.

O capítulo 3, inicia já orientado à rede BT com um caso de estudo elaborado para determinar as principais diferenças entre uma rede urbana e rural, explicando assim que a rede de baixa tensão não varia apenas em topologia. Após este caso é feito uma análise aos diferentes ativos presentes na rede, descrevendo os vários

tipos de posto de transformação utilizados, assim como os vários equipamentos existentes.

O capítulo 4 contextualiza o tema da evolução do sistema elétrico de energia, apresentando as mudanças exercidas no sector ao longo do tempo e a visão atual espectável para o futuro da mesma. Deste modo, são identificados os principais desafios espectáveis para a distribuição de energia no futuro próximo, destacando a geração distribuída, o armazenamento de energia e o veículo elétrico.

No capítulo 5 são apresentadas as várias soluções de automação, diferenciadas em 3 grupos: monitorização, disjuntores inteligentes e caixas de conexão, para além de ser explicado o funcionamento do centro de gestão de avarias e as principais causas de interrupção de serviço na rede de distribuição em baixa tensão. É feito um *Benchmark* com o conjunto de dos equipamentos. O final é destinado à explicação da participação num projeto piloto com o intuito de verificar os benefícios da introdução de soluções de automação de monitorização nas saídas de baixa tensão dos postos de transformação.

O capítulo 6, tem o propósito de demonstrar através de uma ferramenta de simulação as melhorias da utilização de soluções de automação com base em disjuntores inteligentes na rede distribuição perante uma interrupção de serviço.

Por último, no capítulo 7, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado, assim como um *roadmap* para a automação da rede de baixa tensão, terminando com propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

A rede de distribuição desempenha um papel essencial no SEN uma vez que se constitui como um vetor integrante da cadeia de valor. A produção, o transporte, o consumo e a comercialização são os restantes intervenientes do sistema elétrico nacional.

No panorama atual da energia em Portugal o transporte e a distribuição são regulados, e são concessionados a empresas distintas. A REN – Redes Energéticas Nacionais é a responsável pela Rede Nacional de Transporte (RNT), enquanto a EDP Distribuição está encarregue por Rede Nacional de Distribuição (RND). A rede de distribuição engloba três níveis de tensão, dos quais: a rede AT que liga as subestações MAT-AT da REN às subestações AT-MT da EDP Distribuição, enquanto a rede MT liga as subestações AT-MT aos postos de transformação (PT). A rede de distribuição em baixa tensão (RDBT) situa-se entre o PT e o cliente de baixa tensão. Em todos os níveis de tensão, existem ligações a clientes ou produtores. [32]

O Regulamento da Rede de Distribuição estruturado pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE) faz uma clara distinção entre RND e RDBT. O objetivo deste regulamento é estabelecer não só as condições técnicas de exploração das redes de distribuição, bem como as condições técnicas de ligação dos vários tipos de instalações à rede. A RND compreende as linhas de AT e de MT, as subestações AT/MT e MT/MT, os postos de corte e seccionamento, bem como os aparelhos e acessórios necessários à sua exploração, nomeadamente os órgãos de corte de rede e seccionamento e as proteções, entre outros. A nível de infraestruturas identifica-se o Centros de Despacho e Condução, as infraestruturas de comunicação e de controlo, permitindo que a rede possa ser monitorizada e controlada centralmente.

No respeitante à RDBT, a mesma é composta pelas linhas aéreas, cabos subterrâneos e ramais BT, pelos postos de transformação, pelos armários de distribuição, pelas caixas de derivação, assim como as instalações de iluminação

pública. Em termos de infraestruturas, a RDBT conta com uma estrutura simplista, devido à quantidade reduzida de equipamentos com capacidades de monitorização e controlo, tais como equipamentos de contagem e telecomando integrantes. [33]

2.1 Caracterização de elementos presentes na rede de distribuição

A rede de distribuição é a última etapa no nível de fornecimento de energia elétrica, realizando a ligação entre a rede de transporte e os consumidores. Ao longo do trajeto, até chegar ao cliente de baixa tensão, a energia precisa de passar por diversos processos. São vários os elementos que compõem a RND em que cada um desempenha um papel nesses processos.

Os elementos constituintes da RND são os seguintes:

- Linhas de AT são responsáveis de fazer a ligação entre uma subestação da rede de transporte até à subestação da RND, ou a clientes e produtores AT. O nível de tensão destas linhas é igual ou superior a 60 kV. São constituídas maioritariamente por linhas aéreas apesar de, também serem utilizadas linhas subterrâneas;
- Linhas de MT são utilizadas para ligar as subestações aos postos de transformação e clientes ou produtores MT. Em Portugal os níveis de tensão mais comuns são os 10 kV, 15 kV e 30 kV. Com efeito, considera-se MT todos os níveis de tensão compreendidos entre 1 kV e 45 kV. Nos centros urbanos geralmente são utilizados cabos subterrâneos, enquanto na zona rural é predominantemente linha aérea;
- Linhas de BT são encarregues de transportar a energia desde o posto de transformação até aos clientes ou produtores de baixa tensão. Em Portugal, os níveis de tensão são de 230 V entre fase e neutro e 400 V entre fases, sendo a primeira conhecida como alimentação monofásica e na segunda alimentação trifásica. Em termos de utilização aérea e subterrânea, a situação é idêntica à das linhas de MT;
- Subestações pertencentes ao RND são instalações elétrica com a função de transformar o nível de tensão. Classicamente, uma subestação era alimentada pela energia proveniente da linha AT, entregando-a às diversas saídas da rede MT após reduzir o nível de tensão. Hoje em dia devido à implementação de fontes de energia renovável em determinadas zonas, existem subestações onde o fluxo de energia transita da MT para a AT. A subestação permite ainda o controlo e seccionamento da distribuição da energia através

dos sistemas de proteção, comando e controlo (SPCC). Adicionalmente existem subestações MT-MT que efetuam a interligação de redes MT com diferentes níveis de tensão;

- Postos de transformação (PT) são instalações onde se procede à transformação da energia elétrica de MT para BT, para ser entregue consumidor final do tipo doméstico, comercial, pequena industrial ou de iluminação pública. Os principais elementos de um PT são o interruptor/seccionador, as proteções, o transformador e o quadro geral de baixa tensão (QGBT);
- Posto de seccionamento, podem existir quer na rede AT, quer na rede MT e permite a ligação ou corte seletivo das linhas de uma rede ou sistema ou pontos de entrega;
- Proteções são cruciais para o funcionamento de qualquer rede elétrica, sendo que, é necessária à sua utilização para garantir a segurança dos equipamentos e pessoas. Os sistemas de proteção têm o objetivo de proteger os elementos constituintes de uma instalação elétrica contra defeitos, avarias ou anomalias. Estes sistemas encontram-se em todos os níveis de tensão;
- Órgãos de Corte de Rede (OCR), são um conjunto de equipamentos com capacidade de atuar de forma remota ou automática. Estes aparelhos são responsáveis pelo isolamento de defeitos e permitem a reconfiguração da rede. Os OCR pertencentes à rede de distribuição estão presentes essencialmente ao longo da rede MT. O intuito da introdução destes aparelhos é o melhoramento da continuidade e qualidade do serviço da RND. Em Portugal, são utilizados os seguintes dispositivos: o Interruptor Auto-Religador (IAR), o Interruptor Aéreo Telecomandado (IAT) e os órgãos de corte de rede de primeira (OCR 1), segunda (OCR 2) e terceira geração (OCR 3).

2.2 Rede de Baixa Tensão

A rede de distribuição em BT opera a 230 V monofásicos ou 400 V trifásicos, sendo composta por linhas aéreas e cabos subterrâneos. A fronteira entre a rede MT e a rede BT tem lugar no transformador existente nos PT, estendendo-se a rede BT desde este ponto até ao contador instalado na casa do cliente. A função da RDBT é providenciar energia elétrica aos consumidores domésticos, às pequenas empresas e à iluminação pública. [2]

No ponto de vista da ERSE no contexto da distribuição, existe uma distinção entre RND e RDBT pelo facto das concessões serem separadas, ou seja, a rede AT e MT são uma única concessão a nível nacional, enquanto a rede BT envolve múltiplas concessões. Sendo o território nacional repartido a nível municipal. Ou seja, “a distribuição no continente de energia elétrica em baixa tensão compete

aos municípios, os quais podem exercê-la em regime de exploração direta ou em regime de concessão.” (Decreto-Lei n.º 344-B/82, com as alterações posteriores). As concessões BT podem ser celebradas por períodos de 20 anos. [26]

A tabela 2.1 apresenta os dados da rede de baixa tensão em Portugal continental.

Dados de caracterização da rede em Portugal Continental							
Rede BT (km)		Número de PTs		Potência média PTs (KVA)	Número de clientes	Número de contadores inteligentes (%)	Consumos BT (GWh)
Aérea	Subterrânea	Idade média (anos)	Número PT aéreo (%)				
142 834				299	6 117 803	21	21 458
109 291	33 543	22	48%				

Table 2.1: Caracterização da RDBT em Portugal continental [26]

2.2.1 Estado atual em Portugal continental das concessões

A legislação europeia exige que o setor elétrico seja sujeito a regulação. O regulador é responsável por definir as regras de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, garantindo o cumprimento das obrigações do ORD, assim como definir os parâmetros de qualidade de serviço. Sob diretivas europeias, o mercado da eletricidade sofreu algumas alterações, com impacto nas concessões, que em BT têm uma periodicidade de 20 anos. Para cumprir com as novas regras europeias, a entidade reguladora teve de proceder a algumas alterações na regulamentação nacional.

A figura 2.1 apresenta-se 3 momentos distintos das concessões, referindo a distribuição atual dos ORD (A) com a repartição dos 278 municípios da RDBT aplicado aos contratos em vigor atualmente (B) e a distribuição proposta pela entidade reguladora relacionada com o futuro das concessões em Portugal continental.

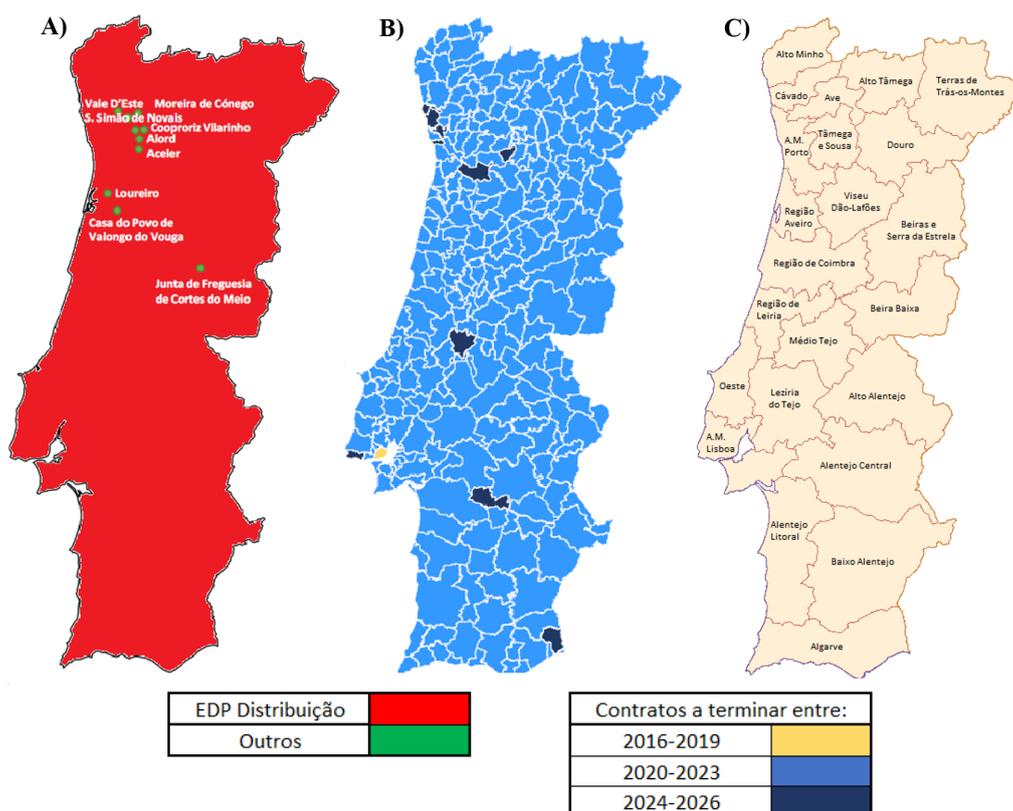


Figure 2.1: Distribuição das concessões em Portugal continental: A) Disposição Atual dos ORD; B) Situação dos contratos de concessão; C) áreas de concessão previstas na proposta final da ERSE [1]

Em A é representada a localização geográfica dos diferentes ORD BT que atualmente operam em Portugal continental. Existem 11 operadores de rede de distribuição para 278 concedentes. A EDP Distribuição possui o maior número de concessões, 99,5 % dos consumidores (cerca de 6 milhões). Os outros 10 operadores correspondem aos 0,5 % restante, cerca de 30 mil pontos de entrega.

Em B mostra-se a data final dos contratos para cada uma das concessões. Com as novas políticas europeias, está previsto a introdução de novas empresas com interesses na distribuição de energia. No âmbito destas mudanças, a ERSE necessitou de reformular as áreas de concessão, não sendo viável manter os antigos 278 concedentes.

A definição das novas áreas de concessão foi colocada em consulta pública para facilitar a tarefa da delimitação do território à entidade reguladora. É importante referir que a definição das áreas foi estabelecida tendo em consideração as entidades intermunicipais e o nível de eficiência económica da área em questão. Isto é, definição de uma delimitação territorial que cumpra com competência

os interesses económicos do setor elétrico na região, mantendo a igualdade de condições e serviços. [1]

Concluindo, a ERSE preparou uma proposta para apresentar aos municípios com base na divisão do território português continental conhecida como NUTS 3. Ou seja, pela definição Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos (NUTS) são as divisões regionais existentes em todos os países membros da União Europeia (UE), sendo utilizadas para fins estatísticos. Existem três níveis NUTS para o território Português:

- A NUTS 1 é organizada em três unidades correspondentes a cada uma das regiões autónomas e ao território continental;
- A NUTS 2 é constituída por sete unidades, as regiões autónomas e cinco divisões no continente;
- A NUTS 3 é composta por 25 unidades, as regiões autónomas e 23 áreas no continente, correspondentes as Comunidades Intermunicipais (CIM).

Em C apresenta-se o mapa da NUTS 3, que serve de base à proposta apresentada pela ERSE aos municípios. Os próximos passos, no âmbito das concessões, estão sujeitos à aceitação deste modelo ou à proposta de outras divisões, que demonstrem vantagens para o SEN e preocupação com os interesses públicos. [34]

2.2.2 Responsabilidades do Operador da Rede de Distribuição em Baixa Tensão

O operador da rede de distribuição em BT esta encarregado pelo projeto, construção e manutenção da rede. A única exceção são os troços de rede que fazem a ligação de uso exclusivo, seja numa instalação de consumo ou produção. Apesar de, no fim da construção são entregues para a exploração ao operador. A ERSE define certos requisitos a serem cumpridos pelo operador.

O operador, para além de ser obrigado a cumprir com os requisitos impostos pela ERSE a nível técnico, deve cumprir as obrigações com os comercializadores de energia. Das quais é responsável pelas leituras dos contadores, disponibilização sobre os dados de leituras aos comercializadores, cobrança de tarifas de acesso à rede e também pelo restabelecimento e interrupção do fornecimento de energia. O ORD tem ainda a responsabilidade de interagir diretamente com os clientes dos comercializadores, em algumas situações quando é necessário alterar a potência ou em caso de avarias e reclamações.

O ORD é responsável pelo correto funcionamento da rede, garantindo que veicula a energia suficiente para satisfazer os consumos e o escoamento da produção,

cumprindo os níveis de qualidade de serviço e de condições legais de segurança impostos pelo regulador. [2]

2.2.3 Cadeia de valor da atividade do Operador da Rede de Distribuição em Baixa Tensão

O operador da RDBT está no centro da cadeia de valor, que conta com mais quatro intervenientes: clientes, comercializadores, municípios e o operador da rede de distribuição em MT/AT. O mapa de transações monetárias, de uma forma simplificada, integra cinco entidades diferentes em que cada uma desempenha um papel distinto. Deste modo, os consumidores são responsáveis pelo pagamento do fornecimento de energia elétrica ao comercializador. Seguidamente, este é incumbido do pagamento do acesso às redes ao ORD BT, o qual é encarregue do pagamento da tarifa de acesso às redes e a renda de concessão. Detalhadamente, o pagamento do acesso às redes é a soma de quatro tarifas: uso global do sistema, uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição e a tarifa ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). Contudo, a renda de concessão é paga aos municípios. [27]

Direcionando a participação do operador em BT na cadeia de valor, destaca-se as seguintes ações:

- Cobrar aos comercializadores pelo acesso à rede;
- Pagar aos municípios a renda da concessão;
- Pagar às várias entidades pela tarifa de acesso à rede.

Na figura 2.2 é esboçado o fluxo financeiro da cadeia de valor com a participação de todos os intervenientes.

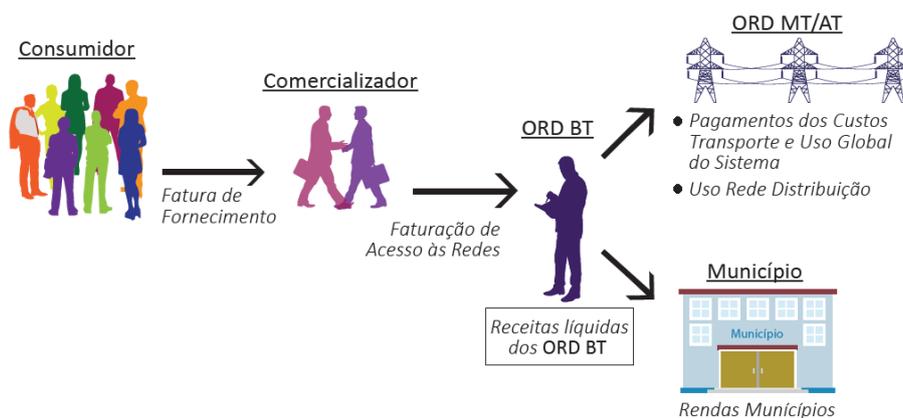


Figure 2.2: Mapa da atividade monetária em torno do ORD em BT [2]

Do ponto de vista do consumidor/cliente a sua faturação do fornecimento de energia elétrica é dividida em três parcelas, nas quais envolve impostos, pagamento de energia e acesso às redes. A tabela 2.2 ilustra a cadeia de valor em torno do consumidor/cliente, apresentando todos os intervenientes envolvidos.

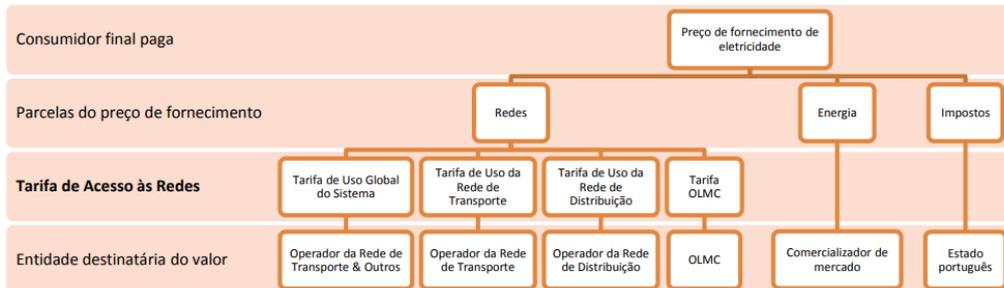


Table 2.2: Estrutura dos intervenientes da fatura do consumidor/cliente [27]

2.2.4 Estrutura topológica da rede de distribuição

A topologia da rede de distribuição desempenha um papel crucial, visto que tem impacto direto na qualidade de serviço. Como tal, a seleção do esquema topológico é influenciada pela importância da rede. O dimensionamento da rede tem como requisitos assegurar a segurança das pessoas e bens materiais, bem como garantir um nível satisfatório de qualidade de serviço, sendo que a topologia deve estar em concordância com estas formalidades.

A escolha da estrutura topológica é decisiva para a fiabilidade da rede de distribuição, em particular por todos os componentes estarem sujeitos a avarias. Para o efeito, o SEN é planeado de forma a incorporar a utilização de redundâncias na rede, evitando ou reduzindo a duração das interrupções no fornecimento de energia causadas por avarias. Porém, uma redundância acarreta um aumento dos custos, pelo que é vital realizar uma análise entre os custos e os benefícios, que espelhe este equilíbrio na estrutura topológica da rede. O termo redundância é empregue quando um sistema tem a capacidade de superar uma falha ou avaria através da utilização de recursos redundantes. Isto é, um sistema com alternativas no caso de falha, que atuam de imediato como contingência.

Na rede de distribuição em baixa tensão é possível aplicar várias topologias, no entanto apenas serão referidas as mais comuns no SEN, a rede radial, a rede emalhada e a rede em anel com exploração radial. [35]

2.2.4.1 Redes radiais

A rede radial parte de um ponto de alimentação, ramificando em linhas que a partir daí nunca se encontram num ponto comum. Esta topologia apresenta

a menor fiabilidade, mas tem um menor investimento inicial. Utilizadas especialmente em zonas rurais, com predominância de redes com linha aérea, onde a relação cliente/consumo é menor. O trânsito de potências referente à topologia analisada é unidirecional do ponto de produção para o ponto de consumo, no caso de não existir produção de energia elétrica no cliente.

O facto de a rede apresentar um só sentido, facilita a sua operação. A concepção das proteções é simplificada, devido às correntes de curto-circuito fluírem sempre no mesmo sentido. Contudo, esta topologia destaca-se pela falta de redundância. Na figura 2.3 é esboçado uma rede radial. [35]

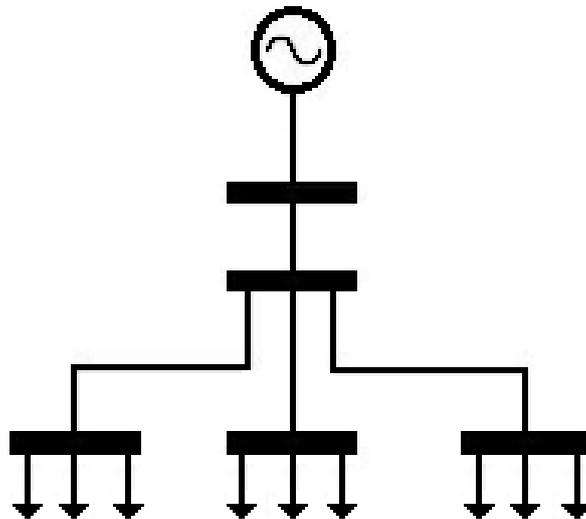


Figure 2.3: Disposição de uma rede radial

2.2.4.2 Redes emalhadas

A rede emalhada permite que um ponto de rede seja alimentado por vários caminhos ou linhas diferentes. Esta configuração apresenta maior fiabilidade em comparação com a topologia radial, pelo facto de proporcionar várias configurações estabelecendo-se como um sistema com redundâncias. Contudo, o custo para a operação desta rede é elevado, envolvendo um investimento inicial e de manutenção elevado. Normalmente é aplicada em redes de transporte.

O trânsito de potências pode ser bidirecional, mesmo no caso da falta de produtores nos clientes. Tem o benefício de existir sempre uma contingência para a alimentação. A presença de redundâncias na rede implica um melhor dimensionamento, cuidado na exploração da rede e na atribuição das proteções. Este incremento da fiabilidade acarreta que todas as linhas necessitem de ser dimen-

sionadas para, no caso de defeito ou avaria, dar suporte mantendo o abastecimento de energia dentro dos parâmetros da qualidade de serviço. [35]

A figura 2.4 representa o esquema de uma topologia de rede emalhada.

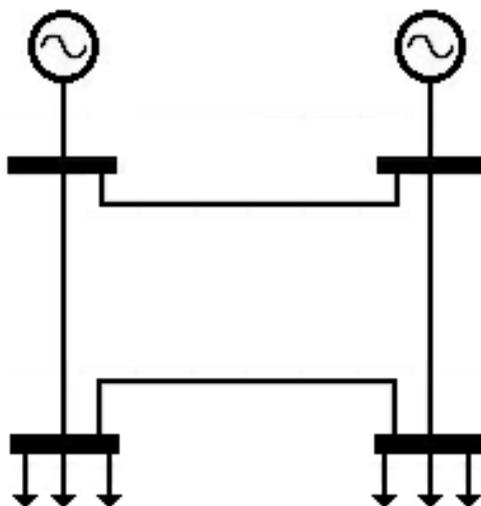


Figure 2.4: Disposição de uma rede radial

2.2.4.3 Redes em anel com exploração radial

A rede em anel com exploração radial conjuga os dois tipos de rede apresentados anteriormente. O princípio de funcionamento é semelhante a rede emalhada com a exceção da rede ser explorada em regime de anel aberto. Isto é, um ponto de rede tem possibilidade de ser alimentado por dois caminhos diferentes. Em termos de fiabilidade, esta topologia apresenta maior fiabilidade em relação à rede emalhada e à rede radial. No entanto, representa um elevado investimento inicial e com custos de manutenção altos. Geralmente é aplicada à rede de distribuição em MT ou em redes subterrâneas de elevada densidade de carga em zonas urbanas.

O aspeto diferenciador deste tipo de rede é o conceito de exploração em regime de anel aberto, devido à utilização de interruptores normalmente abertos. A atuação dos interruptores é feita na ação de fecho em caso de falha ou avaria numa das linhas de alimentação, mantendo a continuidade do serviço, contribuído como elemento redundante no sistema. No contexto do trânsito de potências é idêntico à rede radial com a garantia da existência de uma redundância. [35]

A figura 2.5 exemplifica o esquema de uma ligação em anel com exploração radial.

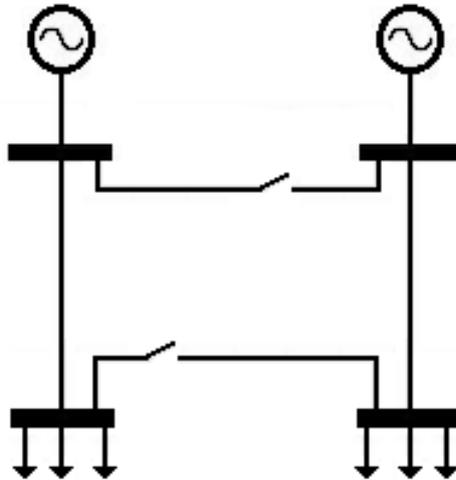


Figure 2.5: Configuração de uma rede em anel com exploração radial

2.3 Geração Distribuída

Designa-se por geração distribuída (GD) a geração descentralizada de energia, resultando em fontes de energia elétrica de pequena e média dimensão, ligadas à rede nos diferentes níveis de tensão, ou seja, a produção está mais próxima do consumo.

A integração da GD depende de uma participação forte de fontes de energia renováveis (FER), visto que utiliza meios de produção de energia em pequena escala comparativamente aos métodos tradicionais de produção centralizada, promovendo a proximidade com os centros de consumo. Esta proximidade contribui para uma diminuição de perdas na rede, tanto nas linhas devido à redução do fluxo de energia como no transporte visto a produção ser próxima do local de consumo. Por outro lado, a GD altera os perfis de tensão e as perdas associadas, no qual obriga a planeamento e análise detalhada dos níveis de penetração da energia.

Uma rede de distribuição com GD proporciona melhorias no sistema a nível de fiabilidade e eficiência energética, sendo assim vista como uma forte aposta para o futuro. [36]

2.4 Veículo Elétrico

A penetração do veículo elétrico (VE) tem vindo a aumentar nos últimos anos, sendo este um dos principais motivadores para a evolução da rede de distribuição de baixa tensão. Os VEs disponíveis no mercado contam com várias tecnologias,

nomeadamente os veículos híbridos, cuja força motriz é resultado da conjunção de um motor de combustão interna com um motor elétrico, e os carros puramente elétricos que recorrem apenas ao motor elétrico. O impacto destes veículos na rede de baixa tensão é notório na mudança do perfil de carga e na qualidade de energia devido à utilização de conversores de potência nos carregadores. [37]

A principal preocupação levantada pela utilização do VE relaciona-se com a sua ligação à rede. Neste momento, existem 4 tipos diferentes de perfis de carga, com consequências distintas, associados à ligação entre os veículos e a rede elétrica tratando-se de: *passive load*, *dynamic load*, *vehicle-to-grid* e *vehicle-to-home*. Estes veículos são responsáveis pelo aumento significativo do consumo em locais imprevisíveis e pelas variações na qualidade de energia com a introdução de uma grande quantidade de harmónicos. Uma possível solução mitigadora dos problemas introduzidos por esta mudança de paradigma no setor dos transportes, seria através do reforço das redes BT, evitando a sobrecarga dos circuitos de alimentação. Contudo, devido a imprevisibilidade dos centros de consumo esta solução torna-se impraticável, pois não seria viável em termos de custos o reforço de grande parte da rede. Resolver este problema é um dos grandes desafios para o futuro da rede de distribuição em BT. [38]

Em suma, a massificação do VE é uma realidade no futuro próximo, sendo necessário planear uma rede de distribuição capaz de responder a este desafio.

2.5 Conclusões

Neste capítulo faz-se uma análise à rede de distribuição em baixa tensão abordando a estruturação do SEE e uma breve apresentação relativa à geração distribuída e ao veículo elétrico. Destaca-se neste capítulo a caracterização da rede de baixa tensão, referenciando as responsabilidades que o operador da rede distribuição está encarregue, bem como a cadeia de valor de atividade do mesmo. A produção de energia renovável e a utilização do veículo elétrico são dois elementos que tem aumentado gradualmente ao longo dos últimos anos, provocando destaque na visão do ORD criando novas questões a ter em conta na rede de baixa tensão.

Capítulo 3

Caracterização dos elementos da rede

Neste capítulo serão analisados os equipamentos presentes na RDBT, bem como algumas características sobre a sua estrutura. Segundo a entidade reguladora no presente documento [26], o termo RDBT pode ser definido como “instalação elétrica de baixa tensão, destinada à transmissão de energia elétrica a partir de um posto de transformação ou de uma central geradora, constituída por canalizações principais e ramais”.

Neste contexto, são analisadas as principais características da rede de distribuição BT, primeiramente examinando um caso de estudo sobre as diferenças entre duas redes com topologias diferentes. Por outro lado, é feita a caracterização dos elementos pertencentes à rede, nomeadamente, o posto de transformação com todos os seus constituintes e também os armários de distribuição.

3.1 Impacto da localização da rede

A RDBT é responsável por veicular energia elétrica a todos os clientes, sendo essa energia proveniente da rede de distribuição de média tensão ou de produtores de baixa tensão. As redes são dimensionadas individualmente não existindo um método padrão. As variáveis na conceção são a zona geográfica, nível de carga e fiabilidade exigida.

Em termos de zona geográfica é efetuada uma divisão de 3 níveis diferentes, com um grau de exigência escalonado. Este rigor é diferenciador para os requisitos da qualidade de serviço técnica associado à rede por localidade. A zona A, a mais exigente, é destinada para capitais de distrito onde pertencem acima de 25000 clientes, enquanto na zona B o valor é compreendido entre 2500 a 25000 clientes, sendo o mais comum conhecido por médias localidades. A zona C, a menos

exigente, também conhecida como zona rural compreende localizações até 2500 clientes. [39]

Para demonstrar as principais diferenças entre uma rede rural e uma urbana, foram analisados dois segmentos de rede diferentes. O estudo realizado incluiu os seguintes pontos: as saídas de baixa tensão de cada PT, a ramificação do cabo MT entre a subestação e o PT em termos geográficos e em esquema elétrico, e o esquema unifilar do PT.

3.2 Caso de estudo entre dois segmentos de rede

Na realização deste estudo foram escolhidos 2 postos de transformação distintos, sendo um pertencente a uma rede urbana na cidade do Porto (PT A), e outro de uma rede rural no concelho de Penafiel (PT B).

A primeira análise incidiu na ramificação da linha BT nas saídas do PT utilizando o SIT, ferramenta utilizada para o mapeamento da rede de distribuição. Na figura 3.1, é visível um excerto de uma linha BT localizada na cidade do Porto. Descrevendo a figura, caracteriza-se vários elementos, dos quais o PT A, 4 linhas BT com cores diferentes e 2 armários de distribuição. A coloração das linhas é feita com distinção entre transformadores, no qual a azul representa a saída do transformador 1 e a verde a saída do segundo. As linhas vermelhas representam as interligações entre PT A com outros PT por linha BT. A representação dos ramais BT foi excluída para facilitar a visualização dos elementos caracterizados.

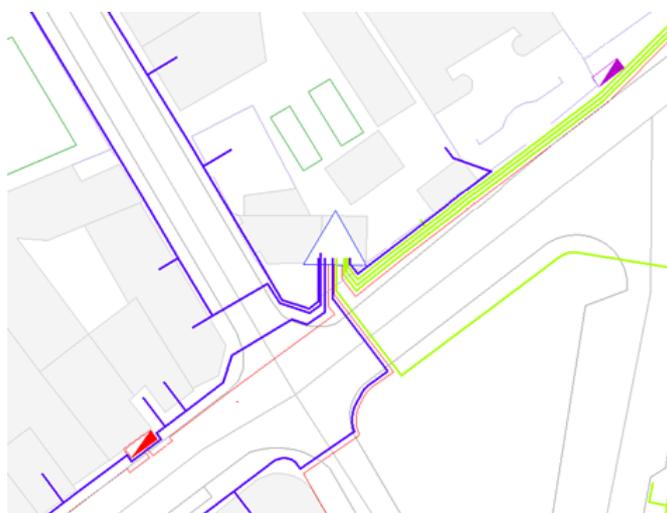


Figure 3.1: Esquema topológico da rede BT de uma rede urbana

Por outro lado, no caso da rede rural, figura 3.1, nota-se a simplicidade das linhas BT. Neste exemplo, observa-se o PT B do concelho de Penafiel. A coloração

das linhas neste caso é diferente, no qual as cores distinguem as diferentes saídas. O PT B apenas tem um transformador e 2 saídas, representadas a verde e azul, a linha roxa é associada à falta de dados. Os símbolos circulares correspondem aos apoios das linhas. De destacar a falta de redundância, sendo que este PT está isolado de outros postos de transformação pela linha BT.

