

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



O Papel da Automação Distribuída na Evolução das *Smart Grids*

Aníbal Miguel Pinheiro Martins

VERSÃO FINAL

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

Orientadora: Professora Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão
Orientador na Empresa: Eng.º Afonso Gil de Queirós Monteiro Teixeira

Julho 2016

© Aníbal Miguel Pinheiro Martins, 2016

Resumo

Esta tese tem como finalidade realçar o papel da automação distribuída nas redes energéticas inteligentes, conhecidas pelo nome de *Smart Grids*, como também visar o estado atual destas tecnologias no nosso operador de rede de distribuição, EDP Distribuição, âmbito da dissertação.

Para se melhor entender o que realmente são as *Smart Grids*, inicialmente se fará uma introdução a estas, demonstrando as suas características e o que estas têm de tão diferente perante as redes energéticas tradicionais.

Após este enquadramento, é então referenciado o papel da automação distribuída. A automação distribuída permitiu desenvolver aplicações para as *Smart Grids* que vão ao encontro das necessidades dos consumidores. A principal aplicação desenvolvida é o *Self-Healing*, que permite à rede energética restabelecer o serviço, de forma autónoma, após a ocorrência de um defeito que provoque a interrupção da operação do sistema. O *Self-Healing* permite uma maior confiabilidade e segurança nas redes energéticas ao mitigar, de forma rápida, os defeitos que surjam e reduzindo os tempos de interrupção, prestando aos consumidores um melhor serviço.

A norma IEC 61850 permite a modelização de aplicações de controlo, proteção e monitorização das subestações elétricas. Estas subestações têm elevada importância porque são pontos no sistema energético que permitem a monitorização e controlo do sistema. A norma permite assim que as aplicações desenvolvidas através da automação distribuída sejam aplicáveis e executadas de maneira otimizada.

Após o enquadramento teórico, são apresentados vários projetos de modo a entender-se a maturidade destas tecnologias, como também a maturidade destas na EDP Distribuição. A comparação dos projetos a nível Europeu/Mundial com os projetos em que a EDP Distribuição esteve envolvida, permite ter uma visão acerca de como a nossa rede de distribuição se enquadra perante o ponto de vista académico/panorama global perante as *Smart Grids*.

Abstract

This thesis aims to highlight the role of distribution automation in intelligent energy networks, known as Smart Grids, as well as evaluate the actual state of these technologies in our distribution grid system operator, EDP Distribuição, dissertation's ambit.

For better understanding in what really are the Smart Grids, initially there will be an introduction to these, demonstrating its characteristics and the main differences when compared to traditional grids.

After this framework the role of distribution automation will be referenced. The distribution automation allowed the development of applications for Smart Grids which meet the consumer's necessities. Its principal developed application is the *Self-Healing* which allows the electrical network to restore the service, in an autonomous way, after the occurrence of a fault which provokes an interruption of the operation of the system. The *Self-Healing* allows a bigger reliability and security on electrical networks by mitigating, in a fast way, the faults which appear and reduce the outages time, providing consumers with a better service.

The IEC 61850 standard allows the modulation of applications with features of monitoring, protection and control for electrical substations. These substations are very important because they allow the monitoring and control of the electrical system. The standard allows the execution, in an optimized way, of these applications.

After the theoretical framework, several projects are presented in order to understand the maturity of these technologies, as well as the maturity of these in EDP Distribuição. The comparison of the European/Global projects with the projects which EDP Distribuição was involved, allowing us to have a vision about our distribution grid fits toward in an academic view/global scenery towards the Smart Grids.

Agradecimentos

Antes de mais, quero agradecer todo o meu sucesso à minha família, nomeadamente aos meus pais e à minha irmã. Sem eles eu não conseguiria atingir os meus objetivos nem me tornar em quem eu sou hoje. O meu obrigado a eles por todo o seu apoio, esforço, amor, carinho, dedicação e educação que me permitiram alcançar todos os meus objetivos.

De seguida quero agradecer ao Engenheiro Afonso Teixeira por todo o apoio, disponibilidade, motivação e orientação que me deu ao longo do trabalho para que este se tornasse cada vez melhor. O meu obrigado também à Professora Teresa Ponce de Leão por ter sido a minha orientadora da minha dissertação.

Quero agradecer ao Engenheiro Carlos Peças Lopes pela oportunidade que me deu de desenvolver este trabalho, que me permitiu ter uma experiência gratificante. Agradeço também a toda malta da EDP Distribuição da DAT (Direção Automação e Telecontrolo), por todos os bons momentos que cá passei e pela boa disposição e simpatia que sempre me transmitiram. Foi um prazer trabalhar com vocês.

Quero agradecer à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto por toda a formação que me deu e pelos momentos que me proporcionou que ficarão para sempre guardados na minha memória.

O meu obrigado à minha namorada por todo o seu carinho, paciência, dedicação, apoio, afeto e por todos os maravilhosos, e por vezes hilariantes, momentos.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a todos os meus amigos, sejam da “terrinha” ou da faculdade, por todo apoio, companheirismo, amizade, por todos os grandes momentos e noites de verdadeira comédia que me sempre proporcionaram ao longo de todos estes anos. Sem citar nomes, pois a lista seria enorme e eles e elas sabem quem são, o meu enorme obrigado.

A todos, o meu bem hajam!

Aníbal Martins

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xiv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Contextualização	1
1.2 - Estrutura do Documento.....	2
1.3 - Objetivos	3
Capítulo 2	5
Introdução às <i>Smart Grids</i>	5
2.1 - O que são as <i>Smart Grids</i> ?	5
2.2 - O paralelo entre a rede tradicional e as <i>Smart Grids</i>	7
2.3 - Atividades de pesquisa e investigação	10
2.4 - Principais Equipamentos.....	11
2.5 - Os desafios inerentes às <i>Smart Grids</i>	14
Capítulo 3	17
O papel da Automação Distribuída na Evolução das <i>Smart Grids</i>	17
3.1 - Introdução ao <i>Self-Healing</i>	17
3.2 - Princípios de localização e isolamento de falhas na rede	18
3.3 - Esquemas de controlo.....	20
3.4 - Níveis de <i>Self-Healing</i>	23
3.5 - Controlo da rede <i>Self-Healing</i>	24
3.6 - <i>Multi Agent Systems</i>	26
3.7 - Formulação Matemática do Problema.....	28
3.8 - Aplicações da Automação Distribuída	30
Capítulo 4	33
IEC 61850.....	33
4.1 - Introdução à norma IEC 61850.....	33
4.2 - Comunicações no IEC 61850.....	36
4.3 - <i>Data Modeling</i>	40
4.4 - A segurança no IEC 61850	42
4.5 - Problemas a ultrapassar no IEC 61850	43
Capítulo 5	45

<i>Benchmarking: Projetos Smart Grid No Mundo</i>	45
5.1 - Áreas e Critérios de Avaliação de Projetos	45
5.2 - Projeto ADDRESS	48
5.3 - Projeto GRID4EU	50
5.4 - Projeto HiPerDNO.....	52
5.5 - Projeto Piloto <i>Smart Grid: The Hel Peninsula</i>	54
5.6 - Projeto LINEAR	56
5.7 - <i>Smart Grid</i> na China	58
5.8 - <i>Smart Grid</i> na Índia	62
Capítulo 6	65
<i>Smart Grid</i> na EDP Distribuição	65
6.1 - Projeto FDIR da Batalha	65
6.2 - Projeto Sustainable.....	69
6.3 - Projeto Meter-ON	72
6.4 - Projeto S3C	75
6.5 - Projeto PlanGrid EV	76
6.6 - Projeto REServiceS.....	78
6.7 - Projeto Ecogrid.....	80
Capítulo 7	83
Conclusões e Trabalhos Futuros.....	83
7.1 - Conclusões	83
7.2 - Trabalhos Futuros.....	85
Referências	87

Lista de figuras

Figura 2.1 - As principais áreas das Smart Grids segundo [1]	6
Figura 2.2 - Cadeia de valor do setor elétrico [13]	8
Figura 2.3 - Representação da rede de distribuição [13]	8
Figura 2.4 - Rede Tradicional	10
Figura 2.5 - <i>Smart Grid</i>	10
Figura 3.1 - Falha na rede entre dois nós, adaptado de [1]	18
Figura 3.2 - Exemplo esquema: Normal Operação	21
Figura 3.3 - Exemplo Esquema: Aquando Defeito	22
Figura 3.4 - Exemplo Esquema: Após Defeito	23
Figura 3.5 - Estados de operação da rede SH adaptado de [16]	24
Figura 3.6 - Estados de operação da rede SH adaptado de [18]	25
Figura 4.1 - Modelo de Comunicação IEC61850 adaptado de [28]	36
Figura 4.2 - Organização do Sistema de Automação de Subestações (SAS), adaptado de [59]	38
Figura 4.3 - Paralelo entre mundo virtual e real, adaptado de [28]	40
Figura 5.1 - Arquitetura do ADDRESS, adaptado de [36]	49
Figura 5.2 - Visão geral do projeto HiPerDNO, adaptado de [41]	53
Figura 5.3 - Cabine instalada num transformador MT/BT numa subestação [46]	55
Figura 5.4 - Exemplo de montagem de um sensor ótico [46]	56
Figura 5.5 - Visão geral do projeto LINEAR [48]	57
Figura 5.6 - Evolução das emissões de CO2 na China desde 2000 a 2008 [43]	59
Figura 5.7 - Estrutura estratégica de desenvolvimento das <i>Smart Grids</i> na China, adaptado de [43]	60
Figura 5.8 - As fontes de energias renováveis no ano de 2022 na Índia adaptado de [53]	64
Figura 6.1 - Menu do GENESys	66
Figura 6.2 - Esquema de <i>feeders</i> no GENESys	67
Figura 6.3 - Ciclo de vida de uma OM	67

Figura 6.4 - Exemplo de uma OM	68
Figura 6.5 - Entradas e saídas do sistema Sustainable, adaptado de [54]	69
Figura 6.6 - Arquitetura do projeto Sustainable [54].....	70
Figura 6.7 - Arquitetura do sistema de previsão do projeto Sustainable [54]	70
Figura 6.8 - Exemplo de previsão de geração de potência do sistema de previsão do projeto Sustainable [54]	71
Figura 6.9 - Arquitetura da demonstração de Évora [54]	72
Figura 6.10 - Solução Tecnológica empregue pela EDP Distribuição no projeto Meter-On [55]	74
Figura 6.11 - Resultados custo-benefício em cada país envolvido no projeto [55]	74
Figura 6.12 - Estado atual e desafios a superar para a integração dos veículos elétricos, adaptado de [57]	76
Figura 6.13 - Arquitetura do projeto PlanGrid EV [57].....	77
Figura 6.14 - Arquitetura do projeto Ecogrid [61]	80
Figura 6.15 - Conceito do mercado do projeto Ecogrid [61]	81

Lista de tabelas

Tabela 2-1 - As diferenças entre a rede tradicional e as <i>Smart Grids</i> [4]	9
Tabela 3-1 - Vantagens e Desvantagens dos Esquemas de Controlo	20
Tabela 4-1 - Estrutura da norma IEC 61850 [25]	34
Tabela 4-2 - Vantagens e Desvantagens de cada meio físico	39
Tabela 4-3 - Grupos de LNs [28].....	41
Tabela 5-1 - Os dez maiores investidores nas Smart Grids em 2010 [42]	58
Tabela 5-2 - Projetos Piloto na China [43]	61
Tabela 5-3 - Projetos <i>Smart Grid</i> na India [52] [53]	63

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AAM	<i>Advanced Asset Management</i>
AC	<i>Alternate Current</i>
ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
ADO	<i>Advanced Distribution Operation</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ATO	<i>Advanced Transmission Operation</i>
BT	Baixa Tensão
CC	Centro de Condução
DC	<i>Direct Current</i>
DFA	<i>Distributed Feeder Automation</i>
DGEG	Direção Geral da Energia e Geologia
DMS	<i>Distributed Management System</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDPD	Energias de Portugal (EDP) Distribuição
ENMCS	<i>Electrical Network Monitoring and Control Systems</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FASM	<i>FLISR Start Message</i>
FB	<i>Function Block</i>
FDIR	<i>Fault Detection, Isolation, Restoration</i>
FLISR	<i>Fault Location Isolation and Service Restoration</i>
FP	<i>Feeder Protection</i>
FTU	<i>Feeder Terminal Unit</i>
GIS	<i>Geospatial Information Solution</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Events</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GSS	<i>Grid Support Services</i>
HMI	<i>Human-Machine Interface</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
ILN	<i>Intelligent Logical Node</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>

ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
ISOM	<i>Isolation Result Message</i>
KPI	<i>Key Performance Indicator</i>
LCA	<i>Load Control Agent</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
MAS	<i>Multi Agent Systems</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT	<i>Média Tensão</i>
OCR	<i>Orgão de Corte de Rede</i>
OM	<i>Ordem Manobra</i>
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PLC	<i>Power Line Communications</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PST	<i>Posto de Seccionamento e Transformação</i>
RA	<i>Restoration Agent</i>
RMU	<i>Ring Main Unit</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAS	<i>Substation Automation System</i>
SCA	<i>Substation Control Agent</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SDSI	<i>Switch Data Service Instance</i>
SG	<i>Smart Grids</i>
SH	<i>Self-Healing</i>
SMV	<i>Sampled Measured Values</i>
SSP	<i>Substation Side Protection</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
WWW	<i>World Wide Web</i>
XML	<i>eXtensible Markup Language</i>

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo serve de introdução à dissertação. É dividido em três secções: contextualização, onde contextualizará o leitor acerca do tema; estrutura, onde é referenciado como o documento se vai desenvolver; objetivos, um resumo dos objetivos a que a dissertação pretende responder.

1.1 - Contextualização

Os avanços da tecnologia permitiram e permitem realizar novas tarefas ou as mesmas, com menos esforço. Também os consumidores são cada vez mais exigentes e estes esperam que a tecnologia seja capaz de corresponder às suas necessidades. Tal facto deve-se à constante evolução tecnológica. Diversas áreas, seja nas comunicações, computação, entre muitas outras, sofreram evoluções de modo a que sejam cada vez mais completas e funcionais. As redes energéticas não são exceção e, dia após dia, tornam-se em sistemas cada vez mais robustos, eficientes e inteligentes. A estas redes dá-se o nome de *Smart Grids*.

Para além destas redes serem mais eficientes, seguras, inteligentes e ecológicas que as tradicionais, é necessário também que consigam dispor de um conjunto de serviços, que permita fornecer um melhor serviço aos consumidores. Este conjunto de serviços passa por permitir a massificação de veículos elétricos, integrar fontes de energias renováveis, permitir aos consumidores vender energia gerada pelas suas fontes distribuídas, permitir à rede voltar ao funcionamento após a ocorrência de um defeito, entre outras.

De todos os serviços disponíveis, o mais importante será a rede voltar ao funcionamento após a ocorrência de um defeito. A este serviço dá-se o nome de *Self-Healing* e é aqui que entra a automação distribuída. O *Self-Healing* permite uma maior confiabilidade e segurança nas redes energéticas ao mitigar de forma rápida os defeitos que ocorrem e reduz os tempos de interrupção, fornecendo aos consumidores melhor qualidade de serviço.

Com a presente dissertação, pretende-se demonstrar como a automação distribuída permite corresponder às necessidades que surgem.

E como se comporta a EDP Distribuição no que se refere às *Smart Grids*? Esta é outra pergunta a qual a dissertação pretende responder. A EDP Distribuição é o principal operador de rede de distribuição no sistema elétrico português, como também foi o local onde a presente tese foi realizada. Para isso se fará um paralelo entre as soluções/projetos implementados entre a EDP Distribuição e os outros operadores de distribuição.

1.2 - Estrutura do Documento

No capítulo presente, 1, faz-se o enquadramento do trabalho, como também a descrição da sua estrutura e seus objetivos.

No capítulo 2 pretende-se que o leitor entenda melhor o que são as *Smart Grids*. Para isso é explicado em que consistem, as suas diferenças perante a rede tradicional, algumas das suas atividades de investigação, os seus principais equipamentos e os desafios inerentes.

No capítulo 3 é então referido o papel da automação distribuída. Uma vez que a sua aplicação principal é o *Self-Healing*, como foi dito anteriormente, o capítulo dará grande destaque ao processo, referindo em que consiste e como funciona. Também serão referidas outras aplicações da automação distribuída.

O capítulo 4 é dedicado à norma IEC 61850. As aplicações da automação distribuída necessitam de um protocolo de comunicações que garanta segurança e baixos tempos de resposta. O protocolo IEC 61850 foi criado com o intuito de simplificar e uniformizar a automação das subestações. Uma vez que se assume como *standard* global, potencializa a automatização no nível “inferior”, ou seja, automação distribuída. Neste capítulo descrever-se-á a norma, as suas características, como funciona e os seus problemas.

O capítulo 5 segue uma abordagem diferente. Neste capítulo pretende-se demonstrar os projetos/soluções *Smart Grid* que são aplicadas fora de Portugal, ou por outras palavras, projetos em que a EDP Distribuição não fez parte do consórcio. Para além dos projetos, é referenciado o estado destas redes na China e na Índia, servindo de paralelismo à nossa situação atual. Estes países têm grande destaque, pois a China é o maior investidor no que toca às redes inteligentes e a Índia é dos países com piores infraestruturas energéticas. Sendo a China o topo e a Índia o fundo, como se posiciona Portugal perante estes dois países?

O capítulo 6 segue a mesma abordagem do capítulo 5, mas à diferença que é dedicado inteiramente a projetos/soluções que a EDP Distribuição realizou.

Por fim, o capítulo 7 serve de conclusão à dissertação, referindo as principais conclusões e possíveis trabalhos futuros.

1.3 - Objetivos

Com a presente dissertação espera-se que:

- Se compreenda em que consistem as *Smart Grids* e suas principais características e equipamentos, como também os desafios associados;
- Em que consiste o *Self-Healing* e como a automação distribuída se aplica no processo;
- Conhecer algumas das principais aplicações da automação distribuída, para além do *Self-Healing*;
- Compreender o papel da norma IEC 61850 e como esta permite que as aplicações da automação distribuída sejam realizadas;
- Ter conhecimento do estado das *Smart Grids* na atualidade e qual o nível de participação e envolvimento do operador de rede de distribuição (EDP Distribuição) nesta área de inovação.

Capítulo 2

Introdução às *Smart Grids*

Este capítulo consiste em descrever as *Smart Grids*. Esta descrição começa em enumerar as suas características, principais facetas e os seus requisitos. Posteriormente, é realizado um paralelismo entre as *Smart Grids* e as tradicionais redes energéticas. De seguida mostrar-se-á algumas das atividades de pesquisa e investigação na área. Referir-se-á também os principais equipamentos a serem usados nestas redes e suas funções de uma forma genérica. Por fim, enumerar-se-á alguns dos desafios chave que este tipo de redes energéticas modernas terá que enfrentar.

2.1 - O que são as *Smart Grids*?

A tecnologia não para. Evolui dia após dia. O que se dizia ser irreal no passado, hoje é uma realidade. Atualmente, os processos industriais são caracterizados por uma elevada sensorização, recolha de informações e respetivo processamento. Desta mesma forma, as redes energéticas evoluíram também, tornando-se assim nas conhecidas *Smart Grids*.

Uma *Smart Grid* pode ser definida, segundo [1] como um sistema de energia que tira o máximo partido do uso da computação e tecnologias de comunicação para conseguir atingir dois objetivos: informar o consumidor acerca dos seus consumos energéticos e comportamento da rede e fazer com que os sistemas de energia operem mais eficazmente e eficientemente, de modo a alcançar maior fiabilidade, qualidade, menores perdas e melhor utilização dos pontos de distribuição.

As *Smart Grids* são compostas por diversas áreas, que são as seguintes [1]:

- ***Smart Metering***: tem como função realizar medições avançadas, tais como consumo de energia do consumidor, funções de resposta a suporte e controlos mais eficientes de aplicações elétricas ("*Home Automation*");

- **Smart Distribution Feeders:** novos sensores que melhoram a visibilidade das condições na distribuição de *Feeders*¹;
- **Smart Substations:** uso de dispositivos eletrónicos inteligentes para monitorização e controlo dos equipamentos;
- **Smart Transmission:** uso de PMUs (*Phasor Measurement Unit*) para maior eficiência e controlo de rede de energia;
- **Smart Central Generation:** uso de novas ferramentas em instalações de geração de energia (tais como centrais térmicas, barragens, etc.), que permitem aumentar a eficiência e redução dos custos dos processos de geração.

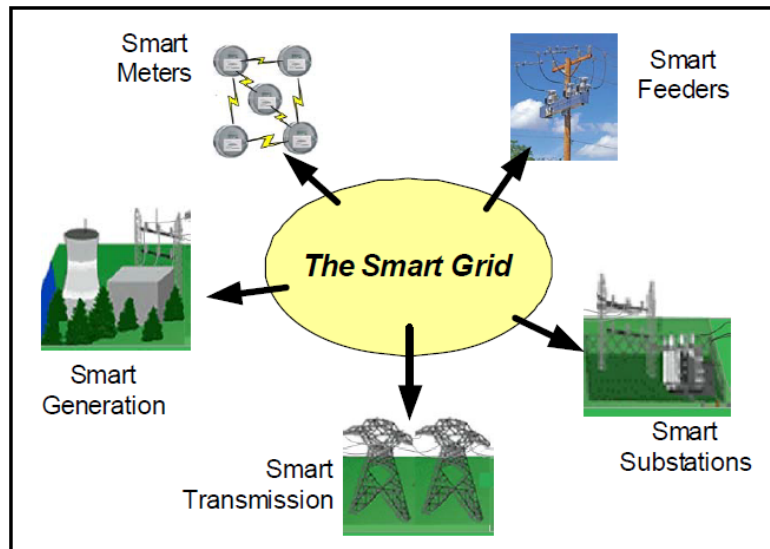


Figura 2.1 - As principais áreas das Smart Grids segundo [1]

Já em termos de características, estas devem ser as seguintes [1]:

- Detetar problemas incipientes e minimizar os seus impactos (*Self-Healing*, será explicado em que consiste no capítulo seguinte);
- Permitir a participação ativa por parte dos consumidores;
- Operar de forma resiliente contra ataques físicos;
- Fornecer energia com qualidade;
- Acomodar todas as opções de geração e armazenamento de energia;
- Permitir a ascensão de novos produtos, serviços e mercados;
- Operar de forma eficiente.

Para existirem progressos nestas redes, segundo [2] é necessário que estas:

- Incorporem novas fontes de energia;
- Possuem capacidade de manter uma margem saudável entre a capacidade e a carga na rede.