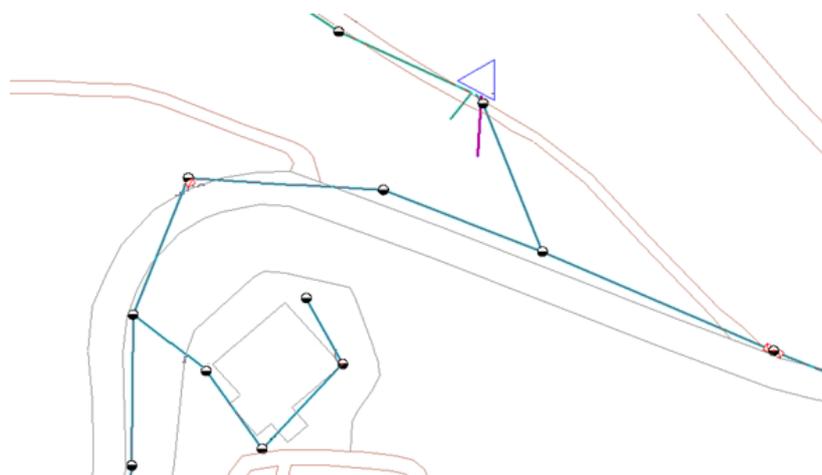


Figure 3.2: Caracterização das saídas BT de um PT de uma rede rural

A segunda análise debruçou-se na alimentação MT proveniente da subestação até ao PT correspondente. Para cumprir este objetivo utilizou-se o SIT para as duas análises, das quais prendem-se o esquema elétrico da rede e o mapeamento com cartografia. O objetivo destas análises é sobressair as desigualdades entre as duas redes MT, no qual é notório a densidade das linhas, a ligação de média tensão na alimentação do PT e a topologia utilizada, evidenciando as redundâncias.

A figura 3.3, representa uma saída da subestação A até ao PT A em esquema elétrico. O PT A está assinalado com um círculo vermelho, que contém 2 transformadores marcados como 2 saídas MT. A saída em questão está desenhada com cor vermelha, contudo as outras saídas são coloridas com cores diferentes. A topologia da rede urbana é explorada em anel, o que resulta na interligação entre todos os PT da mesma saída da subestação. A interligação é feita através da linha MT onde cada PT recebe uma linha e retorna a mesma, seguindo para o próximo PT e assim sucessivamente. Por este método é obtido uma redundância, garantindo uma rede mais fiável no caso de existir uma falha.

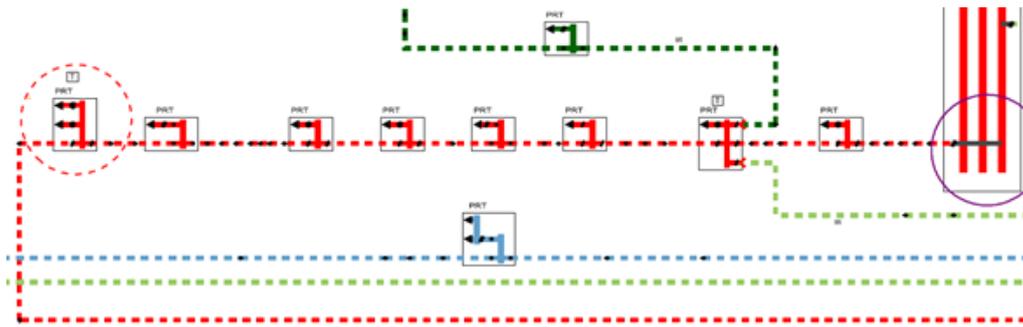


Figure 3.3: Saída da subestação A respectiva ao PT A de uma rede urbana

A rede rural geralmente é explorada com uma topologia radial, assim sendo cada PT apenas recebe uma derivação da linha principal. Com esta abordagem não existem redundâncias nem interligações entre postos de transformação, resultando numa rede menos fiável. A figura 3.4 esboça a derivação da rede entre a subestação B e o PT B.

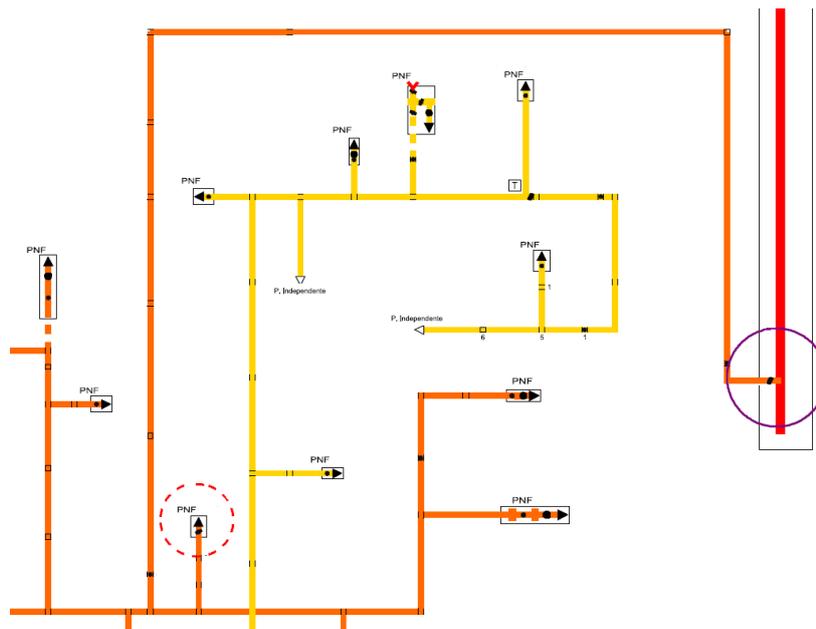


Figure 3.4: Esquema elétrico do nível de tensão MT pertencente ao PT

Adicionalmente, para uma melhor interpretação, extraiu-se um excerto do mapa para as duas redes analisadas. O intuito desta análise é expor as várias disparidades entre estes dois tipos de rede estudados, bem como verificar o uso das diferentes topologias. Na figura 3.5, tanto na situação A como em B é possível confirmar a topologia da rede em anel e radial respetivamente. Sendo que em A,

a linha percorre vários caminhos interligando todos os postos de transformação. Enquanto em B, é claramente visível a passagem da linha principal com as suas derivações isoladas.

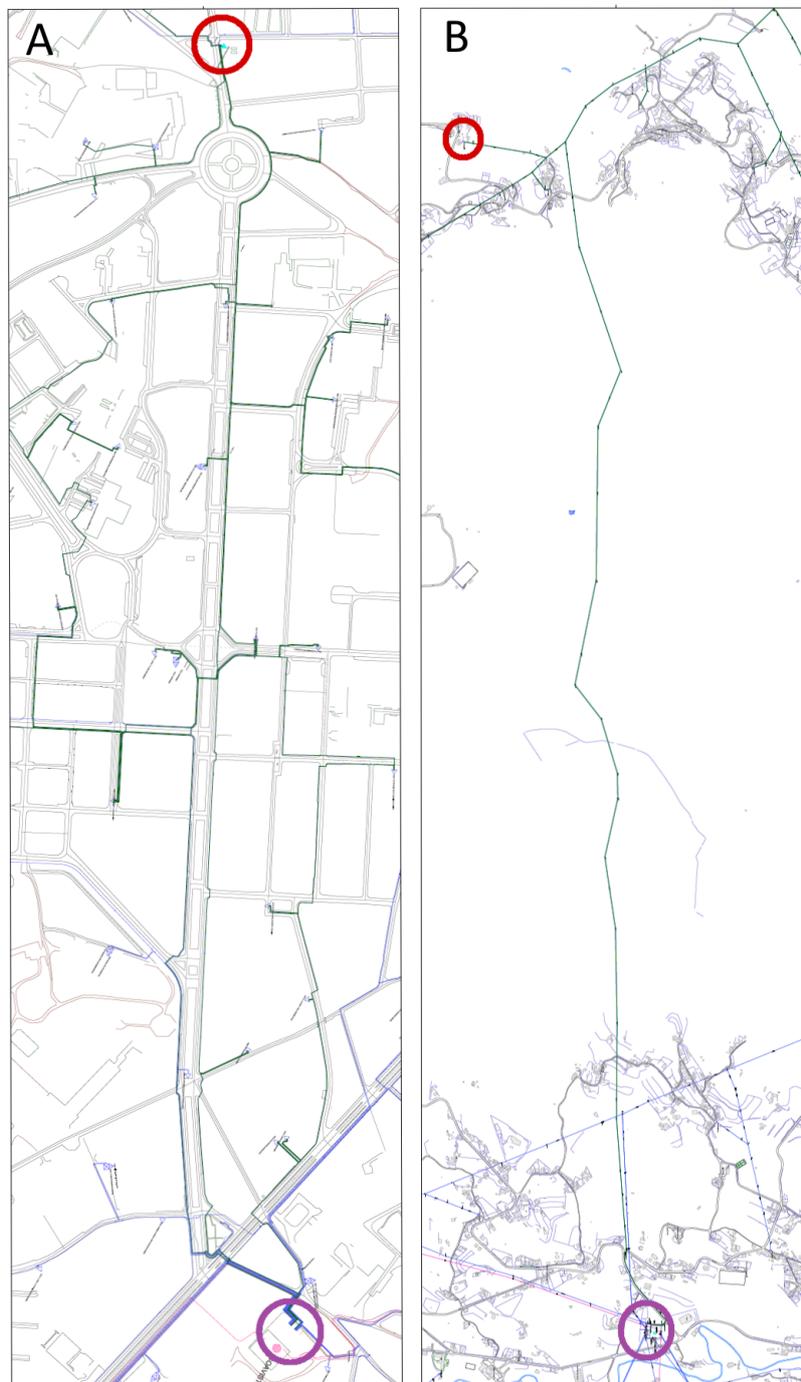


Figure 3.5: Mapa da rede MT com cartografia: A) rede urbana B) rede rural

Por fim, foi analisado o esquema elétrico pertencente a cada um dos PT estudados. Com esta análise, pretende-se compreender o impacto da topologia de rede no esquema interno do posto de transformação. Deste modo, observando os dois exemplos é possível denotar a influencia na configuração das saídas de BT. Utilizando a ferramenta SIT acedeu-se ao esquema elétrico de ambos os PT utilizados no estudo.

O PT A, como pertence a uma rede urbana explorada em anel, necessita de interligações com outros postos de transformação. Uma interligação no andar de baixa tensão geralmente está em circuito aberto. No caso de uma avaria no transformador, por exemplo, é possível restabelecer o serviço aos clientes fechando o circuito de uma destas saídas do PT. De reparar que na figura 3.6, não contabilizando as saídas com a letra R de reservadas, encontram-se no total 3 saídas em aberto ou sem fusível. Resumindo, o PT A está ligado a 3 outros postos de transformação por redundância.

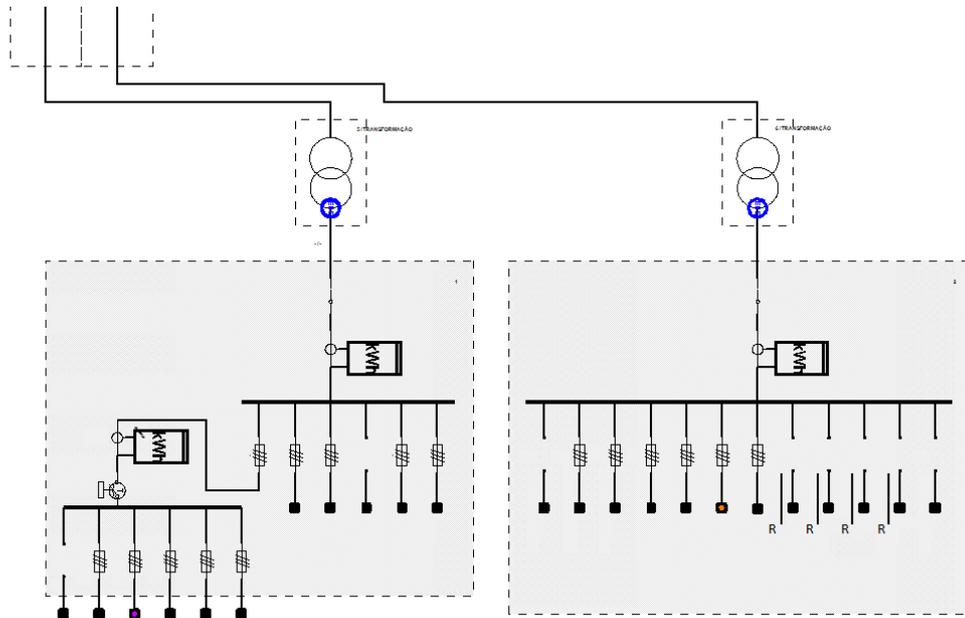


Figure 3.6: Esquema unifilar do projeto tipo do PT A

A rede rural devido à topologia radial é mais simples, tendo um número de saídas em geral reduzido. A falta de existência de interligações advém da exploração radial da rede. Na presença de uma falha no PT B não é possível contornar a falha para uma rápida reposição de serviço aos clientes afetados. De evidenciar também, que este posto de transformação tem apenas um transformador. A figura 3.7 esboça o circuito elétrico de um PT comum da rede rural.

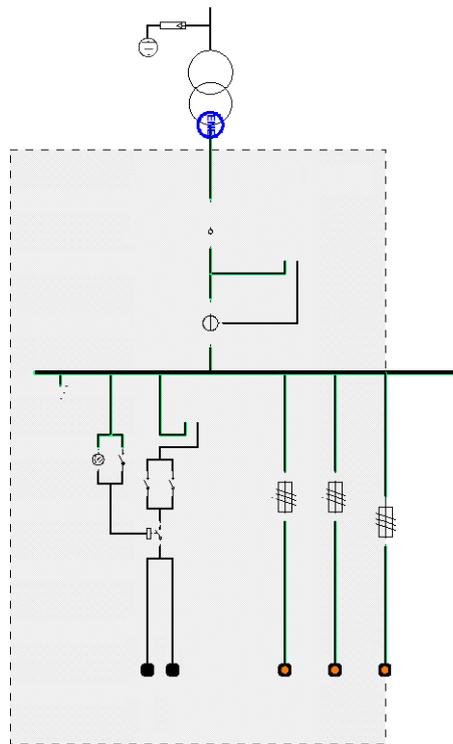


Figure 3.7: Esquema elétrico do PT B

3.3 Posto de transformação

O SEN é constituído por uma estrutura complexa, sendo o conjunto de centrais produtoras, das redes de transporte, redes de distribuição e instalações de transformação. No contexto das instalações de transformação, estas dividem-se em subestações e postos de transformação. A definição técnica de um PT pode ser encontrada no Decreto-Lei n.º 42895, que aprova o Regulamento de Segurança de Subestações, Postos de Transformação e de Seccionamento (RSSPTS), no Art. 6.º como “Instalação de alta tensão destinada à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, quando a corrente secundária de todos os transformadores for utilizada diretamente nos recetores, podendo incluir condensadores para compensação do fator de potência.” [40]

Um posto de transformação é composto por vários tipos de equipamentos, tipicamente os transformadores, as proteções, os interruptores/seccionadores e a aparelhagem de medida. O transformador é responsável da redução de MT para BT, no entanto as proteções e os interruptores/seccionadores estão encarregues de assegurar a segurança dos equipamentos e pessoas. No interior de um PT é colocado um contador de energia para a iluminação pública e é adicionado outro por cada transformador.

Os PT são normalmente instalados próximos dos locais de consumo, sendo que a topologia da rede influencia a sua ligação, enquanto a relação consumo/cliente define a sua proximidade. Deste modo, o dimensionamento de um posto de transformação necessita de ser definido de acordo com os requisitos da rede em que vai ser instalado, especialmente com exigências, a par das áreas geográficas diferentes. Sendo que, existem diversas características que influenciam a alta configurabilidade de um PT: zonas rurais, semi urbanas e urbanas, zonas industriais, loteamentos e urbanizações, zonas de baixa, média ou elevada densidade de carga, com média ou elevada exigência de qualidade de serviço, de domínio público ou privado, entre outros.

Devido às várias configurações possíveis é imperativo catalogar as diferentes condicionantes em categorias, uniformizando as opções disponíveis. Ao realizar-se um apanhado neste contexto foi possível classificar os PT em quatro aspetos:

- O tipo de instalação, sendo exteriores ou interiores podendo variar em postos de transformação: aéreos, de cabine alta e baixa, pré-fabricados e subterrâneos;
- O modo de alimentação, que varia consoante a topologia da rede, sendo possível a alimentação ser de três tipos diferentes: radial, dupla derivação e em anel aberto;
- O tipo de serviço prestado é a quem esta comissionada a instalação, nomeadamente a serviços públicos ou privados, resultando em Postos de Transformação para Distribuição (PTD) e Postos de Transformação para Clientes (PTC);
- O modo de operação em caso de um deslastre de carga, resultando numa condução manual ou automática. No caso de a operação ser automática, não é envolvido o ser humano na intervenção, sendo que o equipamento atua independentemente. [41]

Na figura 3.8 é visível os dois tipos mais comuns de postos de transformação.



Figure 3.8: Posto de transformação: A) aéreo B) cabine baixa

3.4 Diferentes tipologias de postos de transformação

O posto de transformação não é uma unidade constante, sendo que diferentes configurações levam a tipos de PT distintos, sendo representados por um projecto-tipo cada variante. A EDP Distribuição tem bem definidos todos os modelos utilizadas na sua rede, nomeadamente os tipos de PT. Na figura 3.9 é visível os diferentes tipos presentes na SEN normalizados pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

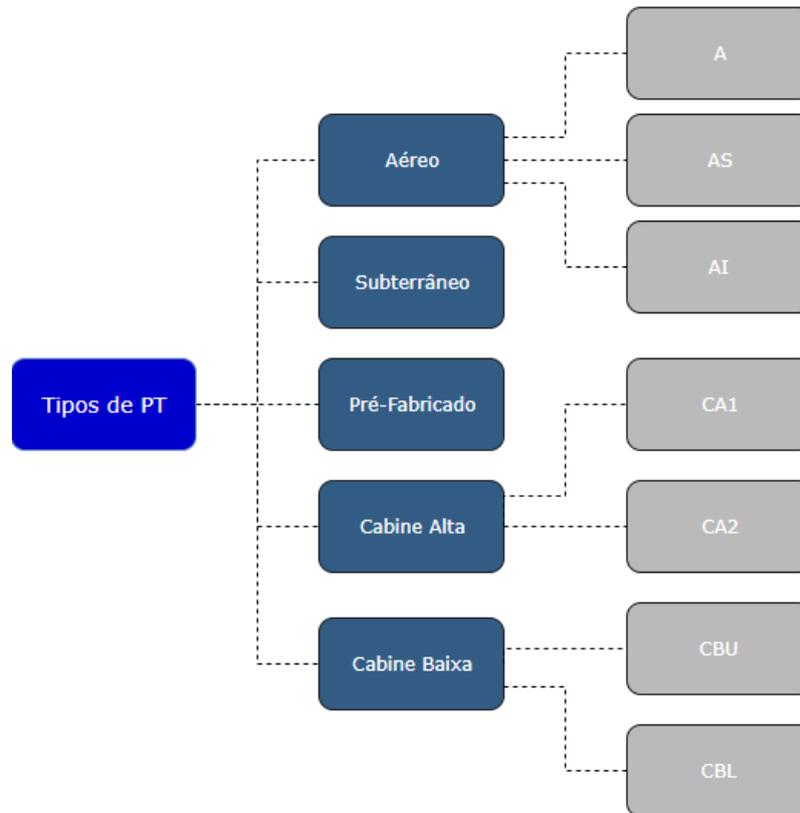


Figure 3.9: Diferentes tipos de PT normalizados com projecto-tipo pela ERSE adaptado de [3]

Como referido anteriormente, um posto de transformação pode exercer funções de serviço público ou privado, sendo identificados por PTD ou PTC respetivamente. Um PT da rede pública é explorado pela empresa distribuidora de energia elétrica, alimentando directamente os consumidores da rede BT. O proveito do PTC é do próprio consumidor, sendo um cliente de média tensão responsável pela operação e manutenção da instalação. Tendo em vista a interligação da rede MT com a instalação de serviço particular, existe uma fronteira entre o ORD e o cliente. O tipo de instalação e de topologia da rede determinam a localização desta fronteira, para além da instalação se necessária de um Posto de Seccionamento (PS).

No caso de ser um PT aéreo esta fronteira é delimitada pelo o aparelho de potência que faz a ligação com o transformador. Semelhante a este caso é o PT de cabine alta, onde a fronteira é localizada no isolador de travessia, responsável por fazer a ligação elétrica entre dois meios separados por uma parede. Em ambos os casos é utilizado a linha aérea para o fornecimento da energia elétrica, deste modo

se forem sujeitos à instalação de um PS, as fronteiras marcadas não são afetadas.

A figura 3.10 ilustra estes dois casos, com as suas respectivas fronteiras.

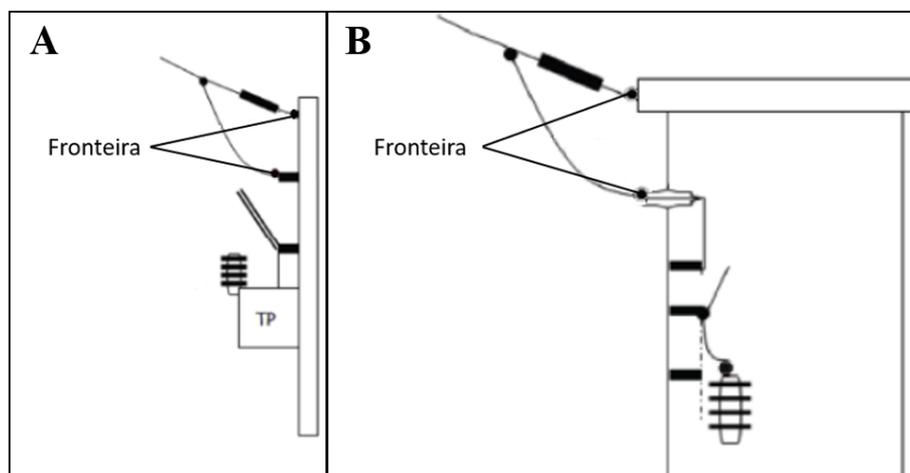


Figure 3.10: Indicação da localização da fronteira nos PT: A) aéreo B) cabine alta [4]

No PT de cabine baixa a identificação da fronteira não é tão simples como para os dois exemplos anteriores. Isto é, a instalação de um posto de seccionamento influencia a localização das fronteiras, assim como a contagem da energia consumida pelo cliente responsável pela instalação. Deste modo, no caso de ser um PTC é possível a contagem de energia ser feita em baixa ou média tensão, dependendo da potência contratada. Na existência de um PS, a fronteira entre operador/cliente não é afetada, visto que para ambos os casos não surgem alterações.

Um PTC requer a contabilização a energia consumida para efeitos de faturação sobre o cliente, no qual esta pode ser efetuada no andar de baixa ou média tensão. Geralmente, a contagem em BT é derivada da potência contratada ou da topologia da rede. Para este caso, a fronteira é feita no seccionador da entrada da alimentação, não sendo alterado na presença de um posto de seccionamento na instalação. É possível verificar a localização da fronteira entre o ORD/cliente em A da figura 3.11 .

A partir de uma determinada potência contratada, a contagem do consumo do cliente necessita de ser feita no próprio andar de MT. Para responder a esta exigência é imperativa a instalação de equipamentos de medida com precisão de média tensão, nomeadamente Transformadores de Tensão (TT) e Corrente (TI), responsáveis pela sensorização das grandezas respetivas com recurso a um transformador e uma relação bem conhecida conectada a um aparelho de medida. A re-

lação de transformação permite medir valores elevados no enrolamento primário, enquanto o secundário é ligado a um instrumento de medida. Neste caso com a utilização de equipamentos de medição é possível contabilizar as perdas no transformador, sendo que o cliente é contabilizado por estas. Em termos de fronteira, existe uma diferenciação dependendo da presença do posto de seccionamento na instalação. Na ausência, as manobras do seccionador são encarregues ao cliente, logo a fronteira é imediatamente antes do seccionador. Em instalações com PS, a fronteira é no transformador de corrente e tensão, dos quais são propriedade do operador da rede e instalados pelo cliente. A localização das fronteiras para os dois casos é possível de verificar no esquema da figura 3.11 em B. [4]

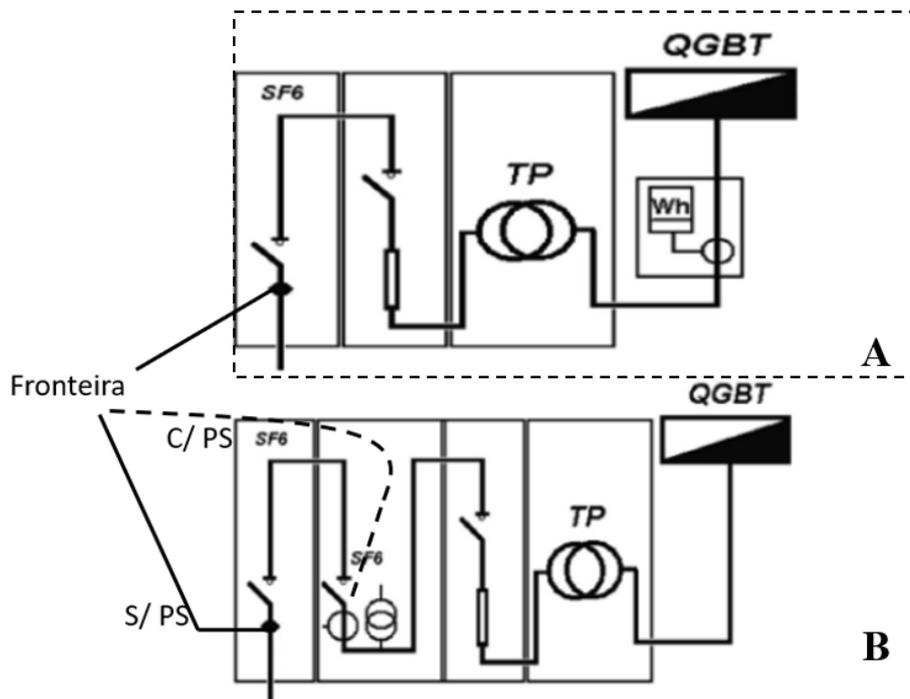


Figure 3.11: Esquema com a marcação das fronteiras com os vários casos estudados: A) consumo em BT B) consumo em MT [4]

No contexto da figura 3.9 foram estudados apenas os postos de transformação aéreos, e de cabine alta e baixa, normalmente os mais utilizados.

3.4.1 Posto de transformação aéreo

Estes postos são montados em postes normalizados de betão, nos quais fazem a ligação com a rede aérea de média tensão. O tipo de ligação efetuada entre o transformador do PT e a rede aérea MT determina o tipo A, AS e AI, tipicamente quando a ligação é direta estamos na presença de um tipo A, no caso de ser feita

através de um seccionador é do tipo AS, assim como no caso da ligação estar mediante um interruptor-seccionador é do tipo AI.

A figura 3.12 ilustra os dois equipamentos utilizados nos PT aéreos do tipo AS e AI, respectivamente.

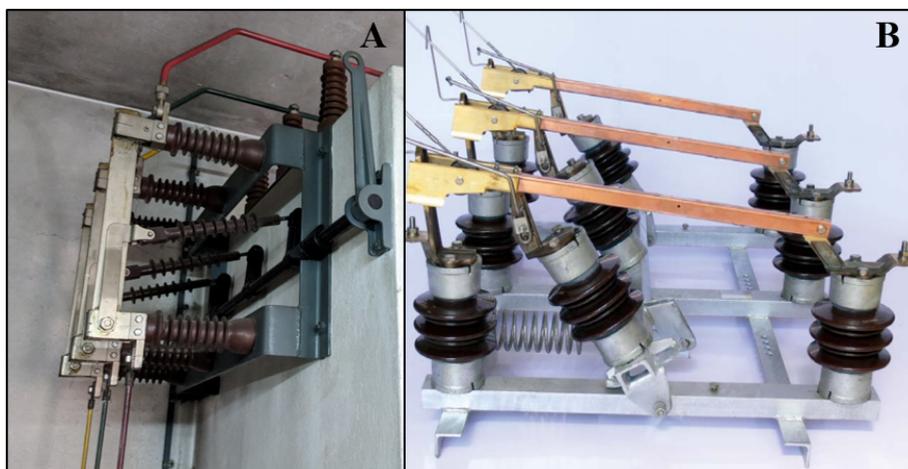


Figure 3.12: Equipamentos de seccionamento: A) seccionadores B) interruptor-seccionador [5]

Em A é visível um seccionador comum no SEN utilizado pelo ORD BT. Estes aparelhos não têm poder de corte, pelo que, para fazerem manobras necessitam que a linha esteja em vazio e sem tensão, após a atuação de equipamentos com poder de corte. O intuito da utilização destes equipamentos é estabelecer a continuidade ou isolar um condutor.

Em B é apresentado um interruptor-seccionador, no qual é capaz de efetuar o corte de energia de um circuito em carga. Deste modo, são aparelhos com duas posições de atuação, abertura e fecho. O objetivo deste equipamento é o corte de corrente na presença de uma falha ou avaria. O funcionamento deste aparelho é idêntico ao seccionador, com a particularidade de possuir poder de corte.

3.4.2 Posto de transformação de cabine alta e baixa

Ao contrário dos PT aéreos, estes postos são instalados no interior, que podem assumir diferentes dimensões dependendo do tipo de alimentação (linha aérea ou cabo subterrâneo). No contexto de apontar diferenças entre os dois equipamentos, os PT aéreos são predominantes na rede do SEN, mas são apenas utilizados com rede radial. No entanto, os postos de transformação de cabine podem utilizar as várias topologias de rede conhecidas, afetando como é feita a chegada da alimentação MT até ao transformador. No âmbito dos PT de cabine existem

vários tipos e variações, nomeadamente de cabine alta com dois tipos CA1 e CA2, assim como de cabine baixa apresenta duas opções, sendo tipo CBU e CBL.

O elemento diferenciador entre os dois tipos de PT de cabine alta, CA1 e CA2, é a presença de corta-circuitos fusíveis na chegada das linhas MT no CA2. Estes aparelhos são empregues para a proteção contra sobreintensidades dos circuitos de média tensão. A sua função é abrir, por fusão, uma ou mais fases, sendo concebidos e calibrados para este efeito. No caso de fusão é cortado o fornecimento de energia ao circuito, devido ao valor da corrente ultrapassar, durante um período, o valor máximo que é especificado pelo fabricante de acordo com os requisitos da EDP Distribuição. A figura 3.13 ilustra o aparelho sem os fusíveis de MT, sendo necessário a instalação de três, um por fase, para colocar o equipamento operacional.

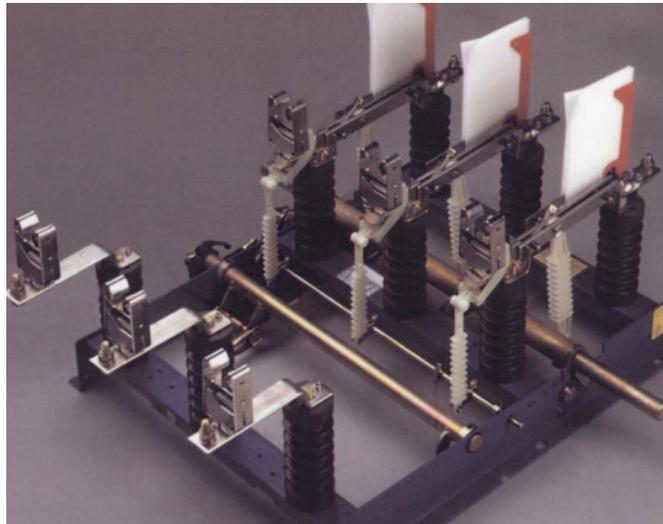


Figure 3.13: Corta-circuito fusíveis modelo Jayme da Costa [6]

O PT de cabine baixa é distinguido por duas variantes, de acordo com a disposição das suas celas MT no interior, podendo ser em “U” ou em linha, dando origem, ao tipo CBU e CBL respetivamente. O esquema elétrico e os equipamentos utilizados não são afetados pelo tipo de configuração. [41]

3.4.3 Outros órgãos de potência

O posto de transformação é uma instalação constituída por vários equipamentos, nos quais neste tópico serão referidos os que pertencem à parte de potência. Alguns destes órgãos já foram referidos anteriormente, no entanto faltou mencionar os transformadores de potência, celas de média tensão e o QGBT com os seus constituintes.

O transformador de potência é a unidade encarregue de converter a alimentação de média tensão ligada ao enrolamento primário em uma saída trifásica de baixa tensão no enrolamento secundário. As tensões no primário estão compreendidas entre 6 e 30 kV, tipicamente os 15 kV em Portugal continental. A tensão no enrolamento secundário é invariável, sendo os 230/400 V conhecidos da rede BT.

O quadro geral de baixa tensão contém todas as saídas BT de um PT, sendo indiferente ao tipo de serviço prestado, PTD ou PTC, assim como as saídas de iluminação pública. Estes equipamentos são responsáveis pela distribuição e proteção da energia nas diversas saídas, quer sejam por linha aérea ou cabo subterrâneo. Este equipamento é acoplado a um interruptor tripolar de corte em carga na entrada do quadro, posicionado entre a saída das 3 fases do transformador e o QGBT. Na figura 3.14 é visível um QGBT com os seus vários elementos.

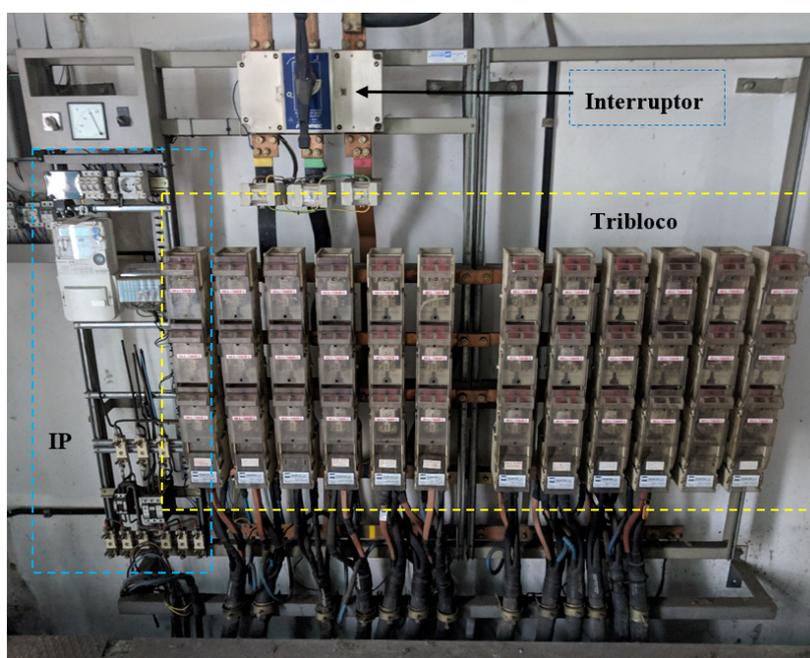


Figure 3.14: Esquema de um QGBT com os seus constituintes

O tribloco é um dos elementos constituintes do QGBT, sendo o responsável pela ramificação das várias saídas em trifásico ou monofásico do posto de transformação. Para além disso, é encarregue da proteção das saídas pelo meio de fusíveis. Em Portugal continental na rede de distribuição é utilizado um tipo específico de fusíveis com denominação NH2. Um fusível é um condutor com capacidade de corte, na ocorrência de uma corrente que ultrapassa o seu limite suportado. Este é constituído por um elo fusível e uma base isolante, no qual

apresentam vários tipos consoante as suas características. O tipo NH2 é característico pela sua curva retardada para correntes de sobrecarga, no entanto de rápida atuação para correntes de curto circuito. O fusível é um sistema de proteção muito básico e de grande importância e impacto na rede, uma vez que a fusão de um fusível resulta no corte de energia de todos os clientes/consumidores a jusante. O restabelecimento de energia só é feito com a introdução de um novo fusível no circuito, criando uma oportunidade para melhorar esta solução no futuro. [42]

Tipicamente um PT de cabine baixa utiliza um conjunto de equipamentos modulares, geralmente na alimentação MT e na proteção do transformador. Isto é, um quadro modular denominado de celas de média tensão, com várias configurações e funcionalidades. Este equipamento é isolado integralmente em SF₆, possibilitando obter dimensões reduzidas. A utilização das celas num posto de transformação é para a ligação da média tensão com o transformador, para este efeito é utilizado duas variantes apenas das várias configurações possíveis. Para a proteção do transformador é utilizado a unidade CIS, enquanto para ligação da média tensão é utilizado a cela IS. A cela CIS é uma cela de proteção própria para transformadores através de fusíveis, a cela IS representa um interruptor-seccionador. Geralmente só são utilizadas celas MT na rede urbana, maior investimento, e devido a topologia da rede ser em anel aberto. Deste modo, são utilizadas três celas IS responsáveis pela entrada e saída de uma linha ou cabo MT e uma segunda alimentação contando com o interruptor-seccionador aberto para ser utilizado como redundância. A figura 3.15 ilustra o conjunto modular de celas MT no interior de um PT. [43]



Figure 3.15: Celas de média tensão pertencendo a um PT

3.4.4 Equipamentos de telecomando, automação e controlo

O SEN está em constante evolução, procurando melhorar continuamente nos principais pontos que caracterizam a rede, dos quais: indicadores de qualidade de serviço, eficiência energética, redução da operação humana, entre outros. Em busca de melhores resultados nestes parâmetros, foi necessário introduzir novos equipamentos na rede em toda a sua extensão. O conceito de automação já existe desde os anos 50 aplicado à indústria, contudo a sua introdução no segmento elétrico só apareceu nos anos 90. Atualmente, iniciou-se o caminho para a automação na baixa tensão, surgindo os postos de transformação com funcionalidades de automação e monitorização da rede. A “nova geração” de PT engloba novos dispositivos, nomeadamente a *Energy Box* (EB), o *Distribution Transformer Controller* (DTC), a Unidade Remota de Rede (URR) e o Router do PT.

As EB instaladas em Portugal Continental tem dois modelos, uma adaptada para a Iluminação Pública (IP) e outra para os consumidores conhecida como Baixa Tensão Normal (BTN), que conta com várias versões diferentes dependendo da tecnologia de comunicação. A EB IP tem o propósito de melhorar a eficiência energética, capacidade da gestão remota da iluminação, e melhorar a qualidade no serviço comercial. Este equipamento substitui a antiga abordagem com recurso ao interruptor horário e contadores do consumo de energia da IP, instalado no interior de um PT no quadro destinado à iluminação pública. Por outro lado, a EB BTN é um dispositivo capaz de executar operações remotamente de serviço comercial, para além de enviar dados sobre os consumos para os outros elementos da cadeia de valor, sendo instalada nas casas dos clientes/consumidores substituindo o contador de eletricidade eletromecânicos. Em termos de funções de teor comercial é possível exercer alterações de potência, realizar cortes ou religações de energia e a faturação remotamente. Como contador inteligente permite comunicar o consumo de energia, aumentando a visibilidade da rede BT promovendo a qualidade de serviço. Neste momento existem instaladas no SEN duas versões:

- A EB PLC utiliza uma banda específica de comunicações por cabo de potência, *Power Line Communication* (PLC), denominada de *PowerLine Intelligent Metering Evolution* (PRIME). Esta é uma aliança de várias empresas que exploram esta tecnologia de comunicações especializada para os contadores de energia inteligentes;
- A EB GPRS conta com uma tecnologia de comunicação sem fios que utiliza as infraestruturas da rede móvel para a troca de dados. O método designado por *General Packet Radio Service* (GPRS) apresenta uma taxa de transferência de dados superiores às do PLC, contudo o custo é superior justificando o uso em poucos casos (cerca de 3 % de todas as EB).

Na figura 3.16 é visível todas as versões de EB instaladas em Portugal Continental pelo operador da rede BT. [44]

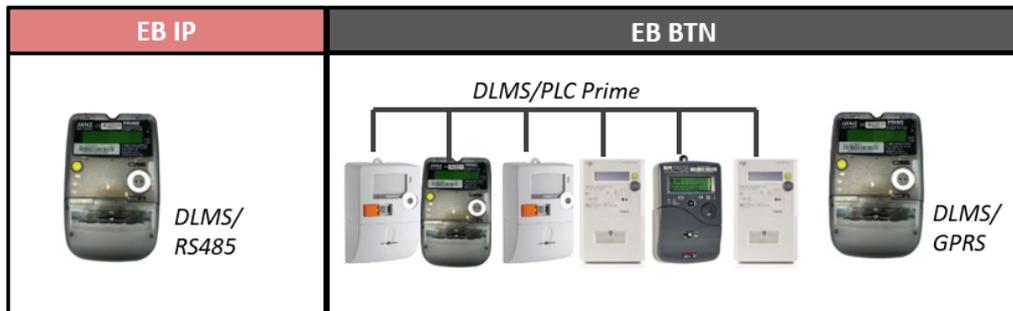


Figure 3.16: Diferentes modelos da Energy Box

As EB são instaladas em casa dos clientes/consumidores, sendo que cada saída do PT alimenta um grande número de habitações. O DTC desempenha funções da componente *Advanced Meter Infrastructure* (AMI), que engloba a monitorização e o controlo da rede BT, nomeadamente a configuração e recolha de dados das EB, gestão da carga, medição de energia, sensorização do PT e gestão da iluminação pública. Este é instalado no posto de transformação entre o nível de MT e da BT, sendo que é instalado um DTC por cada transformador de potência.

Em termos de monitorização das grandezas elétricas, o DTC e a EB são capazes de medir a as seguintes grandezas instantâneas:

- Potência ativa, reativa e aparente;
- Tensão e corrente eficaz;
- Frequência e fator de potência.

O DTC está encarregue da infraestrutura e exploração das EB sendo responsável pela gestão dos equipamentos terminais de monitorização da rede, de telegestão e de contagem. Esta gestão inclui a configuração, recolha de informação e o envio de comandos para as EB. Para além de, a gestão da própria rede de comunicações e a comunicação com os sistemas de informação centrais. Como equipamento de monitorização e gestão da rede BT, o DTC é incumbido de analisar a informação do transformador de potência e das EB, nomeadamente os eventos, alarmes e potências de consumo, para a gestão da rede em baixa tensão. A utilização de dispositivos externos é possível para melhorar a visibilidade da rede, por exemplo sensores de temperatura no interior do PT ou no transformador de potência.

A figura 3.17 apresenta a arquitetura do modelo de referência para as ligações do DTC a outros dispositivos.

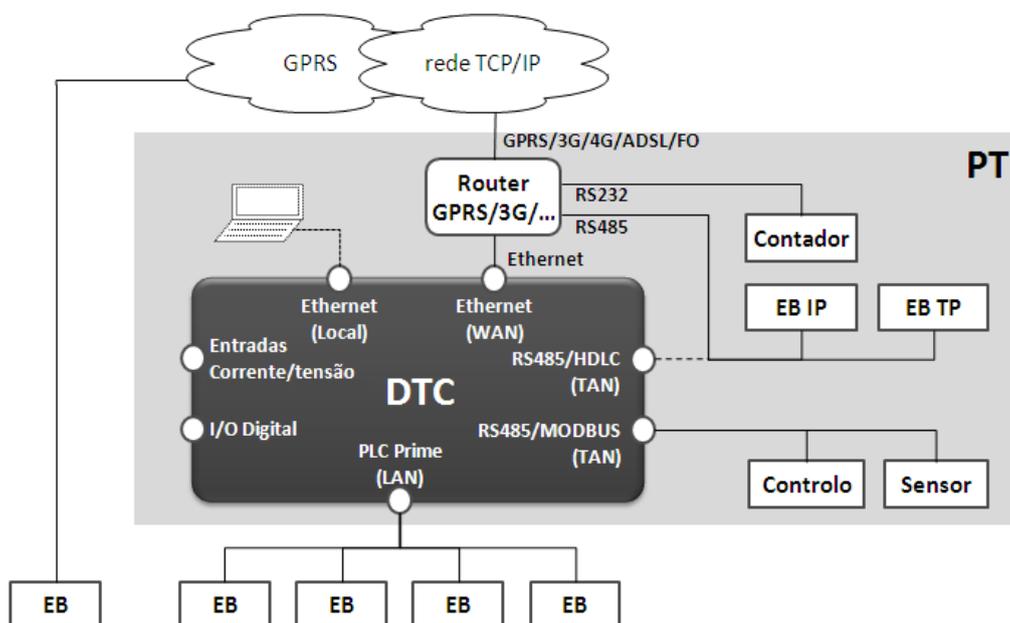


Figure 3.17: Arquitetura do equipamento DTC [7]

O DTC conta com três interfaces diferentes, particularmente LAN (*Local Area Network*), TAN (*Transformer Area Network*) e WAN (*Wide Area Network*). A interface LAN é utilizada para a comunicação com as EB PLC, sendo que o DTC é o “Base node” da rede PLC PRIME. A rede TAN utiliza duas portas série RS485, em que uma está destinada à comunicação com as EB instaladas no interior do posto de transformação através do protocolo DLMS/COSEM. A segunda porta série é dedicada a comunicação com dispositivos externos de monitorização ou controlo do PT através do protocolo MODBUS. Nos dois casos o DTC é o master das comunicações. A interface WAN conta com duas portas *ethernet*, reservando uma porta para a ligação local utilizando para ligação a outros DTC ou para funcionamento como consola. Deste modo, uma das portas é utilizada para a ligação a um dispositivo de comunicações externas, router, ficando responsável de garantir a ligação com as EB GPRS. [7]

O DTC conta com vários fabricantes diferentes para o fornecimento de equipamento a serem instalados na rede BT pelo operador. A figura 3.18 ilustra um dos exemplares utilizados.



Figure 3.18: Equipamento do fabricante ZIV

O router do PT é uma solução feita á medida da EDP Distribuico, devido aos routers existentes no mercado atual não serem compatíveis em questões de segurança. Para tal, foi desenvolvido um equipamento encarregue de todo o fluxo de comunicações ao nível do posto de transformação MT/BT, bem como a gestão da camada de comunicações. Este equipamento é responsável pelo sistema de gestão da camada de comunicações, na parte de monitorização em tempo real, gestão da instalação/comissoamento, gestão de configurações e *updates*.

A unidade remota de rede é equipamento destinado a efetuar manobra por telecomando dos painéis de média tensão, sendo por isso o único equipamento de automação do andar MT presente neste subcapítulo. A utilização deste aparelho beneficia a qualidade de serviço da rede nos indicadores de qualidade de serviço técnica, especialmente o SAIDI e o TIE, devido ao aumento da flexibilidade e rapidez da reposição de circuitos. Com a instalação de um URR é possível efetuar várias funções: o comando remoto e manual do interruptor-seccionador, deteção de defeitos de fase e homopolar por circuito MT, entre outras. Existe uma segunda solução com as mesmas funcionalidades denominada de DTC Cell. Esta solução tinha como vantagem ser modular e uma integração simplificada no caso do DTC ser do mesmo fabricante. [45]

3.4.5 Armários de distribução e caixas de derivação

Os Armários de Distribuo (AD) são exclusivos da rede baixa tensão, com funções de repartidor de cargas, permitindo ainda, o seccionamento, a proteção e a ligação à terra das canalizações. São instalados entre o PT e os consumidores, ramificando os cabos até aos vários lotes existentes. Segundo o Decreto-Lei

n.º 90/84 [46], o armário de distribuição está integrado no conjunto de quadros disponíveis na rede, particularmente destinado a proteger, comandar ou controlar instalações elétricas em redes de distribuição subterrâneas. A figura 3.19 apresenta a aparência física do AD tipicamente utilizado em Portugal continental pela ORD BT.



Figure 3.19: Armário de Distribuição

A RDBT tem configurações muito variadas de modo que, em linha com os postos de transformação, os armários de distribuição também apresentam uma panóplia diversificada de soluções. O ORD é responsável pela escolha dos diferentes tipos de AD que decide instalar na rede. Sendo assim, na DMA-C62-801/N [47] da EDP Distribuição está descrito todos os tipos de AD existentes em Portugal Continental, dos quais:

- O armário X apresenta cinco circuitos equipados com cinco triblocos de tamanho 2 (400 A);
- O armário Y apresenta seis circuitos, sendo dois equipados com triblocos de tamanho 2 (400 A) situados ao centro do barramento e quatro equipados com triblocos de tamanho 00 (160 A);
- O armário Z apresenta sete circuitos equipados com sete triblocos de tamanho 2 (400 A);
- O armário W é idêntico ao armário Y, exceto nas dimensões e distâncias entre triblocos;

- O armário T apresenta seis circuitos, sendo quatro equipados com triblocos de tamanho 00 (160 A) e dois com ligação direta ao barramento e situados em cada uma das suas extremidades.

O interior de um armário de distribuição contém várias partes, para além dos cabos de ligação, o tribloco e os fusíveis de proteção. No contexto do AD este é dividido em partes distintas:

- O invólucro é destinado a assegurar a proteção do equipamento instalado no seu interior, bem como a proteção de pessoas e bens, e que se fixa ao bastidor no caso de o armário ser do tipo X, Y, Z, W;
- O bastidor é designado a servir de estrutura de suporte e de fixação do equipamento elétrico, do invólucro e do suporte de cabos, e que se fixa ao maciço de fundação;
- O suporte de cabos é utilizado para a fixação dos cabos ao bastidor, sendo alojado dentro do maciço;
- O maciço de fundação é utilizado apenas no caso de o AD ser instalado no solo, para garantir a estabilidade e a passagem dos cabos.

Na figura 3.20 é visível um esquema com a delimitação de cada parte constituinte do armário de distribuição.

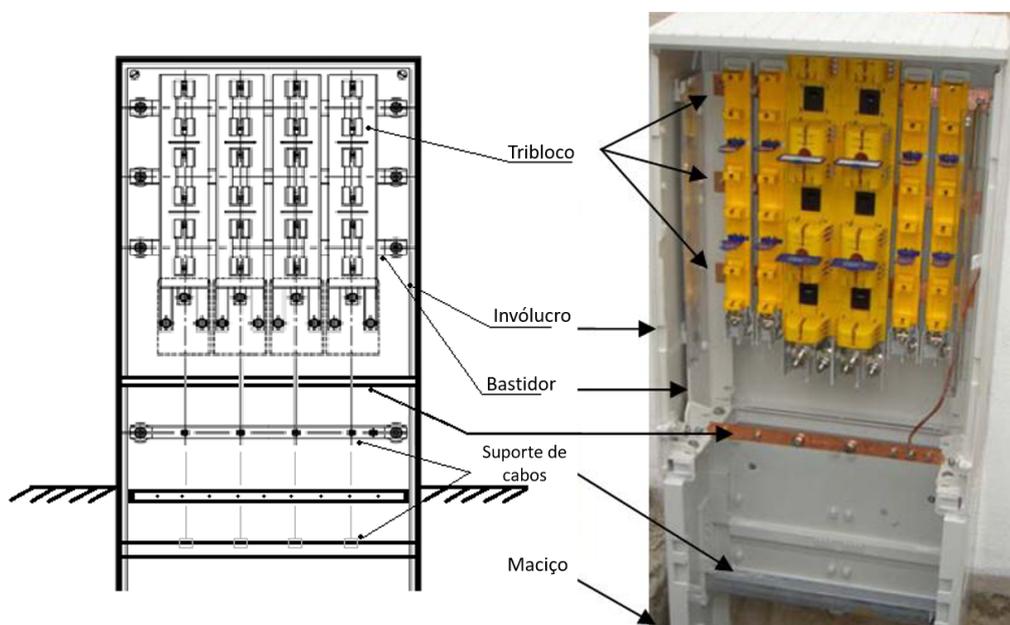


Figure 3.20: Esquema da constituição de um armário de distribuição

Por outro lado, no caso de não ser possível instalar um armário de distribuição é utilizado uma caixa de derivação, capaz de desempenhar as mesmas funções com o benefício de ser instalada numa vala subterrânea. Tipicamente, a rede subterrânea está presente em zonas urbanas, no qual como toda as instalações pertencentes à rede de baixa tensão são propriedade do Município. Assim, no comissionamento de uma nova instalação é necessário a autorização do respetivo Município, que em alguns casos não permite a utilização de AD por razões de mobilidade ou estética. Como alternativa, envolvendo um maior custo é utilizado as caixas de derivação por ser praticamente “invisíveis”.

Neste contexto, existem duas variantes para caixas de derivação:

- A caixa de corte é utilizada na interligação entre dois PT com 2 entradas, visto que na rede em anel com exploração radial está presente uma redundância no andar de BT, no estado normalmente aberto. Assim, o circuito está interrompido na caixa de corte ou no tribloco do PT. Em ordem a fechar o circuito é utilizado fusíveis no tribloco do posto de transformação e no interior da caixa recorre-se a fusíveis, com capacidade de proteção, ou “lamelas”, sem funções de proteção;
- A Caixa de distribuição é essencialmente um armário de distribuição subterrâneo, com uma entrada no centro e 4 ou 6 saídas trifásicas.

A figura 3.21 ilustra as duas variantes de caixas de derivação utilizadas pelo operador de rede na impossibilidade da instalação de AD.



Figure 3.21: Caixa de derivação: A) caixa de corte de 2 entradas B) caixa de derivação de 4 saídas

3.5 Conclusões

Neste capítulo é abordado todos os principais temas relacionados com a rede de distribuição em baixa tensão, colocando maior ênfase nos componentes presentes no interior do posto de transformação, envolvendo os órgãos de potência e os equipamentos de telecomando, automação e controlo. Para além disso, é feito uma análise comparativa entre dois segmentos diferentes de rede com o intuito de explorar as diferenças da rede urbana com a rede rural. Relativamente ao assunto do posto de transformação é apresentado uma descrição detalhada envolvendo os diferentes tipos de instalação e tipos de serviço, especificando as possíveis soluções. No final, referencia-se o armário de distribuição e as caixas de derivação como ativos da RDBT, apresentando a sua constituição e função.

Capítulo 4

Futuros desafios da distribuição de energia

A criação de um sistema elétrico surgiu no século XIX, onde desde aí esteve sempre em constante evolução, procurando solucionar os desafios da rede. Deste modo, ao longo dos anos já existiram vários modelos diferentes de processar a entrega de energia aos consumidores. Nos dias de hoje, o SEE encontra-se numa fase transitória, implicando uma mudança de paradigma, situando-se entre um sistema em que a produção vai ao encontro do consumo e uma rede energeticamente sustentável e atenta a questões ambientais.

Neste capítulo é apresentado a história do sistema elétrico em Portugal continental, assim como os principais motivadores responsáveis por colocar em marcha a transformação do sistema numa *Smart Grid*. Em complemento, é abordado os principais desafios da rede atual, descrevendo com relevo o contexto: geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e veículo elétrico. Todas estas vertentes têm uma base estruturada em 3 partes: oportunidade, impacto negativo na rede e dificuldades.

4.1 Evolução das redes elétricas

O sector elétrico ao longo dos anos passou por várias reformulações, com vários modelos diferentes de distribuição de energia. Começando inicialmente no século XIX, onde a primeira geração ficou conhecida como “Era do carvão” pela forte utilização de carvão como combustível para a produção de energia elétrica. O sector elétrico nesta época demarcou-se pela geração distribuída, sendo que a falta de uma rede de transporte resultou em que as centrais produtoras fossem localizadas junto dos consumidores, formando pequenas redes locais isoladas. Esta tipologia ficou assim conhecida pela produção dar resposta às necessidades do consumo com um elevado grau de proximidade, além de se utilizar um fluxo

energético unidirecional.

Seguidamente, com o fenómeno da globalização surgiu um aumento da população mundial e com preferência em habitar em centros urbanos. A mudança do perfil dos locais de consumo, inviabilizou a antiga rede isolada de pequenos centros de consumo. Utilizando a geração centralizada de energia como resposta, alterou-se o sistema antigo para a formulação de um novo conceito constituído por uma rede com transporte e distribuição de energia eléctrica. A tipologia deste sistema envolve, a mesma base da primeira geração, onde a produção segue o consumo e com um fluxo energético unidirecional, contudo é criado um sistema eléctrico nacional, interligando toda a rede. A utilização deste modelo para o SEN, designado de segunda geração da rede eléctrica estava assente numa plataforma simples, onde os clientes eram apenas consumidores e os centros de produção de energia eléctrica, em maioria, utilizavam o combustível fóssil como alimentação. No entanto, a base deste modelo não aprimora os princípios da sustentabilidade energética e do impacto ambiental. [48]

No início do século XXI, em Portugal houve uma forte aposta na produção de energias de fonte renovável para diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, assim como a contribuição da emissão de gases de estufa provenientes da SEE. No ano 2007 foi declarado pelo Conselho Europeu uma estratégia europeia para a energia e alterações climáticas com metas ambiciosas e exequíveis, com o objetivo de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, aumentar a quota de energia proveniente de fontes renováveis ou *renewable energy sources* (RES) no consumo total de energia e um aumento da eficiência energética. A figura 4.1 apresenta os valores definidos nas metas pela União Europeia. [8]

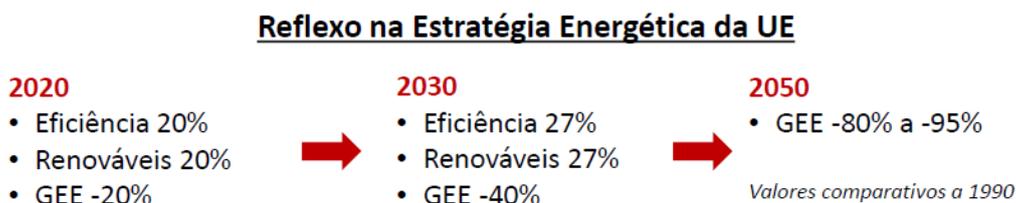


Figure 4.1: Principais metas da ação climática da UE [8]

Em ordem, a cumprir os objetivos estipulados pela União Europeia a mudança foi obrigatória, recorrendo a um novo conceito idealizado como as *Smart Grids*. Com efeito, a utilização de fontes produtoras de energia com recurso a combustíveis fósseis tem sido gradualmente substituída por fontes de energia renovável, diminuindo o impacto no ambiente. Além disso, os consumidores evoluíram segurando um papel importante no SEE, nomeadamente desempenhando funções de produtores ou clientes autossuficientes. Isto é, o consumidor

é capaz de produzir a sua própria energia para consumo ou ser um gerador que injeta a sua produção diretamente na rede, denominados por “*prosumers*”. A contribuição dos clientes produtores é fulcral para a maior eficiência energética e a maior quota de RES, contudo implica uma rede “inteligente e flexível” para a gestão dos fluxos de energia bidirecionais e resposta ao consumo acrescido com a expectável massificação do veículo elétrico. Assim, com o forte impacto da microprodução e da crescente aposta nas energias renováveis a geração de energia elétrica é desfragmentada, procurando um sistema descentralizado ou distribuído.

Nos dias de hoje, o SEN encontra-se localizada nesta fase transitória, constituída por uma rede centralizada e distribuída ao mesmo tempo, envolvendo os dois conceitos. No entanto, o “caminho” para a evolução da rede de distribuição está a ser formulado, considerando certos desafios espectáveis para a realização da rede do futuro. É chamado de *Smart Grid* à rede do futuro, capaz de realizar a gestão otimizada dos recursos, sendo sustentável e com preocupações ambientais, assim como apta a cumprir as metas estipuladas pela União Europeia. Do ponto de vista técnico utiliza a geração distribuída, possibilitando o consumo ir ao encontro da produção, invertendo na totalidade os papéis das outras gerações e dando lugar a novas tecnologias. [48]

A figura 4.2 ilustra as várias gerações do SEE nos últimos anos.

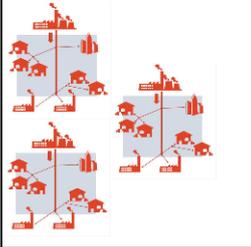
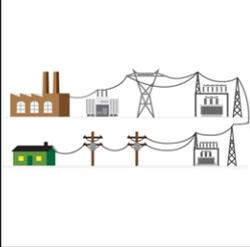
De 1850s a 1950s	De 1950 a 2010	De 2010 a ...	Próximos anos
Primeira geração	Segunda geração	Mudança de paradigma	Smart Grids
			
<ul style="list-style-type: none"> • Geração Descentralizada • Fluxo energético unidirecional • Pequenas redes locais isoladas • Produção segue o consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração Centralizada • Fluxo energético unidirecional • Grande rede Nacional • Produção segue o consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração Centralizada/Distribuída • Utilização de sistemas bidirecionais; • Rede integrada com RES • Consumidores produtores 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração Distribuída • Rede flexível com cargas moveis • Fluxo energético bidirecional • Consumo segue a produção
Sistema elétrico não sustentável		Sistema elétrico sustentável	
Não Renovável		Renovável	

Figure 4.2: Evolução do Sistema Elétrico de Energia

4.2 Próximos desafios da rede de distribuição

Mediante a situação atual do SEE é necessário realizar várias mudanças para evoluir a rede em *smart grid*, contudo existem várias barreiras a ultrapassar. Através de vários estudos, identificou-se os quatro principais problemas/desafios

no sistema elétrico atual. O endereçamento destas questões é crucial e sensível ao tempo, devido à seriedade e ao crescimento incontrolável do problema.

No contexto deste tema, um grupo de trabalho realizou um estudo sobre “*Smart Secondary Substations*” [49], onde foi apresentado no CIRED (*Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution*) de 2017. Segundo, este estudo os grandes desafios que o sistema elétrico de energia necessita de enfrentar nos dias de hoje são:

- O consumo global de eletricidade está a crescer rapidamente, superiorizando a procura. Por outro lado, o cliente final consome a energia em períodos concentrados, num conjunto de horas específico e sistemático, nomeadamente horas de pico. Devido à má utilização/gestão dos recursos é causado um sobre carregamento da rede, provocando a necessidade de expandir a rede rapidamente para acompanhar a utilização;
- A utilização de uma rede com a estrutura envelhecida, que compromete a qualidade de serviço e as perdas excessivas de energia, ambas contribuem para o deterioramento económico;
- O aumento da utilização de energias de fonte renovável para a produção de energia elétrica requer um sistema elétrico mais flexível com reposta em tempo real sob o consumo;
- Com a penetração da geração distribuída a aumentar em certas zonas para níveis elevados, consequentemente efeitos negativos surgem devido à falta de preparação ou compatibilidade do sistema elétrico atual. Assim, problemas relacionados com a bidireccionalidade do transito de potência e qualidade de serviço desmarcam-se, sendo que para ambos os casos uma rede tradicional não se possibilita resolver os problemas.

Após a identificação dos principais desafios da rede é importante destacar a geração distribuída, o armazenamento de energia elétrica e o veículo elétrico com futuros desafios da rede de distribuição de energia. Deste modo, é feito uma descrição técnica com identificação das vantagens, problemas e tecnologias existentes para cada um destes temas.

4.3 Geração Distribuída

Nos dias de hoje, o conceito de geração distribuída está relacionado com a geração descentralizada de energia, conhecido com o primeiro sistema de energia elétrico, introduzido no século XIX. Isto é, um sistema elétrico isolado em pequenos locais, onde a produção de energia nas centrais elétricas estava próxima

do consumo, sendo não renovável. Por outro lado, os objetivos do sistema elétrico atual é a utilização de fontes de energia renovável para a produção de energia elétrica próxima do consumo, de forma a anular a produção em grandes centrais elétricas alimentadas a combustíveis fósseis. Deste modo, surge o novo conceito de geração distribuída, sendo renovável e compartilhada, com capacidade de cumprir as metas da União Europeia.

O conceito de geração distribuída utilizado em Portugal é associado internacionalmente a *Distributed Energy Resources* (DER), em que a definição é: unidades de produção de energia elétrica de pequena escala provenientes maioritariamente de fontes renováveis (solar, eólica, hídrica, biomassa e geotérmica), onde o ponto de consumo é próximo ou pelo próprio produtor, no qual são indivíduos, pequenas empresas ou comunidades locais. No caso de várias unidades serem interligadas é possível compartilhar os excedentes de energia, e é criada uma rede local de energia. Os principais benefícios ambientais da utilização de fontes renováveis são a inexauribilidade de recursos e a baixa emissão de gases de estufa em todos os sectores (produção, transporte e distribuição) comparados aos sistemas centralizados. Em termos dos principais benefícios económicos e sociais, estes devem-se à utilização de unidades de pequena escala, requerendo um investimento menor com uma instalação simplificada e de menor manutenção. Acresce o facto de a gestão ser individual ou realizada pelas comunidades locais das instalações, responsabilizando-os, promovendo a democratização do acesso aos recursos e melhorando a qualidade do serviço.

No contexto da geração distribuída, é possível caracterizar um sistema elétrico com dois fatores, nomeadamente quanto ao tipo de estrutura e ao tipo de recurso de energia, nomeadamente a nível de estrutura é possível o sistema elétrico ser descentralizado, centralizado ou distribuído. Relativamente aos recursos energéticos são de origem renovável ou não. A figura 4.3 apresenta as diferentes estruturas pelo qual o sistema elétrico pode ser caracterizado, nomeadamente sistemas de energia centralizados, descentralizados e distribuídos, assim como o tipo de recursos utilizados para a produção da mesma. [50]

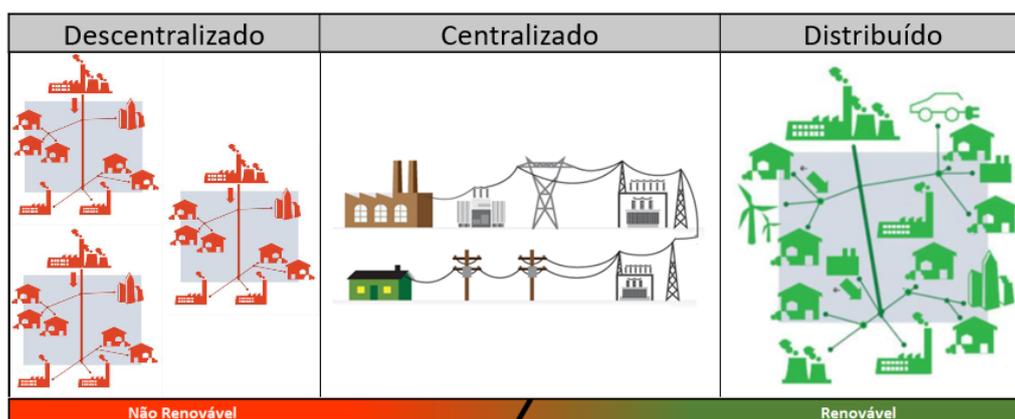


Figure 4.3: Diferentes tipos de estruturas para um sistema de energia

Relativamente à figura 4.3, estão presentes as três principais estruturas do sistema elétrico, em que a sua definição ainda não foi explícita, tendo as tipologias sido apenas contextualizadas (à exceção do sistema distribuído). Passando a explicitar as restantes tipologias, o sistema de energia centralizado defende a utilização de centrais produtoras de energia de grande escala para a entrega de energia elétrica através de uma vasta rede de distribuição, onde geralmente o ponto de consumo é longe. Por outro lado, o sistema descentralizado idealiza a exploração de pequenas unidades produtoras de energia, capazes de entregar a energia elétrica próxima do consumo local, não envolvendo uma rede de distribuição. Do mesmo modo, estas unidades podem ser interligadas criando redes locais descentralizadas com a vantagem de partilharem os recursos e a energia produzida.

Relativamente, à natureza dos recursos utilizados para a produção de energia elétrica é possível ser de origem renovável ou não-renovável. Em Portugal Continental as energias renováveis com maior destaque são as seguintes:

- A produção hídrica aproveita o movimento da água dos rios, marés e das ondas para produção de energia elétrica, na qual em Portugal Continental é constituída por pequenas centrais hídricas e a grande hídrica;
- A energia eólica recorre à força do vento para a conversão em energia elétrica através de turbinas eólicas ou aerogeradores;
- A bioenergia utiliza recurso de origem vegetal para a produção de energia elétrica, gerar calor ou combustível, em todos os casos as matérias são de origem renovável;
- A energia solar converte o calor ou a luz emitida pelos raios solares em energia elétrica.

A participação das RES no total do consumo anual de energia elétrica em Portugal Continental tem vindo a aumentar gradualmente todos os anos, com efeito no ano 2018 a percentagem das fontes de energia renovável no total de produção elétrica anual foi de 53,1 % em 55,13 TWh. Comparativamente ao ano 2017 houve um aumento de 26 %. A figura 4.4 representa a distribuição das fontes de produção de eletricidade de Janeiro a Dezembro de 2018. [9]

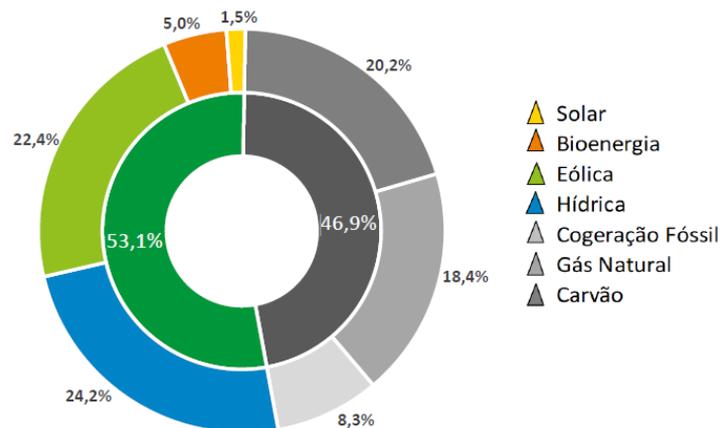


Figure 4.4: Repartição das diferentes fontes de energia no ano 2018 [9]

A geração distribuída necessita de uma forte integração de energias de fonte renovável para a viabilidade do sistema, em que a produção esteja espalhada ou próxima do consumo evitando a centralização dos recursos. Deste modo, a participação dos consumidores na produção é fulcral, otimizando o consumo elétrico, para além de passarem a ser um elemento ativo, sendo capazes de utilizar a própria produção de energia para consumo, vender à rede de distribuição ou armazenar. Esta mudança resulta em várias melhorias para o sistema elétrico: redução dos picos de consumo, aumento da eficiência energética, diminuição das emissões de gases de estufa, entre outras. Em concordância, a geração distribuída depende dos consumidores e da GD para a produção de energia, sendo assim as tecnologias disponíveis são: solar, eólica, pequena central hídrica, cogeração de biomassa, células de combustível e cogeração não renovável. As fontes de geração distribuída incidem nos três níveis de tensão da rede de distribuição, nomeadamente AT, MT e BT.