¹ *Feeders* consistem em linhas de alimentação que transferem energia desde as subestações até aos transformadores presentes nos postos de seccionamento e transformação

2.2 - O paralelo entre a rede tradicional e as *Smart Grids*

As *Smart Grids* são a evolução no que diz respeito às redes energéticas. No entanto, ainda nem todas as redes energéticas evoluíram para *Smart Grids*. Ou seja, nem em todas as redes foram instaladas a sensorização e os dispositivos necessários para que estas se tornem “inteligentes”. Tal facto deve-se ao custo de instalação dos equipamentos. A componente monetária é um fator com muito peso, pois os investimentos nesta área são demasiado caros e dependentes de várias entidades, tais como o Estado, empresas de energia, etc. Sendo assim, os progressos terão de ser feitos de um modo progressivo.

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica no âmbito da atividade da empresa, mas no caso dos operadores da rede de distribuição (rede nacional de distribuição em alta e média tensão), a renumeração do investimento é definido por ação regulatória. Os benefícios dos projetos de investimento são avaliados sob o ponto de vista do sistema elétrico nacional e da sociedade. Existem quatro vetores nos quais os investimentos têm de ter em conta [3]:

- Segurança de abastecimento;
- Qualidade do serviço técnico;
- Eficiência da rede;
- Eficiência operacional.

Os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garantindo assim que os planos são adequados ao ciclo económico em que são executados. De realçar que a procura de eletricidade em Portugal Continental é essencialmente determinada pelo nível de atividade económica [3].

Também os fatores ambientais são preponderantes na definição dos projetos de investimento, procurando-se minimizar os impactos que venham a ocorrer da sua implementação e em conformidade com a legislação aplicável [3].

Os investimentos em redes de distribuição podem ser [3]:

- **Obrigatórios** - englobam obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores;
- **Iniciativa da Empresa** - engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

O plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição é elaborado pelo operador da rede nacional de distribuição, o qual submete à consideração da Direção Geral da Energia e Geologia (DGEG), para apreciação tendo em conta as necessidades de investimento energético e o cumprimento das metas de política energética. À DGEG compete comunicar a proposta do plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição ao operador da rede nacional de transporte e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), à qual compete promover a respetiva consulta pública após o que emite parecer. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo operador da rede de transporte, o operador da rede de distribuição elabora a proposta final do plano e envia-o à DGEG, competindo ao membro do Governo responsável pela área da energia decidir sobre a aprovação do plano [3].

Em suma, a realização de planos previamente estabelecidos tem conduzido a níveis de desempenho de qualidade de serviço técnico que permitem alcançar os níveis dos melhores países europeus. O estabelecimento de novas subestações AT/MT permitiu melhorar a eficiência da rede e melhorar os níveis de qualidade de serviço aos clientes, como também permitiu reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnico. Os bons resultados devem-se à automação distribuída na rede, onde o telecomando da rede MT é determinante na melhoria da qualidade de serviço, permitindo assim [3]:

- Isolamento mais rápido dos troços da rede em avaria;
- Diminuição do tempo de serviço interrompido;
- Redução do número de clientes afetados pela interrupção do sistema.

É importante destacar que a *Smart Grid* assenta sobre a rede elétrica existente. Na rede elétrica, a cadeia de valor do setor é constituída por produção, transporte (linhas de muito alta tensão e, de momento, já são “inteligentes”), distribuição (linhas de alta, média e baixa tensão e é na distribuição que se tem aplicado e expandido as *Smart Grids*) e por fim a comercialização (que é muito mais eficiente com as *Smart Grids*).

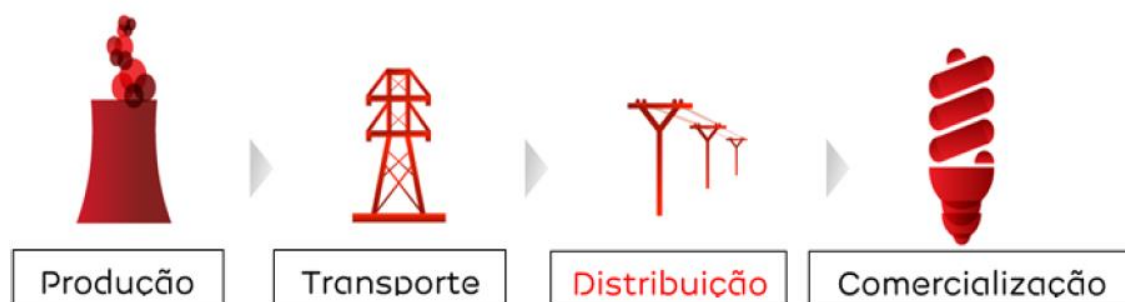


Figura 2.2 - Cadeia de valor do setor elétrico [13]

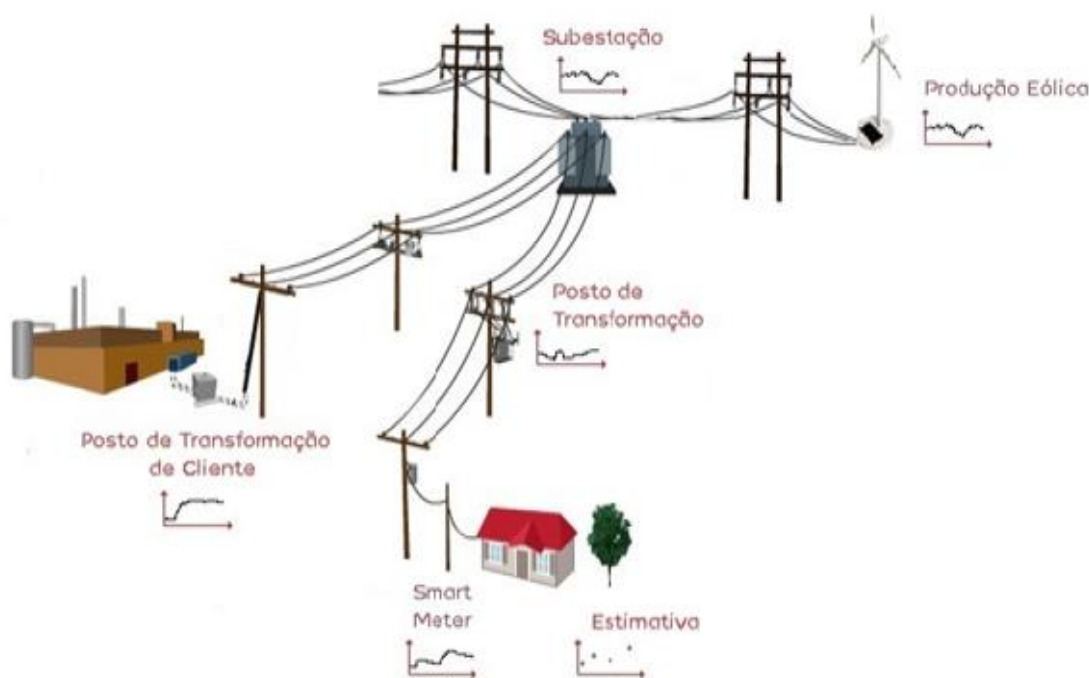


Figura 2.3 - Representação da rede de distribuição [13]

As *Smart Grids* são um outro nível de infraestrutura e equipamentos que se sobrepõem, que têm como função apoiar e recolher dados sobre a base. Elas permitem otimizar a rede existente, de modo a evitar investimentos excessivos (como referido nos parágrafos anteriores) face aos desafios que se colocam de volatilidade e reversibilidade das cargas (consumo ou injeção).

Um bom exemplo, para esclarecer o que foi demonstrado anteriormente, é o caso dos veículos elétricos. Numa rede normal, vários consumidores ligam os seus veículos elétricos à rede para carregarem as baterias dos mesmos. Na abordagem clássica, preparar-se-ia a infraestrutura de distribuição, ou seja, substituição de linhas de MT, transformadores e rede BT, para que seja possível acomodar o novo nível de carga. Se desenhassemos um diagrama de cargas, no período horário entre 17h-20h, período de ponta histórico, a potência disponível na generalidade das instalações poderia não ser suficiente para acomodar a carga. Numa abordagem *Smart Grid*, a rede recolheria dados específicos acerca dos consumos desses veículos, geriria as suas horas de ligação, eventualmente realizaria manobras automáticas ao nível da rede MT e evitaria o investimento sobre a infraestrutura principal, ou pelo menos, redução ao estritamente necessário.

Como a *Smart Grid* é uma infraestrutura de suporte, ou seja, acrescenta “inteligência” à rede existente, é importante realçar as vantagens inerentes à evolução da rede elétrica. A tabela seguinte mostra as variadas características da rede existente e da sua evolução, as *Smart Grids*.

Tabela 2-1 - As diferenças entre a rede tradicional e as *Smart Grids* [4]

Rede Tradicional	<i>Smart Grid</i>
Automação e inteligência limitadas aos níveis de tensão superiores	Automação e inteligência presentes em todos os níveis de tensão
Comunicações <i>One-way</i>	Comunicações <i>Two-way</i>
Geração Centralizada	Geração Distribuída
Falhas e <i>Blackouts</i>	Adaptável e <i>Islanding</i> ²
Poucos sensores	Sensores em toda a rede
<i>Blind</i>	<i>Self-Healing</i>
Restabelecimento Manual	Auto Monitorização
Testes e verificações manuais	Testes e verificações remotas

² *Islanding* consiste em monitorização e controlo de porções de rede isoladas temporariamente do sistema

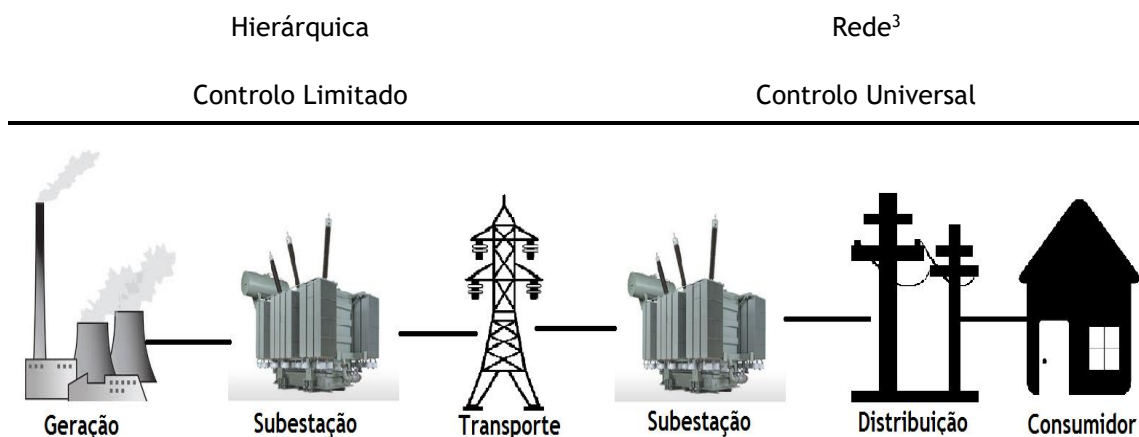


Figura 2.4 - Rede Tradicional

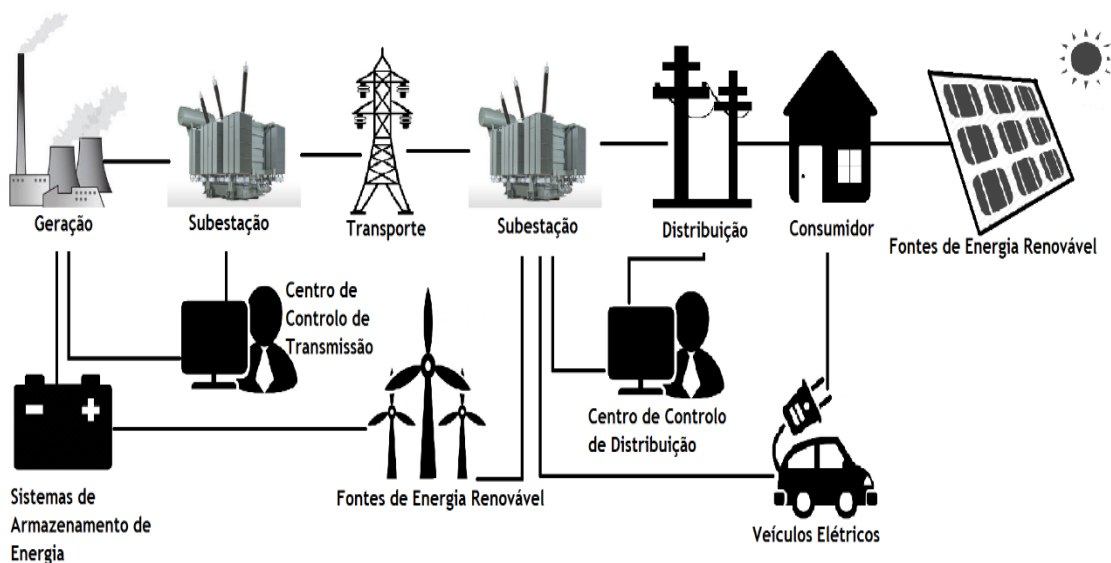


Figura 2.5 - Smart Grid

2.3 - Atividades de pesquisa e investigação

Já desde há algum tempo que a investigação na área das *Smart Grids* tem ocorrido. Desde o início do século XXI até hoje, já ocorreram e ocorrem, diversas atividades de pesquisa e investigação. Em [5] são enunciadas algumas dessas atividades:

- **EPRI IntelliGrid:** fundado em 2001, com intenção de criar uma nova infraestrutura de fornecimento de energia que integra avanços nas comunicações, computação e eletrónica que vá ao encontro das necessidades futuras;
- **EPRI Advanced Distribution Automation:** objetivo de criar o sistema de distribuição do futuro. Visa os sistemas distribuídos como sistemas altamente

³ Rede significa que todos os níveis da rede se interligam e não há uma hierarquia

automatizados, com uma arquitetura elétrica flexível. Com o progresso do sistema são fornecidas novas capacidades, segurança e opções de serviço ao consumidor;

- **Modern Grid Initiative:** estabelecido em 2005, este programa foca-se na rede moderna como novo modelo de distribuição de energia, que trará uma nova era de prosperidade energética. Toma a rede moderna como um sistema que utiliza as tecnologias mais inovadoras da maneira mais útil;
- **Gridwise:** visão que o Departamento de Energia dos E.U.A. tem para os sistemas energéticos do futuro. Modernização das infraestruturas e operações das redes de distribuição, desde as subestações até aos consumidores;
- **Advanced Grid Applications Consortium:** formado em 2005, aplica tecnologias uteis para a modernização da transmissão e distribuição de energia elétrica;
- **Gridworks:** tem como foco melhorar a segurança dos sistemas elétricos, através da modernização dos componentes chave (cabos e condutores, subestações, sistemas de proteção, etc.);
- **Distribution Vision 2010:** objetivo de criar *feeders* virtualmente à prova de falhas, através da combinação de comunicações de alta velocidade, controladores inteligentes e *feeders* reconfigurados;
- **California Energy Commission - Public Interest Energy Research Program:** estabelecido em 1997, designado para permitir escolhas energéticas sustentáveis para várias entidades na Califórnia.

É relevante enumerar os projetos que a EDP Distribuição está ou esteve envolvida, pois além de ser uma entidade portuguesa, é também o local onde foi realizada a dissertação. No entanto, uma vez que há um capítulo próprio, o capítulo seis “*Smart Grid na EDP Distribuição*”, as soluções aplicadas pela EDPD, os projetos *Smart Grid* em que estiveram envolvidos serão lá referenciados.

2.4 - Principais Equipamentos

As *Smart Grids* conseguem operar mais eficazmente e eficientemente que as redes tradicionais devido ao equipamento que é instalado nas subestações e na rede MT e BT. Sem este equipamento, as funções de automatismo não seriam possíveis. Os automatismos são uteis para a rápida reposição de carga, preservação dos ativos e isolamento de falhas e enquadram-se na automação de subestações e também na automação da rede MT. As restantes funções da *Smart Grid*, tais como V2G⁴, descentralização da geração de energia, sinalização de preços ao consumidor, entre outras que serão enunciadas ao longo da dissertação, são bastante mais recentes e a um nível mais distribuído, relacionado com o consumidor comum.

⁴ V2G consiste na integração de um número considerável de veículos elétricos ligados à rede sem que esta deixe de ser estável. Esta função consiste principalmente sobre a inversão do fluxo de potência, ou seja, o carro elétrico pode receber energia para carregar a sua bateria, mas também pode injetar na rede a energia armazenada. A injeção de energia na rede pode ser útil para o *peak shaving* (atenuação da ponta do diagrama de carga de um PT). Um carro elétrico que se mantenha ligado à rede 24h pode injetar nesta a energia acumulada nos períodos de vazio e, na hora de ponta, otimiza os fluxos, trazendo benefícios tanto para a rede como para o consumidor.

Sendo assim, os principais equipamentos são os seguintes [5]:

- **Transformadores Inteligentes:** são transformadores que integram diferentes funcionalidades para além da transformação de potência (alteram tanto a tensão como a corrente). Estes transformadores são mais eficientes que os tradicionais. Os operadores das redes têm que investir bastante na gestão de ativos, pois alguns dos seus ativos principais (nomeadamente os transformadores), foram instalados desde há três a quatro décadas. A substituição deste equipamento é bastante onerosa, pelo que poderá ser considerada a alternativa de ser feito um investimento muito mais baixo em sensorização, para rentabilizar o ativo, minimizando o risco de falhas. Os sensores permitem a recolha de dados de medição, em formato digital e podem ser agregados para realizar uma análise significativa [7]. Assim, torna possível a avaliação do estado do equipamento, integração de suporte com a rede, controlo avançado e proteção. A sensorização fornece dados para uma automação efetiva da rede. Isto reduz a intervenção humana na operação da rede. Devido à contínua monitorização, é reduzido o número de falhas e interrupções do equipamento. A sensorização permite também uma redução do custo das manutenções. Muitos produtores de transformadores investem em tecnologias para monitorização e diagnóstico (dados referentes à temperatura de operação, níveis de tensão, nível de óleo, etc.), o que permite um aumento na segurança da rede e redução das interrupções;
- **IED:** equipamento que realiza medições digitais, controlo da rede, visualização do estado da rede, integração de funcionalidades, proteção (para além de terem sido os primeiros passos das redes inteligentes, são também as funções mais importantes das mesmas) e informações acerca da interação de equipamentos de alta e média tensão;
- **SCADA:** o SCADA, apesar de ser utilizado há vários anos, continua a ter um papel central na *Smart Grid*. Os principais objetivos de todos são a continuidade e qualidade de abastecimento e a aquisição e disponibilização de informação, em tempo real, sobre equipamentos da rede. Os desenvolvimentos dos componentes existentes, tais como o SCADA, são uma peça central no novo paradigma das *Smart Grids*;
- **Multi-Agents:** recolhem dados do ambiente e podem exercer aprendizagem cognitiva para se adaptarem às mudanças que possam ocorrer no sistema. Serão detalhados no Capítulo 3, na secção 3.6;
- **Sistema de armazenamento de energia:** os sistemas de armazenamento de energia, ou em inglês, *Energy Storage Systems* (ESSs), são dos equipamentos com maior interesse nas *Smart Grids* devido às bastantes vantagens inerentes. No entanto, são também dos sistemas mais complexos, como veremos na secção seguinte. As vantagens destes sistemas estão associadas tanto a aspetos técnicos como aspetos financeiros. Em termos técnicos, as vantagens associadas a estes sistemas são [8]:
 - **Garantia da estabilidade de tensão:** o ESS fornece potência à rede de distribuição para manter os níveis de tensão numa gama de valores aceitável;
 - **Garantia da estabilidade de frequência:** o ESS fornece potência à rede de distribuição de modo a reduzir quaisquer grandes e repentinas flutuações

de carga não balanceadas, de modo a manter a frequência da rede na tolerância permitida;

- **Estabilidade transitória da rede:** redução de oscilações de energia (devido a rápidos eventos), através da injeção e absorção de potência;
- **Nivelamento da carga:** reagendamento de certas cargas para cortar a procura ou a produção de energia durante períodos *off-peak* para armazenamento e posterior uso em períodos de pico;
- **Melhoria da qualidade de energia:** a qualidade de energia está relacionada com as mudanças de magnitude e forma de onda da tensão e corrente. Isto resulta em problemas como harmónicos, fator de potência, transitórios, etc. Os ESSs podem mitigar estes problemas;
- **Qualidade do serviço técnico:** a fiabilidade da energia pode ser representada como a percentagem de interrupção na distribuição de energia ou o rácio entre as interrupções e o tempo total de serviço. Os ESSs conseguem fornecer um serviço de confiança aos consumidores, pois em situações em que a rede falha, estes sistemas fornecem energia;
- **Suporte “Ride Through”:** o termo “*Ride Through*” significa que a unidade elétrica mantém-se ligada durante os distúrbios que ocorrem no sistema. Tal como nas situações de interrupção, os ESSs conseguem fornecer energia durante a ocorrência de distúrbios;
- **Compensação de cargas não balanceadas:** injeção e absorção de potência para alimentar cargas não balanceadas.

As vantagens financeiras são consequência das vantagens técnicas. Sendo assim, em termos financeiros, as vantagens dos ESSs são [8]:

- **Aumento de receitas “Bulk Energy Arbitrage”:** a arbitragem envolve a compra de eletricidade barata, durante períodos de baixa procura, para carregar o sistema de armazenamento, podendo depois ser usada ou vendida em períodos em que o preço da energia aumentou;
- **Aumento das receitas da capacidade da geração central:** em áreas onde o fornecimento da capacidade de geração é apertada, os ESSs podem ser usados para compensar a necessidade de compra e instalação de um novo gerador;
- **Aumento das receitas de serviços auxiliares:** os ESSs fornecem serviços de suporte para manter a rede regional em operação;
- **Aumento das receitas para acesso/congestão de transmissão:** os custos de acesso/congestão de transmissão podem ser evitados quando são usados os ESSs;
- **Redução dos custos de procura:** esta poupança é possível quando os ESSs são usados para reduzir o uso da rede por parte do consumidor durante períodos de ponta;
- **Redução de perdas financeiras relacionadas com a qualidade de serviço técnica:** quando ocorrem interrupções na rede, os ESSs podem ser usados

em locais onde é necessário energia com uma certa urgência, tais como comércios e indústrias;

- **Redução de perdas financeiras relacionadas com a qualidade de energia:** as anomalias que causam efeitos negativos na rede podem ser evitadas quando usados os ESSs, logo os custos associados a estes problemas são reduzidos;
- **Aumento das receitas das fontes de energia renováveis:** a energia é armazenada quando a procura e preço são baixos, por isso a energia pode ser usada quando a procura e o preço são altos e quando a geração associada à fonte renovável é intermitente.