As razões para a introdução da geração distribuída devem-se ao esgotamento acelerado dos recursos fósseis e da elevada poluição dos mesmos, para além da necessária evolução da produção mais próxima do consumo, diminuindo as infraestruturas físicas para o transporte de energia em longas distâncias. Deste modo, a geração distribuída representa alguns benefícios para o sistema, dos quais:

- Com o crescimento no consumo de energia elétrica e o esgotamento dos combustíveis fósseis coagiu para a procura de novas alternativas, mais sustentáveis e com menor impacto ambiental, deste modo a introdução de sistemas de produção não convencionais e de fontes renováveis foi imprescindível;
- Por precaução do aquecimento global, a redução da poluição ambiental em ordem a cumprir as metas europeias compeliu em torno dos recursos renováveis, substituindo os combustíveis fósseis;
- A penetração da GD permite uma redução nas perdas no transporte de longa distância, mas também a otimização de centrais de cogeração produtoras de energia elétrica com o aproveitamento da energia térmica para fins industriais;
- Em termos geográficos, geralmente as zonas de maior consumo são afastadas das centrais produtoras, o que também é verdade para o inverso, nas zonas rurais existe maior produção e menor consumo. A produção dispersa possibilita um maior equilíbrio entre as duas realidades, aproximando as instalações produtoras do consumo, diminuindo as perdas e custos.

[36]

Em termos de legislação existem dois regimes para a geração distribuída:

- Segundo o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro relativo à microprodução estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia elétrica por intermédio de instalações de pequena potência, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede não seja superior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW [51];
- Segundo o Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março relativo à miniprodução estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis por intermédio de instalações de pequena potência, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW [52].

Por outro lado, foi desenvolvido um Decreto-Lei n.º 153/2014 [53], que define os regimes jurídicos aplicáveis à produção de energia elétrica destinada às pequenas unidades de produção, definindo duas modalidades:

- Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC)- produção de energia elétrica através de fontes renováveis ou não renováveis com injeção da energia preferencialmente na instalação de consumo, contudo os eventuais excedentes de produção instantânea são injetados na Rede Elétrica de Serviço

Público (RESP), sendo que o modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao consumo existente (potência de ligação < 100 % da contratada);

- Unidades de Pequena Produção (UPP)- produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, baseada numa só tecnologia de produção, com injeção da totalidade da energia produzida na RESP e cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, com efeito a instalação recebe toda a energia para consumo proveniente do comercializador.

A geração distribuída conta com instalações de consumo associadas a diversas tecnologias, visto não ser obrigatório a de produção de energia elétrica, por exemplo uma instalação com carregador para veículo elétrico é considerada como um elemento pertencente à GD. . Isto é, uma instalação de consumo classificada com GD conta com pelo menos uma das seguintes tecnologias instalada: produção de energia renovável ou não renovável, armazenamento em baterias, carregamento de veículo elétrico ou sistemas de aquecimento de água. Em todos os casos é necessário a utilização de soluções de automação para a otimização dos recursos e para controlar a ligação à rede. A dependência destes equipamentos de automação na gestão das instalações GD recai na redução do impacto negativo causado pela injeção de energia na rede de distribuição, sendo necessário controlar a relação produção/consumo. Com efeito, a utilização de automação para controlo e monitorização da instalação torna-se essencial para a otimização dos processos.

O grande desafio associado ao aumento da penetração da GD no sistema elétrico de energia incide em termos técnicos, económicos e políticos. No ponto de vista técnico, a rede elétrica na maior parte do território português continental é antiga, não sendo preparada para produção de energia fora das grandes centrais produtoras, tornando-se inflexível a fluxos de potência bidirecionais. Com efeito, no caso da intensidade da penetração GD for significativa, o comportamento da rede de distribuição é afetado:

- Deterioração da qualidade de energia elétrica, envolve o aumento dos níveis de tensão parametrizados, assim como a distorção harmónica necessitar de intervenção para o controlo da mesma;
- Destabilização da sincronia das proteções, visto não estarem preparadas para transito de potência nos dois sentidos.

Estas condicionantes afetam o fornecimento elétrico devido à rede de distribuição convencional ser passiva, com uma visibilidade e monitorização das grandezas elétricas reduzidas, assim como um controlo e gestão ativa da rede

limitada. A mudança de paradigma inclui a alteração da rede de distribuição para um sistema ativo com fluxos de energia e características variáveis, dependendo da carga e do consumo em tempo real, traduzindo em mudanças concretas na qualidade de energia fornecida. Assim, todos estes problemas que afetam a rede atual necessitam de ser endereçados por uma rede mais inteligente e flexível, promovendo a evolução do sistema elétrico. [54]

4.4 Armazenamento de energia

Graças à elevada penetração de fontes de energia renovável, a geração de eletricidade é cada vez mais variável, porém esta deve sempre responder à procura flutuante. Isto é, a alteração do perfil do consumo, para além da introdução de novos métodos de geração, contribuíram para o operador da rede de distribuição modificar os seus requisitos para a rede e procurar novas soluções que satisfaçam estas exigências. O desequilíbrio provocado pela geração distribuída em conjunto com a estrutura envelhecida e limitada das infraestruturas, aumenta a necessidade do ORD criar e gerir uma rede elétrica dinâmica. Os sistemas de automação (SA) participam um papel crucial para o sucesso da realização de uma rede mais dinâmica. Contudo, os sistemas de armazenamento de energia ou *Energy Storage System* (ESS) também desempenham a sua função no contexto de uma *Smart Grid*, visto que cooperam de uma forma semelhante aos SA. As tecnologias de sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizadas de formas distintas, contribuindo para o aumento da fiabilidade e resiliência da rede, contando com: a estabilização de tensão e frequência, a redução das sobrecargas instantâneas ou prolongadas, o adiamento de investimentos em novas infraestruturas para responder à crescente procura de energia elétrica e suportar a crescente e variável geração renovável, e armazenar energia para descarregar durante os períodos de energia mais cara ou de elevado consumo.

O método de armazenamento de energia elétrica num ESS, não inclui necessariamente uma bateria eletroquímica (matéria prima química), sendo possível armazenar a energia elétrica em outras formas de energia conhecidas, tais como: térmica, mecânica ou cinética, entre outras. Deste modo, existe uma grande variedade de diferentes tecnologias que permitem armazenar a energia elétrica, no entanto em quase todas os métodos são necessários a conversão da energia elétrica em outra forma de energia. A descarga da bateria envolve a conversão de volta em energia elétrica e consequentemente devolve à rede.

Atualmente, as tecnologias de ESS mais dominantes são as de armazenamento por bombagem ou *Pumped Hydro* (PHES), *flywheels*, supercondensadores, SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) e baterias. No entanto, nos últimos anos as baterias tiveram um crescimento considerável no mercado do armazenamento de energia. Este crescimento deve-se em grande parte pela redução

significativa do custo de produção das baterias em Li-Ion, segundo a empresa Bloomberg NEF o preço por kWh em 2010 era 1160 \$, enquanto no ano 2018 rondava os 176 \$, somando uma descida de 85 %. [55]

No contexto, independentemente do tipo de tecnologia utilizada no sistema de armazenamento de energia é importante realçar quais são as principais características técnicas que distinguem o desempenho das mesmas:

- Propriedades de armazenamento: densidade de energia, densidade de saída, eficiência de armazenamento, capacidade de armazenamento e tempos de carga/descarga;
- Propriedades de operação: tempos de *start-and-stop*, resposta a carga, funcionalidade de carga parcial, tempo de vida e fiabilidade;
- Segurança, localização, tempos de fabrico e de disponibilidade/entrega.

A importância dada às características anteriores depende do propósito de utilização e do tipo de aplicação, contudo a escolha da tecnologia de ESS reflete-se em certos fatores, determinados pelos estudos económicos e as considerações ambientais, efetuados antes da implementação. A figura 4.5, apresenta as várias soluções conhecidas para armazenar a energia, separadas pelas várias formas de armazenamento de energia.

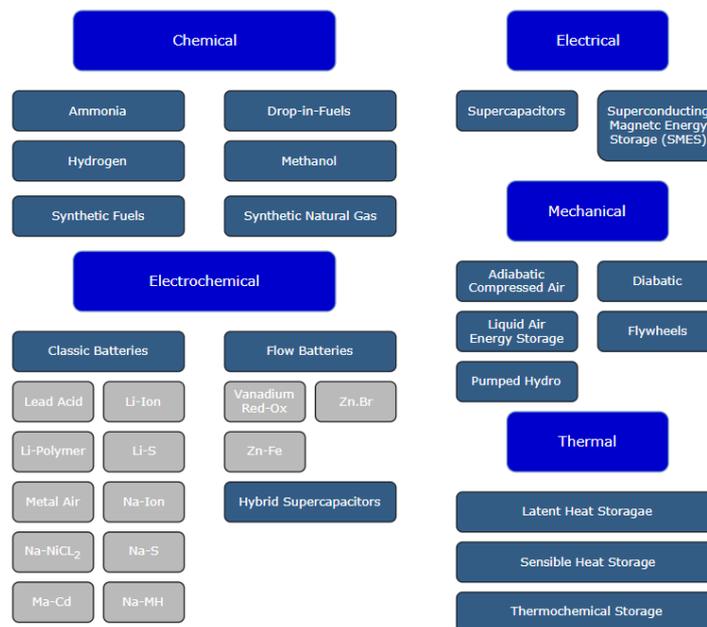


Figure 4.5: Diferentes tecnologias utilizadas para a produção de ESS [10]

Caracterizando as formas de guardar a energia elétrica, é destacado 5 tipos diferentes, nomeadamente:

- O armazenamento de energia química utiliza substâncias químicas na forma de gasosa, líquida ou sólida para guardar a energia elétrica, que por sua vez é libertada através de reações químicas. Estes dispositivos contam com uma alta densidade de energia e uma grande variedade transporte e armazenamento;
- O armazenamento eletroquímico contém as baterias, onde a energia química é zelada e convertida em energia elétrica por meio de reações eletroquímicas e vice-versa. A matéria prima pode variar, existindo várias opções de eletrodos e eletrólitos, assim como existe duas grandes categorias de baterias, as clássicas e as de fluxo;
- O armazenamento elétrico recorre ao elétron para armazenar a energia. Esta família contém apenas dois tipos, os condensadores em que a energia é armazenada no campo eletrostático entre dois eletrodos, enquanto no armazenamento magnético (SMES) a eletricidade fica retida no campo magnético de uma bobine. A capacidade de energia é limitada, mas o tempo de reação é rápido, enquanto a potência e a eficiência são muito altas;
- O armazenamento mecânico combina vários conceitos diferentes de armazenamento cinético, separando-se em várias formas de aproveitamento do movimento ou força para armazenar energia. Com efeito, alguns exemplos são: a bombagem hidroelétrica com recurso do movimento da água, a força na pressão do ar num sistema de ar comprimido, a energia rotacional presente numa roda de um veículo em movimento, entre outros.

O armazenamento térmico é concebível de três formas diferentes, das quais o calor latente aproveita a energia absorvida ou emitida durante uma mudança de estado, o *Sensible heat* utiliza a mudança de temperatura de um material para acumular energia, em que a quantidade de energia armazenada depende da sensibilidade térmica da matéria prima. Por fim, o método termoquímico utiliza uma matéria prima para a mudança de temperatura, semelhante ao calor latente, no entanto a liberação de energia é feita por meio de reações químicas. Geralmente, os métodos de armazenamento térmico são económicos comparativamente as outras opções do mercado. [10]

Os dispositivos de armazenamento de energia promovem uma grande capacidade e flexibilidade de armazenamento e podem ser colocados em diferentes locais na rede, nomeadamente integrados junto de uma unidade de microprodução ou na rede de distribuição em qualquer nível de tensão, desde AT, MT e BT. Uma vez

que as baterias de *Li-Ion* correspondem à tecnologia atual com maior implementação na rede de baixa tensão, faz sentido dar mais ênfase à mesma, destacando a constituição de um sistema tipo.

Uma unidade de armazenamento com bateria é composta por vários elementos simples, nomeadamente o inversor AC/DC, o módulo de gestão da bateria, a bateria (células) e o controlador. Apesar de, existirem sistemas mais complexos com equipamentos adicionais, tais como: proteções, sincronização de frequência, medição de grandezas elétricas e monitorização. Deste modo, é caracterizado os principais elementos de um sistema de armazenamento:

- O inversor é responsável por converter a corrente DC em AC e vice-versa, requerendo um inversor bidirecional. O fluxo de potência funciona das baterias em DC para a rede em AC, e no sentido contrário. Os valores de tensão também necessitam de ser ajustados, visto que a bateria armazena energia com valores de tensão compreendidos entre os 600 e 900 V, enquanto a energia da rede requer 400 V em saída trifásica. Dependendo da capacidade da bateria do sistema de armazenamento são necessários vários inversores a funcionar em paralelo;
- O módulo de gestão da bateria supervisiona o estado individual das células da bateria ou em módulos, seguindo com cuidado certos parâmetros característicos das baterias, como: a temperatura da célula, o valor da tensão e o nível de bateria, mais conhecido por *State-of-Charge* (SoC). Esta unidade é que dita o valor máximo e mínimo de corrente permitido para a carga e descarga da bateria, determinado pelo estado individual da célula da bateria. Acima de tudo, o módulo de gestão da bateria necessita de assegurar que a bateria funciona em segurança e com fiabilidade;
- O controlador está encarregue pelo controlo do comportamento da carga e descarga do todo o ESS, com efeito existem vários tipos de funcionalidades associadas ao controlador, assim como o intervalo de tempo de funcionamento com escalas variando desde inferior a um segundo até 24 horas. Basicamente, o controlador aplica o valor de corrente ou potência otimizado para a melhor curva de carga ou descarga para alcançar o valor estabelecido de SoC;
- A tecnologia de armazenamento é neste caso as baterias, onde é guardada a energia de forma química.

Apesar do sucesso atual das unidades ESS a bateria, ainda existem diferentes tecnologias que podem ser adotadas para a rede de distribuição, visto que são capazes de obter melhor desempenho em certas funções. Com efeito, as tecnologias

de ESS podem ser divididas em aplicações de potência e aplicações de gestão de energia, sendo essencialmente diferenciador o tempo de descarga. As aplicações de potência necessitam de tempos de descarga curtos, com valores compreendidos entre inferior a um segundo e uma 1 hora, com intenção de responderem rapidamente no caso de falhas ou problemas que causam perturbações na rede de distribuição. Por outro lado, as tecnologias com aplicações de gestão de energia são utilizadas para armazenar os excessos de energia elétrica nos períodos de baixo consumo, sendo que em períodos de maior procura é aproveitado esta energia. Deste modo, estes dispositivos requerem uma duração de descarga longa, ultrapassando 1 hora e podendo chegar até às 24 horas, contribuindo para serem utilizadas em funcionalidades de redução de carga nas horas de ponta ou integração com renováveis. Para além deste fator, existe uma segunda condicionante, sendo a escala de armazenamento de energia. Isto é, a unidade ESS ser otimizada para guardar energia com grande potência ou com grande capacidade. A figura 4.6 ilustra as várias áreas de aplicação de um sistema de armazenamento diferenciando pelos fatores, escala e duração de descarga.

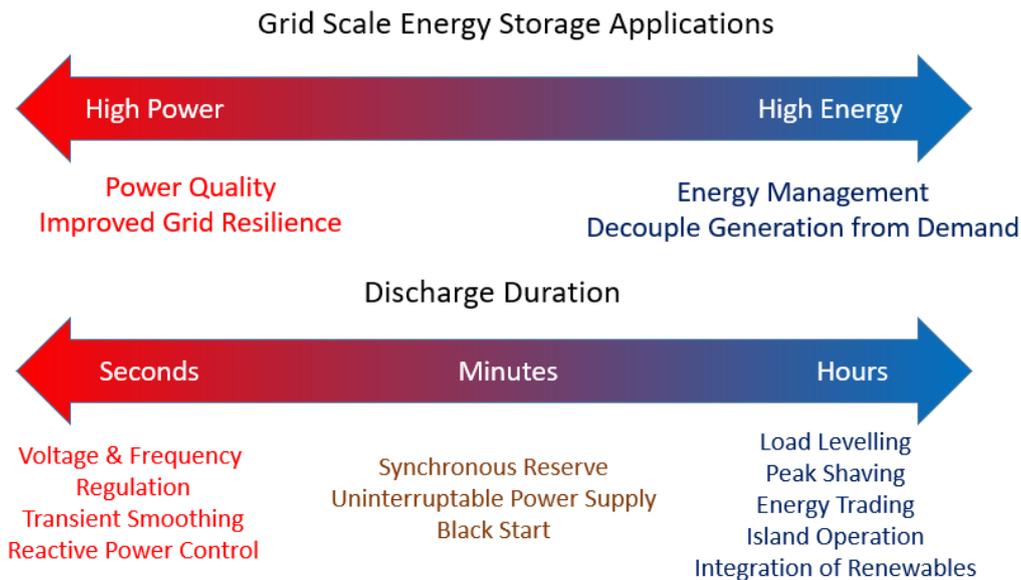


Figure 4.6: Áreas de aplicação de ESS [11]

No âmbito, existem várias áreas de aplicação de um sistema de armazenamento que podem contribuir para o setor elétrico, permitindo entregar aos clientes uma eletricidade mais fiável. Daí, através desta tecnologia é possível obter uma resposta da rede mais rápida, não exigindo a utilização das fontes de geração tradicionais, a eficiência energética destes sistemas é elevada, para além de permitirem variar os tempos de descarga consoante a necessidade do respetivo sistema.

Com efeito, a integração destes dispositivos na rede de BT é vantajosa quer seja pela sua capacidade de integração com as fontes de produção renováveis, ou pela capacidade de aumentar a resposta ao consumo nos períodos de ponta aliviando a carga necessária, conseguindo evitar a carência por atualizações das infraestruturas na rede de distribuição.

No entanto, estes sistemas ainda se encontram em fase de desenvolvimento, necessitando de investigação em termos do hardware para aumentar a eficiência e reduzir o preço dos equipamentos. Para além de, melhorias no ponto de vista de simulação, otimizando o funcionamento nas diferentes aplicações. Mesmo assim, os sistemas de armazenamento podem ser divididos em 5 tipos de utilização: integração com energias renováveis, regulação de frequência, transmissão e distribuição de energia, e produção distribuída. Deste modo, é descrito cada uma das seguintes variedades:

- A integração com energias renováveis representa os ESS utilizados para eliminar as flutuações e intermitências características da produção de energia solar e eólica;
- Os ESS utilizados para a regulação da frequência englobam o conjunto de dispositivos capazes de *peak-shifting*, qualidade de serviço, entre outros;
- Os equipamentos de transmissão e distribuição de energia são importantes para países com forte integração de fontes renováveis ou uma estrutura da rede envelhecida, promovendo o atrasado do investimento em atualizações e diminuição do *peak shaving*;
- Os ESS utilizados para a geração distribuída contam com os dispositivos instalados destinados a um funcionamento em ilha, industrial/comercial ou residencial/comunidade integrados com produção solar, veículo elétrico, entre outros.

A figura 4.7 ilustra o acumulativo de todos os sistemas de armazenamento de energia presentes a nível global, dividido nas cinco categorias diferentes.

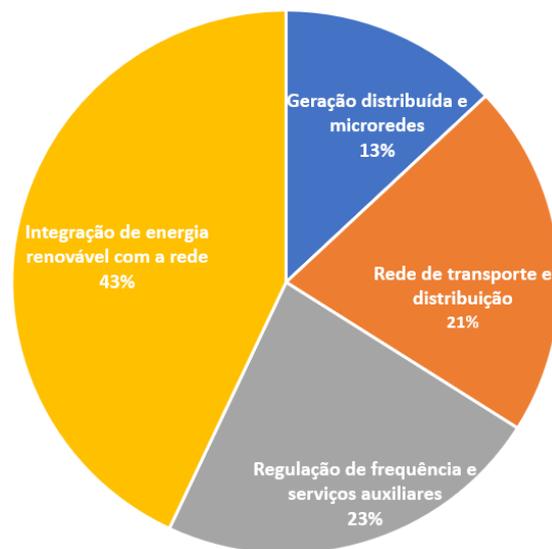


Figure 4.7: Percentagem dos diferentes tipos de ESS utilizados no mundo [12]

Os sistemas de armazenamento promovem a flexibilidade da rede elétrica, podendo ser colocados em diferentes locais, variando desde a integração com uma unidade de microprodução até à instalação na rede de distribuída nos seus diferentes níveis de tensão. No nível BT é possível estarem ligados nas habitações dos consumidores, como no posto de transformação, sendo que ambos obtêm vantagens com a introdução de dispositivos de armazenamento. Destacando as vantagens associadas à colocação de um ESS na rede:

- O *peak shaving* é a diminuição do valor do pico na rede BT, permitindo adiar os investimentos no aumento da capacidade da rede;
- A redução da carga na rede BT provem da diminuição do valor de pico, evitando a sobrecarga nos equipamentos e uma redução nas correntes máximas que fluem na rede AT;
- A integração com a produção renovável com o controlo das flutuações provenientes da geração com origem renovável, para além de eliminar o desequilíbrio entre a produção e a procura;
- Melhoria no controlo do perfil de tensão promovendo o aumento da qualidade de energia.

Por outro lado, a implementação destes equipamentos ao nível do consumidor contribui para as seguintes vantagens:

- A mudança do horário utilizado no autoconsumo, visto ser possível utilizar a energia armazenada mesmo não existindo produção no momento, diminuindo a dependência relativamente à rede BT;
- Mesmo em situações em que a produção não é suficiente, é permitido alimentar as cargas;
- Funciona mesmo em caso de falha de energia, sendo capaz de fornecer energia ininterruptamente até a descarga total.

Em termos de aplicações com interesse para o setor elétrico, destacam-se cinco para serem integradas com a rede de distribuição, das quais: a continuidade de serviço e regulação de frequência, a integração de produção renovável, o adiamento de investimentos de ativos na rede elétrica, o *load following* e o *time shifting*.

4.4.1 Continuidade de serviço e regulação de frequência

Esta funcionalidade permite o uso de ESS para equilibrar as diferenças momentâneas entre a produção e a procura, assim como flutuações na frequência da rede. A aplicação destas soluções oferece uma velocidade de resposta muito superior em relação à regulação convencional, recorrendo a centrais térmicas para o aumento da potência. Devido à rapidez da resposta é possível minimizar a duração de uma interrupção de fornecimento de energia (inferior a 3 minutos), mas também permitem a variação rápida da potência de saída. A utilização de uma unidade de armazenamento no sistema elétrico requer obrigatoriamente uma infraestruturas de comunicação com rapidez e eficácia.

Em termos de características técnicas, os objetivos de desempenho dos ESS capazes de utilizar a função de continuidade de serviço e regulação de frequência estão caracterizadas na tabela 4.1. Estas, por sua vez podem ser sintetizadas as diferentes aspetos diferenciadores, como: a capacidade de armazenamento estar compreendida entre os 50 kW e 5 MW, o tempo de vida do dispositivo ser superior a 10 anos, o tempo de resposta ser inferior a um segundo, o tempo de carga e descarga deve ser simétrico e compreendido entre 15 minutos a 2 horas, mas também a eficiência do processo ser 75 % a 90 %. [28]

AREA AND FREQUENCY REGULATION (SHORT DURATION)		
Reconciles momentary differences between supply and demand within a given area		
Maintains grid frequency		
METRIC	TARGET	SUPPORTING INFORMATION
SERVICE COST	\$20 per MW per hour	The current throughput cost of area and frequency regulation services is \$50 per MW per hour.
SYSTEM LIFETIME	10 years	System lifetime is based on 4,500 to 7,000 cycles per year.
DISCHARGE DURATION	15 minutes to 2 hours	Storage technologies should have symmetric charge and discharge rates for this application.
RESPONSE TIME	<1 second	Since this application is intended to reconcile momentary differences, the storage technology must be able to respond to grid signals as fast as technologically possible.
ROUNDRIP EFFICIENCY	75%–90%	Roundtrip efficiency is the efficiency measured at the transformer of the energy output divided by the energy input.

Table 4.1: Aspectos técnicos para ESS com continuidade de serviço e regulação de frequência [28]

4.4.2 Integração de produção renovável

O crescimento da penetração de energia com fontes de origem renováveis no fornecimento contribui para a redução da necessidade do uso de combustíveis fósseis e as respectivas emissões. No entanto, a natureza intermitente das RES introduz uma instabilidade na geração, causando problemas na operação e na integração com a rede de distribuição. Os problemas associados à integração com a rede podem ser de curta ou longa duração, sendo que neste contexto é apenas abordado os de curta duração sendo distinguidos por *ramp-up/ramp-down*. Através dos sistemas de armazenamento é possível suavizar as intermitências provenientes das fontes de energia renovável, corrigindo os problemas associados as mesmas. O funcionamento otimizado das unidades ESS requerem comunicação com os operadores do sistema elétrico.

Os objetivos de desempenho dos ESS utilizados em conjunto com a produção renovável destacam-se pelo tempo de resposta rápido, entre 1 e 2 segundos, como característica diferenciadora. A tabela 4.2 apresenta todas as características técnicas relacionadas com estes dispositivos de armazenamento. [28]

RENEWABLES GRID INTEGRATION (SHORT DURATION)		
Offsets fluctuations of short-duration variation of renewables generation output		
METRIC	TARGET	SUPPORTING INFORMATION
ROUNDRIP EFFICIENCY	75%–90%	Roundtrip efficiency is the efficiency of the energy input measured at the transformer divided by the energy output.
SYSTEM LIFETIME	10 years	System lifetime will vary by technology and the number of cycles per year, but 10 years with high cycling would be a sufficient technology lifetime. Low-cost, shorter-lived storage technologies that can be recycled cost-effectively may offer another pathway to achieving system cost-effectiveness.
CAPACITY	1 MW–20 MW	The capacity need of a storage technology will depend on the size and intermittency of the renewables operation (e.g., a large wind farm with periods of strong wind and no wind has high potential to contribute to the grid but will be more effective with storage).
RESPONSE TIME	1–2 seconds	Fast system response times will allow storage to respond to changes in renewable operation to minimize generation fluctuations.

Table 4.2: Requisitos de um ESS para integração com produção renovável [28]

4.4.3 Adiamento de investimentos de ativos na rede elétrica

O consumo de energia está continuamente em crescimento implicando investimentos em atualizações ou substituição de ativos pertencentes às infraestruturas do sistema elétrico, o que por sua vez é uma tarefa cara e muito dispendiosa de tempo. Em grande parte, estas mudanças só seriam utilizadas para assegurar o serviço nas horas de pontas, não rentabilizando os investimentos efetuados. A presença de dispositivos ESS possibilitam adiar ou no limite evitar os investimentos para reforçar a rede, assim como a capacidade de armazenar energia reduz o *stress*, das centrais produtoras e dos sistemas de transmissão de energia (rede de transporte e distribuição), nos períodos de baixo consumo. Com efeito, a utilização destes sistemas junto dos pontos de utilização reduz o congestionamento da rede durante o pico da procura.

Em ordem, a cumprir o objetivo da redução do investimento é necessário instalar um sistema de armazenamento com determinadas características, destacando a grande capacidade de armazenamento, entre 1 e 100 MW, como também a elevada fiabilidade (99,9 %), capaz de substituir as linhas condutoras. Todas os aspetos técnicos são ilustrados na tabela 4.3. [28]

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION UPGRADE DEFERRAL AND SUBSTITUTION (LONG DURATION)		
Delays or avoids the need to upgrade transmission and/or distribution infrastructure using relatively small amounts of storage		
Reduces loading on existing equipment to extend equipment life		
METRIC	TARGET	SUPPORTING INFORMATION
COST	\$500 per kWh	The cost of transmission and distribution upgrade deferral and substitution should be comparable to or less than transmission costs. However, because storage can be deployed incrementally whereas transmission upgrades are generally large, storage has an advantage in present costs.
DISCHARGE DURATION	2–4 hours	Storing power for several hours will help to offset fluctuations in electricity demand.
CAPACITY	1 MW–100 MW	Transmission lines need storage capacity of greater than 100 MW.
RELIABILITY	99.9%	Storage systems used for transmission and distribution upgrade deferral and substitution need to be as reliable as transmission lines.
SYSTEM LIFETIME	10 years	While the system lifetime should be 10 years, the system must be easy to transport every 4 to 5 years.

Table 4.3: Características técnicas do dispositivo ESS abordado [28]

4.4.4 Load Following

O equilíbrio entre a energia fornecida e a procura nem sempre é constante, ocorrendo flutuações com o excesso de procura, o que resulta numa alteração da potência de saída em resposta ao desequilíbrio. Este comportamento perante as oscilações é chamado de *load following*, traduzindo no seguimento da carga. A compensação, aumento da potência de saída, é normalmente feito por fontes de produção de energia convencionais, sendo centrais de geração térmica com recurso a combustíveis fósseis e emissões de gases de estufa elevados. A utilização de um sistema de armazenamento é ideal para o seguimento de carga, uma vez que são capazes de alterar facilmente a potência de saída em resposta ao equilíbrio entre a produção e a procura numa certa área. Esta ação é feita através da carga e descarga de energia na rede. O funcionamento otimizado deste tipo de ESS requer comunicação com os operadores do sistema elétrico.

No contexto, as especificações que um dispositivo ESS deve seguir para ser adequado à utilização do *load following* necessita de várias características, com especial atenção ao tempo de descarga. Visto que, pretende-se que este valor seja compreendido entre 4 e 6 horas para suportar o seguimento de carga, no entanto outra componente importante é a capacidade de manter estável a potência de saída, denominado de *capacity firming*, requerendo um tempo de descarga de 2 horas. Na tabela 4.4 observa-se as várias características relacionadas com estes

dispositivos. [28]

LOAD FOLLOWING (LONG DURATION)		
Changes power output in response to the changing balance between energy supply and demand		
Operates at partial output or input without compromising performance or increasing emissions		
Responds quickly to load increases and decreases		
METRIC	TARGET	SUPPORTING INFORMATION
CAPITAL COST	\$1,500 per kW or \$500 per kWh for 3-hour duration	This cost is the upfront cost of the unit.
OPERATIONS AND MAINTENANCE COST	\$500 per MWh	A slightly higher operating cost should be acceptable if utilities provide justification.
DISCHARGE DURATION	2–6 hours	The discharge duration should be about 2 hours for capacity firming and 4–6 hours for load following.

Table 4.4: Aspectos técnicos de uma unidade ESS compatível com *load following* [28]

4.4.5 Time Shifting

O custo da eletricidade varia ao longo do dia consoante a procura durante o dia, sendo que o preço é mais elevado nos períodos com maior procura e vice-versa. A otimização do armazenamento permite nos períodos com o custo de eletricidade mais baixa carregar, enquanto nos períodos de maior custo faz a descarga da energia, obtendo o melhor aproveitamento.

As finanças do mercado da eletricidade estão em constante mudança, visto que a compra e venda de energia pode ser feita com diferenças temporais para benefício da discrepância do preço. Com efeito, é possível comprar a energia nos períodos em que existe excesso de produção, baixo preço, e armazená-la para a venda nos períodos de ponta, maior preço da energia no dia corrente. Deste modo, os sistemas de armazenamento utilizados para o *time-shifting* requerem uma grande capacidade de armazenamento de energia para otimizar as diferenças de preço e corrigir a presença intermitente das fontes renováveis. As tecnologias utilizadas com esta funcionalidade são: *pumped hydro plants*, *compressed air energy storage facilities* e *large batteries installations*.

Em termos de características técnicas, os objetivos de desempenho dos ESS capazes de utilizar a função *time-shifting* estão caracterizados na tabela 4.5. Contudo, o aspeto mais diferenciador é a relação entre o preço com a capacidade de armazenamento de eletricidade. [28]

ELECTRIC ENERGY TIME SHIFT (LONG DURATION)		
Stores inexpensive energy during low demand periods and discharges the energy during times of high demand (often referred to as arbitrage)		
Accommodates renewables generation at times of high grid congestion by storing energy and transmitting it when there is no congestion		
METRIC	TARGET	SUPPORTING INFORMATION
CAPITAL COST	\$1,500 per kW or \$500 per kWh	\$250 per kWh is a utility-set metric that may not reflect the full value of storage technologies. \$500 per kWh is a sufficient metric to make storage technologies competitive with a gas turbine integrated plant.
OPERATIONS AND MAINTENANCE COST	\$250–\$500 per MWh	Lower operations and maintenance costs will allow storage technologies to offer the greatest economic advantages for electric energy time shift, creating greater market pull for these technologies.
DISCHARGE DURATION	2–6 hours	The price and demand for electricity may fluctuate over several hours.
EFFICIENCY	70%–80%	70%–80% is an acceptable baseline efficiency for electric energy time shift. If the efficiency of the system is only 70%, the storage system will have to incorporate other benefits to have sufficient value. The efficiency of pumped hydro and compressed air energy storage is likely to be on the lower end of this range.
RESPONSE TIME	5–30 minutes	The price of electricity will remain low or high for several hours, which decreases the need for an instantaneous response from a storage device. However, technologies with fast response can provide some frequency response and load following simultaneously with time shifting.

Table 4.5: Requisitos de um ESS para utilizar o *time-shifting* [28]

4.5 Veículo elétrico

A história do veículo elétrico remonta até ao final do século XIX, onde surgiram os primeiros automóveis, nos quais os veículos com propulsão a gasolina ou *Internal Combustion Engine* (ICE) tinham uma cotação de mercado inferior aos elétricos. Nesta altura, o preço da gasolina e da eletricidade eram semelhantes, assim como a autonomia de ambos os veículos, contudo a simplicidade do carro elétrico face ao motor de combustão, colocava-o em destaque. Assim, a percentagem do mercado para o VE esteve sempre a crescer e com boas perspetivas para o futuro, visto que anos antes da primeira guerra mundial as previsões indicavam um aumento de vendas dos carros elétricos. No entanto, a chegada da primeira guerra inviabilizou continuidade do VE, forçando o desenvolvimento do motor de combustão interna, eliminando totalmente a ideia do carro elétrico para os consumidores. Porém, o destaque para o desenvolvimento de veículos elétricos e

híbridos voltou a surgir no período dos anos 80, devido à crise petrolífera e ao impacto ambiental associado aos combustíveis fósseis. Mesmo assim, o interesse e destaque dos carros elétricos no mercado automóvel só vigorou em 2010, momento em que a tecnologia atual proporcionou a realização de alternativas competitivas.

Desde 2010, a proliferação do veículo elétrico tem tido um aumento rápido, sendo elevado por diversos motivos:

- A Preocupação ambiental luta contra o aquecimento global, procurando reduzir a poluição e as emissões de gases de estufa;
- O crescimento populacional, o aumento da procura de centros urbanos e o nascimento das megacidades;
- A dependência do petróleo, mesmo sendo um recurso natural extinguível e com um elevado custo;
- A disponibilidade de energia de fontes renovável para produção de energia elétrica;
- Programas de eficiência energética e sustentabilidades impostos por vários países, incluindo por exemplo as metas da União Europeia;

Nos últimos anos, o número de veículos elétricos vendidos anualmente cresceu rapidamente, revolucionando o futuro dos transportes elétricos. As causas deste crescimento acentuado devem-se essencialmente ao maior investimento dos fabricantes automóveis em modelos elétricos, aumentando a concorrência, assim como a aproximação do custo competitivo do veículo com motor de combustão interna. Um segundo fator determinante foi a redução destacada no custo da produção das baterias.

A proliferação do veículo elétrico é um facto em Portugal, visto que o crescimento acentuado nos últimos 5 anos vai de acordo com a tendência a par dos outros países da Europa. Os valores apresentados na figura 4.8 são endereçados aos veículos elétricos puros (100 % elétricos) e aos VE híbridos Plug-in (PHEV) [56]. O valor das vendas de VE representou 5,4 % da quota de mercado total do ano 2018, sendo que nesse ano venderam-se mais veículos que o acumulado dos últimos sete anos anteriores [13].

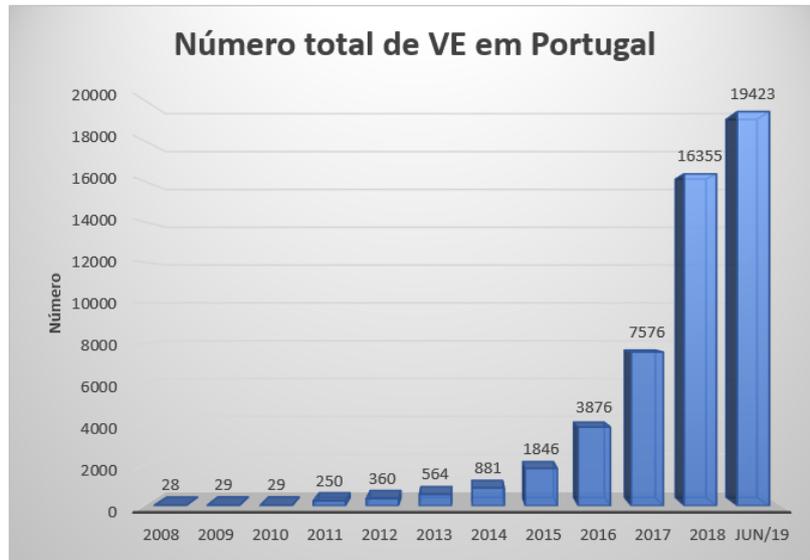


Figure 4.8: Número anual de veículo elétricos vendidos em Portugal [13]

No contexto do sistema elétrico nacional, a integração do VE com a rede elétrica é um desafio a ser endereçado obrigatoriamente, visto que a massificação do veículo elétrico provoca um impacto negativo. Os efeitos negativos da utilização do VE, não são notórios nos primeiros anos, sendo que a influencia das estações de carregamento na rede elétrica são desprezadas. Contudo, à medida que a penetração do VE aumenta, o consumo de energia e o número de carregadores crescem igualmente, potencializando os efeitos negativos da rede, agravando especialmente no consumo de energia. Ainda assim, os veículos elétricos constituem uma mais valia face aos movidos a combustíveis fósseis, superando em termos de sustentabilidade ambiental, como em eficiência energética, entre outros aspetos.

Para demonstrar o impacto no SEE, foi realizado um estudo pela consultora McKinsey, que incidiu no âmbito do impacto do consumo de energia. Na verdade, realizaram uma simulação num cenário em que um *feeder* tem 150 casas com 2 carros por habitação. Para o estudo, contabilizou-se uma penetração de 25 % de VE e analisou-se o perfil da carga médio num período de 50 dias, para duas modalidades diferentes de carregamento. Ou seja, na *Flat Tariff* não existe qualquer controlo sobre o horário de carregamento, nem benefício sobre o preço da eletricidade dependendo do período de consumo. Por outro lado, a modalidade *Time-of-use* oferece incentivos no caso dos VE serem colocados a carregar apenas depois da meia noite (00h), em troca do período do final de tarde (17h). A figura 4.9 ilustra os resultados obtidos. [14]

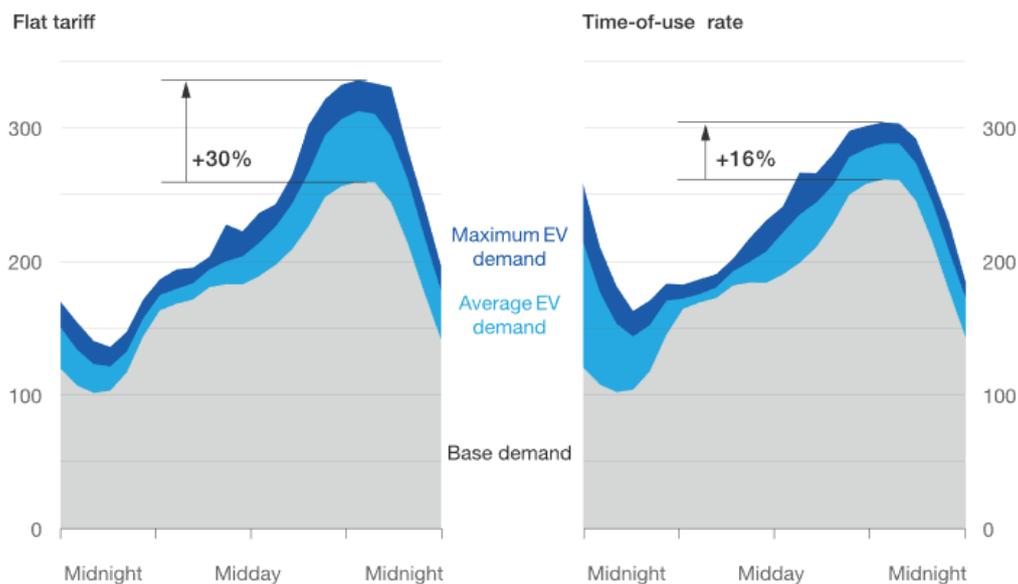


Figure 4.9: Perfil de carga obtido nas simulações do cenário exemplo [14]

A análise efetuada pela consultora McKinsey, traduz que uma simples mudança no tarifário de energia é suficiente para reduzir cerca de 50 % dos efeitos negativos originados pelo VE. No entanto, este conceito não se aplica no contexto do SEN, ou melhor é necessário otimizar o método de carregamento. Assim sendo, a implementação de inteligência na gestão do carregamento do VE é fundamental para uma *smart grid*, visto que é inviável suportar o consumo influenciado pelo veículo elétrico no SEE. Segundo um estudo realizado na Universidade de Oklahoma [57], no contexto dos impactos negativos do VE na rede de distribuição, concluíram que mesmo com uma baixa penetração os transformadores de potência experienciam um aumento da carga. Uma vez que, os valores de penetração atinjam um valor compreendido entre 15 % e 30 %, o aumento da carga no transformador é significativo, implicando a substituição dos mesmos devido à rápida degradação ou aumento da capacidade. De notar, a número de veículos elétricos em Portugal ainda é inferior a 5 %, porém em certas zonas residenciais os valores da penetração de VE são sensivelmente superiores, daí num futuro próximo é possível atingir valores prejudiciais.

O veículo elétrico é constituído por diferentes tecnologias, sendo envolvido numa panóplia de soluções no mercado automóvel. Isto é, a constituição de um VE pode assumir várias partes especializadas dependendo do tipo. Contudo, as principais partes de um veículo elétrico são o motor/gerador elétrico, a bateria, o controlador, os sistemas auxiliares e a travagem regenerativa. A figura 4.10 ilustra as diferentes partes de um VE em conjunto com um veículo de híbrido Plug-in.

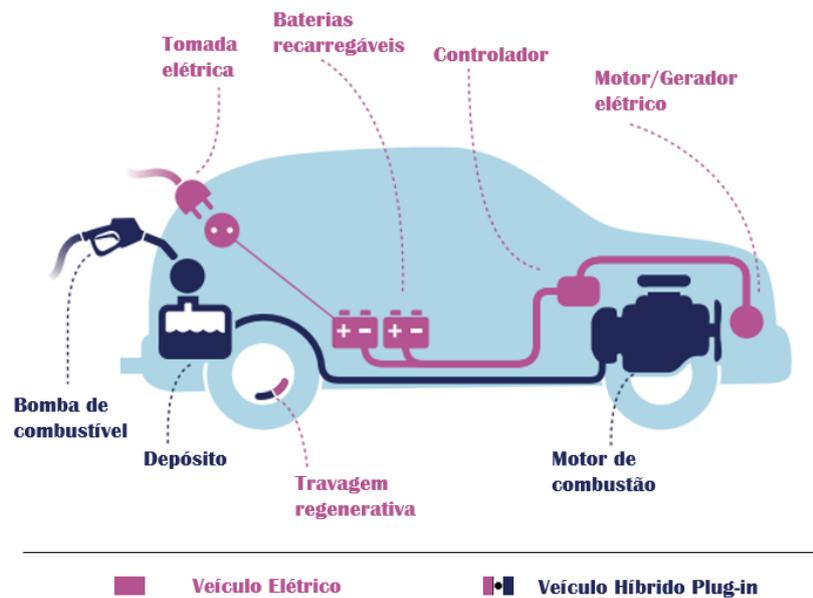


Figure 4.10: Constituição de um VE em conjunto com um veículo ICE [15]

No âmbito da figura 4.10, é caracterizado os elementos pertencentes ao veículo elétrico:

- O motor elétrico funciona como fonte de propulsão através da energia elétrica armazenada nas baterias, assim como um gerador de energia para as baterias produzindo eletricidade quando o veículo está em desaceleração. Em termos de motores, existem vários tipos diferentes, incluindo fontes de energia distintas, sendo de corrente alternada (AC) ou corrente contínua (DC);
- A bateria é responsável por armazenar a energia elétrica, que por sua vez é utilizada pelo motor. Geralmente, são constituídas por *lithium-ion*, devido às suas características atrativas em relação à competição. Contrariamente ao motor elétrico, que é um produto com uma margem de progressão mínima visto já ter uma percentagem de rentabilidade elevada, as baterias no VE ainda estão pouco desenvolvidas, sendo prioritária a sua evolução para o futuro do veículo elétrico;
- O controlador é o elemento que faz a gestão do desempenho do motor elétrico, governando a potência, incluindo a regulação da quantidade de energia que passa das baterias para o motor;
- A Travagem regenerativa é um sistema que permite carregar a bateria convertendo em energia a maioria das perdas associadas à travagem. É

necessário a utilização de um pequeno gerador elétrico como parte do sistema de travagem, sendo que na travagem atua em conjunto com os calços dos travões convencionais.

- Os sistemas auxiliares num veículo elétrico são essencialmente os mesmo do veículo convencional, no entanto é necessário um maior cuidado na otimização da energia consumida.

No entanto, no mercado existem diversos tipos de veículos elétricos constituídos por diferentes tecnologias, originando uma panóplia de soluções. Isto é, são considerados como veículos elétricos, os seguintes tipo:

- O veículo elétrico 100 % elétrico ou VE puro ou também conhecido por *Battery Electric Vehicle* (BEV) recorre apenas ao motor elétrico como fonte de propulsão e a bateria recarrega através de energia elétrica proveniente da rede de distribuição. Os benefícios da utilização de BEV são: alta eficiência energética, recarregamento em casa ou no trabalho da bateria, zero emissões de gases de escape e a redução sonora no ambiente urbano. Por outro lado, atualmente existem algumas dificuldades, solucionáveis com melhorias tecnológicas, nomeadamente o baixo número de estações de carregamento, o tempo de carregamento elevado e a reduzida autonomia.
- O veículo híbrido plug-in ou *Plug-in Hybrid Electric Vehicles* (PHEV) é um veículo que além de utilizar a motorização elétrica para a locomoção, usa igualmente um segundo motor de combustão interna alimentado a combustível. Não obstante, a bateria pode ser recarregada com recurso à ligação rede elétrica. Esta tipologia de VE permite a utilização de cada motor de uma forma independente ou em conjunto, no entanto o motor elétrico só funciona para baixas velocidades e com um alcance reduzindo, mais propriamente no perfil urbano. O impacto ambiental é menor que no veículo convencional ICE, mas não é nulo como os BEV, ainda assim o especial interesse nestes VE é o aproveitamento das RES para o carregamento das baterias, utilizadas na condução urbana momento em que o rendimento do motor de combustão é menor.
- O veículo híbrido elétrico ou *Hybrid Electric Vehicles* (HEV) é constituído por dois motores, à semelhança do PHEV, contudo o motor principal é o ICE. Tipicamente, o motor elétrico só entra em funcionamento em manobras de velocidade reduzida ou em acelerações. A bateria interna é de curta autonomia, não podendo ser carregada por tomada elétrica, com efeito recorre ao sistema de travagem regenerativa ou aos períodos em que o veículo está a rodar com o motor desligado para recarregar a bateria. Os HEV contam com várias configurações de motores para a ligação entre o motor elétrico e

o de combustão, das quais em paralelo e o em série são os mais conhecidos, apesar de existirem outras variedades;

- O veículo elétrico com extensor de autonomia ou *Battery Electric Vehicle Extended* (BEVx) é semelhante ao VE puro, visto que só utiliza o motor elétrico como fonte de propulsão. No entanto, no seu interior está presente um motor de combustão alimentado a combustível, a funcionar como gerador carregando a bateria do veículo em andamento;
- O veículo elétrico a célula de combustível ou *Fuel Cell Electric Vehicle* (FCEV) funciona inteiramente a energia elétrica, porém a energia não está armazenada numa bateria. Com efeito, é utilizada uma célula de combustível para a produção de energia elétrica através da mistura de hidrogénio, fonte de energia primária, e o oxigénio presente no ar. Este tipo de veículos permitem uma maior autonomia que os BEV e um abastecimento semelhante aos veículos convencionais. Atualmente, existem poucos modelos comercializáveis e número de infraestruturas de abastecimento são reduzidas, sendo que a tecnologia destes VE ainda está em desenvolvimento.

Atualmente, é possível realizar o carregamento da bateria de um VE de diversas formas, nomeadamente utilizando uma tomada simples de casa ou com recurso a uma estação de carregamento, podendo variar em vários níveis de potência dependendo do fabricante e da gama. Na Portaria n.º 252/2015 [58], de 19 de agosto, é especificado os diferentes modos de carga aplicados ao veículo elétrico, distinguindo individualmente as características de cada um, segundo a norma IEC 61851-1 “*Electric Vehicle Conductive Charging System*” da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC). Deste modo, os modos 1 e 2 utilizam a tomada elétrica de uma instalação residencial ou industrial, enquanto os modos 3 e 4 necessitam de fontes de alimentação e de equipamentos de carregamento dedicados. Sintetizando, os três primeiros modos de carga recorrem ao carregador interno do veículo, recebendo corrente AC (*Alternating Current*) da tomada para carregar a baterias. Com efeito, existem 4 modos distintos de carga, dos quais:

- O modo 1 consiste na ligação direta do VE a uma instalação de alimentação em corrente alternada por meio de uma tomada doméstica de valor de corrente não superior a 16 A, com terminal de terra de proteção, sendo necessário a instalação estar precavida com proteções contra sobrecargas e fugas para a terra. A utilização deste modo de carregamento em instalações antigas é perigoso, o que leva a evitar o uso;
- O modo 2 é um sistema de carregamento desenvolvido para permitir um veículo que só carrega em modo 3, carregar numa tomada doméstica monofásica

ou trifásica. No entanto, o circuito de alimentação é composto por um dispositivo diferencial incluído no interior da caixa de comando ou *In-Cable Control Box* (ICCB), localizado entre o veículo e a ficha, assegurar a proteção das pessoas sem recorrer às proteções da instalação;

- O modo 3 necessita de um circuito dedicado instalado permanentemente na instalação de consumo, colocando-se entre o veículo elétrico e a rede elétrica. É chamado de *Electric Vehicle Supply Equipment* (EVSE) a este sistema de controlo e proteção, com a possibilidade de personalizar o perfil de carga do carregamento da bateria. Isto é, permite a redução de carga, tal como estabelecer um limite na corrente máxima que o carregador pode consumir;
- O modo 4 consiste na ligação indireta do VE à rede de alimentação utilizando um carregador externo que fornece corrente diretamente à bateria do carro em DC. A potência de ligação destes carregadores depende do fabricante, sendo considerados postos de carregamento rápido.

A figura 4.11 apresenta os valores característicos de cada modo de carga.

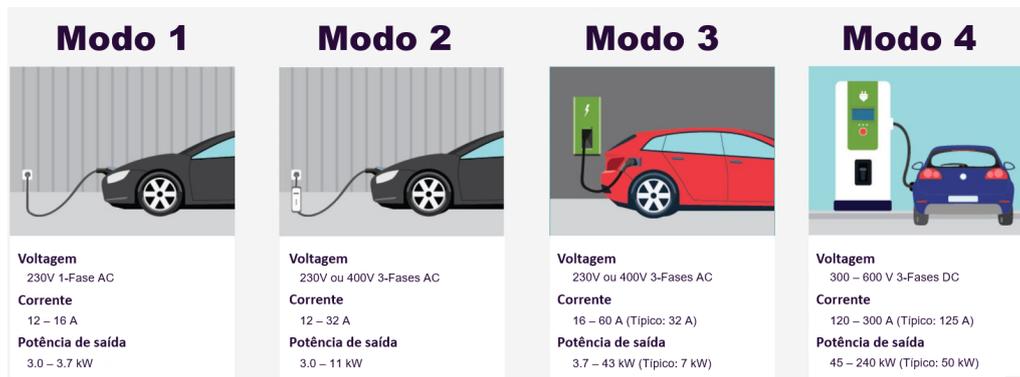


Figure 4.11: Taxas de carregamento divididas por modo de carga

Em todo o caso, a implementação das *Smart Grids* beneficia da geração distribuída, assim como torna favorável a utilização de veículos elétricos, através da gestão do carregamento e da integração do VE com GD. Originando, métodos de controlo sobre o carregamento, possibilitando gerir a potência de saída das estações de carregamento, reduzindo o stress na rede, resultando em cargas mais flexíveis. Assim sendo, o veículo elétrico interage com a rede elétrica de quatro, das quais são distinguidas: a carga simples, a carga dinâmica, o *Vehicle-to-Grid* (V2G) e *Vehicle-to-Home* (V2H). Os dois primeiros tipos estão relacionados com o comportamento do veículo em termos de carregamentos:

- A Carga simples é representada como o modelo comum de carga para o sistema elétrico de energia, sem qualquer tipo de controlo;
- A Carga dinâmica é aplicada a sistemas de carregamento, em que é possível estabelecer um certo nível de controlo, contudo não permite nenhum transito de potencia no sentido inverso, do carro para a rede. A utilização desta opção beneficia a rede, graças à repartição da potência entre os vários VE, diminuindo o *stress*.

Na figura 4.12 é visível dois cenários distintos, no qual em ambas as situações são utilizadas as duas opções de carregamento. Exemplificando, utilizou-se no primeiro cenário apenas um veículo, enquanto no segundo três. Na opção 1, carga simples, recorre-se a dois símbolos diferentes com a intenção apenas de indicar a presença de energia, visto que não existe qualquer controlo na potência de saída do carregador, assim como nenhuma comunicação para indicar a presença do VE. Segundamente, na utilização do sistema com carga dinâmica é possível controlar vários fatores relacionados com o perfil do carregamento, como por exemplo a potência de saída conforme o número de carros ligados no sistema presente, evitando carros sem energia, entre outras.

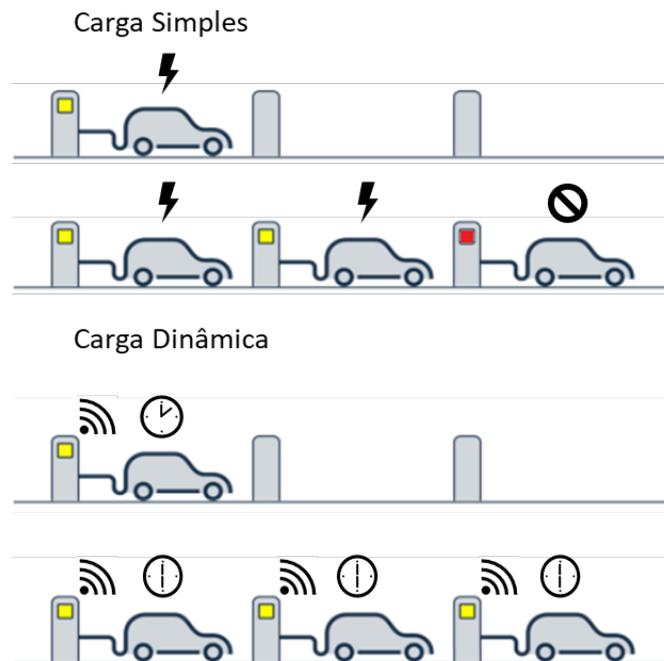


Figure 4.12: Exemplo de ambos os sistemas de carregamento

Avaliando o impacto do VE na rede elétrica proporcionado por cada modalidade de carregamento. Para uma carga simples, é espectável um aumento do

consumo geral, contudo a nível doméstico elevando para duas vezes o consumo anterior. Desta forma, é provocado uma redução na qualidade de serviço de energia, tipicamente nos perfis de tensão, e um aumento das perdas. Os períodos de ponta de carga são críticos provocando um agravamento geral. Por outro lado, a utilização de um sistema com interesse no VE como uma carga dinâmica, torna-se possível gerir o perfil do carregamento das baterias com inteligência. Permitindo reduzir ou eliminar os efeitos negativos do carregamento. Segundo o estudo realizado pelo INESC TEC [16] sobre o impacto do VE nas redes elétricas é possível verificar a importância da utilização de três modalidades de carregamento. No estudo é considerado o *Dumb Charging* como uma carga simples, o *Smart Charging* é equivalente à carga dinâmica e o Dual Tariff Policy ao *Time-of-use* da figura 31. A figura 4.13 ilustra os resultados do estudo dependendo do tipo de carga, justificando os efeitos negativos da utilização do VE sem inteligência no SEN.

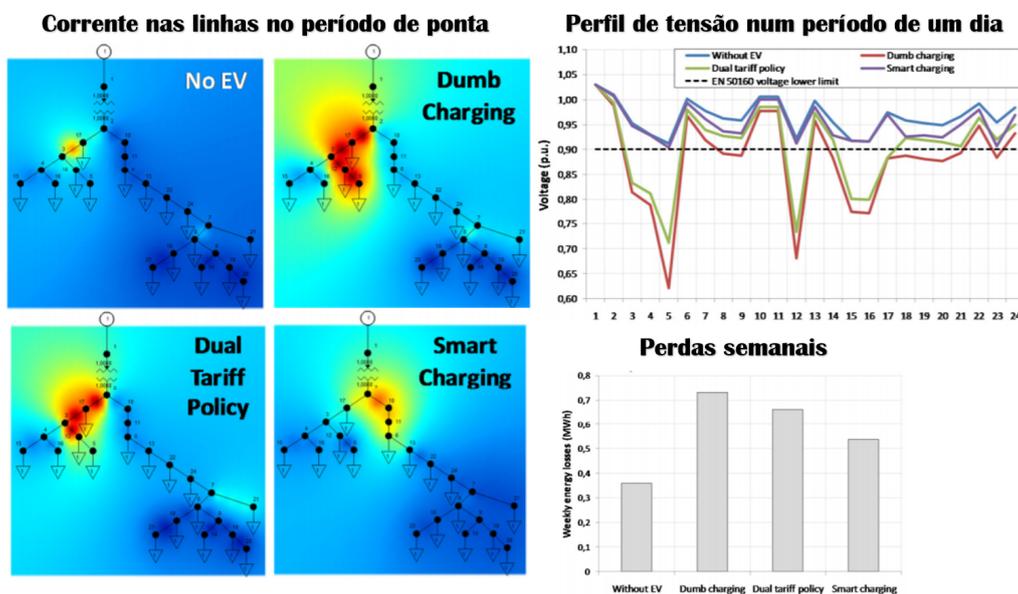


Figure 4.13: Impactos espectáveis do VE na rede elétrica [16]

Adicionalmente, o veículo elétrico tem a possibilidade de armazenar energia elétrica, beneficiando a rede de distribuição em períodos de maior carga. Além disso, existe um especial interesse na integração com a geração distribuída, visto que evita a injeção na rede elétrica do excesso de produção, resultando num melhor aproveitamento da energia. Em ordem a alcançar estes objetivos é necessário que o VE permita a devolução da energia à rede, conseguindo estabelecer uma ligação bidirecional. A exploração destes recursos é feita por dois conceitos diferentes, nomeadamente o *Vehicle-to-Grid* (V2G) e o *Vehicle-to-Home* (V2H), desempenhando um papel importante para a integração do VE nas *smart grids*.

Ambos os conceitos são exclusivos dos VE com ligação à rede elétrica.

Deste modo, o V2G é um sistema em que a rede elétrica comunica com o veículo elétrico para devolver a energia armazenada durante os períodos de ponta ou em caso de emergência. A otimização do carregamento, semelhante à carga dinâmica, é compatível. A visibilidade do V2G depende do número de VE, sendo que quanto maior o valor, maior é o potencial desta tecnologia. Atualmente, não está em comercialização, devido à falta de estações de carregamento que permitam o fluxo bidirecional, porém já existe um modelo de veículo elétrico que suporta esta tecnologia. Por outro lado, existe um número considerável de projetos a testar a viabilidade desta tecnologia.

Do mesmo modo, existe o V2H com um funcionamento idêntico ao armazenamento residencial. Isto é, a utilização da bateria do veículo como um equipamento de storage, permitindo fornecer energia nos períodos de ponta, assim como backup durante uma interrupção de energia. Para além disso, permite a integração com a geração distribuída proporcionando armazenamento para excesso de produção de energia, evitando a injeção na rede.

No entanto, ambos os sistemas recorrem a utilização da bateria incluída no interior do VE como um sistema de *storage*, apesar de a tecnologia entre estas duas baterias é diferente. Com efeito, a bateria do VE é otimizada para a carga/descarga ser muito rápida e conter uma estrutura de pequena dimensão, contrariamente as baterias para uso residencial são desenvolvidas para uma carga/descarga lenta, sem preocupações na dimensão.

Segundo, um estudo efetuado pela *California Energy Commission* sobre “*Distribution System Constrained Vehicle-to-Grid Services for Improved Grid Stability and Reliability*” [17] é extraído um excerto no contexto do sistema V2G, analisando comparativamente os diferentes sistemas de carga, nomeadamente o carregamento não controlado (carga simples ou *dumb charging*), carregamento inteligente (carga dinâmica ou *smart charging*) e o próprio V2G. Destacando um dos benefícios da utilização do carregamento inteligente em relação ao *dumb charging* é a otimização do carregamento com o intuito de reduzir o pico de carga nas horas de ponta e evitar o consumo com preço mais elevado. No entanto, para o caso de existir uma integração com geração distribuída do tipo solar e estar um dia ensolarado, haverá produção excessiva de energia que beneficia claramente o sistema V2G. Uma vez que, à partir do momento em que a bateria está totalmente carregada o sistema de carregamento não retira mais nenhum benefício, enquanto o V2G possibilita o rendimento extra de devolver à rede energia na hora de ponta, momento em que a energia é mais cara obtendo o maior retorno. A figura 4.14 apresenta os vários momentos de carga e descarga efetuados no período de um dia, assim como a curva de carga da rede de distribuição associado ao preço da energia, mas também o estado atual da bateria representado por *State of charge* (SOC). Os

valores representados no *utility cost* são figurativos.

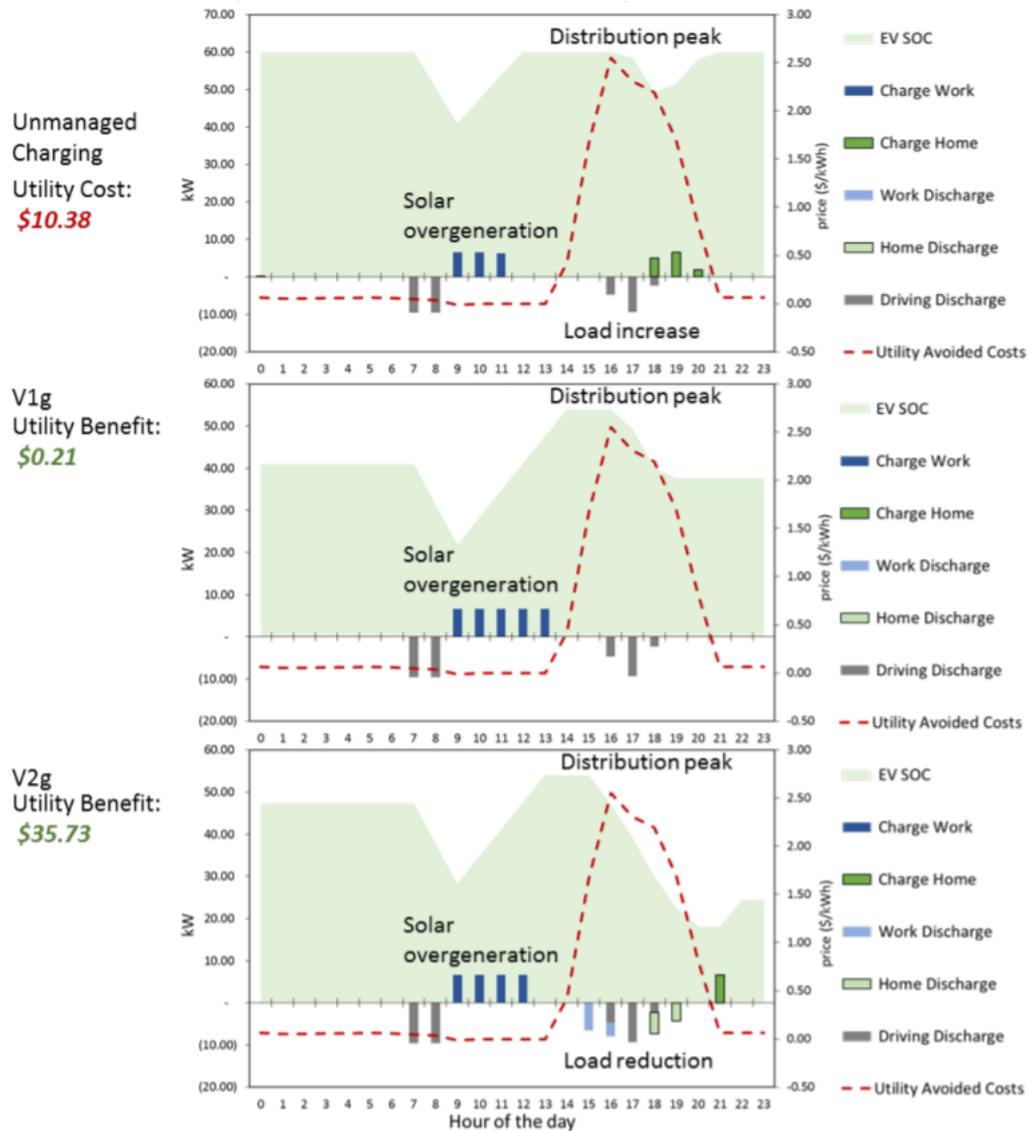


Figure 4.14: Perfil de carga da bateria de um VE no período de um dia [17]

A título de exemplo, a EDP Distribuição avançou em 2009 com o projeto *Inov-Grid*, no contexto das *Smart Grids*, tendo em conta as implicações da proliferação do veículo elétrico para a rede elétrica.

4.6 Conclusões

A rede de distribuição está a integrar novos sistemas que alteram a forma de operar e controlar a distribuição de energia elétrica, sendo a geração distribuída, o armazenamento de energia e os veículos elétricos os maiores desafios. Deste modo, este capítulo engloba cada um destes desafios individualmente, explicando as oportunidades, o seu impacto negativo na rede e as dificuldade que proporciona. Além da exploração destes 3 desafios é feito um ponto de situação relativo à evolução do sistema elétrico ao longo dos anos, explicando o estado atual face à mudança de paradigma em torno de uma Smart Grid, versão idealizada para o futuro das redes de distribuição com capacidade de corresponder aos problemas atuais e à gestão otimizada dos recursos. Uma vez que, a rede elétrica aumentará durante os próximos anos para fazer face ao aumento crescente do consumo de energia segundo a consultora McKinsey [59].

Capítulo 5

Possíveis soluções para o futuro da rede de distribuição

No capítulo anterior é apresentado a evolução da rede de distribuição ao longo do tempo, como também o conceito da rede do futuro proclamada de *Smart Grid*, onde se idealiza e se desenvolve em torno desta. Para além disso, são identificados os principais desafios da rede atual, contextualizando individualmente três motivadores para a evolução do sistema elétrico, destacando: a geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia e o veículo elétrico.

Em seguida, será contextualizado o centro de gestão de avarias com a sua cadeia de valor e funções, assim como as principais causas de interrupção de serviço na rede BT da EDP Distribuição, motivando a procura de equipamentos capazes de solucionar os problemas destacados. Deste modo, a procura de possíveis soluções de automação, debruçou-se sobre um estudo segmentando em duas partes, onde inicialmente incidiu em projetos europeus com participação da EDP Distribuição. Esta análise foi essencial no ponto de vista de identificação do que têm vindo a ser feito na parte de inovação nos últimos anos, assim como compreender os objetivos e resultados obtidos. Seguidamente, analisou-se projetos de inovação efetuados por operadores independentes e novas soluções de automação apresentadas por fabricantes de equipamentos da rede BT. Desta forma, identificou-se várias soluções de automação com diferentes funções e fabricantes, sendo individualmente caracterizadas as suas funcionalidades, benefícios e possíveis aplicações. Sintetizando a informação, realizou-se um *Benchmark* sobre estas soluções, analisando comparativamente os vários equipamentos.