2.5 - Os desafios inerentes às *Smart Grids*

Para se ir ao encontro das necessidades que vão surgindo no mercado, é necessário que os sistemas/organizações assumam uma política de melhoria continua. Só assim, é possível termos um sistema que consiga responder às novas tendências. As *Smart Grids* não são exceção, e como tal, deverão procurar superar certas barreiras que permitem tornarem-se mais eficazes e eficientes, como também fornecerem um melhor serviço ao consumidor (como, por exemplo, novas aplicações).

Sendo as *Smart Grids* sistemas bastante complexos e modernizados, grande parte dos seus desafios residem na componente tecnológica. Estes desafios tecnológicos consistem em [9], [10]:

- Reforço da rede, de modo a garantir capacidade suficiente para interligar recursos energéticos (principalmente os recursos renováveis);
- Desenvolver ligações mais eficientes para parques eólicos em alto mar e para outras tecnologias marítimas;
- Potencializar as arquiteturas descentralizadas, pois permitem que sistemas de menor escala de abastecimento de energia elétrica, tais como a microgeração residencial, operem harmoniosamente com o sistema total;
- Criar uma nova infraestrutura de comunicações que seja resiliente a ataques (a rede ao ser computadorizada fica exposta a ataques informáticos, tais como vírus) e altamente confiável (evitar *blackouts* em situações climáticas agressivas, por exemplo), mas que também permita operar num único mercado;
- Implementação do *Self-Healing*, ou seja, a rede deverá voltar ao normal funcionamento após a ocorrência de um defeito;
- Implementação de um sistema avançado de sensorização, que permita observar os consumos energéticos com precisão e detalhe.

Um fator também muito importante destas redes é a qualidade da energia com que é transmitida. Com o enorme crescimento da rede energética [9], é necessário que num futuro próximo seja possível fornecer energia a todas as casas, de um modo fiável. Este crescimento da rede não se aplica muito em Portugal, pois o comprimento da rede tende a manter-se. A qualidade de energia traduz-se nos seguintes pontos [9], [11]:

- **Redução das perdas de transmissão e distribuição:** Estas, perdas técnicas, são influenciadas pelas fracas infraestruturas da rede. No entanto, podem ocorrer

também perdas comerciais, que consistem em roubos de energia, ou seja, *bypass* aos contadores de modo que os consumos registados sejam menores do que o são na realidade, obtendo assim uma menor despesa na fatura energética;

- **Identificação de distúrbios e supressão de harmónicos;**
- **Regulação dos níveis de tensão:** os níveis de tensão de alimentação nos barramentos dos clientes deverão estar dentro dos limites admissíveis no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, como também na norma NP EN 50160 [3].

Num futuro próximo, deverá ser possível massificar a integração das fontes de energias renováveis na rede elétrica. No entanto, estas fontes trazem muitos problemas na sua integração. Os problemas são [10]:

- Natureza flutuante e imprevisível, o que torna necessário tecnologias complexas para a integração destas fontes;
- Problemas de estabilidade e problemas no trânsito de potências (estabelecer novas linhas tem um grande impacto económico, então transmitir esta energia a diferentes lugares a longas distâncias é um desafio complexo);
- Dependência das condições atmosféricas, o que afeta a geração.

Quando se é dependente de energias renováveis, é essencial integrar sistemas de armazenamento de energia. No entanto, estes sistemas são caros atualmente e no futuro deverá haver reduções nos custos de produção dos mesmos. Outro desafio associado aos sistemas de armazenamento é que estes são complexos, pois cada um deles terá que ser especificamente projetado para o ponto da rede onde será ligado, o que os torna não flexíveis [10].

Por fim, o último conjunto de desafios associados às *Smart Grids* é no domínio dos consumidores. A rede deverá permitir a todos, com ou sem a sua própria fonte geradora, terem um papel ativo no sistema [9]. Os clientes deverão estar atentos às novas tecnologias e suportar as *utilities*⁵ para usufruírem os benefícios das *Smart Grids*, tais como a redução de picos de carga e a geração de energias renováveis distribuídas [10]. No entanto, a participação dos utilizadores na rede, tem problemas inerentes, tais como [9], [11]:

- As comunicações implicam partilha de dados entre duas entidades, e se estas ligações não forem seguras, pode ocorrer a invasão da privacidade do consumidor;
- Uma vez que os dados são transferidos por *wireless*, estes podem ser facilmente interceptados e corrompidos, o que causa problemas às *utilities* e aos consumidores, sendo assim necessário garantir a segurança destas comunicações;
- Preparação para a massiva integração de veículos elétricos, de modo que os consumidores possam carregar a bateria dos seus automóveis sem que haja perturbações na rede.

⁵ Nos sistemas energéticos, as *utilities* são indústrias de energia elétrica (normalmente são entidades que prestam serviço público) que estão encarregues da geração e distribuição de eletricidade para venda num mercado.

Capítulo 3

O papel da Automação Distribuída na Evolução das *Smart Grids*

Depois da introdução feita no capítulo anterior, neste pretende-se demonstrar o contributo da automação distribuída no progresso das *Smart Grids*. Inicialmente haverá uma introdução ao *Self-Healing*, visto ser o processo principal da automação distribuída. Após a introdução, as secções seguintes serão uma descrição do processo, começando pelos princípios de localização de falhas na rede, passando aos esquemas de controlo e depois pelos níveis de SH. Posteriormente descrever-se-á como é realizado o controlo na rede de *Self-Healing*. Devido à sua importância e relevo nestas redes, a secção seguinte consistirá na caracterização dos *Multi Agent Systems* (MAS). Uma vez que estes processos são automatizados, estes são baseados em modelos matemáticos, para que possam ser programados no sistema. A seguinte secção mostrará o modelo matemático do problema, como também os problemas práticos associados. Por fim, a última secção realçará algumas das aplicações da automação distribuída.

3.1 - Introdução ao *Self-Healing*

As *Smart Grids* são geralmente compostas por [12]:

- AMI (*Advanced Metering Infrastructure*);
- ADO (*Advanced Distribution Operation*);
- ATO (*Advanced Transmission Operation*);
- AAM (*Advanced Asset Management*).

O maior foco será nas ADO, visto ser a parte central do tema da dissertação. A componente ADO refere-se à monitorização, controlo e funções de comunicação, sendo os aspetos mais importantes nas áreas de proteção e manobra. A habilidade de rapidamente e flexivelmente reconfigurar uma rede interligada de *feeders* é uma das características chave das *Smart Grids*. A este processo dá-se o nome de *Self-Healing* e trata-se de umas das características mais

importantes das SG, como se fosse o seu sistema imunitário. A função mais crucial de uma rede *Self-Healing* é impedir eventos em cascata evoluírem em altos apagões e é constituído por duas etapas principais, sendo estas [12]:

- **Self-Prevention:** o sistema está em normal funcionamento e, em tempo real, são efetuadas avaliações e otimizações continuamente;
- **Self-Recovery:** se o sistema for sujeito a defeitos ou perturbações, os mesmos são detetados, isolados e posteriormente é restabelecida a energia à rede.

Um dos seus principais objetivos é o alargamento à rede MT e à reconfiguração das redes como forma de atuação em caso de defeito [13].

No entanto, para o sistema funcionar, há condições a respeitar, tais como [13]:

- Uso de alta gama de equipamentos inteligentes;
- Topologias de redes flexíveis mas também seguras;
- Comunicações confiáveis;
- Sistema de processamento automatizado em tempo real.

3.2 - Princípios de localização e isolamento de falhas na rede

Para uma localização exata e um isolamento eficaz dos defeitos que ocorrem na rede, é necessário implementar algoritmos de controlo que obedeçam a certas regras e princípios. Esta localização é realizada em torno da topologia da rede.

Uma topologia é uma representação abstrata da localização de posição de objetos. Apenas presta atenção às relações entre os objetos a serem discutidos. O modelo de descrição da topologia da rede de distribuição influencia diretamente a realização do algoritmo das funções do sistema de automação distribuída.

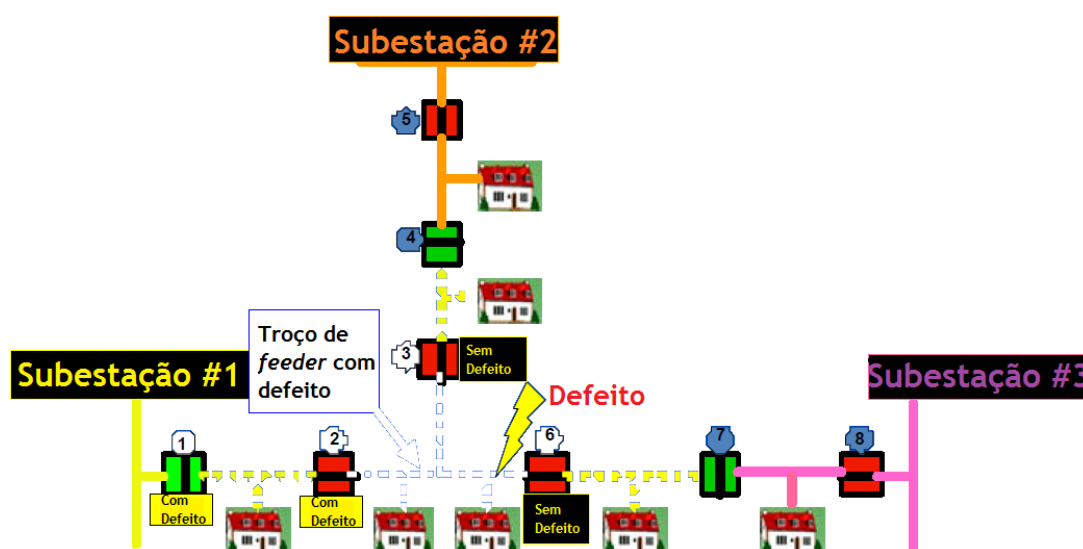


Figura 3.1 - Falha na rede entre dois nós, adaptado de [1]

Existem dois princípios fundamentais a serem usados nos algoritmos para localização e isolamento de defeitos na rede, que consistem em [14]:

- Se o detetor de defeitos indica que um defeito está entre dois nós, então este está presente no cabo e os interruptores são abertos nos dois nós;
- Se o detetor de defeitos indica que o defeito está dentro de um nó, então é provável que o mesmo esteja na terminação de um cabo do *Ring Main Unit* (RMU). Neste caso, abrir os interruptores dentro do nó não garantirá que o defeito seja isolado. Portanto, o sistema abre, ou deixa aberto, os interruptores nos dois nós vizinhos.

No entanto, estes algoritmos terão que ter em conta [14]:

- **Segurança:** quando um nó aleatório é posto em modo local, o esquema *Self-Healing* é automaticamente desativado para todos os outros nós;
- **Robustez:** se um interruptor falha em operar, então o sistema tentará o próximo;
- **Tolerância a falhas:** lidar com indicações de passagem de falhas em falta.

O algoritmo usa três tipos de mensagens [15]:

- *LOCKOUT*;
- *FAULT*;
- *LOCATED*.

Quando ocorre um defeito, o *Substation Side Protection* (SSP) envia uma mensagem de *LOCKOUT* à subestação e ao *Feeder Protection* (FP) a jusante. O SSP consiste num sistema de proteção do *feeder* que é constituído por um relé de sobreintensidade. Este relé abre um disjuntor nas três fases, quando um defeito persiste durante um pré-determinado número de ciclos. Um FP baseia-se no mesmo princípio que o SSP, só que no FP é incluído um interruptor isolador. Este interruptor isola a secção do *feeder* a jusante do barramento da secção do *feeder* a montante [15].

Se um FP recebe uma mensagem do tipo *LOCKOUT* e regista uma corrente de defeito (corrente elevada), então esta mensagem é enviada ao próximo FP a jusante. Se não registar o defeito, conclui-se que o mesmo está a montante do FP. O algoritmo deverá ter em conta um modelo de *feeder* para se conseguir detetar e isolar a secção com defeito [15].

Considere-se um barramento com N *feeders*. O sistema de proteção da subestação é SSP e o sistema de proteção do *feeder* associado ao barramento i é FP_i , em que i pode tomar valores inteiros desde um até N , ou seja, o número total de *feeders* presente. O relé de sobreintensidade do SSP dispara o disjuntor do *feeder* associado, se a corrente que circula neste excede um limiar durante um período. A cada FP_i há associado uma variável binária que representa o estado do seu sistema de proteção, em que [15]:

- Se for igual a 1 - foi detetado um defeito;
- Se for igual a 0 - não detetou defeito.

Se um FP_i recebe uma mensagem do tipo *FAULT*, conclui-se que o defeito na rede está a jusante do FP_i . É criada uma mensagem do tipo *LOCATED*, pelo FP_i , que contém informação do defeito detetado. Esta mensagem é depois enviada à subestação para se dar procedimento ao isolamento do defeito e, posteriormente, ao restabelecimento da energia na rede.

3.3 - Esquemas de controlo

De acordo com [16], existem dois esquemas de controlo *Self-Healing*, o distribuído e o centralizado, cada um com as suas vantagens e desvantagens.

O esquema de controlo *Self-Healing* distribuído é aquele que, após a ocorrência do defeito, os *Feeder Terminal Units* (FTUs) relevantes comunicam rapidamente para trocarem informações acerca do defeito na rede. A localização e isolamento do defeito são realizadas. Posteriormente, é feito o restabelecimento da alimentação à carga a montante e a jusante [16].

A vantagem deste tipo de esquema é a rapidez do processo, uma vez que não está dependente das comunicações com a subestação principal. No entanto, em situações com vários cenários de recuperação, para o mesmo tipo de defeito a jusante é desvantajoso, pois o terminal de processamento associado não consegue descobrir quais dos cenários poderão trazer sobrecarga, não sendo assim capaz de decidir qual o melhor plano de restabelecimento.

Já o esquema de controlo *Self-Healing* centralizado é aquele que, após a ocorrência do defeito, o disjuntor de proteção da subestação dispara. Após o disparo do disjuntor, a linha com defeito é cortada globalmente. Depois de um intervalo de tempo, o disjuntor fecha automaticamente, através do automatismo de religação automática. Se o defeito for instantâneo, o mesmo irá desaparecer após o fecho do disjuntor e uma sobreintensidade é detetada pelos FTUs relevantes. Mas, se o defeito em vez de ser instantâneo for permanente, o mesmo permanecerá após a religação e uma segunda sobreintensidade é detetada pelos FTUs relevantes. A informação acerca do defeito é enviada à subestação mestre e determinam a sua localização de acordo com o modo de operação da rede, antes da ocorrência do problema. O esquema de isolamento e restabelecimento da carga a jusante e a montante são submetidos [16].

As vantagens deste esquema de controlo são o rápido processamento e ser capaz de processar em ambientes complexos e implementar esquemas ótimos de recuperação quando há múltiplos modos. Mas a grande desvantagem é que este modo é dependente do sistema de comunicação [16].

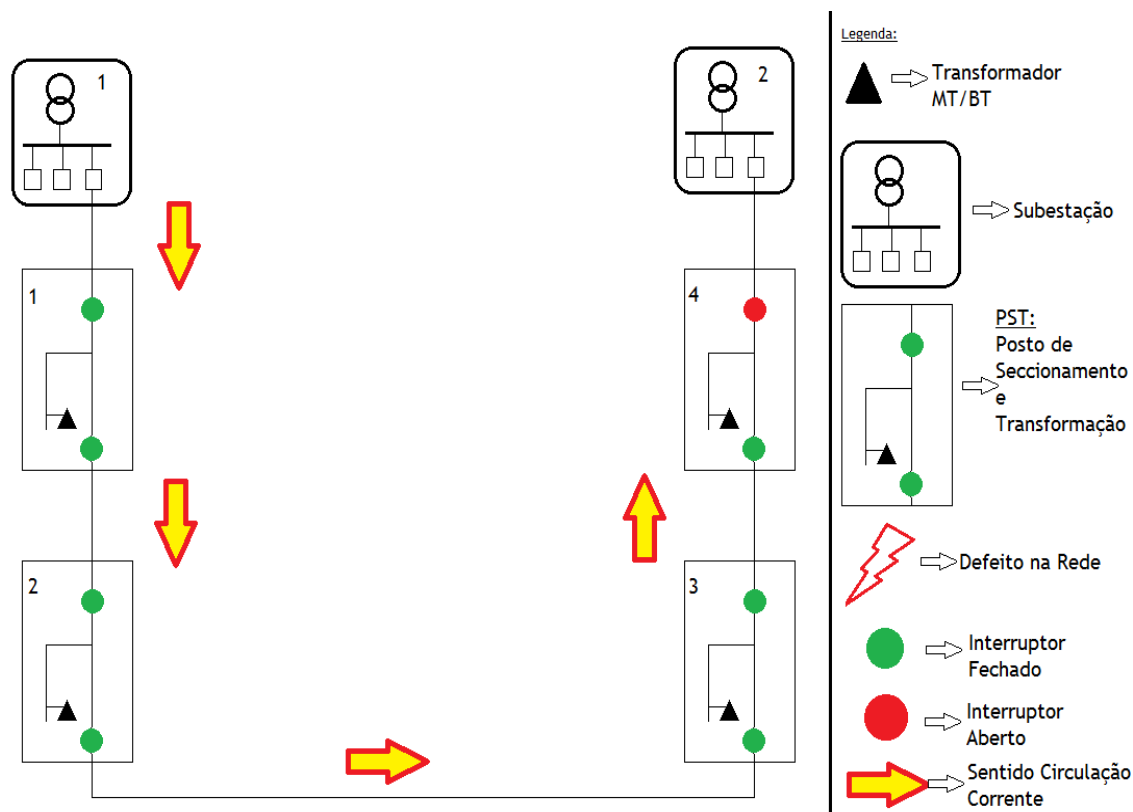
Certos RTUs podem não suportar o tipo de esquema distribuído, sendo assim necessário adotar o centralizado. O esquema centralizado é também ideal para áreas escaláveis. A tabela seguinte resume as principais vantagens e desvantagens de cada um dos tipos de esquema de controlo.

Tabela 3-1 - Vantagens e Desvantagens dos Esquemas de Controlo

Tipo de Esquema	Vantagens	Desvantagens
Distribuído	• Rapidez de processamento • Não dependente das comunicações com a subestação principal	• Com vários cenários possíveis de recuperação, não é capaz de decidir qual o melhor plano

Centralizado	• Facilidade de gestão	• Dependente do sistema de comunicação
	• Capaz de processar em ambientes complexos	

Independentemente do tipo de esquema de controlo, o corte de corrente de curto-circuito será sempre realizado pelo disjuntor da subestação. Ao longo da rede existem vários disjuntores que podem realizar manobras em carga, mas nunca em curto-circuito [16].



Para se perceber melhor como é realizado este processo, vejamos o seguinte exemplo.

Figura 3.2 - Exemplo esquema: Normal Operação

Na imagem acima é ilustrado um exemplo de um esquema de ligação. Neste caso a rede está a trabalhar normalmente, ou seja, não há defeitos. A subestação 1 alimenta os PST a jusante. No PST 4 o interruptor está aberto.

Entre os PST 1 e 2 ocorre um defeito na rede. Os PST a jusante ao defeito deixam de ser alimentados, pois os mesmos estão desligados devido ao disparo na subestação e a corrente circula em excesso para a zona de defeito. Assim acontece uma interrupção no sistema elétrico. Os consumidores alimentados pelos PST 2, 3 e 4 ficam sem energia enquanto o troço com defeito não é isolado e reestabelecida a alimentação à carga. Esta situação pode ser observada na seguinte figura.

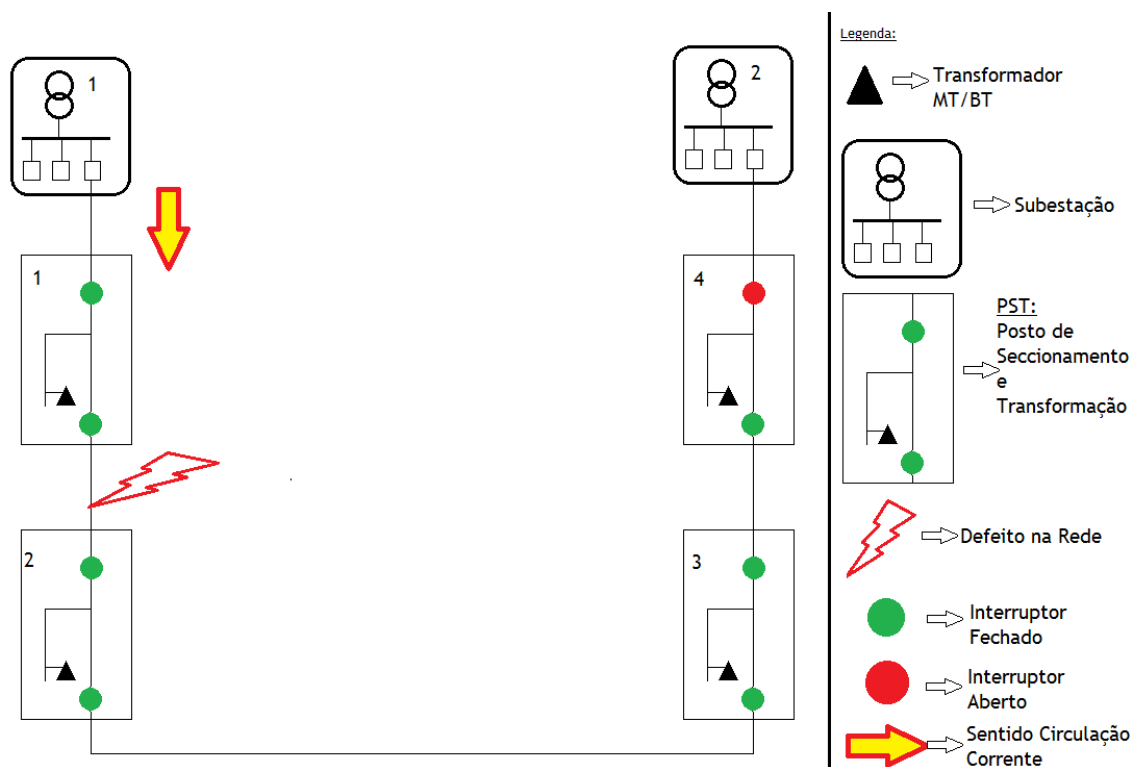


Figura 3.3 - Exemplo Esquema: Aquando Defeito

Para se isolar o defeito é necessário abrir os interruptores adjacentes a este. Ou seja, os interruptores dos PST 1 e 2 que estão próximos ao defeito serão abertos. Após isso, o defeito está então isolado da rede.