5.1 Centro de Gestão de Avarias

O operador de rede de baixa tensão recorre ao Centro de Condução (CC) e ao Centro de Gestão de Avarias (CGA) para manter o correto funcionamento

dos sistemas gerais da rede de distribuição, onde o centro de condução segundo o regulamento nº 455/2013 é definido como um órgão encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos de uma rede [60], onde por sua vez é separado em dois níveis de tensão: AT e MT. No entanto, o centro de gestão de avarias é destinado à baixa tensão, que devido à falta de equipamentos controláveis na rede apresenta um funcionamento limitado, restringindo o número de funções executadas no mesmo. Ou seja, o centro de gestão de avarias é responsável pela identificação do tipo de intervenção associado a cada falha, como também destacar uma equipa de manutenção pertencente ao prestador de serviço externo para o local da falha. Contudo, em certos casos é possível a localização de falhas de energia recorrendo a comunicação dos dados nas EB e DTC.

O Centro de Gestão de Avarias trabalha em conjunto com mais duas entidades, nomeadamente o Contact Center e as equipas no terreno pertencentes ao Prestador de Serviço Externo (PSE), funcionando como uma ponte de ligação entre as duas entidades. O Contact Center é responsável pela receção das comunicações dos clientes ou serviços prioritários e identificação das anomalias existentes na rede, carregando a informação através do EDP Contact. No CGA é recebido os dados das avarias no programa Rede Ativa, no qual com o auxílio de outras ferramentas é efetuado o processo de despacho das avarias. Com efeito, o Rede Ativa está interligado às seguintes ferramentas:

- O SIT permite a visualização de toda a extensão da rede, o que engloba os três níveis de tensão, disponibilizando a informação pormenorizada sobre todos os ativos da rede de distribuição;
- O E-Rede é utilizado pelas equipas no terreno para consulta da rede no local da manutenção, sendo uma versão portátil do SIT;
- O GridControl é responsável pela receção das comunicações das EB por meio dos DTC, sendo utilizado um código de cores dependendo do estado da EB, variando entre verde, amarelo e vermelho, conforme a disponibilidade das mesmas;
- A Gestão de Mobilidade de Equipas (GME) está encarregue da interligação entre o CGA e o PSE, existindo assim duas versões do software. Na parte da gestão de avarias é feita a marcação do tipo de intervenção, identificação do tipo de cliente e detalhes associados ao trabalho.

Do lado do prestador de serviços a informação é recebida num GME adaptado ao PSE, que notifica as equipas do terreno por meio de um PDA. A ferramenta GME do lado do prestador de serviços recebe a localização da avaria e todos os detalhes técnicos necessários para proceder o envio do piquete.

A figura 5.1 representa a cadeia de valor de todas as unidades organizadas do processo de gestão de avarias.

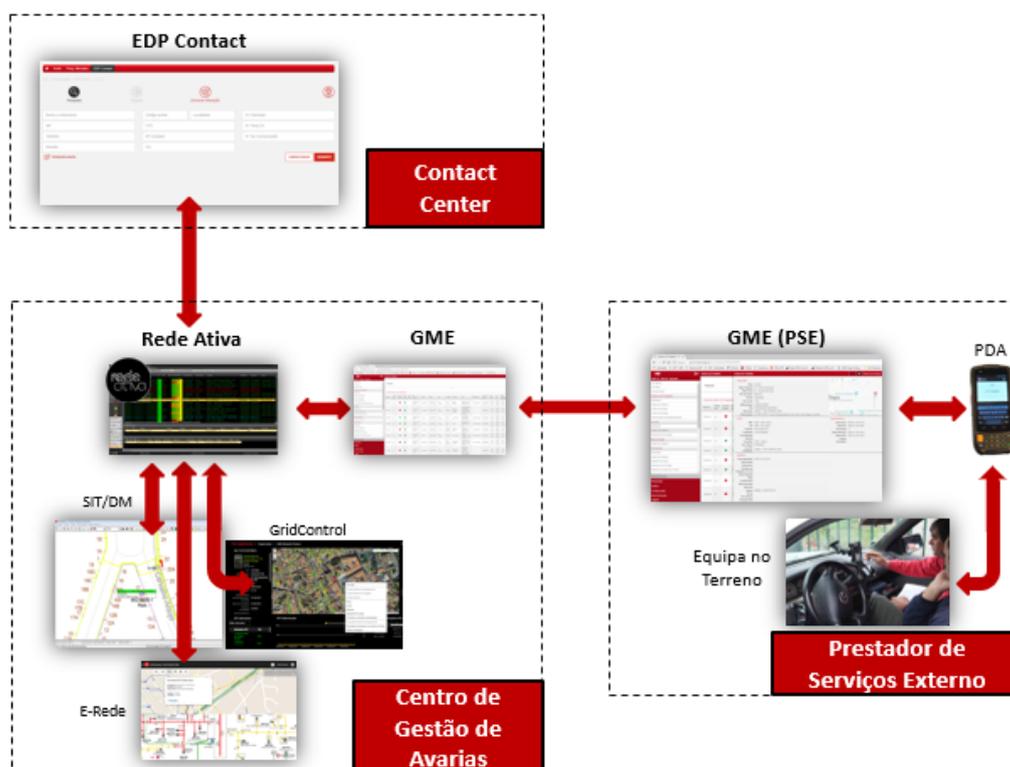


Figure 5.1: Cadeia de valor do Centro de Gestão de Avarias [18]

Numa reposição de servido para a resolução de uma falha na rede é necessário no CGA identificar o tipo de intervenção a que corresponde a avaria. Isto é, marcar cada avaria ou falha com um tipo de intervenção, no qual existem 4 diferentes: Individual (I), Iluminação Pública (IP), Anomalias de Rede (AR) e Baixa Tensão (BT) quando envolve vários clientes. Relacionado com esta tarefa está determinado um período, denominado de Tempo de Despacho estipulado no limite de 15 minutos para uma intervenção do tipo BT, enquanto os restantes casos são 10 minutos. Após a determinação do tipo de intervenção associada à avaria é entregue ao prestador de serviço externos, que destaca uma equipa de manutenção para o terreno (piquete). Mantendo a ordem de ideias, também existe um período determinado para execução desta tarefa, sendo denominado de Tempo de Aceitação do piquete com uma duração máxima de 30 minutos.

A disponibilidade horária do Centro de Condução é de 24/7/365 funcionando todos os dias do ano durante as 24 horas, servindo ambos os níveis de tensão, contudo o CGA opera segundo um horário semanal, estando indisponível no período entre as 24 e as 8 horas. Contudo, a este nível para além da distinção do tipo

de intervenções existe também dois tipos de clientes, os prioritários e os normais, sendo diferenciados no Tempo de Deslocação, podendo no limite ser 2 e 4 horas respetivamente. Os clientes prioritários são por exemplo: Hospitais, clientes com máquinas de suporte básico de vida, casos de ventilação, etc.

Correlacionando todos os valores temporais é possível desenhar uma cadeia de valor temporal, destacando a ordem que se sucedem. A tabela 5.1, apresenta os vários períodos temporais, divididos por Tempo de Despacho, Tempo de Aceitação e Tempo de Deslocação.

Tempo		
Despacho	Aceitação do piquete	Deslocação
10 / 15 min	30 min	2 / 4 horas

Table 5.1: Cadeia de valor temporal de um processo de reposição de serviço

No CGA é registado toda a informação relacionada com avarias, nomeadamente o tempo de reposição e o tipo de avaria. Consequentemente, todos os anos é analisado estatisticamente os dados, calculando um tempo médio para uma reposição de serviço por cada zona de qualidade de serviço. Isto é, a média da soma das três parcelas da cadeia de valor temporal distinguindo os dados pelas zonas a que pertencem (A, B, C). A tabela 5.2 ilustra os resultados obtidos no ano 2018 pelo Centro de Gestão de Avarias.

Tempo		
Zona A	Zona B	Zona C
80 min	100 min	130 min

Table 5.2: Valor médio de tempo de reposição diferenciado por zona

5.2 Principais causas para interrupção de serviço na rede de distribuição baixa tensão

No seguimento do cálculo do valor médio de tempo de reposição de serviço, a informação registada no centro de condução é também essencial para identificar quais as principais causas para a interrupção de serviço através da correlação

da informação em termos do tipo de anomalia ocorrida ou motivo de falha. Ou melhor, anualmente para fins estatísticos é elaborado um gráfico com o total de avarias distinguidas pelos vários motivos com maior ocorrência, sendo dividido pelas 3 regiões pertencentes ao centro de condução do Porto. A figura 5.2 apresenta os gráficos das diferentes regiões com a percentagem adjacente a cada tipo de falha.

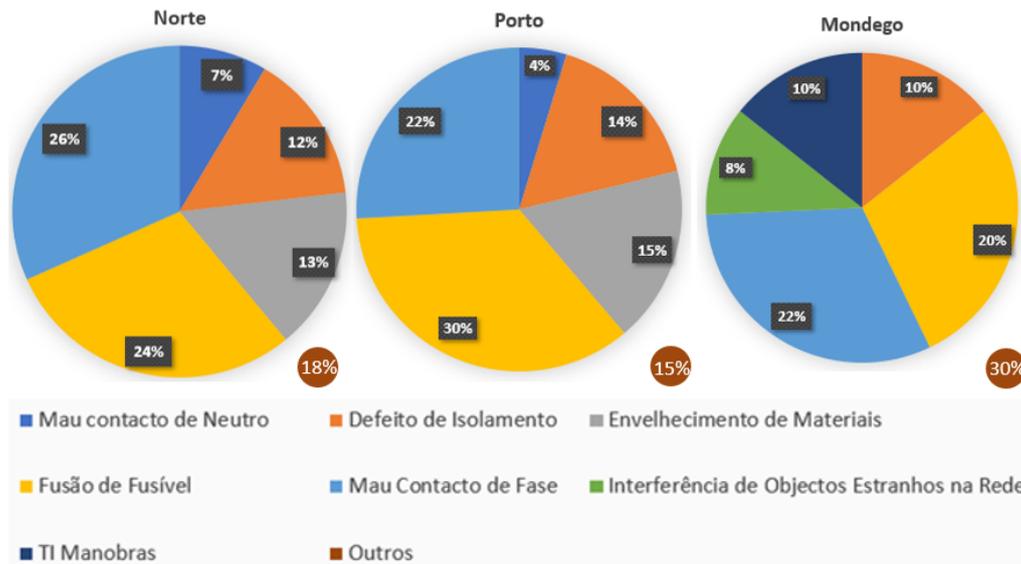


Figure 5.2: Causas de interrupção de serviço na rede BT [18]

Analisando a informação apresentada pelos gráficos é possível destacar as duas maiores causas de avarias ou falhas na rede, nomeadamente a fusão do fusível e o mau contacto de fase. Contudo, o mau contacto de fase nos dias de hoje ainda não é possível de resolver com o estado atual das soluções de automação apresentadas pelo mercado. Por outro lado, a fusão do fusível é solucionável em grande parte das ocorrências, no ponto de vista em que as novas soluções tecnológicas são capazes de diminuir, eliminar ou alertar a ocorrência de uma avaria ou falha na rede. A fusão do fusível surge na ativação da proteção provocando a fusão por efeito de joule da ligação elétrica presente no interior do fusível inviabilizando a sua utilização devido a estes equipamentos serem de atuação única. Estes equipamentos estão instalados na rede de distribuição de BT em vários pontos, nomeadamente em armários de distribuição, caixas de derivação e quadro geral de baixa tensão presente no interior do posto de transformação.

5.3 Implementação de soluções tecnológicas e requisitos

Nos capítulos anteriores, é contextualizada a rede de distribuição de baixa tensão, descrevendo individualmente os seus ativos e equipamentos utilizados. No entanto, a esta rede bem conhecida é necessário encontrar os locais mais apropriados para a instalação de soluções de automação capazes de diminuir ou eliminar a fusão do fusível, o maior motivo de causas de interrupção de serviço na rede BT.

Deste modo, é esquematizado um excerto do sistema com os ativos presentes na rede e os locais possíveis para a implementação de sistemas de automação. Este excerto contém uma representação da rede baixa tensão e dos seus intervenientes, nomeadamente o posto de transformação telecomandado, a iluminação pública, o armário de distribuição, a caixa de derivação e os clientes. Com efeito, o PT apresentado é constituído pelos seguintes equipamentos:

- O DTC Cell, responsável pelo controlo das celas de média tensão;
- O DTC é encarregue do comando dos DTC Cell, bem como da recolha de dados das EB (Slaves) e da monitorização;
- O EM TP é o contador de energia destinado apenas ao transformador;
- A EB IP é destinada a contabilização e controlo da iluminação pública;
- O Router PT está delegado ao fluxo de comunicações no interior do PT.

A figura 5.3 apresenta o esquema do excerto de rede baixa tensão utilizado para a identificação dos possíveis locais de implementação das novas soluções tecnológicas.

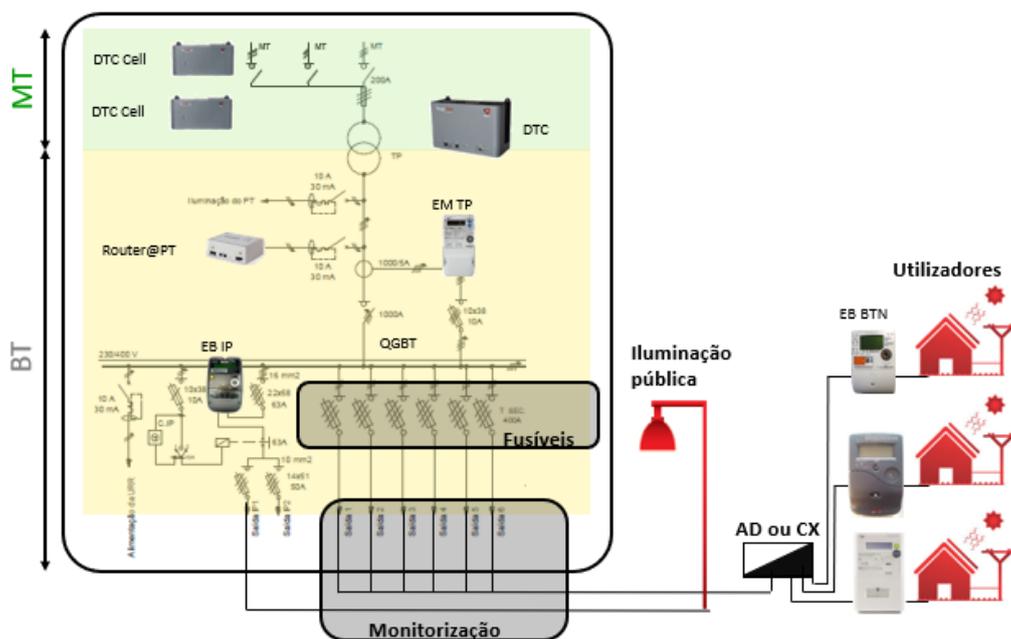


Figure 5.3: Oportunidades de automação na rede BT

No mercado atual, as soluções tecnológicas existentes capazes de diminuir os efeitos da fusão do fusível são apenas formadas por dois tipos de soluções:

- Monitorização, onde através de alarmes é possível identificar o acontecimento da avaria, evitando recorrer ao Contact Center da EDP para proceder a resolução da avaria, sendo instaladas nos *feeders* BT do PT;
- A substituição dos fusíveis existentes por disjuntores inteligentes e caixas de conexão, sendo possíveis de instalar nos quadros gerais de baixa tensão ou nos triblocos dos armários de distribuição e nas caixas de derivação respetivamente.

Concluindo, serão apresentados 3 conjuntos de soluções de automação, distinguidos por: equipamentos de monitorização, disjuntores inteligentes e caixas de conexão. Assim como, uma tabela comparativa entre todos os equipamentos e funcionalidades apresentadas pelos mesmo. Contudo, segundo os desafios identificados anteriormente pelo grupo de trabalho do CIRED, as novas soluções de automação devem estar em conformidade com as metas estabelecidas pela União Europeia para as alterações climáticas. Deste modo, os equipamentos propostos devem proporcionar melhorias ao sistema elétrico nos seguintes campos:

- Redução dos custos operacionais e dos investimentos;

- Aumento da fiabilidade e qualidade de serviço técnico;
- Aumentar a eficiência energética;
- Melhorar a integração com as RES.

5.4 Soluções de automação para monitorização da rede

A implementação de soluções de monitorização no sistema elétrico não é novidade, contudo no segmento da distribuição em baixa tensão não existia nenhum equipamento com esta funcionalidade até à introdução dos contadores inteligentes instalados nas habitações dos clientes. Os contadores inteligentes surgiram em Portugal continental através de uma prova de conceito realizada em Évora num projeto denominado *Inovcity* entre 2010 e 2012, onde foram instalados cerca de 32 mil equipamentos. A par dos contadores inteligentes (EB) utilizou-se o DTC para a gestão e controlo das mesmas. No final do projeto os resultados foram muito positivos envolvendo melhorias significativas em vários parâmetros importantes do sistema, nomeadamente uma aproximação dos diagramas de carga com base no consumo real, uma redução nas perdas técnicas de energia e uma diminuição no tempo de interrupção. Em resumo, esta implementação destas soluções provou-se ser uma mais valia para a rede, promovendo a instalação das EB a nível nacional, contando em 2018 com mais de 2 milhões de unidades instaladas.

Atualmente, a rede de distribuição de baixa tensão conta com monitorização apenas no cliente final por meio da comunicação das EB, contudo existem quatro fabricantes diferentes que apresentam soluções de monitorização a serem instaladas nas saídas de baixa tensão do PT, mais conhecidas como *feeders* BT. A implementação destes equipamentos nos PT possibilita a criação de novas áreas de aplicação, especificamente:

- A contabilização das perdas técnicas e fraude (perdas não técnicas) de energia;
- A maior visibilidade da rede através da monitorização alargada do sistema elétrico;
- Detecção da ligação do veículo elétrico na rede;
- Controlo tensão com ajuste automático das tomadas do transformador em tensão.

Sendo assim, serão apresentados três conjuntos de soluções de automação, distinguindo os equipamentos individualmente por fabricante. Além disso, todos os equipamentos apresentados em seguida são capazes de adquirir as seguintes grandezas elétricas:

- Valor eficaz de corrente (A) e tensão (V);
- Potência ativa (kW) e reativa (kvar);
- Fator de potência.

5.4.1 Solução da fabricante Pronutec

A solução de automação apresentada pela Pronutec é chamada de *Smart Fuse Switch* (SFS) e propõe a substituição de um QGBT por completo para a instalação do SFS, que engloba um conjunto de 3 equipamentos. O conjunto é determinado por uma base tripolar vertical, um transformador de corrente e a unidade de supervisionamento da alimentação. Ou seja, a base tripolar é encarregada de equipar os fusíveis utilizados no quadro geral de baixa tensão, contudo necessita de um transformador de tensão e um de corrente por fase para a medição das grandezas elétricas. Este por sua vez está ligado ao equipamento de supervisão, onde converte os sinais analógicos dos transformadores para digitais e comunica para o equipamento equivalente ao DTC do fabricante. Assim como, um conjunto de alarmes:

- Indicação da fusão do fusível;
- Sobre corrente e sobretensão da linha;
- Cavas de tensão;
- A Parametrização de alarmes customizável.

A figura 5.4 ilustra a solução de monitorização da Pronutec. [19]



Figure 5.4: Equipamento *Smart Fuse Switch* [19]

5.4.2 Solução da fabricante WITHUS

O equipamento desenvolvido pelo fabricante WITHUS envolve uma caixa acessória ao QGBT, sendo instalada anexamente não envolvendo substituição de nenhum equipamento. Este equipamento ainda está em fase experimental, sendo disponibilizado apenas uma versão experimental, podendo assim ser customizável até a solução final. Contudo, este equipamento deriva de um outro produto pertencente ao mesmo fabricante, nomeadamente o EDP RE:DY como um medidor de energia inteligente a ser instalado na habitação do cliente.

O funcionamento deste aparelho depende da comunicação por GPRS para um servidor, necessitando de recorrer a um router com cartão de comunicação para o *report* de dados. Esta solução é capaz de medir grandezas elétricas em apenas 3 fases, equivalendo a um *feeder* BT. A medição é feita através de transformadores de corrente e tensão colocados no interior da caixa.

A figura 5.5 representa o protótipo enviado pelo fabricante para iniciar os testes no projeto piloto.



Figure 5.5: Protótipo desenvolvido pela fabricante WITHUS

5.4.3 Soluções da fabricante GridKey

A fabricante GridKey apresenta duas soluções diferentes de monitorização, o MCU 318 e 520 para serem instaladas anexamente do QGBT. No entanto, o seu ponto forte é num sensor de corrente de alta fiabilidade com baixo preço, utilizando o método da bobine de *Rogowski* para a medição de corrente alternada. Os dois equipamentos têm um funcionamento semelhante, recorrendo a sensores de corrente e tensão para medir grandezas elétricas, contudo o MCU 520 é capaz de sensorizar até 5 *feeders* BT, enquanto o MCU 318 apenas um. Por outro lado, o equipamento 318 é o modelo mais recente, contanto assim com uma unidade de processamento com maior capacidade (cortex M4), que a versão do MCU 520 utilizando um PIC. Ou seja, o modelo 520 está restrito a funcionar com um intervalo de 1 minuto, enquanto a versão 318 adquire amostras a 6,4 kHz e executa rotinas de cálculo a 5 Hz. No entanto, estas diferenças de processamento só serão visíveis em aplicações mais exigentes, por exemplo deteção da ligação de veículo elétricos na rede BT. [61]

Nos dois equipamento contém um modulo de comunicação GPRS interno para o envio dos dados, alocando a informação em servidores. [20]

A figura 5.6 apresenta os dois modelos de monitorização da fabricante Grid-Key.

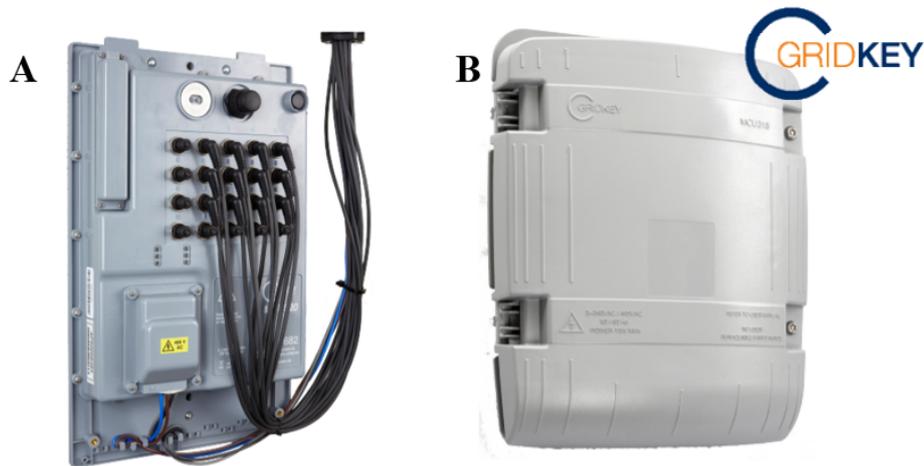


Figure 5.6: Equipamentos de monitorização: a) MCU 520 b) MCU 318 [20]

5.4.4 Soluções da fabricante ZIV

O equipamento de monitorização é chamado de 5CTI e permite a monitorização de apenas uma saída BT de 3 fases. Este equipamento integra num conjunto de soluções da fabricante ZIV, nomeadamente o DTC chamado de 4SLV e o contador inteligente que integra o grupo de dispositivos utilizados pela EDP Distribuição com o nome de EB. Deste modo, a adaptação desta solução à rede está facilitada. No caso de os 3 equipamentos forem do mesmo fabricante é possível mapear a rede elétrica desde a saída de baixa tensão do PT até aos contadores de energia, obtendo uma topologia confiável. A utilização desta solução de monitorização permite a deteção da fusão do fusível e a identificação da falta de neutro numa saída BT.

Ao contrário das outras soluções, este equipamento comunica segundo o protocolo DLMS/COSEM com a unidade DTC responsável no interior do PT. Permite a gravação de eventos e uma monitorização ativa do sistema, sendo que contém pré-configurados um conjunto de eventos relacionados com a qualidade de energia, nomeadamente instabilidade entre fases, variações de tensão fora dos valores estabelecidos e interrupções de longa duração (superior a 3 minutos). [21]

A figura 5.7 exhibe o equipamento 5CTI fabricado pela ZIV para monitorização das saídas de baixa tensão de um posto de transformação.

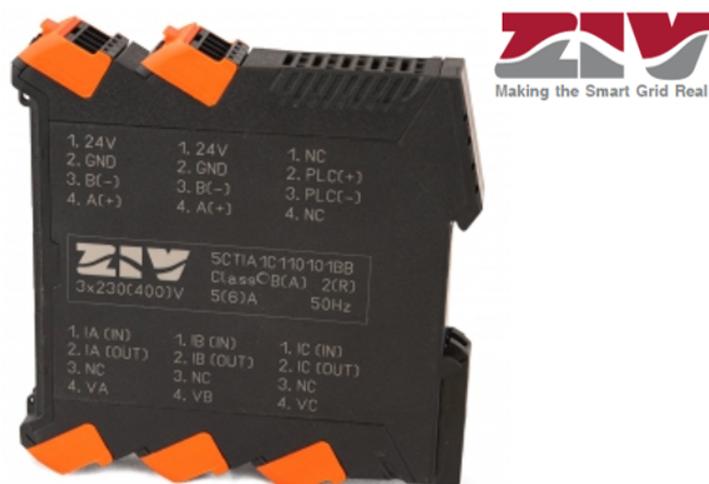


Figure 5.7: Solução de monitorização da fabricante ZIV [21]

5.5 Soluções de automação com base em disjuntores inteligentes

Em ordem, a diminuir o número de interrupções de serviço causadas pela fusão do fusível, a maior cota percentual, identificou-se 3 equipamentos que cumprem os requisitos. Isto é, no mercado atual existem três soluções diferentes capazes de substituir os fusíveis utilizados no interior dos postos de transformação e armários de distribuição, mesmo não alterando os quadros de baixa tensão existentes. Os três equipamentos são capazes de adquirir medições de grandezas elétricas à semelhança das soluções de monitorização, envolvendo os mesmos parâmetros especificados anteriormente. A utilização destes sistemas permite uma otimização do planeamento de manutenção das avarias, a reposição de serviço remotamente e o funcionamento como um equipamento de monitorização da rede. Neste momento, o centro de gestão de avarias funciona segundo um horário, o que resulta numa falta de suporte às avarias no período das 24 às 8 horas. Com a introdução de sistemas controlados remotamente, seria essencial alargar este período tornando-se 24 horas disponível, à semelhança dos centros de condução alta e média tensão. Para além disso, através da monitorização da rede e deteção de falhas dos equipamentos é possível identificar problemas na rede, mesmo antes de ocorrer a falha permanente. Desta forma, consegue-se antecipar a ocorrência de avarias na rede de distribuição BT.

O conjunto de soluções apresentadas pertence a apenas dois fabricantes, EA technology e Camlin Power, sendo que ambas apresentam uma solução idêntica conhecida como um disjuntor inteligente. No entanto, a fabricante Camlin Power

introduz um segundo equipamento chamado de Bidoyng, constituído por dois fusíveis normais em paralelo. Possibilitando atuar uma segunda vez, tornando-se um “fusível” de dois disparos.

Todos estes equipamentos são dimensionados para a proteção de sistemas elétricos, não só obtendo uma curva de disparo equivalente aos fusíveis utilizados na rede BT (NH-2), mas também com funcionalidades de deteção da falha e do estado da linha após uma interrupção. Desta forma, estes equipamentos são capazes de diferenciar o tipo de falha ocorrida, não se limitando a abrir o circuito. Sendo assim, recorrendo às capacidades automáticas ou remotas de controlo dos equipamentos é possível reduzir o tempo de reposição de serviço em avarias onde a falha não é permanente. Devido há capacidade de no mínimo dois disparos do fusível, é possível categorizar o que anteriormente era uma fusão do fusível sem conhecimento do motivo. Assim, após a fusão de um fusível é feita a reposição do serviço e avaliado o estado da rede nos momentos seguintes, em ordem a distinguir o sucesso da reparação da avaria. Deste modo, são identificados os diferentes tipos de falha:

- Caso 1: Ocorre uma falha em que é feito o disparo do equipamento, contudo é feita a religação num tempo inferior a 3 minutos e nos próximos 60 minutos não ocorre o segundo disparo, sendo bem-sucedida a reparação e agendado um plano de manutenção;
- Caso 2: Na ocorrência da falha o problema é resolvido em menos de 3 minutos, no entanto ocorre o segundo disparo nos próximos 60 minutos, necessitando do despacho de equipa de manutenção para a substituição do equipamento;
- A falha é permanente e o segundo fusível não entra em funcionamento devido ao equipamento detetar a falha e notificar da distância a que se encontra a avaria.

Este estudo categórico do tipo de falha foi elaborado num projeto denominado *The Smart Fuse*, com o intuito de testar o potencial da implementação destes equipamentos numa rede de distribuição de BT [29]. A tabela 5.3 apresenta os resultados obtidos neste projeto.

Primeiro disparo do fusível	Tipo de falha	Ago 11 a jul 12		Ago 12 a Jul 13		Ago 13 a Abr 14	
		Nº de falhas	%	Nº de falhas	%	Nº de falhas	%
Sucesso na reposição de serviço (< 3 min)	Falha transiente- caso 1	66	69%	85	70%	75	72%
Sucesso na reposição de serviço (< 3 min)	Falha transiente- caso 2	10	11%	7	6%	6	6%
Sucesso na reposição de serviço (< 3 min)	Falha permanente	19	20%	30	25%	23	22%

Table 5.3: Resultados do projeto elaborado pela empresa Electricity North West [29]

Graças aos resultados favoráveis deste projeto diversos operadores de rede de distribuição instalaram estas soluções de automação, resultando numa diminuição do número de clientes interrompidos por ano. Os resultados do projeto *The Smart Fuse* foram apresentados em 2014, porém a informação relacionada com a redução de clientes interrompidos (CI) só é contabilizada para os anos 2016, 2017 e 2018. Contabilizando um aumento gradual todos os anos: iniciando nos 14564, passando para os 17114 em 2017 e por fim 40570 no último ano. [29]

Em suma, a utilização de soluções de automação para a substituição dos fusíveis tradicionais promete grandes melhorias na rede de distribuição. Deste modo, é caracterizado os equipamentos de ambos os fabricantes individualmente. No entanto, todos os equipamentos apresentados em seguida são capazes de adquirir as seguintes grandezas elétricas:

- Valor eficaz de corrente (A) e tensão (V);
- Potência ativa (kW)e reativa (kvar);
- Fator de potência;
- Frequência e harmônicos.

5.5.1 Soluções da fabricante Camlin Power

A fabricante Camlin Power apresenta duas soluções nesta categoria, sendo o equipamento Bidoyng e um disjuntor inteligente chamado Dinput. Em termos de funcionalidades, as duas soluções contêm o mesmo conjunto, destacando as seguintes:

- Medição de grandezas elétricas;

- Funções de proteção;
- Detecção e localização de falhas;
- Controlo remoto/automático.

A instalação destes sistemas envolve a substituição dos fusíveis tradicionais do QGBT, presente no interior do PT, ou do tribloco pertencente ao armário de distribuição. Para além de ser necessário um equipamento por fase. Contextualizando a solução *Smart Fuse*, depende da utilização de uma Gateway para as comunicações via GPRS e do equipamento Bidoyng, de modo a todos os dados recolhidos pelo equipamento sejam enviados em tempo real para o servidor. A Gateway também permite a visualização do estado dos equipamentos, sendo possível verificar que unidades já efetuaram o disparo e o estado atual operacional das mesmas. A informação disponibilizada pela Gateway é idêntica à da plataforma web desenvolvida pelo fabricante. A Gateway permite a ligação até 15 dispositivos, resultando em 5 saídas de baixa tensão. [22]

A figura 5.8 ilustra o equipamento Bidoyng (A) fabricado pela Camlin Power e a sua respetiva Gateway (B).

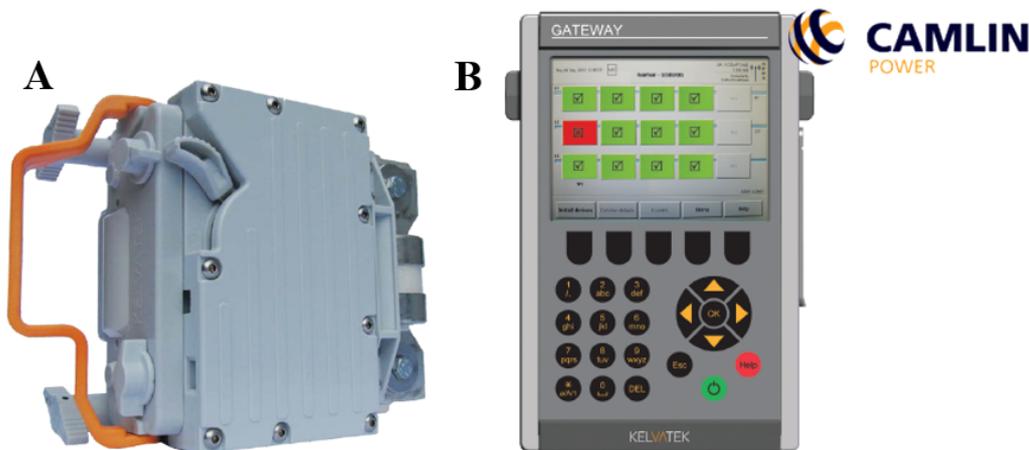


Figure 5.8: Conjunto de equipamentos para a solução *Smart Fuse* [22]

A solução de automação, Dinput, consiste num disjuntor de baixa tensão com dimensões reduzidas em ordem a ser instalado no mesmo espaço que um fusível NH-2 ocupa, contudo é capaz de efetuar até 1000 disparos ou atuações. Este equipamento também necessita de uma *Gateway* para o processamento das comunicações enviando os dados para os servidores via GPRS. A figura 5.9 representa o protótipo da solução da fabricante Camlin Power para o disjuntor inteligente compatível com os fusíveis NH-2. Este modelo é a nova geração do equipamento

Weezap compatível com os fusíveis *J-type* utilizados na rede de distribuição de baixa tensão do Reino Unido. [23]



Figure 5.9: Protótipo do equipamento Dinput [23]

5.5.2 Solução da fabricante EA Technology

A solução de automação com base num disjuntor inteligente da fabricante EA technology consiste num conjunto de equipamentos, necessitando de 3 aparelhos para explorar ao máximo as capacidades do disjuntor. Deste modo, o disjuntor é chamado de Reclose pertencendo à família de soluções Alvin, que contem o Alvin PDB-ES para a instalação dos cabos de comunicação com a unidade RTU chamada Alvin Portal. Este equipamento permite a ligação de até 9 disjuntores e é responsável pela camada das comunicações, enviando os dados para o servidor via GPRS. A figura 5.10 esquematiza as ligações entre os vários equipamentos pertencentes à família Alvin. [24]

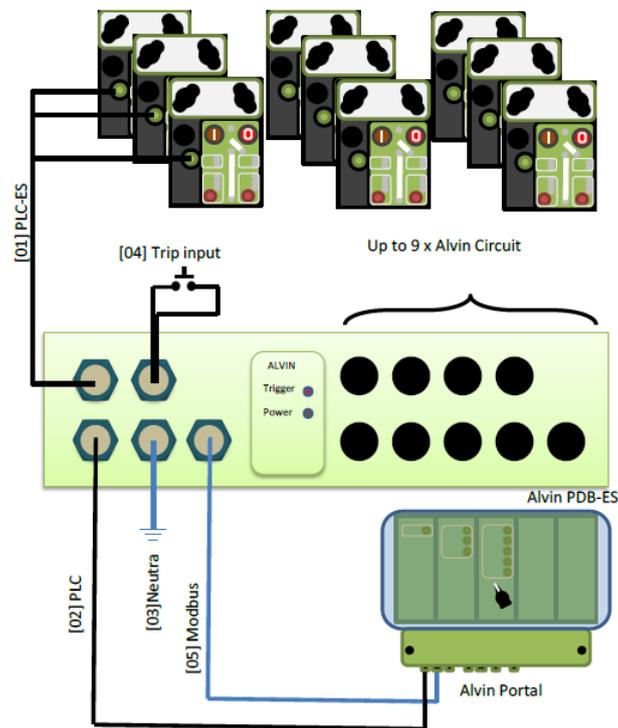


Figure 5.10: Esquema de ligação dos vários equipamentos da fabricante EA technology [24]

As funcionalidades do disjuntor inteligente são idênticas ao equipamento da fabricante Camlin Power, permitindo igualmente 1000 disparos por equipamento. Em termos de instalação é também semelhante, visto que é necessário um equipamento por fase, resultando no máximo de 3 saídas BT. A figura 5.11 ilustra o disjuntor inteligente. [24]



Figure 5.11: Solução de automação Alvin Reclose [24]

5.6 Soluções de automação com base em caixas de conexão

Os equipamentos identificados nesta categoria são dos mesmos fabricantes dos disjuntores inteligentes, nomeadamente Camlin Power e EA technology. O funcionamento destas soluções é também semelhante, no entanto estão destinados a ser instalados no interior das caixas de derivação, substituindo a ligação elétrica feita por meio de uma lamela ou fusível. A utilização destes equipamentos, possibilita a abertura ou fecho do circuito remotamente ou localmente, mas sempre evitando a manobra direta no circuito feita pelos operacionais no terreno. Normalmente, as caixas de derivação são utilizadas para a interligação em baixa tensão entre dois postos de transformação, com o propósito de no caso de avaria do transformador de potência ser possível na mesma alimentar os clientes afetados. Portanto, neste caso seria necessário abrir a vala da caixa de derivação e colocar as lamelas ou fusíveis necessários para estabelecer a ligação. Recorrendo às soluções de automação, seria possível efetuar estas manobras remotamente.

Ambas as soluções apresentam o mesmo conjunto de funcionalidades, sendo idênticas aos disjuntores inteligentes, permitindo as seguintes funções:

- Medição de grandezas elétricas;
- Funções de proteção;
- Detecção e localização de falhas;
- Controlo remoto/automático.

Por outro lado, a nível de área de aplicação é que se diferenciam, possibilitando a introdução de novas funcionalidades à rede de distribuição BT, destacando os seguintes exemplos:

- A interligação entre dois PT, possibilitando a reconfiguração da rede remotamente;
- A capacidade de corte semelhante à de um seccionador-interruptor, permite em caso de avaria diminuir o número de clientes afetados;
- Devido à ligação elétrica entre PT é possível realizar o equilíbrio de carga, partilhando a carga entre os dois, diminuindo o esforço de um só PT;
- A instalação destes equipamentos numa rede em anel possibilita o conceito de *Self Healing* na rede BT. Isto é, a esquematização de uma rede de baixa tensão capaz de automaticamente ajustar o sistema para no caso de uma avaria o número de clientes serem o menor possível e a duração da mesma idem aspas.

Concluindo, a implementação destes sistemas promete novas áreas de aplicação ao sistema elétrico tradicional, sendo assim o equipamento de cada fabricante será caracterizado individualmente.

5.6.1 Solução da fabricante Camlin Power

A caixa de conexão é chamada de Lynx e à semelhança dos outros produtos deste fabricante recorre à *Gateway* para o envio dos dados para o servidor. A figura 5.12 apresenta o conjunto de 3 equipamento sendo equivalente a uma saída BT. [23]



Figure 5.12: Solução de automação Lynx [23]

5.6.2 Solução fabricante EA Technology

A solução da EA technology equivalente é chamada de Link Box, no entanto necessita do *Link Box Controller* para enviar comandos às caixas de conexão, que substituem os fusíveis. Este segundo equipamento é semelhante ao PDB-ES utilizado na família Alvin para recolher as ligações de todos os equipamentos. Neste caso, cada controlador permite a ligação de até 12 equipamentos, o que equivale a 4 saídas de BT. A figura 5.13 representa os dois equipamentos necessários para o correto funcionamento desta solução de automação elaborada por parte da EA technology. [24]

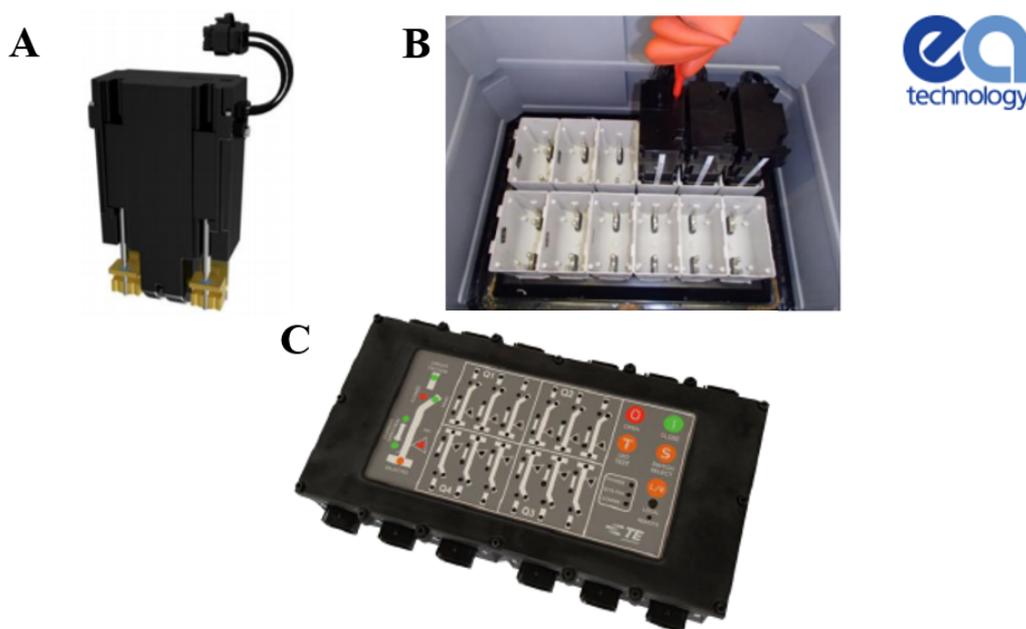


Figure 5.13: Conjunto de equipamentos da solução do fabricante EA technology: A) Link Box B) Instalação numa caixa de derivação C) Link Box Controller [24]

5.7 Benchmark entre todos os equipamentos identificados

Um dos objetivos iniciais do estágio realizado seria a apresentação de um *benchmark* relacionado com novas soluções de automação para a rede BT da EDP Distribuição. Um *benchmark* pela definição é uma estratégia utilizada para estabelecer parâmetros sobre um produto já existente ou novo, com o intuito de destacar as suas vantagens, podendo assim valorizá-lo. Neste âmbito, identificou-se 6 parâmetros para caracterizar cada uma das soluções apresentadas, promovendo uma comparação de desempenho entre os equipamentos, onde o número de parâmetros cumpridos equivale ao seu valor relativo. Os parâmetros estão organizados por níveis de dificuldade de implementação ou exigência, dispendo da esquerda para direita, respeitando que o nível mais acessível é colocado à esquerda de tudo.

Em termos de parâmetros destacou-se os seguintes:

- A medição de grandezas elétricas com o intuito da monitorização alargada da rede, possibilitando a contabilização das perdas técnicas da rede e a fraude de energia (não técnicas), bem como outras aplicações;
- A deteção de falta de tensão possibilita a identificação de avarias, mesmo antes da receção das comunicações dos clientes no Contact Center, re-

duzindo a duração da interrupção devido. Desta forma, o sistema de gestão de avarias torna-se proactivo à falha, ao contrariando a abordagem reticente atual, por falta de informação sobre o estado da rede;

- A informação sobre o estado do fusível por meio da deteção da fusão do mesmo é vital, visto que informa o centro de gestão de avarias em tempo real do acontecimento de uma falha permanente na rede. Bem como, o reconhecimento do tipo de anomalia proporcionando uma aceleração à manutenção da avaria e facilita o trabalho das equipas no terreno;
- A deteção e localização de falhas na rede, recorrendo à capacidade monitorização avançada de certos equipamentos, que lhes permite à análise do comportamento das ondas de corrente e tensão, possibilitando a identificação da ocorrência de uma falha e ao mesmo tempo localizá-la, informando a distância a que se encontra. Em determinados equipamentos esta identificação permite a notificação de falhas na rede antes da ocorrência da avaria, permitindo gerir as equipas de manutenção a realizarem trabalhos de uma forma otimizada. Evitando trabalhos fora do horário expediente e reduzir o número interrupções de serviço;
- O controlo remoto ou automático é um recurso muito valioso permitindo certos equipamentos serem ativos na rede. Contudo, o controlo automático aplicado à reposição de serviço não é permitido, nos dias de hoje por parte da reguladora ERSE na rede de distribuição de baixa tensão. No entanto, as funções de controlo remoto são uma mais valia com grande importância para o sistema e para a evolução do centro de gestão de avarias, necessitando uma remodelação do sistema e a introdução de um modelo SCADA para o controlo BT;
- A eliminação de falhas transientes, referidas anteriormente como perturbações na rede de curta duração, em que não colocam em questão a segurança dos ativos da rede, nem a qualidade de energia dos clientes, contudo são o suficiente para a fusão do fusível que conseqüentemente afeta os clientes. A resolução deste tipo de anomalia passa pela substituição dos fusíveis tradicionais, visto não serem capazes de superar este problema.

Concluindo, o benchmark realizado conjuga cada um dos parâmetros com os equipamentos caracterizados, resultando numa comparação entre os vários produtos. A tabela 5.4 apresenta esta análise comparativa entre os vários produtos.

		Medição de grandezas elétricas	Deteção de falta de tensão	Deteção de fusão do fusível	Deteção e localização de falhas	Controlo remoto ou automático	Eliminação de falhas transientes
		✓	✓	✓			
		✓	✓				
		✓	✓				
		✓	✓	✓	✓		
	Disjuntor	✓	✓	N.A	✓	✓	✓
	CX.Conexão						Não
	Disjuntor	✓	✓	N.A	✓	✓	✓
	CX.Conexão						Não

N.A – não aplicado

Table 5.4: Benchmark das soluções de automação

5.8 Participação em projeto piloto

No seguimento da identificação de novas soluções, foi colocado em prática um pequeno projeto por parte da EDP Distribuição com o interesse de avaliar a importância da implementação das soluções de monitorização. Em que o interesse seria a medição automática das grandezas elétricas dos *feeders* BT dos postos de transformação, com a recolha de dados de minuto a minuto de tensão, corrente e potência ativa. Desta forma, recorreu-se a um protótipo para a instalação num PTC identificado pela Direção de Redes e Clientes (DRC) do Porto com problemas de qualidade de serviço. Assim, através desta solução de monitorização será possível verificar os vários parâmetros elétricos nas saídas de BT do PTC. Com este recurso é expectável certos benefícios:

- Melhoria da qualidade de serviço técnica;
- Melhoria da capacidade de deteção de fraude;
- Monitorização de grandezas elétricas;
- Visualização do fluxo energético.

A primeira fase do projeto conta com a instalação deste equipamento em apenas um PTC, porém conta já com mais 3 outros PT para monitorização caso seja bem-sucedido este caso. O protótipo apresentado é capaz apenas da monitorização de 1 saída BT, porém devido à parceria no desenvolvido entre o fabricante e a EDP Distribuição esta solução é customizável, sendo que o equipamento final

conta com um maior número de saídas, bem como uma aplicação própria para a visualização dos dados. A figura 5.14 ilustra a plataforma com o report dos dados em tempo real das várias grandezas elétricas.

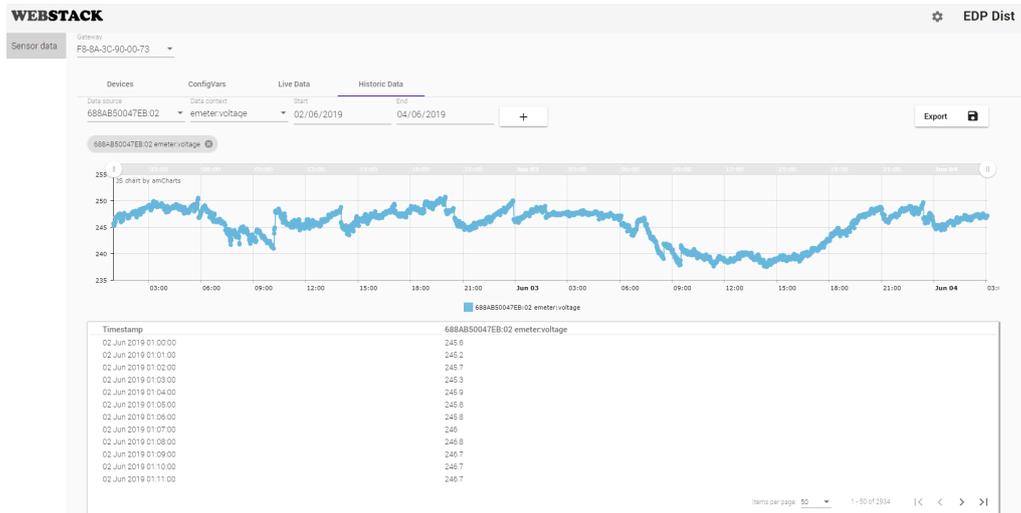


Figure 5.14: Plataforma de visualização de dados

A instalação do protótipo é anexa ao QGBT presente no posto de transformação do cliente, ligado através de transformadores de corrente e tensão às duas saídas ativas de BT do PT. A comunicação é feita através de um *router* ligado por porta *ethernet* ao equipamento, sendo colocado externamente e estabelece a comunicação com a plataforma via GPRS. Ou seja, o protótipo está ligado indiretamente às saídas de baixa tensão, por meio de transformadores de medida e ligado por meio de uma porta de comunicação com um router. Os dados recolhidos pelo equipamento são enviados para a plataforma para a visualização dos dados.

A figura 5.15 representa um esquema de ligação simplificado dos vários intervenientes no sistema de aquisição de dados.

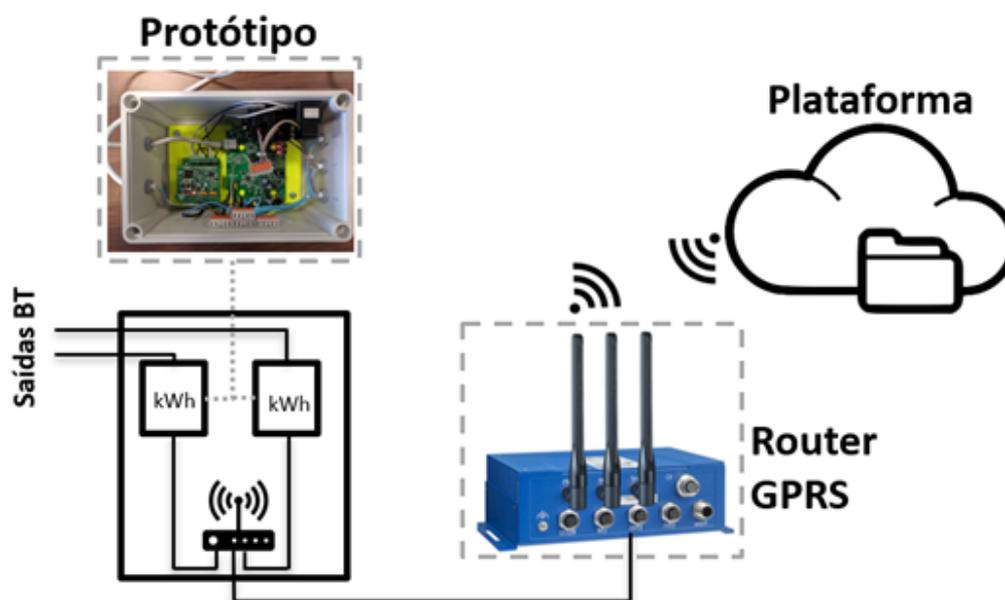


Figure 5.15: Estrutura de ligação dos vários equipamentos

O projeto ainda está na sua fase inicial, visto que ainda está na fase de testes do protótipo, estando pendente da sua preparação para a implementação no interior de um PT.

5.9 Conclusões

Este capítulo aborda as possíveis soluções a serem implementadas na rede de baixa tensão com o intuito de melhorar efetivamente a distribuição de energia, traduzindo em melhorias nos indicadores de qualidade de serviço. Desta forma, é feita uma caracterização relativa à operação da rede de baixa tensão, começando por compreender o funcionamento do centro de gestão de avarias, responsável por manter o correto funcionamento dos sistemas gerais da rede de distribuição. Seguidamente, explorou-se os valores associados a este centro relativos à cadeia de valor temporal do processo de uma avaria e consultou-se os dados estatísticos relativos ao valor médio de tempo para a reposição de serviço por zona de qualidade de serviço. Para além de, as diferentes causas de interrupção de serviço na rede BT. Deste modo, foi possível de delinear uma estratégia para abordar algumas destas causas com os equipamentos disponíveis no mercado. Sendo assim, foi realizada uma análise sobre diferentes soluções de automação, incluindo soluções de monitorização, disjuntores inteligentes e caixas de conexão.

Capítulo 6

Simulações para a validação dos benefícios da implementação de disjuntores inteligentes na rede

Após a identificação e análise de várias soluções de automação surgiu o interesse de validar os benefícios dos mesmos, sendo escolhido para o teste uma solução de automação com base em disjuntores inteligentes. Assim sendo, através de uma ferramenta de simulação é elaborada uma rede de baixa tensão, onde utilizando o modelo de Monte Carlo Sequencial é gerado aleatoriamente avarias na rede, proporcionando deste modo analisar a resposta do sistema com dois cenários de simulação diferentes. No qual, o primeiro cenário recorre-se ao funcionamento da rede com fusíveis tradicionais e no segundo caso à substituição dos mesmos por disjuntores inteligentes. A diferença destes cenários tem impacto no tempo médio de reparação associado.

A utilização de uma ferramenta de simulação permite elaborar uma rede completamente customizável, contudo é necessário recorrer a um conjunto de modelos para a base, de forma a garantir o correto funcionamento do sistema.

As simulações realizadas apresentam valores meramente figurativos devido à utilização de uma rede fictícia. No entanto, todas as considerações efetuadas foram pensadas em prol de um modelo real, tentando aproximar ao máximo à realidade.

6.1 MATPOWER

Em ordem a obter uma rede de simulação fidedigna utilizou-se um Software próprio para a simulação de redes elétrica conhecido como Matpower. No entanto, o caso elaborado tem o propósito de simular um sistema capaz de ter comportamentos diferentes perante uma avaria na rede, sendo assim é necessário elaborar

um sistema capaz de criar falhas imprevisíveis na rede. A ferramenta Matpower é responsável pela criação do esquema da rede de simulação, bem como possibilitar a desativação de certas linhas no caso de ocorrer uma avaria.

A utilização desta ferramenta depende completamente de código, não existindo um ambiente gráfico. O formato da rede está num documento do tipo *M-files*, constituído por tabelas:

- A primeira tabela destina-se à informação relacionada com o nível de tensão, ao consumo e produção por ponto (potência ativa e reativa);
- A segunda tabela consiste nos dados do gerador de energia da rede teste, marcando a potência máxima do posto de transformação neste caso;
- A terceira tabela contém os dados relativos aos barramentos da rede, com os seus coeficientes, destacando a resistência, reactância e os diferentes rate (A, B, C).

6.2 Rede de Teste

A rede teste foi elaborada a partir de uma rede utilizada internacionalmente para estudos, pertencente aos autores Baran e Wu [62] de 33 barramentos. Foram realizadas alterações a esta rede, em ordem a adequar o sistema ao propósito planeado, nomeadamente a criação de um ponto capaz de estar a ligar a todas as saídas da rede em simultâneo, simulando um posto de transformação com várias saídas, resultando assim na eliminação de um ponto da rede, diminuindo assim para 32 barramentos e 31 pontos de consumo.

A rede utilizada está destinada ao nível de média tensão, provocando mudar todos os valores dos barramentos existentes para valores apropriados a uma rede de baixa tensão, contendo valores de resistência e reactância muito superiores aos de MT. Para além de um ajuste dos valores de tensão nas linhas da primeira tabela, trocando os bem conhecidos 15 kV da média pelos 400 V da rede BT.

Na primeira tabela é necessário preencher a potência ativa e reativa de cada ponto de consumo. Em ordem a aproximar a simulação à realidade é utilizado o perfil de consumo disponibilizado pela ERSE, correspondente a um ano em iterações de 15 minutos com os consumos médios para clientes do tipo A, B e C. Exigindo a adição de uma coluna à primeira tabela com a informação relativa às potências contratadas em cada cliente, dependendo deste valor o cliente pertence ao grupo A, B ou C, resultando em valores diferentes de consumo naquele instante.

Os clientes de baixa tensão são separados em três classes dependendo da potência instalada. Com o intuito de aproximar a simulação à realidade utilizou-se os valores apresentados na tabela 6.1 e 6.2 como referência [63]. A tabela 6.1

mostra os limites que definem cada classe e a sua respetiva cota (%) em Portugal continental.

	Potência (kW)	Energia (W)	%
Classe A	> 13,8	qualquer	25,3
Classe B	<= 13,8	> 7140	15,7
Classe C	<= 13,8	<= 7140	59

Table 6.1: Divisão dos clientes por classe com a sua percentagem

A tabela 6.2 representa o número de clientes a nível nacional separado pelos diferentes níveis de potência contratada, distinguidos entre 1,15 kW até 41,4 kW.

Rede Baixa Tensão Normal (BTN)		
Potência (kW)	Clientes	%
> 20,7	66954	1,08
<= 20,7	5735971	92,56
<= 2,3	393902	6,36

Table 6.2: Divisão dos clientes a nível de potência contratada

A informação retida nestas tabelas foi transposta para a rede teste, considerando os valores de percentagem para as diferentes potências de cada ponto de consumo. Por outro lado, os valores de consumo são carregados por classe em cada iteração de 15 minutos, totalizando 35040 ciclos de simulação por ano.

Assim sendo, é esquematizada uma rede com um ponto de geração e três saídas de pontos de consumo, totalizando os 31. Uma vez que o propósito da rede teste é simular os benefícios da substituição dos fusíveis por disjuntores inteligentes é necessário identificar os locais dos pontos percíveis para falha. Deste modo, utilizou-se apenas três pontos, sendo os mesmos das saídas para cada *feeder* de baixa tensão do ponto de geração considerado como um PT.

A figura 6.1 ilustra a rede teste elaborada para efeitos de simulação.

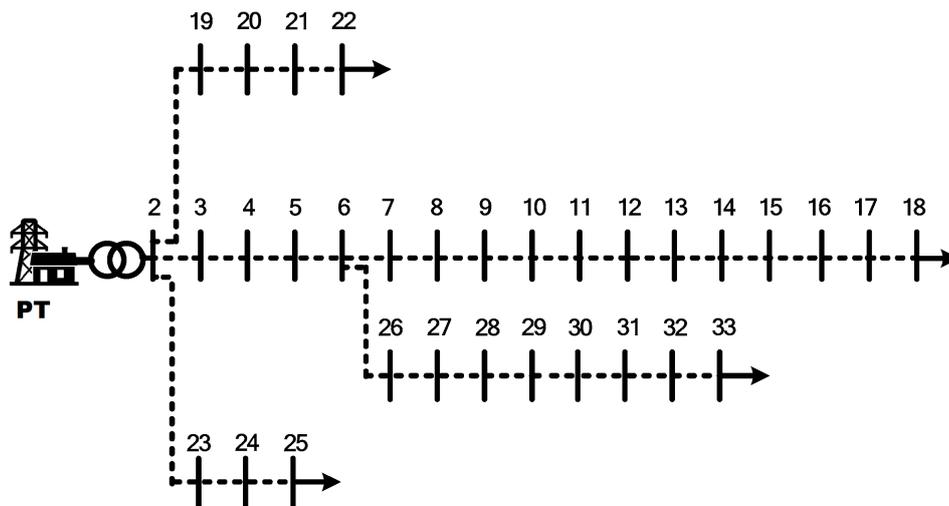


Figure 6.1: Esquema da rede teste com 31 pontos de consumo e um PT [25]

6.3 Método de Monte Carlo Sequencial

A geração de falhas pretende-se que seja aleatória nas 3 saídas do ponto de geração (PT), sendo assim utilizado um modelo matemático conhecido como Monte Carlo sequencial. Nesta rede teste é utilizado este método para o cálculo aleatório de duas variáveis associadas à falha, nomeadamente o tempo médio de falha, conhecido como *Mean Time To Failure* (MTTF), e o tempo médio de reparação, *Mean Time To Repair* (MTTR). O valor de MTTF determina o tempo médio para a ocorrência de uma falha, colocando o sistema fora de operação, enquanto o valor MTTR representa o valor de tempo médio para a reparação da falha, repondo o serviço do sistema em operação. O sistema funciona com apenas dois estados, operacional e não operacional, sendo que a participação do modelo matemático Monte Carlo entra no cálculo destas variáveis.

O método de Monte Carlo é método estocástico com base em uma grande quantidade de amostras aleatórias para obter resultados próximos aos resultados reais. Existe uma vasta seleção de aplicações para este método, no entanto é especialmente indicado para análise de erro, com um número de amostras grande. É possível utilizar este método de uma forma não-sequencial, sequencial e pseudo-sequencial. [64]

A simulação de Monte Carlo sequencial respeita uma ordem cronológica dos eventos, criando uma linha continua temporal. Ou seja, as amostras calculadas diferem sempre entre si, devido à posição destas é temporalmente continua ao longo do tempo. Esta abordagem sequencial temporal é adequada principalmente

para a análise de fiabilidade nas redes de distribuição, utilizando neste caso para a geração de falhas ao longo do tempo.

O valor médio de reparação, MTTR, utilizado foi 100 minutos para a simulação com fusíveis, equivalente a 7 ciclos de simulação. Considerando os valores da tabela 5.2 do centro de gestão de avarias e calculando a média obtém-se 103,33 minutos, próximo do valor considerado. Por outro lado, determinar o valor médio de falha, conhecido como MTTF não é tão simples, visto não existir qualquer informação relativa a fiabilidade dos mesmos. Deste modo, considerou-se um valor médio de 10512 ciclos, equivalente a 30 % do total de ciclos de um ano. Este valor foi escolhido para em cada simulação existir um número considerável de avarias no sistemas, em ordem a poder testar os efeitos dos equipamentos, contudo o valor não poderia ser muito elevado, assim objectivamente determinou-se o valor de 30 %.

O método de monte carlo é aplicado ao valor médio de reparação e ao valor associado ao tempo médio de falha. Deste modo, é calculado o tempo efetivo de reparação em cada falha, variando dependendo do tipo de equipamento devido ao valor de MTTR ser diferente. Por outro lado, o calculo do ciclo em que ocorre a falha é feito para as três fases nas inicializações, que posteriormente é selecionado o primeiro valor (valor mínimo) a ocorrer. Atingindo o ciclo em que ocorre a falha é feito o calculo do tempo de reparação segundo o método de monte carlo e a desativação da linha respetiva à falha durante o tempo de reparação. No final deste tempo é calculado novamente o valor da ocorrência da próxima falha.

$$\text{Tempo de falha} = -MTTF \times \log(\text{valor aleatório}) \quad (6.1)$$

$$\text{Tempo de reparação} = -MTTR \times \log(\text{valor aleatório}) \quad (6.2)$$

Onde :

- *MTTF* - Mean Time To Failure ou valor médio de falha;
- *MTTR* - Mean Time To Repair ou valor médio de reparação;

A aplicação do método de Monte Carlo foi implementada com limites para o valor de MTTR, sendo que no primeiro cenário, com fusíveis o valor médio é 7, contudo o tempo mínimo para a reparação foi definido em 3 ciclos, equivalente a 45 min. Por outro lado, no segundo cenário recorre-se aos disjuntores inteligentes, como um elemento de automação na substituição dos fusíveis, sendo considerado que o funcionamento dos mesmos é exatamente igual aos fusíveis para 75 % dos casos (mantendo o valor médio de MTTR em 7). Nos restantes casos, mais concretamente em 25 % o tempo médio corresponde a 1 ciclo , valor mínimo possível de implementar. Os efeitos positivos da utilização do disjuntor inteligente no cenário aplicado são apenas confirmadas para falhas relativas à fusão do fusível

que em média representam os 25 %, informação retirada da figura 5.2 apresentada com os motivos de interrupção de serviço.

6.4 Arquitetura do software e fluxogramas

O software desenvolvido funciona através de um *script* realizado em matlab e o ficheiro *M files* com a arquitetura da rede teste. O script contém um conjunto de funções que atuam sobre a rede esquematizada, destingindo algumas destas:

- A separação em dois cenários de simulação, com o cenário 0 disponibilizado para uma rede teste com um comportamento semelhante à rede de distribuição, utilizando fusíveis. No cenário 1 recorre-se ao uso de soluções de automação com base em disjuntores inteligentes provocando uma redução do tempo de reparação;
- O carregamento do consumo de energia na primeira tabela da rede, de acordo com o diagrama de carga disponibilizado pela ERSE;
- O gerador de falhas recorrendo ao método de Monte Carlo;
- Uma função capaz de alterar o estado dos barramentos, provocando falhas na rede ou a reparação das mesmas, dependendo do estado atual;
- A análise dos dados retirados do sistema, obtendo valores dos indicadores de serviço SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) ou duração média das interrupções do sistema, e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) ou frequência média de interrupções do sistema, registo da duração total de tempo interrompido, o número de interrupções por saída, entre outras. Para além de incluir a visualização de alguns gráficos com os principais dados a explorar no final da simulação.

A compilação do software desenvolvido simula uma rede para os dois cenários com a duração de um ano, comparando no final o valor médio de reparação e o valor de SAIDI. O valor de SAIFI é calculado, no entanto não é considerado para efeitos de análise de resultados devido ao ser valor ser idêntico para os dois cenários visto que nos dois cenários é interrompido o serviço a todos os pontos de consumo, proporcionando um valor unitário de SAIFI.

O cálculo do SAIFI 6.3 e SAIDI 6.4 é feito através das seguintes expressões matemáticas e utilizando as seguintes variáveis:

$$SAIFI = \frac{\sum(Ni)}{NT} \quad (6.3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum(Ri \times Ni)}{NT} \quad (6.4)$$

Onde :

- N_i - Número de clientes interrompidos por cada evento de interrupção;
- NT - Número total de clientes da rede;
- R_i - Tempo de reparação por cada evento de interrupção em minutos;

Assim sendo, a figura 6.2 mostra o esquema com um fluxograma para explicar a sucessão dos processos elaborados. O código implementado permite a execução de apenas um cenário à escolha ou os dois cenários em simultâneo, permitindo fazer uma análise comparativa entre os valores de MTTR e SAIDI. Onde, no primeiro cenário é utilizado os fusíveis, enquanto no segundo recorre-se à uma solução de automação com base em disjuntores inteligentes, permitindo em 25 % das falhas a reparação ser efetuada mais rapidamente.

Em ordem a carregar todo o diagrama de carga disponibilizado pela ERSE é necessário criar um ciclo, correspondente a um ano partido em iterações de 15 minutos, totalizando 35040 ciclos. Sendo assim, a grande maioria do código e das decisões são processadas dentro deste ciclo, de forma a serem cíclicas e responsivas durante toda a simulação. Sendo assim, antes de entrar no ciclo é necessário calcular qual vai ser a primeira avaria na rede, para tal recorre-se ao gerador de falhas aleatórias criado segundo o modelo de Monte Carlo para determinar em que ciclo surge a primeira falha (utilizando o MTTF) para cada feeder do posto de transformação.

Seguidamente, entra-se no ciclo onde primeiramente carrega-se cada um dos tipos de consumidor com o seu respetivo valor do diagrama de carga, dependendo do tipo de consumidor (A, B, C). Segundamente, distingue-se entre os três valores determinados anteriormente pelo gerador de falhas qual deles é o primeiro na ordem de execução e aguarda-se até ao número de ciclo ser igual a esse valor. Uma vez que esta igualdade é estabelecida é calculado o MTTR associado a esta avaria, bem como a desativação das linhas afetadas. Após o tempo de reparação se completar é calculado o valor para a próxima avaria e ativado todas as linhas.

Com o fecho do ciclo é feito o processamento de dados, analisando os valores relativos ao tempo total de falha, quantas falhas ocorreram e etc. Explorando no final as diferentes variáveis pelo meio de gráficos para expor os resultados.