O defeito ao ser isolado da rede não é suficiente para realimentar a carga. Por outras palavras, a subestação 1 continua a alimentar o PST 1 mas não consegue alimentar os restantes devido ao troço com defeito. É necessário que outra subestação alimente os outros PST, após o defeito ser isolado. Sendo assim, é a subestação 2 que irá alimentar os restantes PST. O interruptor aberto no PST 4 será fechado e permitirá assim que a subestação 2 alimente os restantes PST.

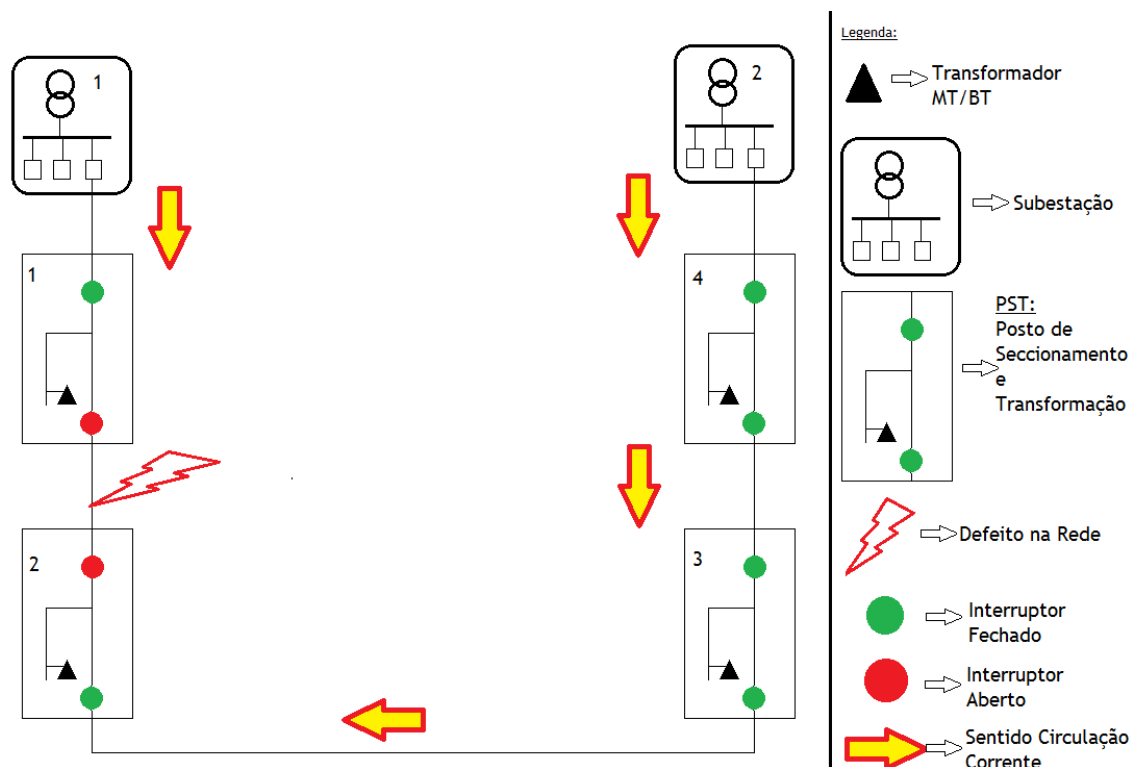


Figura 3.4 - Exemplo Esquema: Após Defeito

Como se pode observar, os PST 2, 3 e 4 são alimentados pela subestação 2 e o defeito está isolado da rede. Devido aos automatismos, este processo ocorre de forma rápida de modo a reduzir os tempos de interrupção, tendo assim os consumidores um menor tempo de interrupção.

Para reparar o trecho com defeito, poderá ser necessário deslocar uma equipa técnica, conforme o tipo de avaria.

3.4 - Níveis de *Self-Healing*

A rede de *Self-Healing* pode ser dividida em dois níveis [17]. O primeiro nível é a camada de componente e o segundo nível é a camada de sistema.

A camada de componente é constituída pelos componentes primários e secundários da rede energética. Os componentes primários incluem equipamentos como disjuntores e transformadores. Já os componentes secundários cobrem equipamentos de proteção e automação. O *Self-Healing* neste nível destina-se primariamente à reparação ou substituição do equipamento local. No entanto, a função primária do SH na camada de sistema consiste em isolar defeitos, que ocorram no sistema, e mitigar as consequências (tempo e nº de clientes afetados) de um defeito que provoque interrupção na distribuição [17].

O diagnóstico de defeitos pode ser dividido nestes dois níveis. Na camada de componente, o diagnóstico é a unidade básica para compor uma pesquisa de SH. Já na camada de sistema, o diagnóstico consiste em isolar o defeito do sistema [17].

No presente, existem vários métodos de diagnóstico na rede, tais como redes neuronais artificiais, redes de Petri e *Multi Agent Systems* (esta será explicada detalhadamente numa secção posterior).

3.5 - Controlo da rede *Self-Healing*

O princípio do controlo da rede *Self-Healing*, como já foi dito anteriormente, é fornecer energia sem interrupções. Na perspetiva de uma fonte de energia sem interrupções, há quatro tipos de resultados para o controlo de segurança da rede [17]:

- evitar que ocorram defeitos;
- defeitos sem perda de carga;
- perda de alguma carga após um defeito;
- defeito que destrói a rede.

O sistema tem cinco estados de operação [16]:

- Otimização;
- Normal;
- Frágil;
- Defeito;
- Após Defeito.

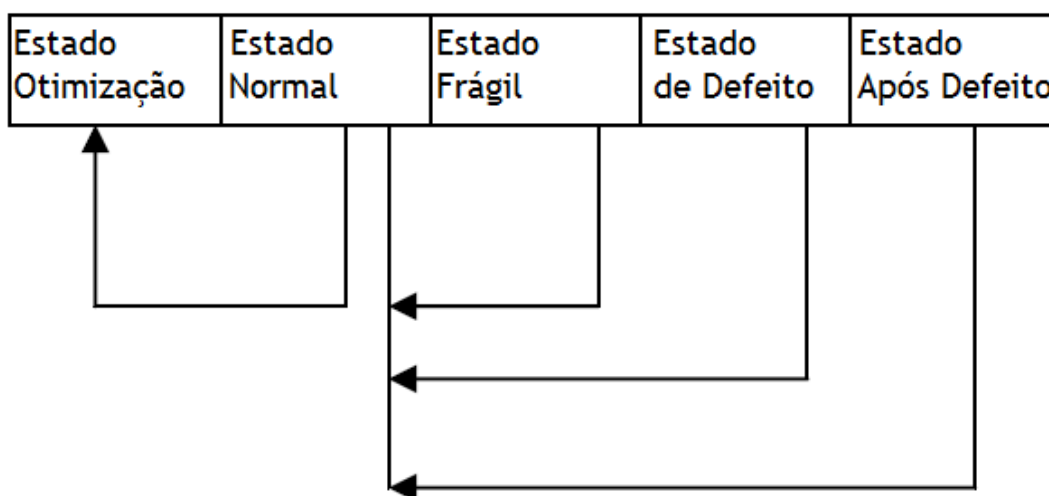


Figura 3.5 - Estados de operação da rede SH adaptado de [16]

Correspondente a estes estados, a rede de controlo inclui quatro operações básicas. Estas operações consistem em [16]:

- **Controlo e Prevenção:** faz com que a rede volte ao estado normal após um estado frágil;
- **Controlo de Emergência:** retorna a rede ao estado normal após estado de defeito. Esta transição deverá ser rápida;
- **Controlo de Recuperação:** a rede volta ao estado normal após a ocorrência de um defeito;

- **Controlo de Otimização:** realização de operações de otimização, que fazem com que a rede tenha maior margem de controlo de segurança no estado normal.

Dependendo do estado de operação da rede, se forem implementadas ações de controlo apropriadas, poderá ser transferida a rede para um estado de melhor operação [16].

O *software* produzido com base nesta teoria, poderá ser embebido nos sistemas de automação da rede, de modo a reforçar as funções de controlo nos mesmos. Além disso, o sistema pode tirar vantagem da nova proteção, dispositivos de rastreamento e comando, dispositivos de monitorização *on-line* e outros dispositivos automatizados para recolher informações em tempo real e implementar estratégias da rede *Self-Healing* [16].

O estado de supervisão do equipamento chave é a base do controlo do SH. O conjunto de medição para expedição de controlo deve incluir três componentes [16]:

- Medições *steady-state* adquiridas pelo SCADA/RTU;
- Medições dinâmicas adquiridas pelo PMU;
- Equipamentos chave a correr medições do estado obtidas pelos sistemas de supervisão.

O controlo da rede *Self-Healing* pode ser realizado de diversas formas. Cada autor irá ter uma solução diferente de como implementar o controlo. Uma alternativa diferente à que foi exposta nos parágrafos anteriores, é a solução aplicada em [18]. Nesta solução não há cinco estados de operação, mas sim quatro:

- Normal;
- Defeito;
- Interrupção;
- Restabelecimento.

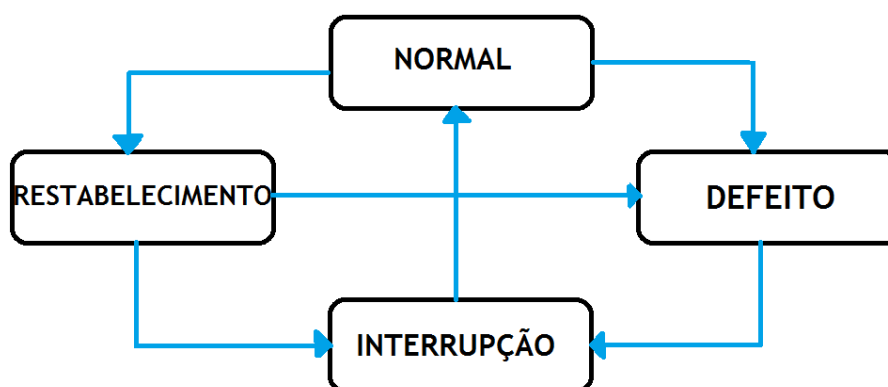


Figura 3.6 - Estados de operação da rede SH adaptado de [18]

Quando um defeito permanente ocorre no sistema, o estado “Defeito” fica ativo. As secções sem energia no *feeder* com defeito ficam no estado “Restabelecimento”, porque o disjuntor está aberto. Se o isolamento for bem-sucedido, a secção em estado “Defeito” passa ao estado “Interrupção”. Mas se o isolamento falhar, o estado “Defeito” é propagado a outras secções que estavam no estado “Restabelecimento” [18].

Depois de o isolamento ser completo, o serviço de restabelecimento realimenta as secções em estado “Restabelecimento”. Se esta operação for bem-sucedida, as secções com o estado

“Restabelecimento” ativo, passam a “Normal”. No entanto, se o restabelecimento falhar, as secções com o estado “Restabelecimento” ativo, passam a estado “Interrupção”. Quando o defeito for eliminado e as cargas forem totalmente restauradas, as secções com estado “Interrupção”, passam a “Normal” [18].

Quando um defeito permanente ocorre na rede de distribuição, o relé de proteção irá disparar o disjuntor do *feeder*. No momento em que o controlador do *Distributed Feeder Automation* (DFA) do disjuntor detetar o defeito, irá transmitir uma *FLISR Start Message* (FASM). Esta mensagem é sempre enviada desde a fonte de energia até a jusante e termina com a abertura dos disjuntores. Todos os *Switch Data Service Instance* (SDSI) que recebem a mensagem iniciarão o processo de localização do defeito. Os DFA são componentes do sistema de aquisição de dados que relata a informação para a subestação mestre, onde uma *Human-Machine Interface* (HMI) é integrada [18].

Após a localização com sucesso do defeito, todos os interruptores à volta de uma secção em estado “Defeito” irão iniciar o processo de isolamento. O disjuntor ou interruptor do tipo *anel*⁶, que se encontram numa secção com estado “Restabelecimento” ativo, irão iniciar a preparação do fecho dos interruptores. A *Isolation Result Message* (ISOM) é usada para entregar os resultados do isolamento do defeito e o esquema de restabelecimento do serviço [18].

Em muitos sistemas atuais, o procedimento FLISR não é totalmente automatizado. É apenas facilitado, usando tecnologias avançadas que possam reduzir a duração dos apagões e aumentar a eficiência da reposição do serviço. Sendo assim, em sistemas mais avançados, a função FLISR automaticamente deteta os defeitos, identifica a secção, isola-os e restaura a carga aos consumidores [18].

3.6 - Multi Agent Systems

De modo a monitorizar o desempenho das linhas de distribuição, disjuntores e transformadores numa rede inteligente, é necessário instalar, ao longo da mesma, sensores avançados, processadores de sinais e redes de comunicação. É assim garantido continuamente a determinação dos parâmetros, tais como o nível de tensão, intensidade da corrente e temperatura da linha de distribuição e observação do seu estado. Os sensores fornecerão os dados que são críticos para a operação da rede de distribuição [19].

Várias soluções foram sugeridas para o SH na rede de transmissão. Uma dessas soluções são os *Multi Agent Systems* (MAS). Estes sistemas são utilizados para apresentar a configuração do sistema e a percepção do *Self-Healing* da rede energética urbana. Os MAS usam quatro modos de controlo [19]:

- Controlo de contingência;
- Controlo de restauro;
- Controlo de correção;
- Controlo defensivo.

⁶ Os *feeders* são ligados aos *feeders* adjacentes através deste tipo de interruptores e permitem restaurar carga às secções sem defeitos. Estes tipos de interruptores são iguais aos restantes, apenas difere no esquema de exploração/automação e não são fisicamente diferentes. Qualquer interruptor pode passar a este tipo, mediante localização e estratégia de operação.

Estes sistemas podem ser usados, juntamente com os transformadores de tensão e corrente, para construir uma infraestrutura de defesa. A solução FLISR da automação distribuída é baseada nos MAS, consistindo em três tipos de agentes [20]:

- *Substation Control Agent (SCA)*;
- *Load Control Agent (LCA)*;
- *Restoration Agent (RA)*.

Todos estes tipos de agentes desempenham funções de proteção e controlo, que podem ser mapeadas na norma IEC 61850 (norma de extrema importância na automação distribuída, que será explicada no capítulo seguinte). Os agentes podem ser implementados em IEDs compatíveis com a norma, ou outras plataformas que suportem interfaces de comunicação e possam controlar equipamento de controlo primário da subestação [20].

A implementação de um esquema de controlo distribuído na automação distribuída melhora a escalabilidade das redes de distribuição. Isto deve-se ao facto de o controlo baseado em agentes requerer apenas que estes mantenham consistente e atualizada a informação acerca da sua área de operação e não da rede total [20].

O agente SCA é responsável pelo controlo do equipamento numa subestação. Informa os agentes de eventos de restabelecimento afetados e mudanças na rede e, caso ocorra um defeito, os SCAs cooperam para o localizar através da comparação de medições. Se um agente (ou operador da rede) quiser mudar o estado de um dispositivo (por exemplo de um disjuntor), envia um pedido ao SCA específico que controla o equipamento alvo [20].

O agente RA está encarregue por um nó da topologia da rede e a sua tarefa é garantir que o mesmo é alimentado. Um nó é alimentado se pertencer a uma árvore e se tiver uma fonte de alimentação (nó *feeder* ou alimentado por outro nó) [20].

Por fim, o LCA é responsável por uma árvore da topologia da rede. Monitoriza o *feeder* da árvore para garantir que a sua capacidade não excede os limites da carga. Os agentes RA, juntamente com os agentes LCA criam um sistema que se comporta como a versão distribuída do algoritmo de *Prim*⁷ para resolver o FLISR [20].

Para se melhor entender o papel destes agentes, é explicado de seguida a sua função em cada uma das etapas do FLISR. Na etapa de localização do defeito, após o disparo automático de proteção, os agentes SCA responsáveis pela região afetada, comparam medições e determinam o nó afetado [20].

O nó afetado é isolado fisicamente e virtualmente, ou seja, as fronteiras adjacentes (disjuntores) são abertas e removidas do grafo da topologia da rede. Todos os agentes RA que estão responsáveis por nós afetados, o seu fornecedor de carga é desligado, o que significa que não pertencem mais à árvore. Os agentes são adicionados ao conjunto de nós não alimentados e informam as suas fontes de alimentação que estão sem carga [20].

Cada RA sem carga irá pedir restabelecimento da alimentação dos seus nós RA adjacentes. Se um agente RA alimentado recebe um pedido de restabelecimento, o pedido é enviado ao LCA associado. Se o agente RA não está alimentado, responde com uma negação de carga. Cada

⁷ O algoritmo de *Prim* é um algoritmo usado para encontrar uma árvore geradora mínima (*minimal spanning tree*) num grafo conectado, valorado e não direcionado.

LCA que recebe uma única solicitação, calcula o peso da ligação e inicia um temporizador, que é usado para disparar o LCA para se mover à próxima fase. Quando o temporizador do LCA dispara, é selecionado o pedido com menor peso e envia um pedido de ligação ao RA que fez o pedido. Todos os outros pedidos são negados. Quando um RA sem carga recebe uma resposta, o seu temporizador é reiniciado, guarda a resposta e corresponde-a ao pedido correspondente. No momento em que um RA sem carga recebe resposta a todos os seus pedidos, aceita a proposta de ligação do LCA que tem menor peso. Um LCA que recebe uma aprovação da sua ligação, atualiza a sua capacidade de carga. O RA que recebe a aprovação da ligação procede à fase de reconfiguração [20].

Na fase de reconfiguração, se um RA não é fisicamente alimentado e que, este ou outros dos recetores de carga têm esta diferente de zero, é garantido que está fisicamente isolado. De seguida, pede ao SCA para fechar o disjuntor entre o RA e o recetor de carga, alimentado fisicamente assim o RA [20].

3.7 - Formulação Matemática do Problema

De modo a otimizar e ter os melhores resultados possíveis, o problema de FLISR é modelado em modelos matemáticos na base de investigação operacional. Vários autores já formularam o problema. Embora as expressões matemáticas possam variar, devido aos índices adotado pelos autores, os objetivos e restrições baseiam-se sempre nos mesmos princípios. Uma possível formulação é a que é apresentada em [21].

As funções objetivo, ou seja, os objetivos a atingir na resolução do problema são as seguintes, segundo a fonte:

$$Max \sum_{i=1}^{Nbus} Wi * Li * Yi , \quad (3.1)$$

que significa maximizar a carga restaurada com consideração da prioridade da carga, onde:

- Nbus é o número de barramentos alimentados após o serviço de restabelecimento;
- Wi a prioridade da carga no barramento i;
- Li a carga no barramento i;
- Yi o estado de carga no barramento i, que pode assumir os valores:
 - 1 se a carga for restaurada;
 - 0 caso contrário.

$$Min \sum_{i=1}^{Ns} |Xi - Xio| , \quad (3.2)$$

representa minimizar o número de operações de comutação e assim reduzir o tempo necessário e o custo de operação para a restabelecimento, onde:

- Ns é o número total de comutações;
- Xi o estado do interruptor i na rede restaurada, que pode assumir os valores:
 - 1 se estiver fechado;
 - 0 caso contrário;
- Xio o estado do interruptor i após a falha ter sido isolada;

$$\text{Min } \sum_{i=1}^{Nbr} I_i^2 * R_i , \quad (3.3)$$

que significa minimizar as perdas durante o período de restabelecimento, onde:

- Nbr é o número total de ramos;
- I_i a corrente no ramo i ;
- R_i a resistência no ramo i .

É obrigatório obedecer a certas restrições. A primeira é que a estrutura da rede radial deve ser mantida. As outras, que podem ser expressas em expressões matemáticas, são as seguintes:

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} , \quad (3.4)$$

em que nos indica que as tensões em todos os barramentos deverão obedecer aos limites impostos, onde:

- V_{min} é a tensão mínima aceitável no barramento;
- V_i a tensão no barramento i ;
- V_{max} é a tensão máxima aceitável no barramento;

$$I_j \leq I_{max} , \quad (3.5)$$

que nos diz que todas as correntes a circular nos ramos deverão cumprir os limites estabelecidos, onde:

- I_j é a corrente máxima no ramo j ;
- I_{max} é a máxima corrente na linha.

Embora o modelo matemático pareça perfeito, na prática há vários problemas associados. O primeiro que até é uma das restrições já referenciadas, durante a localização e isolamento da falha e coordenação do dispositivo de proteção, é importante manter a topologia da rede durante todo o processo de restabelecimento [21].

Em caso de a capacidade disponível ser limitada para restabelecimento total ou parcial, o processo deverá sempre começar com os clientes de maior prioridade [21].

A variação da carga durante o período de restabelecimento deverá ser considerada na construção do plano de restabelecimento. Usando os picos de carga diária, pode levar ao restabelecimento limitado de algumas cargas. Ao usar a carga de pré defeito, pode provocar uma sobrecarga em alguns *feeders* de reserva. De modo a não violar as restrições e em beneficiar da capacidade disponível para restabelecimento, o pico de carga durante o período de restabelecimento deverá ser usado para construir o plano de restabelecimento. Este ponto está de acordo com a equação (3.2), porque a variação de carga considerada irá prevenir a necessidade de mais reconfigurações durante as horas futuras de restabelecimento, reduzindo assim o número de operações de comutação [21].

O restabelecimento é conseguido através da transferência de carga das áreas fora de serviço para os *feeders* de reserva vizinhos, através do controlo *on/off* dos interruptores. Uma vez que o tempo necessário para o processo de restabelecimento depende do número de operações de comutação, esse número deverá ser o mais baixo possível. A redução do número

de operações de comutação reduz também a possibilidade de sobretensões, risco de apagões, número de distúrbios transitórios e o custo de operação [21].

Se o plano de restauração fornece uma configuração de rede com uma topologia próxima da configuração antes da ocorrência do defeito, será mais fácil de voltar à configuração normal após a eliminação do mesmo [21].

Caso a capacidade do *feeder* de reserva seja suficiente, a área fora de serviço pode ser restabelecida como um grupo único, através de uma operação de comutação usando um *feeder* de reserva. Esta opção minimiza o tempo de resposta através da redução das operações de comutação a uma só operação. Se o *feeder* de reserva não tem capacidade necessária para a restabelecimento do grupo, as cargas fora de serviço podem ser restauradas como múltiplos grupos [21].

Se alguma zona se mantém não restabelecida após a transferência de carga, as cargas podem ser transferidas por *feeders* de reserva principais para os seus vizinhos, de modo a garantir uma margem suficiente para os *feeders* de reserva principais restabelecerem as cargas ainda não alimentadas. Caso alguma zona continue não restabelecida após a transferência de carga, mudar as mesmas com menor prioridade pode permitir o restabelecimento destas não restauradas com a capacidade limitada restante [21].

Por fim, e para fins práticos, a redução de perdas calculadas é para ser usada nas condições normais e não é apropriada para o serviço de restabelecimento durante situação de emergência, pois os resultados podem diferir daquilo que são na realidade [21].

3.8 - Aplicações da Automação Distribuída

Os avanços na automação distribuída permitiram o desenvolvimento de várias aplicações para as *Smart Grids*. Algumas das aplicações já foram referidas ao longo da dissertação, tais como o FLISR e V2G. Estas aplicações permitem uma melhor gestão e qualidade da rede energética e que consegue ir ao encontro das necessidades que surgem no mercado. Segundo [29], as principais aplicações da automação distribuída são as seguintes:

- **Feeder Reconfiguration:** ações de prevenção ou restabelecimento para reconfigurações dinâmicas na rede, de modo a atingir melhor eficiência, menores perdas, menor congestionamento e reduzidas probabilidades de ocorrência de interrupções;
- **Outage Management Systems:** utiliza os dados disponíveis dos sistemas de localização de defeitos, IEDs e AML para conseguir localizações precisas de locais onde ocorreram cortes de energia, substituindo assim a abordagem tradicional e reduzindo o tempo de resposta às interrupções do sistema;
- **Distribution State Estimation:** realiza, em quase tempo real, estimação do estado e processamento da topologia da rede de distribuição, para alcançar um preciso estado/topologia da mesma, para ser usada por outras aplicações;
- **Voltage/Var Optimization:** regula a manobra dos condensadores e posições dos transformadores de modo a conseguir menores perdas de energia, reduzir a procura e melhorar o perfil de tensão;
- **Distributed Generation Management:** ótimo despacho das unidades de geração distribuída para minimizar as perdas, melhorar o perfil de tensão do sistema, gerir

a produção de potência reativa, melhorar perfil do congestionamento do sistema ou assistir no restabelecimento;

- **Microgrid Management:** fiscaliza o controlo de *microgrids*⁸ de baixa e média tensão;
- **Demand Response:** gestão da procura para fazer uso da redução da mesma oferecida pelos consumidores pró ativos;
- **Protection Coordination:** para alcançar coordenação dinâmica ótima entre dispositivos de proteção no sistema distribuído após uma mudança de configuração e de *setpoints* da rede;
- **Load Forecast and Modeling:** precisas previsões de carga e modelação de aplicações em tempo real na subestação, transformador de serviço ou medidor de nível, considerando padrões de consumo;
- **Electric Vehicle Integration to the Grid (V2G):** modelização, análise e gestão de integração de veículos elétricos na rede para carregamento/descarregamento de baterias, tendo em conta as necessidades do consumidor e mercado.

⁸ *Microgrid* consiste numa rede formada por fontes e cargas que normalmente operam ligadas à rede centralizada, mas que se podem desconectar à mesma e funcionar autonomamente.

Capítulo 4

IEC 61850

Neste capítulo pretende-se dar a conhecer a norma IEC 61850. Uma vez que esta norma desempenha um enorme papel na automação distribuída, é essencial haver um capítulo acerca da mesma para vermos o seu contributo. Inicialmente haverá uma introdução à norma, explicando o seu aparecimento, a sua estrutura e principais vantagens. Na secção seguinte, são abordadas as comunicações na norma. Posteriormente, é referenciada como é realizada a modelação dos dados (*data modeling*). De seguida, é enunciada como é a segurança na norma. Por fim, descrever-se-á os problemas principais associados.

4.1 - Introdução à norma IEC 61850

Em 2004, um novo padrão mundial de comunicações foi introduzido nas *Substation Automation Systems* (SAS), IEC 61850. Esta norma foi desenvolvida pelo IEC *Technical Committee* 57, um grupo de fabricantes (*ABB, Alstom, Schneider, SEL, Siemens, Toshiba, etc.*) e pelos serviços elétricos (*Electricité de France, Iberdrola, Hydro-Quebec, etc.*), com o alvo de melhorar a interoperabilidade do equipamento [22].

O IEC 61850 é completamente diferente dos protocolos de comunicação clássicos (como por exemplo o *Modbus TCP/IP*) e muda totalmente a maneira de organizar um projeto de uma subestação elétrica. É uma norma completa, que define como descrever os dispositivos numa subestação (*data modeling*) e como trocar informações (através de um protocolo de comunicação) [22].

As subestações são pontos muito importantes num sistema de energia, porque ajudam a monitorizar e controlar o fluxo de energia. São as interfaces entre as centrais de geração, sistema de transmissão e sistema de distribuição, que eventualmente fornece energia aos consumidores. Os SAS são usados nas subestações para auxiliarem os engenheiros a protegerem os equipamentos, monitorizar os fluxos de energia e controlar os diversos dispositivos presentes [23].

A norma IEC 61850 foi desenvolvida com o intuito de ser uma arquitetura de comunicações que facilitasse o *design* de sistemas para funções de proteção, controlo, monitorização e diagnósticos nas subestações. Visa os problemas de interface e padroniza as comunicações para evitar o uso de protocolos específicos dos fabricantes. Cria um potencial para automação futura e funções de controlo e permite sistemas de energia evoluírem para SG [24].

A estrutura da norma é a que se observa na tabela seguinte.

Tabela 4-1 - Estrutura da norma IEC 61850 [25]

#	Título
1	Introdução e visão geral
2	Glossário de termos
3	Requisitos gerais
4	Gestão de projeto e sistema
5	Requisitos de comunicações para funções e modelos de dispositivos
6	Linguagem de descrição de configuração para comunicações em subestações elétricas relacionadas com IEDs
7	Estrutura de comunicação básica para subestações e equipamentos de <i>feeders</i>
7.1	Princípios e modelos
7.2	<i>Abstract Communication Service Interface (ACSI)</i>
7.3	<i>Common Data Classes (CDC)</i>
7.4	Classes de nós lógicos e classes de dados comuns
8	<i>Specific Communication Service Mapping (SCSM)</i>
8.1	Mapeamento para MMS e ISO/IEC 8802-3
9	<i>Specific Communication Service Mapping (SCSM)</i>
9.1	Valores amostrados sobre <i>Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point Link</i>
9.2	Valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3
10	Teste de conformidade

O grande destaque desta norma são as suas vantagens, que são as seguintes [23] [25]:

- **Interoperabilidade:** propriedade de um sistema cujas interfaces são completamente percebíveis para trabalharem com outros sistemas, sem qualquer restrição;
- **Substituição de todas as ligações por cabos *Ethernet*** (no caso de algumas aplicações é usada fibra ótica), o que fez reduzir a cablagem e os custos;
- **Metodologias orientadas a objetos e o uso de *Substation Configuration Language* (SCL)** tornaram as tarefas de *design* do sistema bastante mais fáceis. O SCL é um formato de ficheiro em XML, que pode ser usado para trocas de informação entre ferramentas. Com a configuração disponível num formato padronizado, é possível usar essa informação fora da subestação [26];
- **GOOSE** (explicado em que consiste na secção seguinte) e ***Sampled Measured Values* (SMV)** tornaram as funções de proteção e monitorização muito rápidas e confiáveis;
- **Uso de um modelo virtualizado:** permite definição de dados, serviços e comportamento dos dispositivos a serem definidos em adição aos protocolos que são usados para definirem como os dados são transmitidos na rede;
- Todos os elementos de dados do IEC 61850 são nomeados usando *strings* descritivas para descrever os mesmos;
- **Todos os nomes de objetos são padronizados e definidos num contexto de sistema energético:** permite ao engenheiro imediatamente identificar o significado dos dados sem ter que definir mapeamentos que relacionam números de índice e números de registos do sistema, como corrente e tensão;
- **Custos de instalação mais baixos:** a norma permite que os dispositivos rapidamente troquem dados e estados usando GOOSE pela rede local, sem ter que ligar fios separados para cada relé;
- **Custos de transdutores mais baixos:** uma única unidade que suporte SMV pode enviar um sinal a vários dispositivos usando um único transdutor (dispositivo que transforma um tipo de energia em outro);
- **Custos de comissionamento reduzidos:** os dispositivos IEC 61850 não requerem tanta configuração manual como os outros dispositivos, reduzindo assim erros e reconfigurações;
- **Menores custos de migração de equipamentos:** devido à interoperabilidade, as diferenças comportamentais de um dispositivo de uma marca para outra são minimizadas, ou até mesmo eliminadas;
- **Menores custos de expansão:** adicionar dispositivos e aplicações num sistema IEC 61850 existente, pode ser feito com o menor impacto no equipamento existente;
- **Menores custos de integração:** ao utilizar-se a mesma tecnologia de rede que é usada amplamente em todas as empresas de serviço energético, o custo de integração da subestação é substancialmente reduzida;
- A norma permite novas capacidades, que não eram possíveis com os anteriores protocolos.

Existem três componentes básicos [27]:

- Objetos;
- Rede;
- Centro de controlo.

Os objetos podem ser IEDs, relés, RTUs e controladores de lógica programável. Estes objetos desempenham controlo local e enviam/recebem sinais para/de outros objetos ou mestre SCADA. Podem dividir-se em dois níveis: equipamento primário e *bay level* (inteligência local em forma de IEDs e RTU) [27].

A rede de comunicação liga as funções do *bay level* com o SCADA na estação de controlo. O mestre SCADA implementa controlo central: processamento de informação e tomada de decisão, disponibilização de informação para o operador e controlo do sistema energético através dos dispositivos do *bay level* [27].

4.2 - Comunicações no IEC 61850

Os serviços de comunicação e modelos são designados em *Abstract Communication Service Interface* (ACSI). Estes serviços serão mapeados em protocolos existentes (como, por exemplo, TCP/IP) sobre *Ethernet*. A esmagadora parte das comunicações são do tipo cliente/servidor [25]. Neste tipo de comunicações, o servidor é quem armazena a informação e o cliente faz o pedido para a aceder. As transações são iniciadas sempre pelo cliente e baseadas numa transmissão *unicast*, ou seja, comunicação um para um.

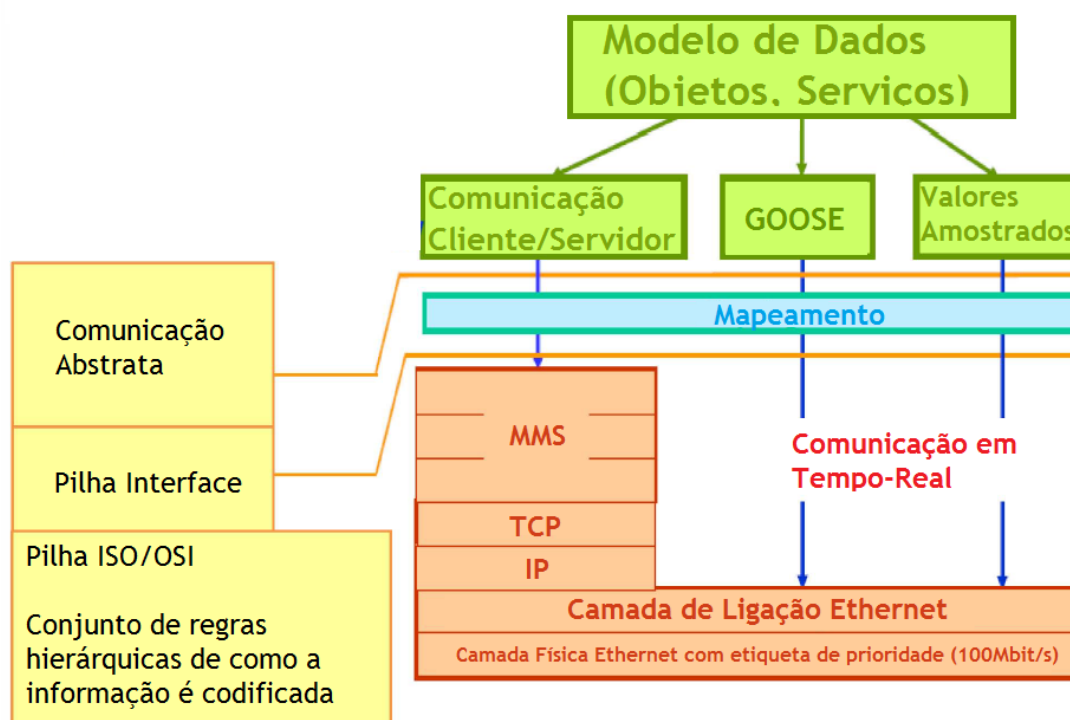


Figura 4.1 - Modelo de Comunicação IEC61850 adaptado de [28]

O *Electrical Network Monitoring and Control Systems* (ENMCS) é conectado via barramento da subestação para os IEDs. Os ENMCS são utilizados em sistemas de monitorização e gestão de geração e distribuição de energia. Os objetivos de aplicação de um ENMCS num sistema de geração ou distribuição são melhorar a segurança, a fiabilidade e operabilidade. As melhorias de segurança e fiabilidade são conseguidas através de [58]:

- Comutação remota de disjuntores;
- Implementação de esquemas de proteção distribuídos;
- Funções de gestão de energia;
- Maior monitorização do sistema elétrico;
- Monitorização contínua do sistema elétrico para anomalias e alarmes;
- Restabelecimento mais rápido da energia após defeitos no sistema.

Já em termos de melhoria de operabilidade são conseguidas através de [58]:

- Fornecer assistência ao operador do sistema elétrico;
- Funções automáticas que auxilia o rápido restabelecimento de energia;
- Geração automática de relatórios para redução de carga de trabalho do operador.

Os ENMCS também podem ajudar a alocar com precisão o uso de energia em unidades de processos individuais e em futuras atualizações das centrais de geração, fornecendo dados precisos acerca da carga de cada barramento [58].

A comunicação cliente/servidor entre o ENMCS e os IEDs é operada pelo serviço *Manufacturing Message Specification* (MMS). Este serviço é baseado nas camadas de comunicação TCP/IP, não tem requisitos temporais e é usado para as trocas entre o ENMCS e os IEDs: leitura, escrita e *reports* (grupo de dados enviados periodicamente). A norma permite também comunicações horizontais, ou seja, comunicações entre dispositivos do mesmo nível, como por exemplo entre IEDs.

Tradicionalmente para os SAS, a norma divide as comunicações entre subestações em três níveis [28]:

- **Nível de Processo (Nível 0):** inclui dispositivos de entrada e saída, sensores e atuadores inteligentes;
- **Bay level (Nível 1):** inclui funções de proteção e controlo por parte dos IEDs;
- **Nível de subestação (Nível 2):** inclui a unidade central de processamento, posto de comando local e as interfaces com o exterior da subestação. Aqui são realizadas várias funções tais como [59]:
 - Recolha e tratamento de informação gerada na subestação;
 - Histórico de ocorrências na subestação;
 - Configuração de todos os módulos do sistema;
 - Interligação com o centro de condução;
 - Interligação com o centro de engenharia.

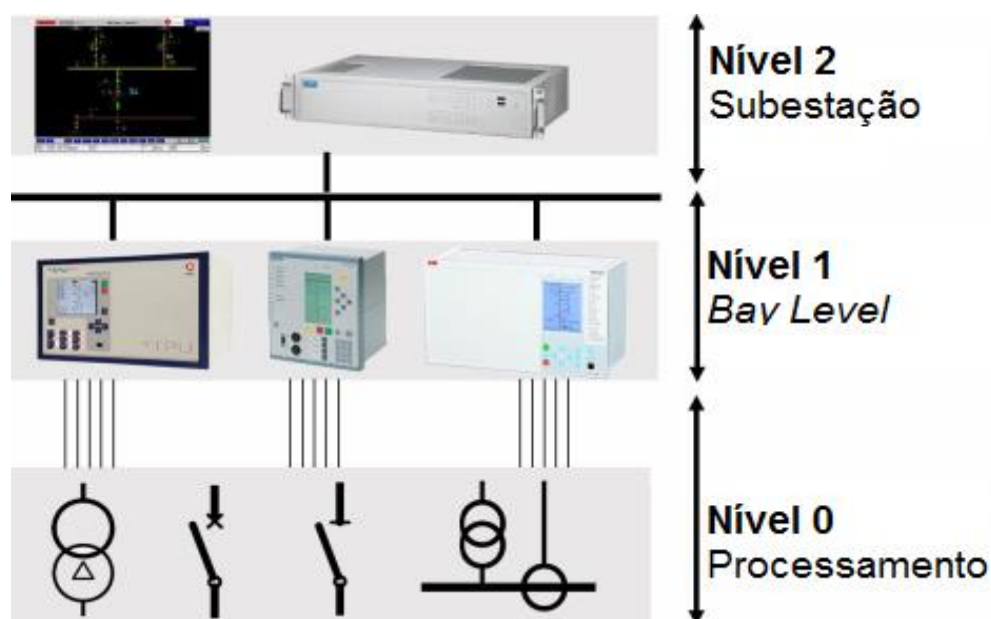


Figura 4.2 - Organização do Sistema de Automação de Subestações (SAS), adaptado de [59]

As ligações entre diferentes níveis e equipamento são realizadas de duas maneiras diferentes: entre os níveis 0 e 1 usam-se ligações elétricas de cobre fio a fio ou *hardwiring* (cada ponto a monitorizar ou a atuar exige um condutor separado). Entre as unidades nível 1 e entre este e o nível superior, usa-se uma rede de comunicações chamada barramento de subestação, onde o meio físico é fibra ótica e circulam sinais digitais endereçados [59].

Sendo assim, as SAS são sistemas de automação distribuída, onde todas as funções desempenhadas (proteção, automatismos e controlo) encontram-se nas várias unidades de painel, comunicando entre si e com a unidade central de processamento [59].

Para estas funções serem desempenhadas, as unidades envolvidas têm que comunicar entre si. A comunicação e consequente partilha de dados necessita de um meio físico de comunicação para que os dados possam ser enviados/recebidos. Na camada física das comunicações podem ser usadas fibras óticas, *power line carrier* (transmissão de dados pela rede energética) ou *wireless*. A escolha de um meio físico depende de vários aspetos, tais como custo de instalação, segurança, extensão geográfica, entre outros [28].

As fibras óticas têm alto rendimento e alta fiabilidade, mas são consideradas mais caras para longas distâncias e podem ser usadas apenas em áreas urbanas [28].

As redes *wireless* são económicas para muitas aplicações, no entanto os dispositivos têm de estar próximos uns dos outros, têm menor confiabilidade e maiores riscos de segurança. Nas redes energéticas, o tipo de rede *wireless* mais usada é as GPRS (*General Packet Radio Service*). As ligações GPRS são as mesmas ligações usadas nos telemóveis que permitem dados móveis, ou seja, *internet* em qualquer zona sem ser necessário qualquer aparelho extra [28].

Por fim, as redes *Power Line Carrier* são baratas pois não requerem elevados investimentos e são ideais para áreas rurais [28].

Não é possível dizer que uma das opções é melhor que as outras todas. A escolha de um meio físico dependerá de vários fatores, como dito anteriormente, e cabe aos engenheiros, conforme as condições monetárias e geográficas presentes, decidirem qual das alternativas é a mais adequada a ser usada. No quadro que se segue, resume-se as principais vantagens e desvantagens de cada meio físico.

Tabela 4-2 - Vantagens e Desvantagens de cada meio físico

Meio Físico	Vantagens	Desvantagens
Fibra Ótica	• Alto rendimento • Alta fiabilidade	• Caro para longas distâncias • Só pode ser usado em áreas urbanas
Wireless	• Económicas	• Dispositivos têm de estar próximos uns dos outros • Menor confiabilidade
Power Line	• Baratas	• Não aconselhável para áreas urbanas
Carrier	• Ideias para áreas rurais	• devido a melhores alternativas

As ligações ponto a ponto são tecnicamente realizáveis na maioria das aplicações. No entanto, os esforços de desenvolvimento nas infraestruturas das *Smart Grids* necessita de protocolos roteáveis, tais como o *Internet Protocol* (IP) ou IPv6 para futuros progressos. Já em termos de transporte, o *Transmission Control Protocol* (TCP) é uma boa solução [28].

Os serviços de comunicação podem ser cliente/servidor, publicador/subscritor ou *peer-to-peer* (P2P). Em aplicações do nível de controlo, o modelo cliente/servidor será suficientemente eficaz. No entanto, quando ocorrem falhas na comunicação, o modelo *peer-to-peer* poderá ser útil. No modelo P2P, os recursos locais tais como o processador, disco, rede, etc. são disponíveis para cada nó na ligação, não sendo necessário assim a coordenação central. Cada nó na ligação pode ser um fornecedor ou consumidor de dados [28].

A esmagadora parte das comunicações que ocorrem nas aplicações das *Smart Grids* são em tempo real. Como consequência, os sistemas têm de ter requisitos estritos acerca da propagação da latência e da sua variabilidade, o chamado *jitter*. A latência é o tempo necessário para os dados transmitirem desde a fonte até ao destino. No caso destas ligações, é o tempo que os dados demoram a chegar do servidor ao cliente. Estes dois fatores podem afetar o desempenho da fonte de aplicação, que produz ou consome os dados transferidos. Nas *Smart Grids*, a qualidade de informação recolhida dos pontos de distribuição de medição e a eficácia das ações de controlo dependem da qualidade de serviço fornecida pela infraestrutura da rede. A latência e o *jitter* são contribuídos pela pilha de comunicação do *software* [30].

A comunicação é o calcanhar de Aquiles em qualquer sistema *Self-Healing*. As aplicações de ADO requerem baixas latências e alta segurança, no entanto a AMI já não é tão rígida [31]. Devido às diferentes necessidades da ADO e AMI, podem ser usadas diferentes redes de comunicação.

A norma IEC 61850 permite a troca de mensagens em tempo real entre equipamentos, através da rede de comunicação, para fornecer serviços avançados às subestações. Estas mensagens têm elevada prioridade na rede e são enviadas por uma transmissão *multicast* (entrega de informação a múltiplos destinatários simultaneamente). A estas mensagens dá-se o nome de GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Events*) [22].

Uma mensagem GOOSE é usada para trocar dados entre IEDs. As comunicações GOOSE representam comunicações horizontais numa SAS. Ao fazer *multicast* da mesma mensagem a um ou mais IEDs, consegue-se comunicações mais rápidas, menor cablagem e menores custos [28].

Todas as mensagens GOOSE são enviadas periodicamente numa situação segura. Numa situação crítica, a sequência de emissão das mensagens GOOSE é alterada e torna-se mais rápida, garantindo assim que todos os recetores obtêm a informação correta. O tempo de transferência da rede depende da topologia da rede, da velocidade, uso da largura de banda e por fim o uso de *Virtual Large Area Network* (tal como o nome indica, tratasse de uma rede local, mas de grande dimensão e virtual) [22].

4.3 - Data Modeling

A norma IEC 61850 decompõe a subestação elétrica, incluindo os dispositivos primários e as funções de monitorização, controlo e proteção, até aos objetos, obtendo assim uma representação orientada a objetos do sistema energético. O objeto mais pequeno é o *data attribute*, que é encapsulado no *common data*. Estes são os dados usados pelos dispositivos quando são operados [27].