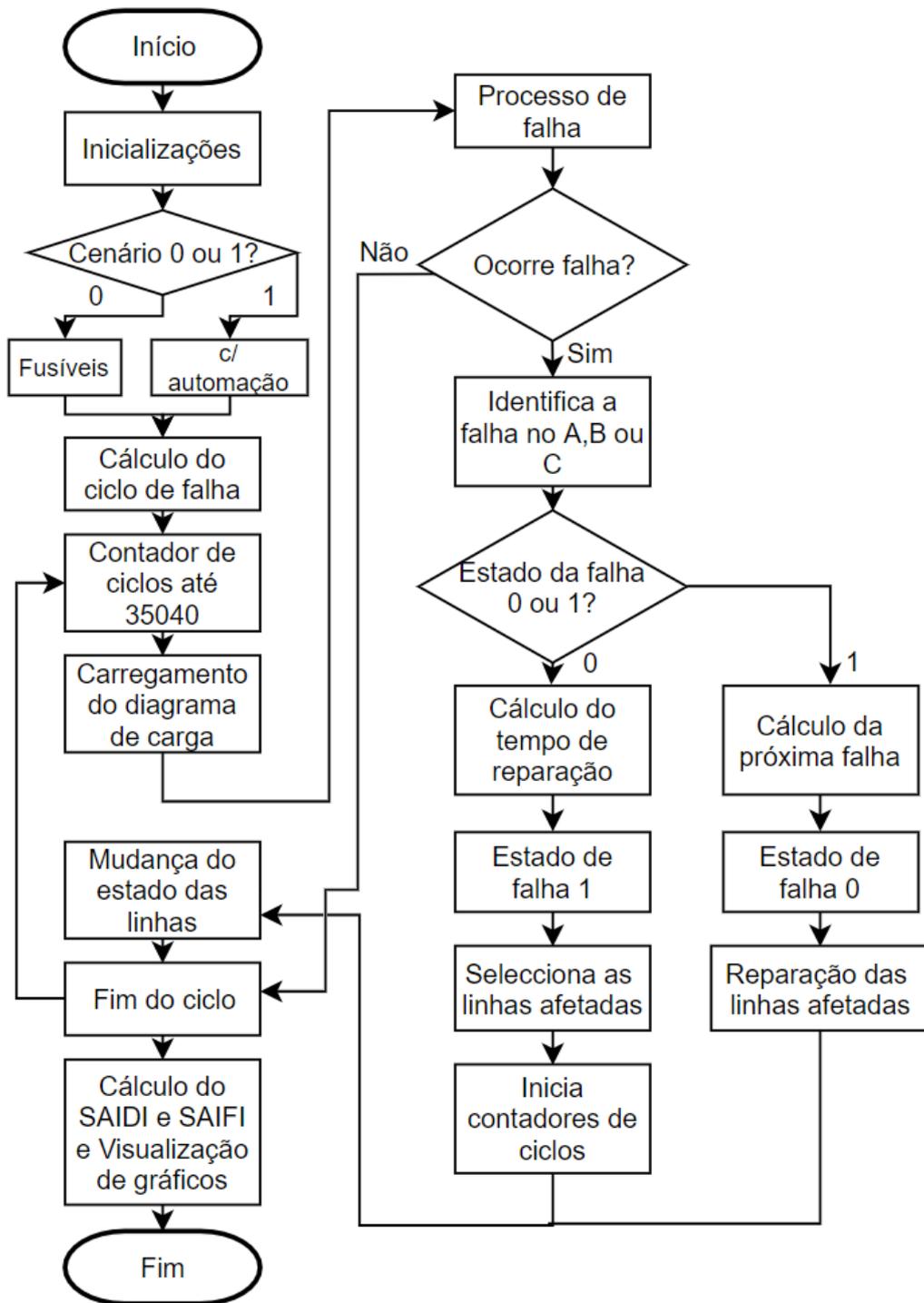


Figure 6.2: Fluxograma do software desenvolvido em ambiente matlab

6.5 Resultados experimentais

A recolha de dados para apresentação de resultados foi realizada através da simulação de 10 casos diferentes devido a aleatoriedade do sistema, explorando assim um conjunto alargado de hipóteses. Recolhendo em todos os casos o tempo total interrompido, o número de interrupções por saída, o tempo médio de reparação e o valor de SAIDI nos dois cenários. Analisando no final os dados recolhidos com o cálculo médio dos valores seguintes:

- Tempo total interrompido;
- Número de interrupções por saída;
- Tempo de reparação médio (MTTR) em minutos;
- Valor de SAIDI em minutos;

No final de cada simulação são apresentados o tempo total interrompido, o número de interrupções em cada saída e a duração de cada interrupção na consola do Matlab, enquanto é feito o *display* de vários gráficos. Contendo: o tempo de reparação por fase, o tempo acumulado de interrupção de serviço, o tempo médio de interrupção de serviço, o valor médio de reparação e o valor de SAIDI, onde todos os valores temporais são quantificados em minutos. Deste modo, é apresentado os respetivos gráficos relativo a uma das 10 simulações efetuadas para o estudo final.

A figura 6.3 exhibe o gráfico relativo ao tempo de reparação em cada fase, sendo cada fase correspondida a um fusível variando entre A, B e C. Estes são distinguidos por uma coloração diferente. O gráfico representa o tempo de reparação em cada interrupção e em cada fase, em minutos.

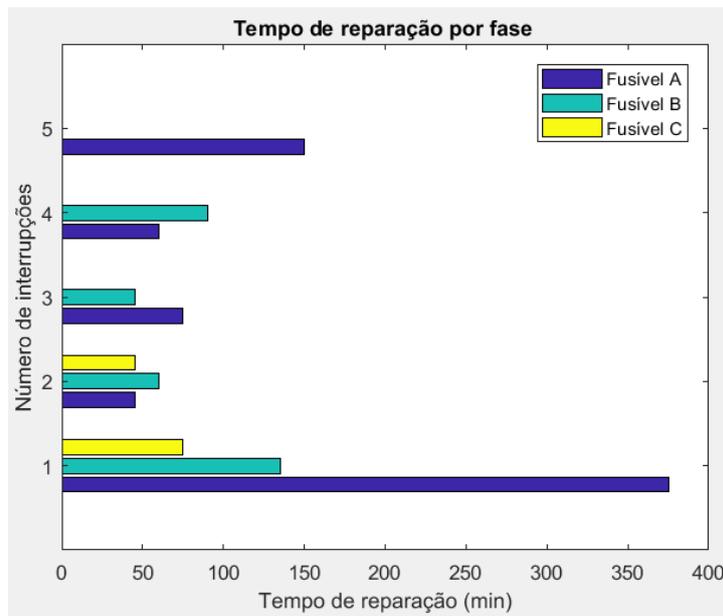


Figure 6.3: Tempo de reparação por fase

A figura 6.4 mostra o gráfico do tempo acumulado de interrupção de serviço, onde é calculado o tempo total interrompido em cada *feeder* em minutos.

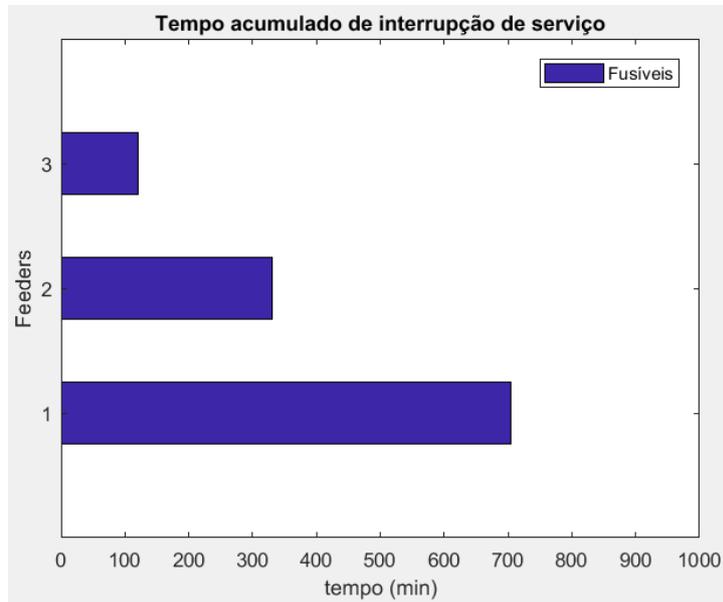


Figure 6.4: Tempo acumulado de interrupção de serviço

A figura 6.5 apresenta o tempo médio de interrupção de serviço, resultando no cálculo do valor médio de cada interrupção em cada *feeder* em minutos

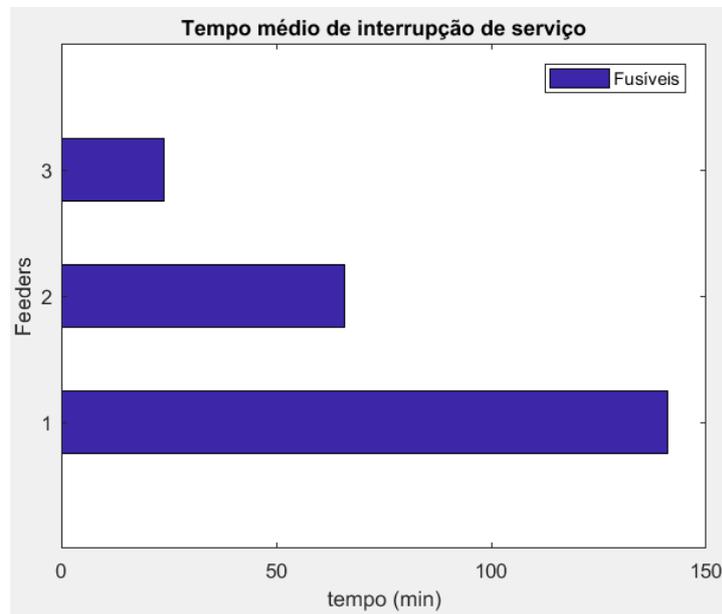


Figure 6.5: Tempo médio de interrupção de serviço

A figura 6.6 ilustra o gráfico com a informação do MTTR, por meio de uma representação de dois estados, operacional e não-operacional, como ON e OFF.

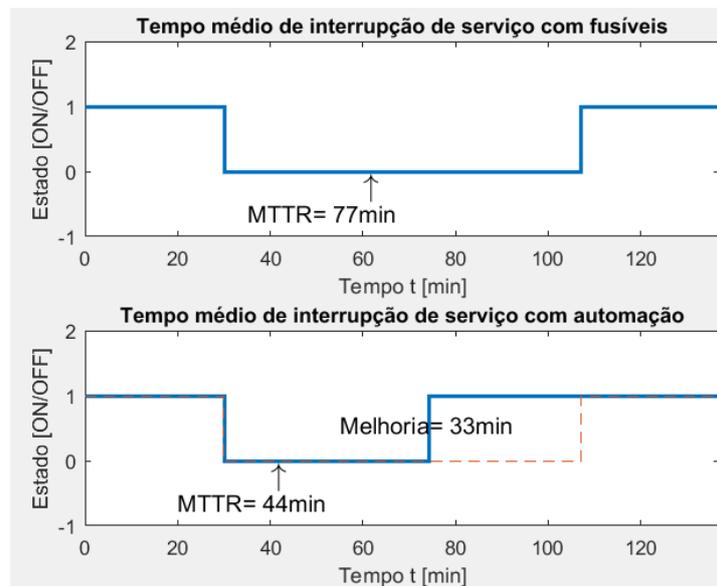


Figure 6.6: Tempo médio de reparação para os dois cenários de simulação

O segundo gráfico representado na figura 6.7, compara os valores de SAIDI nos dois cenários em minutos.

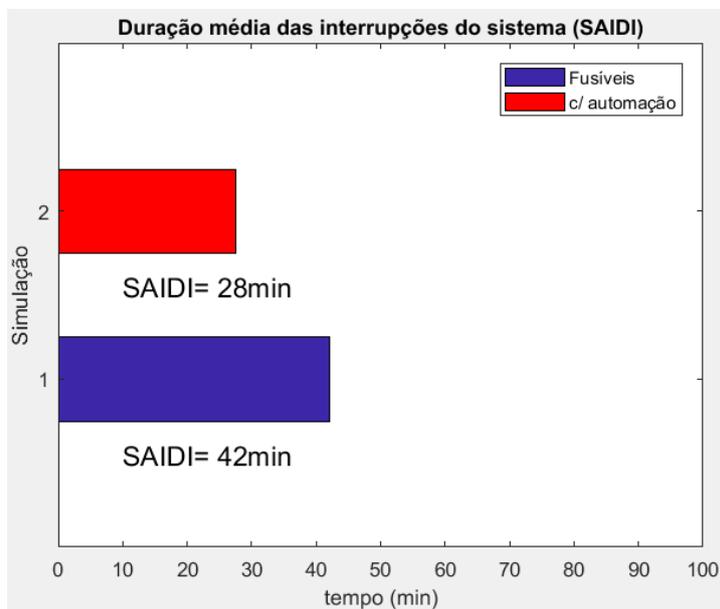


Figure 6.7: Valor de SAIDI em cada cenário

Os dados apresentados nas figuras 6.6 e 6.7 são cruciais para a análise de resultados, devido à grande importância destas variáveis. Uma vez que, o valor de MTTR representa o tempo médio para a reparação de avarias, que está relacionado com o indicador da qualidade de serviço SAIDI. O melhoramento de um indicador de serviço é muito importante porque é através destes que é avaliada a rede de distribuição, isto é um avaliador de competência.

Para concluir, é calculado a diferença entre os valores médios de cada cenário, comparando os benefícios da utilização da automação no mesmo sistema. Contudo, não é comparado o valor médio de interrupções por saída, visto não existir nenhuma influencia relacionada com o cenário correspondente. A tabela 6.3 apresenta os dados recolhidos após a execução das 10 simulações, com os respetivos valores médios e melhorias entre cenários.

	Tempo total interrompido		Número total de falhas por saída						MTTR (min)		SAIDI (min)	
			Cenário 0			Cenário 1						
	Cenário 0	Cenário 1	1	2	3	1	2	3	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 0	Cenário 1
1	11h30	7h45	3	2	6	7	0	2	38,3	22	62	15
2	28h30	13h45	7	5	3	4	1	4	81,4	68	57	47
3	22h30	9h45	5	3	3	2	1	3	90	65	78	92
4	8h45	21h15	2	2	1	5	2	7	77,5	61	48	76
5	12h45	15h45	1	2	3	3	0	8	85	39	120	77
6	29h15	6h15	7	6	3	4	3	2	83,6	31	66	25
7	25h15	19h00	2	6	4	8	5	3	84,2	48	91	32
8	26h30	19h15	3	4	5	4	3	7	106	55	102	63
9	22h45	10h45	5	2	3	1	5	0	103	43	52	20
10	32h15	11h30	7	4	3	2	3	2	92,1	77	96	72
Média	22h00	13h36	4,2	3,6	3,4	4	2,3	3,8	84,11	50,9	77,2	51,9
Melhoria	38,2%		N.A						39,5%		32,8%	

Table 6.3: Resultados da rede teste

Os valores apresentados são apenas figurativos, sendo que o interesse desta abordagem é a diferença entre os dois cenários em percentagem, não em minutos. Percebendo os benefícios principalmente no indicador de qualidade de serviço SAIDI com a introdução de soluções de automação na rede. Contudo, não é possível testar todas as vantagens associadas à implementação destes equipamentos na rede de distribuição de baixa tensão devido à rede teste esquematizada ser de escala reduzida e apenas explorar um tipo de falhas da rede, traduzindo num aproveitamento reduzido das funções disponíveis por esta solução de automação.

No geral, o objetivo de validar os benefícios da implementação de soluções de automação numa rede BT foi conseguido com sucesso, apresentando valores superiores a 30 % de melhoria em todos os aspetos analisados, mesmo só atuando em 25 % dos casos.

6.6 Conclusões

Este capítulo trata da parte experimental realizada na dissertação, que corresponde ao trabalho após o estágio na EDP Distribuição para beneficiar a dissertação em termos acadêmicos. Deste modo, elaborou-se uma simulação com uma rede de distribuição em baixa tensão onde é explorada em dois cenários diferentes, nomeadamente no primeiro cenário como uma rede tradicional utilizando fusíveis com equipamento de proteção das saídas do QGBT do interior do posto de transformação. No segundo cenário, é trocado os fusíveis por uma solução de automação com base em disjuntores inteligentes no QGBT, permitindo no caso da ocorrência de uma avaria proveniente da fusão do fusível a manutenção ser efetuada remotamente, equivalente no mundo de simulação a uma iteração de 15 minutos. Neste sentido é dimensionado todos os requisitos necessários para testar os benefícios da utilização destes equipamentos e analisado os resultados experimentais, no qual foram obtidos com sucesso.

Capítulo 7

Conclusão

Este capítulo retrata as principais conclusões relativas ao trabalho desenvolvido, bem como as perspectivas para trabalhos futuros, sendo que no final é apresentado um *Roadmap* com uma estratégia planeada em 3 etapas de implementação para as soluções de automação identificadas a pedido da empresa responsável pelo estágio.

A visibilidade da rede de baixa tensão nos últimos anos tem crescido, derivada da introdução de novas tecnologias no sistema elétrico, que por sua vez influenciaram a implementação de novas soluções no sistema por parte do operador de rede, como também para os consumidores interessados na eficiência energética ou em outras áreas. A dissertação desenvolvida surgiu de um desafio proposto pela empresa EDP Distribuição, atual operador da rede de baixa tensão, para elaborar uma análise ao estado atual da automação na rede de baixa tensão a nível internacional e identificar possíveis soluções de automação para serem transpostas para a rede portuguesa. Apresentando no final um conjunto de soluções com o seu respetivo *benchmark* e um *Roadmap* com uma proposta de estratégia de implementação.

A execução deste trabalho contou com uma grande parte de pesquisa para compreender a arquitetura atual da rede BT mais os seus respetivos equipamentos, como ponto de partida. Seguidamente, o trabalho mudou de rumo passando para um estudo em torno de projetos de inovação a nível europeu, à procura de novas ideias e da tecnologia mais avançada do momento. Neste passo, foi crucial entender qual o ramo de ideias a seguir na pesquisa, devido ao facto de existirem muitos projetos com muitas áreas diferentes, necessitando de filtrar a informação que contemple as mesmas ideias. A rede elétrica difere de país para país, especialmente em termos de visão, compromisso e missão de cada empresa, resultando em diferentes áreas de aplicação dos investimentos. A título de exemplo, na Alemanha maior parte dos projetos de inovação estão relacionados com a eficiência energética e com a otimização da integração das energias renováveis,

procurando na rede de baixa tensão reduzir as perdas técnicas de energia através da regulação das tomadas nos transformadores ou métodos capazes de previsão da geração de energia em zonas residenciais. Por outro lado, existem países onde a divulgação de informação é pequena ou mesmo casos em que num país existem mais de 100 operadores da rede de distribuição [65], difundido o investimento, não permitindo ser muito inovadores. Sendo assim, o especial foco dado ao estudo realizado foi na procura de soluções já implementadas por operadores da rede ou em empresas inovadoras nesta área com soluções de automação capazes de beneficiar a rede BT em algum aspeto. Para além de comunicar diretamente com os fabricantes de cada equipamento para a disponibilização de informação relativa aos seus equipamentos.

No entanto, em conjunto com a procura ativa de novas soluções foi solicitado pesquisar sobre o papel da geração distribuída, do armazenamento de energia e do veículo elétrico na rede de baixa tensão, analisando os problemas associados a cada uma destas tecnologias. Desta forma, foi possível de compreender um pouco do que se espera para os próximos anos em termos de desafios para a rede, possibilitando antecipar certos aspetos a procurar nas novas soluções de automação.

Após a conclusão destas duas tarefas mais exaustivas foi necessário escolher o conjunto de soluções identificadas e analisar quais as possíveis aplicações de cada solução. Aplicando uma análise comparativa em termos de funcionalidades ao mesmo conjunto, criando um *benchmark* técnico. Provocando um estudo para a validação do interesse das soluções de automação identificadas, nomeadamente para o caso de monitorização a nível prático por via de um projeto piloto e em termos dos disjuntores inteligentes no âmbito experimental através de um software de simulação. O projeto piloto elaborado incide na implementação de equipamentos de monitorização nas saídas dos postos de transformação. Contudo, a minha presença neste projeto foi apenas presencial na fase inicial ajudando na estruturação do problema e objetivos pretendidos.

A segunda validação de equipamentos foi realizada como um melhoramento do trabalho a nível académico, não estando definido nos objetivos iniciais da dissertação. Contudo, a sua execução contribuiu para a melhor compreensão das vantagens associadas à automação dos equipamentos. O propósito das simulações foi analisar o comportamento da rede em dois cenários diferentes perante uma falha, aproximando ao máximo realidade. Separou-se as simulações em dois cenários: uma rede tradicional utilizando fusíveis e uma rede com automação recorrendo a disjuntores inteligentes (onde só atuam em 25 % das falhas consideradas) capazes de diminuir o tempo médio de reparação para 15 minutos (valor mínimo), sendo que este valor é possivelmente inferior na realidade. Nestas condições, apesar dos valores serem figurativos é possível compreender as vantagens associadas a utilização destes equipamentos na rede. Contudo, as sim-

ulações executadas só permitiram analisar as vantagens destes equipamentos a nível da operação, influencia no valor médio de reparação, não contextualizando o resto das suas funcionalidades como: eliminação de falhas transientes, monitorização de grandezas elétricas, entre outras.

Analisando de uma forma geral, o número de soluções apresentadas no mercado atual ainda é limitado, no entanto existe um número considerável de funcionalidades com potencial para melhorias significativas na rede. Com efeito, o mercado está em expansão devido à grande procura deste segmento do mercado. Sendo assim, a grande maioria dos operadores da rede de distribuição contam com projetos de inovação direcionados à rede BT, apesar do caminho a seguir ainda está em desenvolvimento. No entanto, a procura constante da inovação e automação da rede por parte da EDP Distribuição coloca-a na vanguarda do desenvolvimento, sendo uma referência internacional. Surgindo o propósito desta dissertação e pela elaboração de um *Roadmap* com o plano faseado da instalação das soluções identificadas.

O *Roadmap* elaborado contempla 3 etapas, com objetivos e requisitos diferentes, obtendo resultados diferentes. Numa primeira fase é proposto a instalação de disjuntores inteligentes na rede por meio das equipas de operação e continuidade de serviço da rede. O objetivo desta abordagem é reduzir o tempo de reposição e melhorar a eficiência das equipas de manutenção, traduzindo-se em reduções de custos. O ganho é conseguido através do melhor aproveitamento possível dos equipamentos, não sendo instalados fixamente num local.

Na segunda etapa é necessário criar um centro de despacho funcional 24 horas dedicado à rede BT. Para além da instalação em locais estratégicos de disjuntores inteligentes e soluções de monitorização da rede, que por sua vez a informação recolhida de ambos os equipamentos é enviada para o centro de despacho BT, possibilitando através da análise da rede antecipar avarias. Não esquecendo que a principal função do despacho é o controlo e gestão centralizado da rede. Com esta abordagem, espera-se a redução dos indicadores de serviço SAIDI e SAIFI, a monitorização alargada do sistema e o controlo remoto sobre a abertura e fecho de linhas.

Por fim, a última etapa é a standardização dos equipamentos de automação, passando a serem instalados de base em novas instalações para além da introdução das caixas de conexão, como um mecanismo de *self-healing*.

A figura 7.1 ilustra o *roadmap* elaborado com as 3 etapas separadas individualmente e com os seus respetivos benefícios e requisitos para colocar em prática.

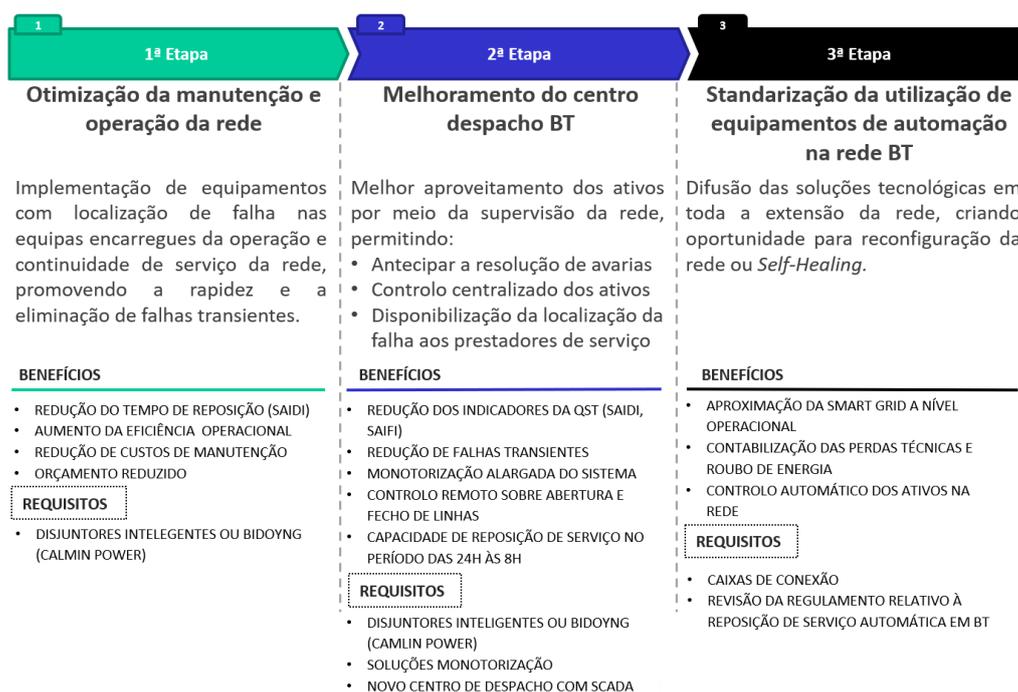


Figure 7.1: Roadmap de automação para a rede de baixa tensão

Em suma, as soluções de automação identificadas são escolhas viáveis a serem implementadas na rede de distribuição de baixa tensão, conseguindo trazer um contributo positivo para a rede, permitindo que o objetivo final da dissertação fosse cumprido com sucesso. A realização da dissertação foi encarada como o primeiro experiência profissional com o contacto do funcionamento de uma empresa e como o final de um ciclo de estudos, sujeitando o aluno a ser autodidata, responsável e trabalhador. O projeto desenvolvido foi muito enriquecedor, devido ao facto do tema escolhido ser fora da área de especialização, mas ao mesmo tempo facilitador pela introdução numa área completamente nova sem um pensamento formatado.

Em termos de melhoramentos futuros software de simulação desenvolvido, seria interessante aumentar as dimensões da rede utilizada, possibilitando um grau de realidade superior, e a introdução de falhas transientes no sistema, com o intuito de verificar os benefícios no valor do indicador de qualidade de serviço SAIFI. Deste modo, o sistema seria mais completo e mais fiável para a análise de resultados.

Bibliografia

- [1] “Conferência parlamentar comissão de economia, inovação e obras públicas baixa tensão,” maio 2019. [cited on p. xiii, 11, 12]
- [2] “Guia sobre a distribuição de energia elétrica em baixa tensão,” abril 2019. [cited on p. xiii, 9, 13]
- [3] “Postos de transformação,” fevereiro 2019. Disponível em <https://www.epmf.pt/servicos/postos-de-transformacao/>. [cited on p. xiii, 28]
- [4] “Estágio na edp distribuição – energia s.a. direção de rede e clientes tejo estudo de redes,” fevereiro 2019. [cited on p. xiii, 29, 30]
- [5] “Jayme da costa interruptor-seccionador,” julho 2019. Disponível em HTTP://WWW.JAYMEDACOSTA.PT/WP-CONTENT/UPLOADS/2019/01/INT_SEC_TRIPOLAR_EXTERIOR_IXRC1_PT.GDF. [cited on p. xiii, 31]
- [6] “Jayme da costa corta-fusíveis,” julho 2019. Disponível em http://www.jaymedacosta.pt/wp-content/uploads/2019/01/int_sec_fusivel_tripolar_interior_jcisif_361_PT.GDF. [cited on p. xiii, 32]
- [7] “Controlador de transformador de distribuição (distribution transformer controller – dtc) para instalação em postos de transformação mt / bt,” maio 2019. [cited on p. xiii, 37]
- [8] European Commission, “Eu climate action,” maio 2019. Disponível em https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_pt. [cited on p. xiv, 44]
- [9] A. d. E. R. APREN, “Boletim energias renováveis,” julho 2019. Disponível em www.apren.pt. [cited on p. xiv, 49]
- [10] “Ease software technologies,” junho 2019. <http://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>. [cited on p. xiv, 53, 54]
- [11] “storage application,” maio 2019. Disponível em https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm. [cited on p. xiv, 56]

- [12] “Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems,” setembro 2019. [cited on p. xiv, 58]
- [13] “Associação utilizadores de veículos elétricos,” maio 2019. Disponível em <https://www.uve.pt/page/record-de-vendas-de-ve-em-2018empportugal/>. [cited on p. xiv, 65, 66]
- [14] “Mckinsey study on electric vehicles,” maio 2019. Disponível em <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems>. [cited on p. xiv, 66, 67]
- [15] “Electric vehicle,” julho 2019. Disponível em <https://www.eea.europa.eu/publications/electric-vehicles-in-europe#tab-news-and-articles>. [cited on p. xiv, 68]
- [16] “O impacto do autoconsumo na rede elétrica / smart grid,” julho 2019. [cited on p. xiv, 73]
- [17] “Distribution system constrained vehicle-to-grid services for improved grid stability and reliability california energy commission,” julho 2019. [cited on p. xiv, 74, 75]
- [18] “Cadeia de valor da operação,” setembro 2019. [cited on p. xiv, 79, 81]
- [19] “Smart fuse switch,” setembro 2019. [cited on p. xiv, 85, 86]
- [20] “Gridkey continuous substation monitoring unlocking the smartgrid,” maio 2019. [cited on p. xiv, 87, 88]
- [21] “Low voltage feeder supervisor,” maio 2019. [cited on p. xiv, 88, 89]
- [22] “Bidoyng smart fuse,” maio 2019. [cited on p. xiv, 92]
- [23] “Dinput smart recloser,” maio 2019. [cited on p. xiv, 93, 96]
- [24] “Alvin family,” maio 2019. [cited on p. xiv, 93, 94, 96, 97]
- [25] “Hybrid ac/dc microgrid planning with optimal placement of dc feeders,” setembro 2019. Structure of the IEEE 33-bus distribution system based MG. [cited on p. xiv, 106]
- [26] “Guia - caracterização das redes de distribuição de energia elétrica em bt em portugal continental,” abril 2019. [cited on p. xvii, 10, 19]

- [27] “Estrutura tarifária do setor elétrico em 2018,” abril 2019. [cited on p. xvii, 13, 14]
- [28] “Electric power industry needs for grid-scale storage applications,” julho 2019. [cited on p. xvii, 59, 60, 61, 62, 63, 64]
- [29] “The smart fuse closedown report,” maio 2019. [cited on p. xvii, 90, 91]
- [30] ERSE, “Relatório da qualidade de serviço - 2000,” janeiro 2019. [cited on p. 2]
- [31] ERSE, “Relatório da qualidade de serviço - 2016,” janeiro 2019. [cited on p. 2]
- [32] ERSE, “Portal erse - distribuição,” janeiro 2019. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/default.aspx>. [cited on p. 7]
- [33] “Portaria n.º 596/2010. regulamento da rede de transporte,” julho 2019. [cited on p. 8]
- [34] “Base de dados portugal contemporâneo,” julho 2019. Disponível em <http://www.pordata.pt/Municipios/Ambiente+de+Consulta/Tabela>. [cited on p. 12]
- [35] I. A. e. Almeida, “Impacto da microprodução na forma de onda de tensão na rede de distribuição de energia,” junho 2019. [cited on p. 14, 15, 16]
- [36] “Redes de distribuição ativas,” maio 2019. [cited on p. 17, 50]
- [37] “Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid,” junho 2019. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.03.005>. [cited on p. 18]
- [38] “Integration low voltage distribution systems to distribution automation,” maio 2019. [cited on p. 18]
- [39] “Regulamento da qualidade de serviço do setor elétrico,” abril 2019. [cited on p. 20]
- [40] “Decreto n.º 42895 - diário do governo n.º 75/1960, série i de 1960-03-31 - dre,” julho 2019. Disponível em <https://dre.pt/application/file/a/282230>. [cited on p. 25]
- [41] “Projecto de postos de transformação,” julho 2019. [cited on p. 26, 32]
- [42] R. Brito, “Fusível: o que é, funções, tipos e características - stodi,” Março 2019. Disponível em <https://www.stodi.com.br/blog/2018/04/17/fusivel/>. [cited on p. 34]

- [43] “Estudo do comportamento dielétrico de celas de distribuição mt,” maio 2019. [cited on p. 34]
- [44] “Equipamentos de monitorização de rede, de telegestão e de contagem, estáticos, combinados, para pontos de btn monofásicos / trifásicos,” maio 2019. [cited on p. 36]
- [45] “Automação na edp distribuição: Caracterização do estado atual - funcionalidades e tecnologia,” janeiro 2019. [cited on p. 38]
- [46] “Decreto regulamentar n.º 90/84. regulamento de segurança das redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão,” julho 2019. [cited on p. 39]
- [47] “Materiais para derivações e entradas bt,” maio 2019. [cited on p. 39]
- [48] “Planeamento de uma rede de distribuição em contexto de smart grid,” maio 2019. [cited on p. 44, 45]
- [49] “Smart secondary substations: Technology development and distribution system benefits,” junho 2019. [cited on p. 46]
- [50] “Designing sustainable energy for all,” julho 2019. [cited on p. 47]
- [51] “Decreto-lei n.º 363/2007. d.r. n.º 211, série i de 2007-11-02,” maio 2019. [cited on p. 50]
- [52] “Decreto-lei n.º 34/2011 de 8 de março,” julho 2019. Disponível em <https://dre.pt/application/conteudo/279427>. [cited on p. 50]
- [53] “Decreto de lei 153/2014 de 20 de outubro,” julho 2019. Disponível em <https://dre.pt/application/conteudo/279427>. [cited on p. 50]
- [54] “Positive and negative impacts of renewable energy sources,” maio 2019. [cited on p. 52]
- [55] “A behind the scenes take on lithium-ion battery prices | bloombergnef,” julho 2019. Disponível em <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. [cited on p. 53]
- [56] “European alternative fuels observatory,” maio 2019. Disponível em <https://www.eafo.eu/countries/norway/1747/summary>. [cited on p. 65]
- [57] “Smart grid congestion caused by plug-in electric vehicle charging,” julho 2019. [cited on p. 67]
- [58] “Regras técnicas das instalações elétricas de baixa tensão,” julho 2019. [cited on p. 70]

- [59] “Global energy perspective 2019,” setembro 2019. [cited on p. 76]
- [60] “Regulamento de qualidade de serviço do setor elétrico,” setembro 2019. [cited on p. 78]
- [61] “Gridkey project report electric nation functional requirements document and close down report,” maio 2019. [cited on p. 87]
- [62] “Network recon[U+FB01]guration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” setembro 2019. [cited on p. 104]
- [63] “Guia de potências contratadas de clientes btn em portugal continental,” setembro 2019. [cited on p. 104]
- [64] “Evaluation of reliability worth in compositie systems based on pseudo-sequential monte carlo simulation,” setembro 2019. [cited on p. 106]
- [65] “Overview of electricity distribution in europe,” May 2019. [cited on p. 118]