A modelação é baseada na noção de nó lógico (*Logical Node - LN*), que consiste num agrupamento de dados e serviços associados, que são logicamente relacionados para alguma função do sistema. No ambiente do IEC 61850, as funções de proteção e controlo são partidas em pequenas unidades, os LNs [22].

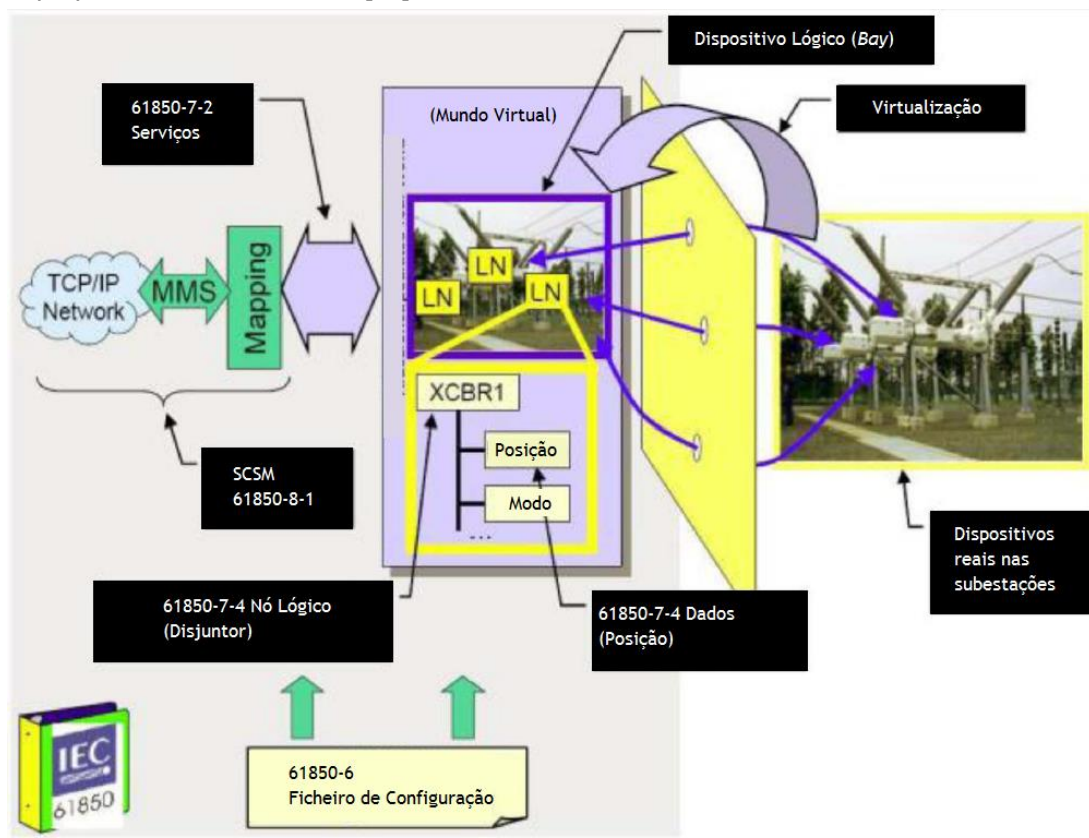


Figura 4.3 - Paralelo entre mundo virtual e real, adaptado de [28]

Estas unidades virtuais são de facto os objetos definidos no contexto da norma ser orientada a objetos. Cada LN pode ter até trinta objetos, cada um deles pertencendo a um *common data* [29]. Os LNs são agrupados em treze grupos principais. Cada grupo contém um específico número de LNs. São uma espécie de “pastas” que possuem informações que podem ser usadas ou trocadas. Um LN é também descrito pelos serviços de comunicação que operam sobre os dados [28].

Tabela 4-3 - Grupos de LNs [28]

Indicador de Grupo	Grupo LN	Número de LNs
A	Controlo Automático	8
C	Controlo Supervisor	5
G	Referências funções genéricas	3
I	Interface e arquivo	4
L	Nós Lógicos do sistema	3
M	Contagem e Medição	8
P	Funções de proteção	28
R	Funções relacionadas com proteção	10
S	Sensores e Monitorização	4
T	Transformador de Instrumento	2
X	Aparelhagem	2
Y	Transformador de Potência	4
Z	Equipamento do sistema energético	15
TOTAL		96

As funcionalidades semelhantes realizadas por diferentes dispositivos constroem um LN e vários LNs realizados por diferentes dispositivos, ou apenas pelo mesmo dispositivo, constroem um dispositivo lógico (*Logical Device* - LD). Cada LD consiste num mínimo de três nós lógicos [28].

O IEC 61850 fornece um modelo compreensivo de como os dispositivos do sistema energético deverão organizar os dados, de maneira que seja consistente entre todos os tipos e marcas dos dispositivos. Por exemplo, se ligarmos um transformador de corrente/tensão a um

relé IEC 61850, este pode detetar o módulo e automaticamente atribuir para uma unidade de medida, sem interação do utilizador. É atribuído imediatamente à secção apropriada [25].

Os modelos IEC 61499 são usados para o controlo lógico. O nó lógico é modelado e implementado como uma rede de *function blocks* (FB) mapeados num recurso IEC 61499. Esta rede terá um FB principal que tem os dados do LN e os FBs para as comunicações [32].

Como o IEC 61850 usa os LNs para ordenar as classes e atributos dos dados, o IEC 61499 usa uma funcionalidade semelhante com os FBs. Os LNs e os dispositivos lógicos com as suas funções podem ser implementados usando um FB composto [28].

Um FB da norma IEC 61499 é uma componente do programa, cujo comportamento é especificado pela máquina de estados orientada a eventos e algoritmos associados com os seus estados. Em adição às estruturas que auxiliam a organização de funcionalidades, a norma IEC 61499 fornece os meios para a descrição da arquitetura [27].

Para cada LN do IEC 61850, um *Intelligent Logical Node* (ILN) é implementado como um tipo de FB, com serviços representados como entradas de eventos. Cada ILN é modelado como um FB composto que inclui três principais blocos:

- **Database:** contém dados e serviços do LN;
- **Service Interpreter:** analisa o nome do serviço pedido na altura em que o evento de serviço de entrada chega;
- **Intelligence:** responsável pela decisão e negociação com outros ILN.

4.4 - A segurança no IEC 61850

Ao longo do documento, foi referido que a segurança é um fator de extrema importância. Por isso, a norma terá que ter atributos/propriedades que permita que as ligações sejam seguras. A segurança nas *Smart Grids* é medida nos seguintes cinco parâmetros [33]:

- **Disponibilidade:** garantir acesso autorizado à informação e prevenir que serviços sejam negados;
- **Integridade:** evitar modificações não autorizadas;
- **Confidencialidade:** negar acesso não autorizado à informação;
- **Responsabilidade:** garantir a validade de uma ação;
- **Vulnerabilidade:** medir a sensibilidade das redes contra ataques cibernéticos.

Destes cinco parâmetros, a integridade é considerada o mais importante para a segurança das *Smart Grids*. Por isso, é necessário que seja aplicado um protocolo de comunicação de confiança nas redes elétricas inteligentes. Esse protocolo, como já vimos anteriormente, é o IEC 61850 [33].

Para as redes SG serem seguras, estas têm que cumprir certos requisitos, que são os seguintes [33]:

- Detecção de ataques e habilidades de *Self-Healing*;
- Identificação dos dispositivos e pessoas (utilizadores que acedem à rede), de modo a garantir a segurança dos dados e desempenho da rede;
- Protocolos de comunicação que sejam seguros, flexíveis e eficientes (IEC 61850).

Embora a norma IEC 61850 tenha dado solução a muitos dos problemas associados às *Smart Grids*, alguns ainda permanecem. Os maiores problemas de segurança da norma, que ainda persistem, são os seguintes [33]:

- **Delay:** o tamanho das mensagens GOOSE causa um atraso notável comparado a um valor amostrado de um canal analógico. O *delay* da transmissão é a quantidade de tempo necessário para inserir todos os *bits* num meio de transmissão e pode ser calculado da seguinte forma:

$$Dt = N/R , \quad (4.1)$$

onde Dt é o *delay* da transmissão, N é o número de *bits* a ser transmitido e R a taxa de transmissão em *bits* por segundo;

- **Ataques cibernéticos:** para os dispositivos na rede comunicarem mais facilmente entre si, a norma IEC 61850 foi mapeada em serviços *web*, o que trouxe sérias ameaças à rede. Estes ataques provocam elevados estragos;
- **Duração do processo *handshake*:** *handshake* consiste num processo automatizado que define os parâmetros do canal de comunicação estabelecido entre duas entidades antes da comunicação se iniciar. A duração do processo tradicional é considerado demasiado longo para aplicações em tempo real.

A flexibilidade do IEC 61850 e a possibilidade de implementação de novas capacidades permitem que diferentes metodologias suportem a segurança da norma. Alguns métodos já foram desenvolvidos, tais como o sistema de deteção de intrusão e um processo *handshake* melhorado [33].

O sistema de deteção de intrusão consiste num método de deteção de ataques, antes ou após aceder a uma rede segura. A maneira mais simples de fundir este método com uma rede baseada no IEC 61850 é incluir uma *gateway*. A função de uma *gateway* é permitir a comunicação entre redes com arquiteturas diferentes. No entanto, este método é um pouco desvantajoso, pois o processo de deteção acrescenta um certo atraso, o que poderá permitir ao atacante um tempo extra para causar impacto na rede [33].

O outro processo, *handshake* melhorado, permite reduzir o atraso causado pelo processo de deteção, reduzindo assim o risco. O *handshake* melhorado reduz o número de etapas necessárias em relação à sua versão tradicional. Enquanto a versão melhorada necessita de apenas quatro passos, a tradicional necessita de treze passos para ser completa. A sua principal desvantagem é a redução de segurança, uma vez que muitas etapas de autenticação e autorização são ignoradas. No que diz respeito às *Smart Grids*, estas etapas de autenticação são desprezáveis, logo deverá ser usado o processo melhorado e não o tradicional.

4.5 - Problemas a ultrapassar no IEC 61850

Embora a norma IEC 61850 seja padronizada para aplicações de comunicação, algumas funções são implementadas no sistema de acordo com os fabricantes dos dispositivos. A norma visa a interoperabilidade, no entanto há alguns problemas associados na implementação da mesma característica. Em [34], são referenciados alguns desses problemas. Segundo a fonte, as principais dificuldades são referentes à flexibilidade, aos parâmetros opcionais e dados de aplicação genéricos e ao detalhe da norma.

Em termos de flexibilidade, é sabido que a norma permite cobrir vários tipos de aplicações. No entanto, a interoperabilidade apenas é conseguida para serviços de comunicação idênticos, estruturas de dados e definições para cada conjunto de dados trocados entre IEDs [34].

Já referente aos parâmetros opcionais e dados de aplicação genéricos, sabe-se que nem todas as funções e sinais necessários nas subestações são definidos como modelos de dados. Por isso, os modelos de dados genéricos são frequentemente usados, ou como alternativa, uma extensão no modelo de dados é definida e aplicada. Como consequência, isto causa dificuldades no que diz respeito à interoperabilidade [34].

Para se perceber melhor o que foi dito, vejamos o seguinte exemplo: um IED pode suportar função de auto-supervisão, mas a norma define apenas o estado geral do dispositivo num nó lógico e por isso, os alarmes não podem ser transmitidos usando o LN. Sendo assim, têm de usar dados de aplicação genéricos, que são específicos de cada vendedor [34].

Num ambiente com múltiplos fabricantes, é importante que se defina os LNs e serviços de comunicação e personalize a aplicação de acordo com as especificações dos clientes. Confirmar os LNs a serem aplicados em cada função, certificar os atributos de dados essenciais e seus significados nos LNs, verificar os serviços de comunicação para cada LN e por fim conferir a alocação dos LNs aos dispositivos físicos são passos que permitem garantir a interoperabilidade entre diferentes fabricantes [34].

Por fim, no que concerne ao detalhe da norma, em algumas das suas partes, as descrições não são claras. Como consequência, a sua interpretação é dificultada e possivelmente diferentes pessoas terão diferentes interpretações. Por exemplo, algumas situações irregulares não são definidas como LNs, com resultado de que a transmissão de dados não é interoperável [34].

Capítulo 5

Benchmarking: Projetos Smart Grid No Mundo

Os capítulos anteriores consistiram em fazer um enquadramento teórico acerca das *Smart Grids*. Uma vez que a teoria essencial já foi estudada, neste capítulo pretende-se seguir uma abordagem diferente.

O objetivo deste capítulo é dar a conhecer o estado das *Smart Grids* no mundo. Inicialmente mostrar-se-á as principais áreas dos projetos *Smart Grid* e como é feita a sua avaliação. Posteriormente dar-se-á a conhecer alguns dos projetos europeus já implementados. Também referenciar-se-á o estado das *Smart Grids* em outros países, fora da europa.

Existem imensos projetos, logo seria impossível enunciar todos. Sendo assim, no documento serão referenciados os projetos com maior ênfase e maior destaque nas principais fontes de pesquisa (IEEE).

Neste capítulo não serão referenciados projetos em que a EDP Distribuição fez parte do consórcio. Esses apenas o serão no capítulo seguinte. No entanto, este capítulo tem algum relevo para a EDP, pois permite observar soluções de outros operadores de distribuição.

5.1 - Áreas e Critérios de Avaliação de Projetos

A qualidade de um projeto é avaliada conforme o cumprimento de certos requisitos. Segundo [35], existem seis principais áreas de avaliação de projetos, que se dividem em:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição;
- Serviço ao consumidor;
- Armazenamento/veículos elétricos;
- Modelo de negócio.

Um projeto não terá que incluir todas as áreas. Por exemplo, se o projeto for dedicado apenas aos veículos elétricos, as áreas de geração e transmissão, por exemplo, são ignoradas na sua avaliação.

Cada uma das áreas principais é constituído por critérios. Quanto mais critérios forem cumpridos, melhor é a avaliação do projeto. Segue-se a descrição das principais áreas e critérios [35]:

- 1) **Geração:** relacionado com a geração de energia usando unidades distribuídas e fontes renováveis/não renováveis:
 - a. **Integração de unidades renováveis descentralizadas:** ligação de fontes de energias renováveis à rede de distribuição;
 - b. **Controlo de produção e melhoria de previsibilidade:** procedimentos que resolvam os efeitos da intermitência das fontes de energias renováveis;
 - c. **Integração de centrais elétricas de ciclo combinado:** implementação de tecnologias de ciclo combinado nas turbinas de gás;
 - d. **Promoção do desenvolvimento de energias renováveis:** campanhas educacionais/formações acerca do interesse das energias renováveis como fonte de geração de energia elétrica;
 - e. **Regulação de tensão e monitorização da qualidade de energia:** implementação de monitorização das formas de onda e estabilização da tensão de saída.
- 2) **Transmissão:** indicadores relativos à gestão e equilíbrio do trânsito de potências entre as linhas de alta e média tensão:
 - a. **Gestão do trânsito de potências:** ferramentas e *software* para fluxo de cargas, simulação em tempo real e otimização nos centros de gestão;
 - b. **Coordenação entre transmissão e distribuição:** colaboração entre os operadores da rede, tais como partilha de medições e informação entre o equipamento de proteção do lado de transmissão e distribuição;
 - c. **Problemas no equilíbrio de potência:** gestão do equilíbrio entre produção e consumo.
- 3) **Distribuição:** monitorização e controlo das redes de distribuição:
 - a. **Deteção de falhas na rede:** equipamento instalado na rede para deteção de falhas;
 - b. **Self-Healing:** deteção automática de defeitos, localização na rede de distribuição e restabelecimento da energia aos consumidores na zona afetada;
 - c. **Gestão da rede:** monitorização centralizada da rede, recolhendo informação em tempo real acerca do estado da rede;
 - d. **Planeamento e agendamento de manutenção:** implementação de melhores agendamentos;
 - e. **Avaliação das perdas:** avaliação de perdas técnicas e não técnicas;
 - f. **Micro-Grids:** sistemas capazes de fornecer carga mesmo quando desligados da rede principal;
 - g. **Gestão de ativos:** seleção, inspeção e manutenção de componentes.
- 4) **Serviço ao consumidor:** funções que lidam com o utilizador final:
 - a. **Modelação e previsão da procura de carga:** modelos que representam e preveem a procura de carga;

- b. **Resposta à procura:** incentivos, como por exemplo variação de tarifas, que encorajam os consumidores a reduzir ou a aumentar os seus consumos energéticos;
 - c. **Gestão da procura:** *hardware* e *software* no equipamento dos consumidores capazes de remotamente controlar cargas designadas;
 - d. **Medição inteligente:** contadores inteligentes que periodicamente enviam informações de consumo e produção;
 - e. **Multi-Fluid Metering:** contadores inteligentes com múltiplos serviços (tais como eletricidade, gás e calor);
 - f. **Segurança cibernética:** tecnologia que garante a proteção dos dados do sistema energético (estado da rede, sinalização de preços e dados de consumo);
 - g. **Portal online do consumidor:** *webpage* que permite aos consumidores visualizar os seus consumos e outras informações;
 - h. **In-Home Display:** ecrã doméstico que substitui ou complementa o portal *online* do consumidor;
 - i. **Vendedor:** consumidor capaz de vender energia à rede e trocar energia gerada localmente (através de painéis solares por exemplo).
- 5) **Armazenamento e veículos elétricos:** implementação de armazenamento distribuído, tecnologias de carregamento de baterias e mobilidade elétrica:
- a. **Integração de armazenamento distribuído:** implementação de sistemas de armazenamento elétrico na rede de distribuição;
 - b. **Carregamento avançado de veículos elétricos:** instalação de tomadas nas casas para carregamento de veículos elétricos como também soluções inovadoras relativamente às estações de carregamento;
 - c. **V2G:** possibilidade de carregar veículos e estes fornecerem serviços à rede.
- 6) **Modelo de negócio:** descrição da organização e aspetos económicos:
- a. **Criação de valor de fontes flexíveis para serviços auxiliares:** armazenamento, geração distribuída e controlo de carga de modo a obter um excesso de energia que pode ser fornecida a serviços auxiliares;
 - b. **Criação de valor de fontes flexíveis para mecanismos de ajuste de capacidade:** integração de armazenamento, geração distribuída e controlo de carga que permite o ajuste de compensação recebido pelos geradores para investimento na capacidade de geração;
 - c. **Flexibilidade na procura e energias renováveis distribuídas para otimizar a produção de ativos:** uso da geração ajustável para propor novos serviços energéticos;
 - d. **Estabelecimento de contratos incorporando consumo e flexibilidade de produção:** desenvolver novos acordos comerciais de modo a melhorar a capacidade do sistema;
 - e. **Armazenamento para aumentar a qualidade do serviço técnico da geração distribuída:** sistemas de armazenamento para ajudar a corresponder a oferta com a procura;

- f. **Modelos económicos alternativos para desenvolvimento de energia renovável:** projetos focados na geração distribuída de energia;
- g. **Participação dos consumidores no mercado e provisões de serviços:** papel ativo por parte dos consumidores levando a melhoria na flexibilidade do seu consumo em termos de segurança e eficiência no sistema e criar economias de energia que leva a menores preços nas tarifas;
- h. **Positive Energy Building:** edifícios equipados com capacidade de geração capaz de exceder o seu consumo geral.

Com base nas áreas e seus critérios apresentados, a avaliação dos projetos de demonstração consiste em três passos [35]:

- 1) A primeira etapa é a pontuação da área de avaliação. Se o projeto avaliado aborda uma ou mais áreas, então tem valor um para cada área abordada, caso contrário tem valor zero. Por exemplo, um projeto dedicado apenas à integração de veículos elétricos na rede tem valor 1 na área “Armazenamento e veículos elétricos” e zero nas restantes.
- 2) Na segunda etapa é calculado o *Score*. Como foi referenciado anteriormente, cada uma das áreas contém vários critérios. O *Score* é calculado numa escala de zero a dez e corresponde à soma dos critérios. Cada critério tem o mesmo peso. O *Score* é apenas calculado nas áreas que tiveram valor um e é calculado com a seguinte expressão:

$$S_j = \frac{10}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} I_i, \quad (5.1)$$

- S_j é o *Score* da área j ;
- n_j é o número de critérios presentes na área j ;
- I_i representa a inclusão ou exclusão do critério i presente na área j :
 - Igual a 1 se o critério for incluído;
 - Igual a 0 se o critério for excluído;

- 3) Na última etapa, é calculado o *Smart Grid Evaluation Indicator*, ou seja, a classificação final do projeto, que pode ser calculada com a seguinte fórmula:

$$SGEI = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N S_j, \quad (5.2)$$

- *SGEI* é *Smart Grid Evaluation Indicator*;
- S_j é o *Score* da área j calculado na etapa anterior;
- N o número de áreas, que neste método de avaliação é igual a seis.

Uma vez entendida como é realizada a avaliação dos projetos de demonstração *Smart Grid*, as próximas secções consistirão em demonstrar alguns dos projetos com maior relevância.

5.2 - Projeto ADDRESS

ADDRESS é o acrónimo de “Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESources”. O objetivo deste projeto é entregar uma estrutura comercial e técnica para o desenvolvimento da procura ativa nas *Smart Grids*. Teve início em Junho de 2008 e durou quatro anos (atualmente terminado). Foi parcialmente financiado pela *European Communities Seventh Framework Programme* [36].

O coordenador do projeto foi a *ENEL Distribuzione* e o consórcio consistiu em vinte e cinco (25) parceiros de onze (11) países europeus (Espanha, França, Itália, Suíça, Roménia, Finlândia, Suécia, Alemanha, Holanda, Bélgica e Inglaterra). Neste projeto apenas consumidores domésticos e pequenos comércios foram considerados [36].

O projeto ADDRESS desenvolveu soluções técnicas nas instalações dos consumidores e no nível de sistema de energia, para permitir a procura ativa e para permitir também resposta por parte dos consumidores a pedidos dos mercados em quase tempo real (entre vinte a trinta minutos após os pedidos). Complementarmente, ADDRESS identifica os benefícios da procura ativa para os diferentes participantes no sistema e desenvolve mecanismos para exploração destes benefícios [36].

Na figura que se segue, pode-se observar a arquitetura proposta para o projeto.

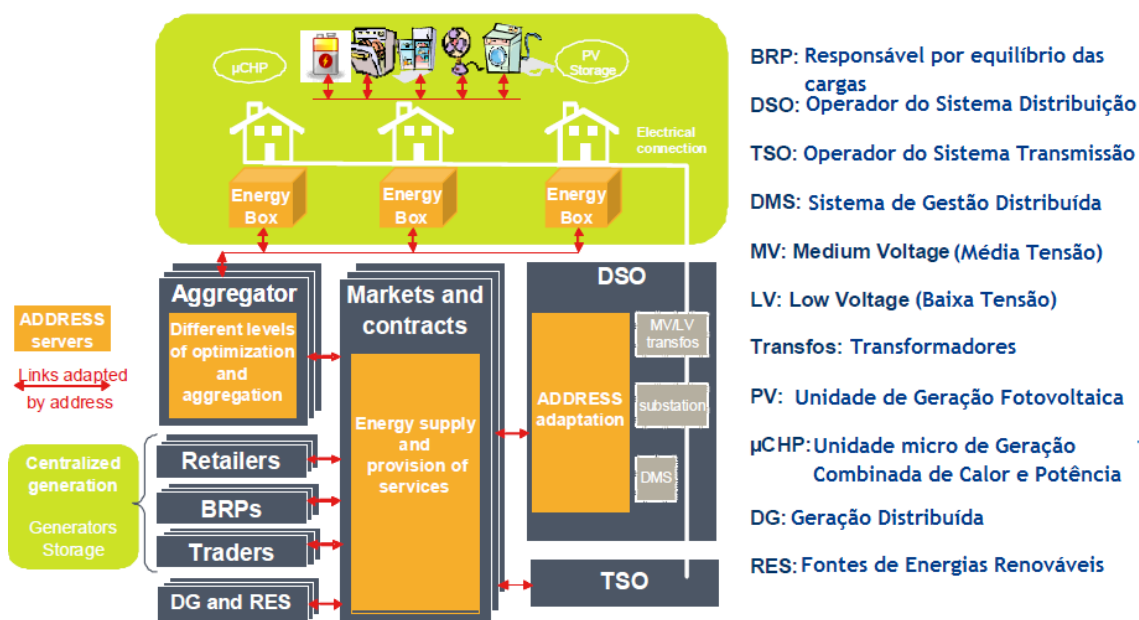


Figura 5.1 - Arquitetura do ADDRESS, adaptado de [36]

Na arquitetura proposta, os agregadores são os mediadores chave entre consumidores, mercados e outros participantes no sistema elétrico. Têm um papel central porque [36]:

- Recebem os pedidos e sinais para serviços baseados em procura ativa, com origem em mercados e diferentes participantes no sistema;
- Reúnem e embalam as flexibilidades e as contribuições fornecidas por pequenos consumidores, para ir ao encontro dos pedidos de serviços e sinais e oferecem a diferentes participantes pelos vários mercados.

Ao nível do consumidor, a *Energy Box* é a interface entre o consumidor e o agregador. A *Energy Box* realiza a otimização e controlo das cargas, fontes de energia distribuídas e possivelmente o armazenamento de energia no equipamento dos consumidores. Os operadores do sistema de distribuição também têm um importante papel porque a procura ativa interessa aos consumidores ligados à rede de distribuição. Continuarão a garantir a segurança e a eficiência da rede, mas também [36]:

- Terá que permitir o desenvolvimento da procura ativa enquanto que, ao mesmo tempo, assegura a segurança e a eficiência da operação e desenvolvimento da rede;
- Interagir com outros participantes do sistema e em particular com os agregadores por via dos mercados;
- Terá interações diretas com os operadores do sistema de transmissão para garantir a segurança do sistema.

O projeto ADDRESS desenvolveu três testes de campo, onde todas estas tecnologias foram testadas e avaliadas de acordo com as especificações e requisitos definidos durante o projeto. Com base nestas especificações, a tecnologia foi implementada e dividida em três testes de campo, cada um deles focado em diferentes alvos [37]:

- **Espanha:** testes na rede de baixa tensão com *Demand Side Management* no ponto de vista dos consumidores;
- **Itália:** testes na rede de média tensão com várias fontes de geração de média tensão para estudar as interações de vários pontos de distribuição na rede;
- **França:** testes na rede de baixa tensão ligada aos *feeders* da rede de média tensão com *Demand Side Management* e com fontes de energia renovável ligadas à rede de baixa tensão.

Apesar de alguns problemas e contratempos, o projeto foi um sucesso e permitiu tirar as conclusões que se esperavam. Os resultados em grande detalhe dos testes podem ser observados em [37].

5.3 - Projeto GRID4EU

Grid4EU é um projeto com duração de cinquenta e um (51) meses de grande escala, com início em Novembro de 2011 e fim em Janeiro de 2016, proposta por um grupo de operadores do sistema de distribuição da República Checa, França, Itália, Alemanha, Espanha e Suécia, numa parceria entre retalhistas de eletricidade, fabricantes e organizações de investigação [38]. É um dos maiores projetos *Smart Grid* a ser financiado pela União Europeia: vinte e sete (27) parceiros e um orçamento de cinquenta e quatro milhões de euros (54 000 000€) [39].

O núcleo do projeto foi a implementação de seis demonstradores de grande escala para testar os conceitos do sistema inovador e suas tecnologias, realçando e ajudando a remoção das principais barreiras técnicas, económicas, sociais, ambientais e reguladoras ao desenvolvimento das *Smart Grids* [39].

O projeto foi estruturado tendo em conta os dois seguintes desafios [38]:

- As redes existentes são feitas de ativos e equipamentos de longa duração que não podem ser removidos ou facilmente atualizados;
- Na Europa, as redes de distribuição, nos contextos técnicos, económicos, sociais e reguladores variam de país para país.

É uma compreensiva e sistémica abordagem, organizada à volta de demonstrações de redes de grande escala. A sua estrutura é especificamente construída para facilitar partilha de conhecimento dinâmico, assistência técnica e análise [38].

Os principais problemas abordados pelo GRID4EU foram [39]:

- Integração de fontes de energia distribuídas;

- Gestão inovadora da energia ao nível de baixa e média tensão;
- Procura ativa;
- *Micro-Grids*;
- Armazenamento.

Focou-se como os operadores do sistema de distribuição podem dinamicamente gerir o fornecimento e a procura de energia elétrica e motivar os consumidores para se tornarem participantes ativos nas suas escolhas energéticas [38].

O projeto visou também demonstrar uma abordagem ótima na gestão de energia elétrica, ao nível de um distrito ou cidade, envolvendo integração em larga escala de geração fotovoltaica dispersa, capacidade de mudança de carga e sistemas de armazenamento de energia em diferentes pontos do sistema: rede de distribuição, produtores e consumidores. Os envolvidos neste projeto foram equipados com painéis fotovoltaicos e ligados à rede de baixa tensão. O projeto depende da infraestrutura AML, que permite previsões de consumo mais precisas e permite também a participação de consumidores na rede ou agregadores externos para controlo e monitorização de dispositivos [39].

Cada demonstrador do projeto GRID4EU teve diferentes objetivos. O demonstrador espanhol teve como objetivo melhorar a automação das redes de média e baixa tensão e alertar os consumidores acerca dos seus consumos energéticos e do estado de operação da rede [40].

Já o demonstrador francês consistiu na otimização da integração de painéis fotovoltaicos e redução do pico de carga na rede de baixa tensão, através das previsões de geração e consumo, cargas flexíveis, armazenamento, *Islanding* e ativa participação dos consumidores [40].

Em Itália, o projeto teve como objetivo a implementação de um avançado sistema de controlo para aumentar a capacidade do anfitrião e maximizar a integração das fontes de energia renováveis distribuídas na rede de média tensão [40].

No demonstrador sueco, o projeto passou por desenvolver um sistema de monitorização da rede de baixa tensão baseado na infraestrutura AML e equipamentos inteligentes nas subestações secundárias [40].

O demonstrador alemão visou melhorar o controlo e monitorização da rede de média tensão baseado num sistema de comutação autónoma [40].

Por fim, no demonstrador da Republica Checa teve como fim a automação das redes de média e baixa tensão, incluindo a monitorização da influência dos veículos elétricos na rede de distribuição e medição da qualidade energética e operação em modo *Islanding* [40].

Com a conclusão deste projeto foi possível obter os seguintes resultados [40]:

- As soluções relacionadas com o controlo de tensão e carga são recursos benéficos para aumentar a capacidade de resposta das redes de distribuição na Europa;
- As análises de escalabilidade e replicabilidade realizadas durante o projeto, também apontam que a interação da geração distribuída e as curvas de procura são aspetos chave para aumentar a capacidade de hospedagem da rede. Enquanto este aspeto depende principalmente do tipo de consumidores e da tecnologia de geração distribuída, o armazenamento de energia e a procura flexível também ajudam o aumento;
- A escala das flexibilidades das residências e indústrias é inerente ao nível de compromisso dos consumidores. As análises de escalabilidade e replicabilidade

mostram que o nível de compromisso dos consumidores é fortemente relacionado ao contexto local;

- Um dos principais motores para aumentar a satisfação dos clientes é reduzir a duração dos apagões. O projeto demonstrou que o tempo de localização de defeitos e o tempo de restabelecimento podem ser ainda mais reduzidos na Europa através de maior automação nas redes de MT e BT;
- Automação nas redes MT e BT permite redução das perdas energéticas. As soluções que lidam com o planeamento da rede, tais como a sua reconfiguração após a deteção de um defeito, permite reduzir bastante as perdas. A modulação combinada do barramento de tensão e da potência reativa e os ESS também permitem reduzir as perdas. No entanto, este último, geralmente tende a aumentar as perdas globais do sistema devido às suas perdas internas;
- Para maior resiliência da rede, é tecnicamente praticável operar na rede em modo *Islanding* durante mais de quatro horas, seja com ou sem máquinas rotativas, enquanto se cumpre com os fortes requisitos em termos de continuidade de alimentação;
- Todos os sistemas *Smart Grid* são muito dependentes dos sistemas de telecomunicações. Portanto, é importante e necessário promover a convergência entre os distribuidores elétricos e as infraestruturas de comunicação;
- As *Smart Grids* não se tratam apenas de tecnologias. O fator humano também é de extrema importância.

Os resultados técnicos em elevado detalhe podem ser consultados em [40].

5.4 - Projeto HiPerDNO

HiPerDNO é o acrónimo de “*High Performance Distributed Network Operation*”. O projeto visou demonstrar como os componentes específicos e as técnicas que são necessárias para a criação das *Smarts Grids* podem ser integradas para criar sistemas de gestão distribuída com funcionalidades avançadas. Partes deste projeto visaram demonstrar como as técnicas atualmente em uso podem ser estendidas para permitir futuros avanços da rede de distribuição inteligente. Outras tiveram o objetivo de demonstrar a capacidade de tempo real [41]. Na figura seguinte podemos observar uma visão geral do projeto.

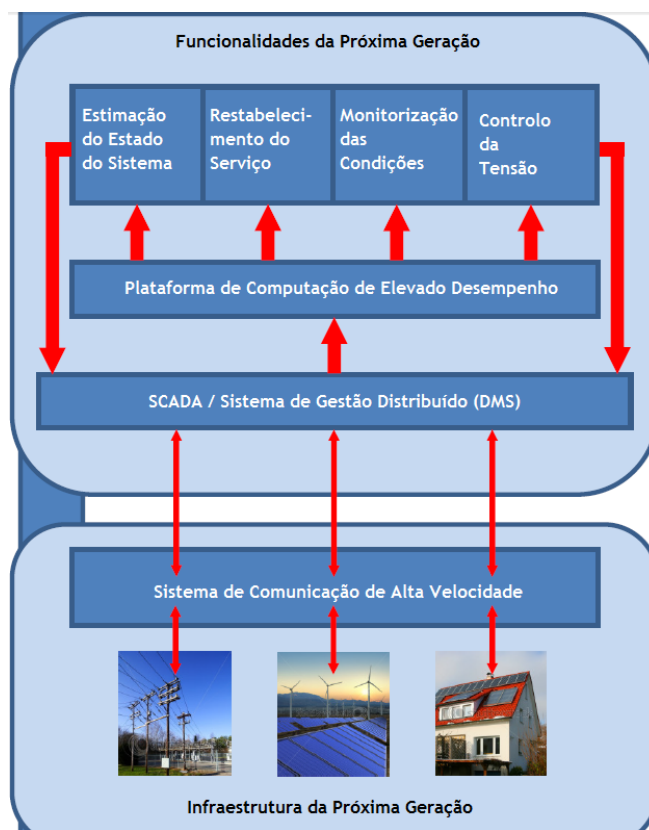


Figura 5.2 - Visão geral do projeto HiPerDNO, adaptado de [41]

Um futuro em baixas emissões de carbono requer que milhões de casas e indústrias possuam contadores inteligentes. Deste modo, é intensificada a integração de fontes de energia renováveis distribuídas na rede elétrica [41].

Em tempos futuros, milhares de veículos elétricos terão que ser ligados à rede elétrica para poderem carregar as suas baterias. De modo a monitorizar e controlar esta necessidade futura, novos sensores e instrumentação terão de ser instalados. Todo este equipamento gerará elevada densidade de informação que requererá análise em tempo real. Com intenção de dar resposta a este desafio, o projeto HiperDNO atingiu com sucesso os seguintes objetivos [41]:

- Projetar, construir e demonstrar uma plataforma computacional rentável, escalável e segura com alto desempenho;
- Desenvolver e demonstrar um sistema de comunicação seguro e de alta velocidade para transmitir volumes de dados;
- Investigar métodos de *data mining*⁹ para analisar variedades de dados importantes acerca da análise, planeamento e operação do sistema energético;
- Criar novos algoritmos para estimação do estado da rede, controlo de tensão e serviço de restabelecimento para as redes de distribuição.

⁹ *Data Mining* é um processo de exploração de enormes quantidades de dados, procurando que estes sigam padrões consistentes.

Os dados são recolhidos da rede, passam através de um sistema de comunicação em um DMS (*Distributed Management System*) suportado num ambiente de computação de alta performance. Os dados são armazenados e depois operados pelos serviços relevantes para cumprir as várias funções na monitorização e controlo da rede. O ambiente de computação de alta performance permite que estes sistemas interajam e usem dados em tempo real, se necessário. Este ambiente permite também o agendamento e a automática priorização de várias tarefas. A informação pode ser enviada de volta aos operadores para assistir na tomada de decisão, se necessário. Explorar novos dados requer novos DMS. A performance e a funcionalidade de cada DMS são dependentes da informação disponível. A camada de comunicação é capaz de comunicar com diferentes dispositivos na rede elétrica [41].

De modo a validar e avaliar as soluções propostas foram realizados testes de campo. O objetivo destes testes foi garantir que não havia rompimento dos DMS em uso. Foram realizados três testes: um no Reino Unido, outro em Espanha e outro na Eslovénia [41].

O teste do Reino Unido teve como fim a monitorização de cabos e equipamento de manobra usando descarga parcial de dados recolhidos dos sensores localizados nas subestações da rede de distribuição de média tensão [41].

Já o teste de Espanha teve como objetivo a restabelecimento da rede de distribuição [41].

Por fim o da Eslovénia consistiu em explorar um armazém de dados escaláveis para aumentos de quantidade de informação relacionados com os dados da qualidade da energia, dados meteorológicos e outros dados operacionais da rede recolhidos do SCADA e AMI [41].

Mais informações referentes ao projeto podem ser consultadas em [41].

5.5 - Projeto Piloto *Smart Grid: The Hel Peninsula*

Foi o primeiro projeto piloto *Smart Grid* de grande escala na Polónia. Iniciou-se a Janeiro de 2011 e terminou em Dezembro de 2012. Engloba a rede de distribuição, alimentando quatro mil (4000) residências e quinhentos e cinquenta (550) comércio localizados em Hel Peninsula, norte da Polónia. Um dos principais objetivos do projeto é a implementação da função FLISR para a rede de distribuição de média tensão [45].

Duzentos quilómetros (200Km) de linhas MT, cento e cinquenta (150) postos de seccionamento e transformação (PST) e cento e cinquenta quilómetros (150Km) de linhas BT foram instalados ao longo do projeto [46]. O projeto consistiu em três etapas [47]:

- Etapa 1 - Desenvolvimento do conceito de transição da rede tradicional para *Smart Grid*:
 - Análise, avaliação quantitativa e qualitativa da condição atual da infraestrutura elétrica;
 - Revisão dos aspetos funcionais das *Smart Grids*;
 - Revisão e avaliação das telecomunicações disponíveis;
 - Desenvolvimento das premissas do projeto (descrição das funcionalidades da rede).
- Etapa 2 - Construção da *Smart Grid* na área piloto:
 - Modelação dos elementos existentes das fontes de geração;
 - Modelação de novos elementos a serem instalados na implementação do projeto piloto;

- Desenvolvimento de algoritmos de controlo;
- Verificação da interoperabilidade dos modelos existentes e novos elementos;
- Estudo dos modelos da operação da rede;
- Desenvolvimento de geração e consumo de eletricidade.
- Etapa 3 - Teste das soluções, análise e estudo das viabilidades do projeto:
 - Conceito e alvo do projeto;
 - Agendamento da implementação;
 - Análise financeira;
 - Condições de implementação e análise de risco.

O objetivo da melhoria da rede MT foi aumentar a sua monitorização e controlo. Um sistema AMI foi instalado na área piloto, em conjunto com sistemas de balanço nos transformadores MT/BT dos PST. A área piloto serve como um terreno de ensaio para diferentes tecnologias e soluções de engenharia [46].



Figura 5.3 - Cabine instalada num transformador MT/BT numa subestação [46]

Uma solução de monitorização é o uso de sensores de medição ótica. Este sistema permite detetar curtos-circuitos, medir tensão, corrente, potência e parâmetros de qualidade e controlar interruptores nos PTs. As comunicações com os sensores são via fibra ótica, que fornece isolamento elétrico entre a rede e o sistema de medição [46].

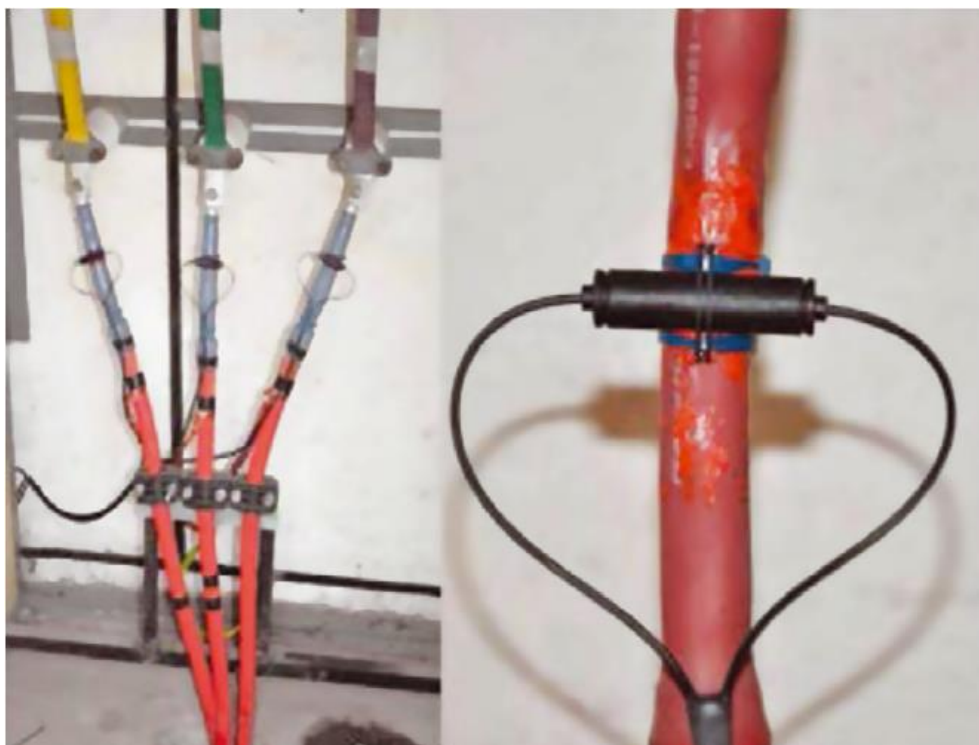


Figura 5.4 - Exemplo de montagem de um sensor ótico [46]

O sistema SCADA desempenha um papel ativo nos ideais da *Smart Grid*. Após a implementação do projeto, foram desempenhadas as seguintes tarefas [46]:

- Telemetria: extensão da supervisão aos novos dispositivos instalados nas redes de MT e BT;
- *Geospatial Information Solution* (GIS): transferência dos modelos geográficos das redes MT e BT para o SCADA;
- Implementação do FLISR;
- Implementação da função *Integrated Volt/Var Control*;
- Extensão do *Outage Management System* à rede BT.

O projeto piloto visou testar a tecnologia e soluções que sejam capazes de melhorar a eficiência de operação enquanto assegura altos padrões de fornecimento de energia. Os benefícios conseguidos foram [46]:

- Redução de interrupções na área piloto;
- Redução de custo de operação da rede através da automatização na área piloto;
- Redução de perdas na rede MT e na rede BT;
- Capacidade de avaliar a eficiência das ações, incluindo a avaliação de benefícios atingidos através do uso das soluções *Smart Grid*.

5.6 - Projeto LINEAR

LINEAR é acrônimo de “*Local Intelligent Networks And Energy Active Regions*”. Iniciou-se em Maio de 2009 e terminou em 2014. Trata-se de um projeto de grande escala de investigação e demonstração, focado na introdução das *Smart Grids*, mais especificamente nas estratégias

da *Active Demand* (em português, procura ativa), nos equipamentos domésticos na região de Flandres, Bélgica. A região é de elevado interesse devido à sua enorme densidade populacional [48].

O projeto visa também o nível tecnológico, como também a implementação das técnicas da *Active Demand*. O seu foco é duplo: por um lado, o projeto lida com a investigação das tecnologias da procura ativa, por outro visa também a implementação dessas mesmas tecnologias num teste de campo, através da criação de um piloto residencial [48].

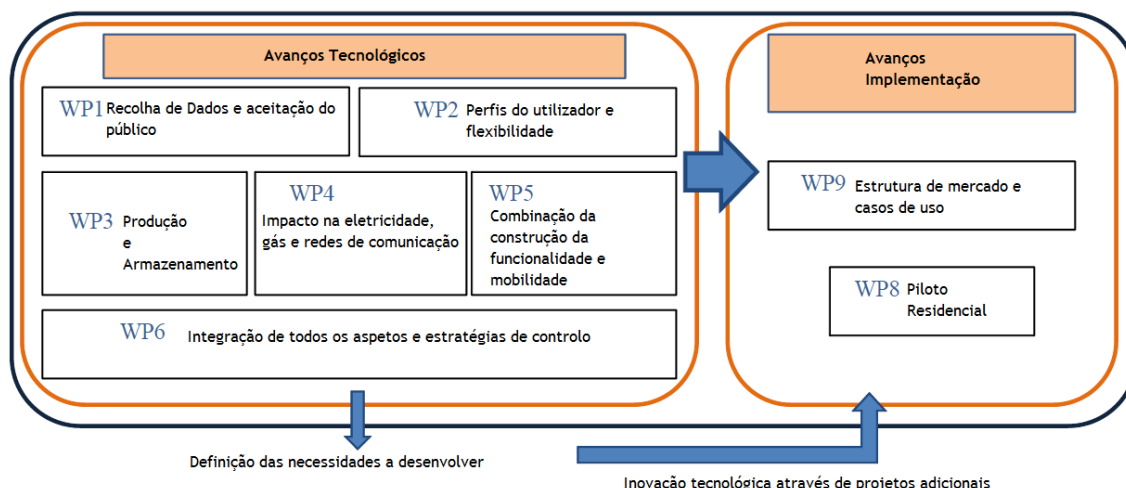


Figura 5.5 - Visão geral do projeto LINEAR [48]

Ao contrário dos outros projetos europeus, o LINEAR destaca-se principalmente por dois motivos [48]:

- O seu principal objetivo é a implementação de tecnologias automatizadas da procura ativa na rede de distribuição;
- O projeto combina uma abordagem centrada no consumidor, com foco na investigação tecnológica.

A metodologia usada no projeto, como se pode observar na figura acima, tem duas componentes principais: uma foca-se na investigação e desenvolvimento (*Technological breakthrough*), a outra foca-se na implementação de um piloto residencial (*Implementation breakthrough*). A procura ativa oferece uma solução para as novas necessidades que surjam no mercado. O projeto LINEAR explora quatro (4) *Business Cases* (BC), baseados nos programas de resposta à procura. Estes quatro BC consistem em [48]:

- **Gestão de portfólio:** os consumidores residenciais ajudam a operar o sistema energético de uma maneira mais eficiente, respondendo aos preços dinâmicos de eletricidade. Isto traz benefícios, pois os custos de energia são reduzidos e as *utilities* evitam custos de capacidade, transmissão e distribuição porque o sistema pode ser adaptado num pico de procura menor devido à resposta à procura sustentada;
- **Balanceamento de vento:** as fontes de energias renováveis são caracterizadas pela sua elevada variabilidade, baixa previsibilidade e baixa controlabilidade. Isto implica que o risco de desequilíbrio seja maior. Com o BC Balanceamento de vento,

consegue-se prever as características do vento (direção e velocidade), minimizando assim os desequilíbrios;

- **Controlo de padrão de carga de transformadores de distribuição de baixa tensão:** Com este BC, os operadores do sistema de distribuição gerem a carga nos transformadores de baixa tensão. Os operadores descem o pico de carga de um dado transformador distribuído através do controlo de fontes de energia flexível nos equipamentos das residências na rede, em tempo real;
- **Controlo de tensão em linhas de baixa tensão:** este BC, tal como o nome indica, o operador do sistema de distribuição controla o nível de tensão nos *feeders* de baixa tensão.

Em termos de resultados, o projeto foi um sucesso. Permitiu tirar boas conclusões, como os resultados obtidos foram os previstos. Os resultados técnicos podem ser observados com detalhe em [49].

5.7 - *Smart Grid* na China

Uma vez que a China é o país que mais investe nas *Smart Grids*, é relevante demonstrar os seus progressos nestas redes. No ano de 2010 foram gastos cerca de sete mil e trezentos e vinte milhões de dólares (7 320 000 000 \$) em investimentos nas *Smart Grids* [42]. A seguinte tabela permite ter uma maior noção de quanto a China gasta em investimentos nas redes inteligentes.

Tabela 5-1 - Os dez maiores investidores nas *Smart Grids* em 2010 [42]

Posição	País	Investimento em milhões de \$
1	China	7320
2	E.U.A	7090
3	Japão	849
4	Coreia do Sul	824
5	Espanha	807
6	Alemanha	397
7	Austrália	360
8	Reino Unido	290
9	França	265
10	Brasil	204

O investimento da China é tão grandioso que, quando comparado com o Brasil, o décimo (10º) maior investidor nas *Smart Grids*, é aproximadamente trinta e seis (36) vezes superior. Este grande investimento nas *Smart Grids* na China deve-se também às condições atmosféricas presentes no país. Com as *Smart Grids* pretende-se diminuir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera. Devido ao aumento do consumo de eletricidade, o consumo relacionado com as emissões de CO₂ disparou [43]. Vejamos o seguinte gráfico para se ter uma maior percepção.

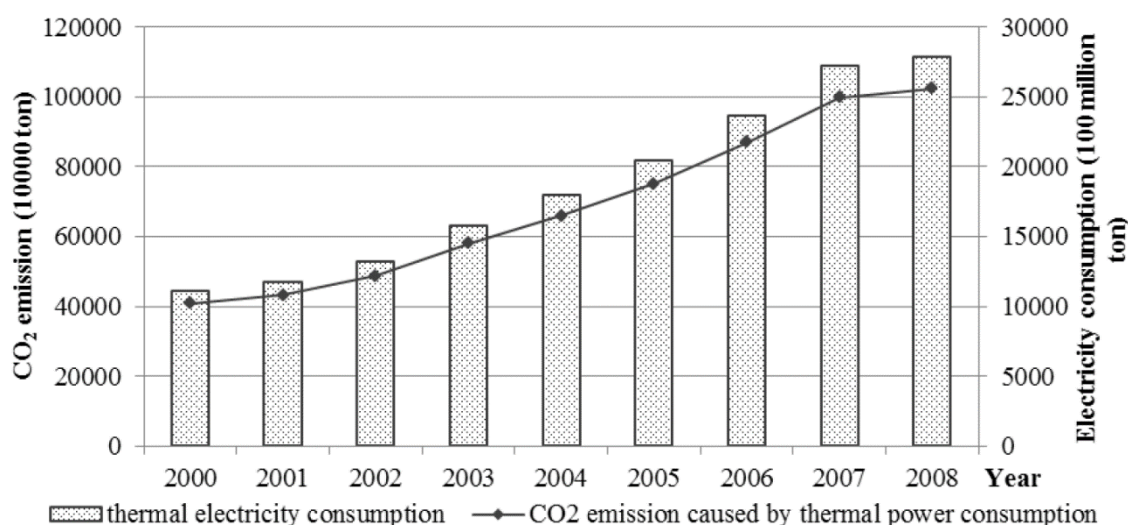


Figura 5.6 - Evolução das emissões de CO₂ na China desde 2000 a 2008 [43]

Como se pode observar no gráfico, ao longo dos anos a energia gerada por centrais térmicas aumentou. Como consequência, as emissões de CO₂ aumentaram também. Daí a necessidade de investir nas *Smart Grids* para se mitigar as emissões.

Quarenta por cento (40%) das emissões de CO₂ na China devem-se à indústria de eletricidade. Como no futuro os consumos elétricos irão aumentar, é necessário desenvolver um sistema energético com alta eficiência e baixas emissões de carbono [43].

Na China, o conceito de *Smart Grid* foca-se em todas as secções do sistema energético, passando pela geração, transmissão (transporte e distribuição), consumo e armazenamento. Assim, define-se as *Smart Grids* na China como uma integração de energias renováveis, novos materiais, equipamento avançado, informação tecnológica, controlo tecnológico e tecnologia de armazenamento, que seja capaz de realizar gestão digital, tomada de decisões inteligentes e transações interativas de geração, de transmissão, de consumo e de armazenamento de energia elétrica [43].

As metas gerais de desenvolvimento das *Smart Grids* na China é acelerar a construção de uma forte rede energética, com a rede de ultra alta tensão sendo a “espinha dorsal” do sistema energético. As redes de ultra alta tensão serão linhas de transmissão de oitocentos quilovolts (800kV em AC) e de mil quilovolts (1000kV em DC). É necessário um desenvolvimento coordenado da rede em todos os níveis de tensão, com informação tecnológica, digitalização, automação e características interativas [44].

A China formou relativamente tecnologias maduras de sistemas de medição automatizadas e ganhou experiência prática em tecnologias como *peak load shifting*, monitorização em tempo real e leitura remota [43].

Em termos de redes de comunicação, a China já cobriu compreensivamente e estabeleceu uma plataforma de serviço de rede de comunicações baseado em rede de dados óticos [43]. As abordagens aplicadas correntemente incluem *Power Line Carrier*, *Wireless* e comunicação através de satélites.

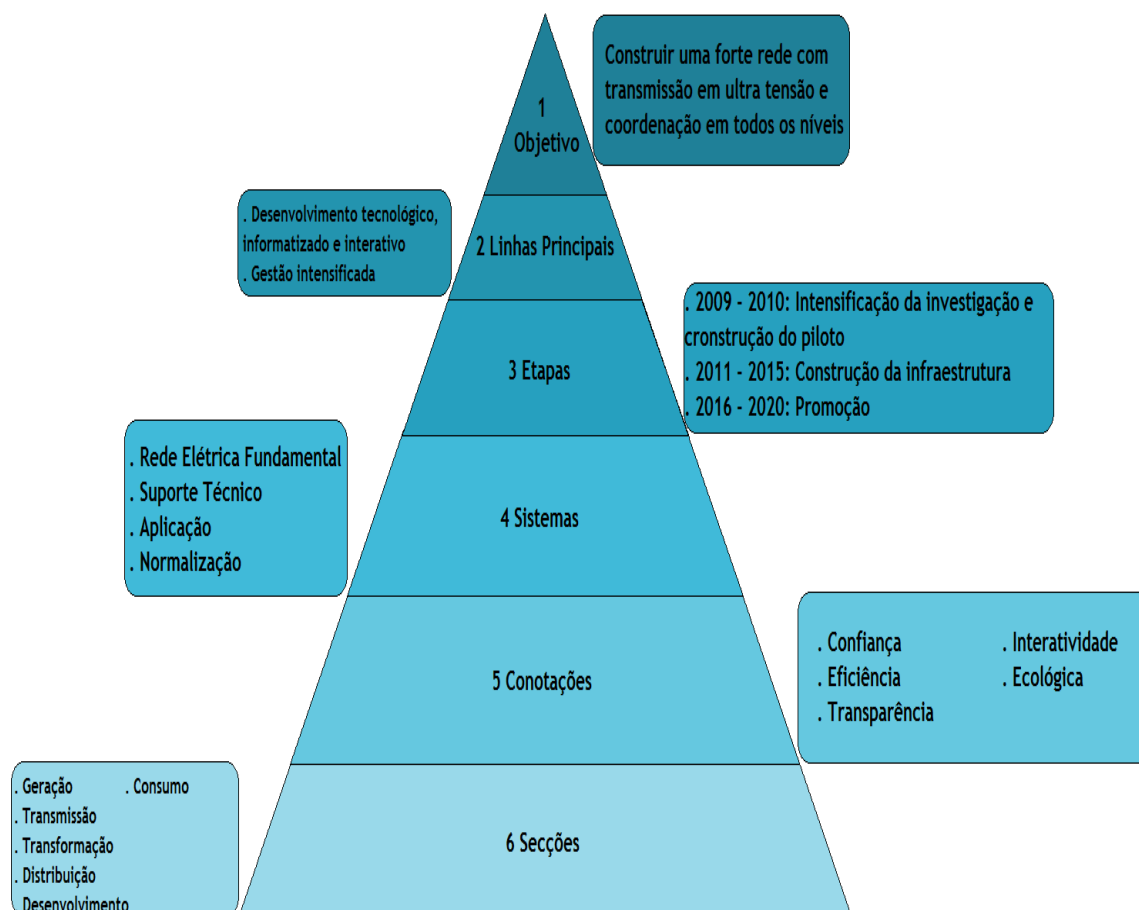


Figura 5.7 - Estrutura estratégica de desenvolvimento das *Smart Grids* na China, adaptado de [43]

Outro feito é a ampla aplicação de *software* baseada na informação, especialmente sistemas relacionados com a automatização de implementação de energia, como sistemas de controlo distribuído, sistemas de proteção e sistemas de estabilização da rede [43].

Durante os últimos seis anos, a Companhia Nacional da Rede Elétrica da China lançou duzentos e vinte e oito (228) projetos piloto, cobrindo no total vinte e uma (21) categorias tecnológicas. Avanços foram feitos em seis áreas diferentes, incluindo nas subestações inteligentes, distribuição automatizada de energia, recolha de informações de consumo energético, infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, sistemas de suporte técnico no desenvolvimento das *Smart Grids* e fibra ótica até às casas [43]. Na tabela seguinte dá-se a conhecer alguns dos projetos pilotos realizados na China.

Tabela 5-2 - Projetos Piloto na China [43]

Ano	Região	Projeto Piloto
2010	Yangzhou	Yangzhou foi escolhida como a primeira base industrial da <i>Smart Grid</i> pela <i>National Science e Technology Ministry</i> no seu “ <i>Torch Program</i> ” em Agosto de 2010
2011	Tibete	A rede DC Qinghai-Tibete foi completada em finais de 2011
2011	Tianjin	A construção do projeto de demonstração <i>Smart Grid</i> “ <i>Sino-Singapore Tianjin Eco-City</i> ” foi completa.
2012	Fujian	Treze (13) programas piloto <i>Smart Grid</i> incluindo rede de distribuição, infraestrutura de carregamento de veículos elétricos e comunidade inteligente. Em adição, dezassete (17) subestações inteligentes foram construídas e quatro (4) foram postas em atividade.
2012	Shandong	A monitorização <i>online</i> foi instalada para observar o desempenho do equipamento de transmissão e transformação das redes de duzentos e vinte quilovolts (220kV) ou superiores.
2012	Jiangsu	De 2012 a 2015, a região de Jiangsu construiu quinhentas e oitenta (580) subestações inteligentes e linhas de transmissão com mais de treze mil e quinhentos quilómetros (13 500 Km).
2012	Liaoning	Construção de uma <i>Smart Grid</i> altamente informatizada, automática e interativa que é adaptável à larga escala de energias nuclear, térmica e eólica, e ao mesmo tempo satisfatória nos requisitos da transmissão energética.
2012	Guangxi	A rede de Guangxi é dedicada à reconstrução da rede energética na área rural. Atualmente cento e oitenta quatro (184) projetos de demonstração foram aprovados e iniciados.
2012	Xinjiang	Milhares de quilómetros de rede energética foram construídos, ligando cada central hidroelétrica e térmica.
2012	Shanxi	Piloto numa subestação inteligente, recolha de informação de consumos energéticos, infraestrutura de carregamento de veículos elétricos e milhares de medidores inteligentes foram instalados.

Apesar dos grandes feitos alcançados, ainda há espaço para melhorias. No entanto, a China enfrenta barreiras perante o seu progresso. As principais barreiras a serem ultrapassadas são [43]:

- Metas unificadas e ênfases no desenvolvimento das *Smart Grids* na China ainda não foram estabelecidas;
- As tecnologias chave das *Smart Grids* ainda estão num estado imaturo;
- O mecanismo atual da operação de energia não se encaixa com as necessidades do desenvolvimento das *Smart Grids*;
- As normas e os modos de negócio das *Smart Grids* ainda não foram estabelecidas.

Para além destas barreiras, a China tem outros problemas, na vertente técnica, que têm de ser resolvidos com urgência, tais como [43]:

- Otimizar a estrutura da rede energética e melhorar a estabilidade de operação;
- Melhorar a qualidade de energia e a segurança da distribuição;
- Promover o desenvolvimento de energias de baixas emissões de carbono e fornecer uma plataforma de suporte para grande escala de energias renováveis;
- Melhorar a eficiência dos ativos;
- Adaptar a procura ao acesso de larga escala de equipamento elétrico, distribuição, carros elétricos e outras fontes de energia.

É estimado que a China irá gastar mais de sessenta (60) biliões de dólares durante a próxima década para reinventar a transmissão e distribuição do sistema energética numa moderna *Smart Grid*.

5.8 - *Smart Grid* na India

Ao contrário do que se passa na China ou na Europa, o sistema energético na India ainda é muito primordial. Nesta secção pretende-se fazer um paralelismo entre uma infraestrutura desenvolvida (como por exemplo a Europeia e a Chinesa, previamente demonstradas) e uma infraestrutura muito aquém (India), de modo a ter noção de uma realidade diferente perante a que se vive no nosso dia-a-dia.

Quatrocentos milhões (400 000 000) de pessoas não têm acesso à eletricidade e centenas de milhões apenas têm durante poucas horas. Para manter o ritmo de desenvolvimento económico, a India precisa de explorar fontes de energia não convencionais para garantir segurança e estabilidade [50].

No dia de vinte e dois de Outubro de 2014 (22/10/2014), o total de potência gerada na India foi cerca de duzentos e cinquenta e quatro gigawatts (254 GW), tornando-se assim o quarto (4º) maior gerador no mundo [51]. É também o sexto (6º) maior consumidor energético, contando com 3.4% do consumo mundial [52].

Apesar de ser o quarto maior gerador mundial, a rede energética necessita de uma grande inspeção devido aos seguintes fatores [51] [52]:

- Enorme fosso entre procura e oferta;
- Perdas muito elevadas na transmissão e distribuição;
- Predominante operação manual da rede;
- Pobre utilização do enorme potencial das energias renováveis;
- Baixa eficiência de medição e participação mínima dos consumidores;
- Falta de utilização na rede energética dos avanços nas tecnologias de informação;

- Fraca ou inexistente gestão de picos de carga.

A Índia necessita com urgência uma reestruturação na sua rede energética, que venha a colmatar todos estes problemas. A solução é a *Smart Grid*. A visão da Índia acerca da *Smart Grid* é transformar o setor energético num seguro, adaptável, sustentável e digital ecossistema que fornece energia com qualidade para todos os participantes [50].

Para dar resposta aos problemas mencionados, várias iniciativas e projetos, em conjunto com várias entidades, têm sido realizados na Índia. Na tabela seguinte, podemos ver alguns dos projetos com maior ênfase no país.

Tabela 5-3 - Projetos *Smart Grid* na Índia [52] [53]

Nome do Projeto	Descrição/Objetivos
<i>Indian Smart Grid Task Force (iSGTF)</i>	• Consciencializar e coordenar diferentes atividades da <i>Smart Grid</i> no país; • Investigação e desenvolvimento de tecnologias; • Avanços na normalização e interoperabilidade.
<i>India Smart Grid Forum (iSGF)</i>	O iSGF foi estabelecido tendo em vista os requisitos chave da indústria e a participação das <i>utilities</i> para implementar a <i>Smart Grid</i> . Este fórum fará descobertas relacionadas com tecnologia, regulações, políticas, programas piloto, etc. e depois fornecer as suas descobertas ao iSGTF.
<i>PMUs Pilot Project in the Northern Grid and in the Western Grid</i>	• Desenvolver novos algoritmos para localização ótima dos PMUs; • Instalação de PMUs entre vinte e cinco (25) a trinta (30) localizações na rede oeste e em quatro (4) subestações na região do norte; • Uso de dados dos PMUs para determinar o estado da rede para melhor visibilidade dinâmica; • Desenvolvimento de funções <i>software</i> usando os dados dos PMUs; • Uso de informação dinâmica dos PMUs para operar a rede ainda mais perto dos seus limites.
<i>Bangalore Electricity Supply Company (BESCOM)</i>	▪ Redução de picos e ajustes de carga; ▪ Melhoria na qualidade de energia; ▪ <i>Self-Healing</i>; ▪ Integração de geração renovável; ▪ Fornecer variadas opções de tarifas aos consumidores;

	▪ Redução de perdas técnicas e comerciais até a um nível aceitável.
Crompton Greaves Limited (CGL)	• Solução SCADA; • Controlo <i>Smart bay</i>; • IEDs de proteção; • Solução de medição inteligente.
North Delhi Power Limited (NDPL)	▪ Estação de controlo SCADA da rede; ▪ Infraestrutura medição automática; ▪ Plataforma GIS com sistema de gestão de falhas; ▪ Monitorização e controlo autónoma da rede.

Apesar de todos os problemas existentes, a Índia tem crescido no que toca nas redes energéticas. Embora o seu crescimento ainda não seja muito acentuado pois ainda há muita gente sem energia nas suas casas, espera-se que esta falha seja colmatada num futuro próximo. Espera-se também que as integrações das fontes de energias renováveis façam parte das suas soluções [53]. A Índia possui diversos locais propícios para instalação destas fontes, tais como a sua costa litoral com extensão de sete mil e seiscentos quilómetros (7600 Km) que tem um enorme potencial para gerar energia eólica [50]. Sendo um país muito quente também e com uma forte incidência solar, a energia solar é também uma fonte de energia com enorme potencial de geração. Estima-se que no ano de 2022, no que toca a geração de energias renováveis, 54% da geração renovável pertence à energia eólica e 27% à energia solar, sendo o restante distribuído pela biomassa e hídrica [53].

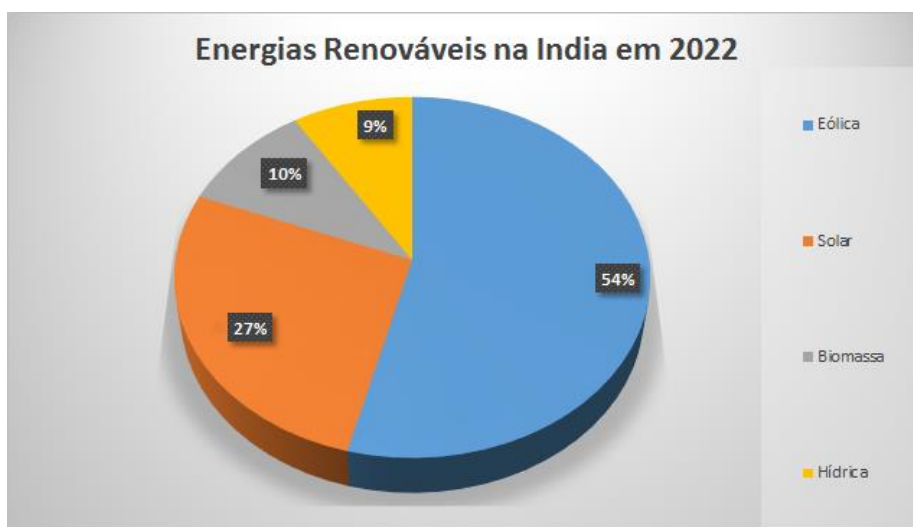


Figura 5.8 - As fontes de energias renováveis no ano de 2022 na Índia adaptado de [53]

Sendo a Índia um país em desenvolvimento, é normal estar uns passos atrás em relação aos países europeus ou em relação à China, no que diz respeito à área das *Smart Grids*. No entanto, estimasse que no futuro haja progressos, mas não ao ritmo de um país desenvolvido.

Capítulo 6

Smart Grid na EDP Distribuição

Este capítulo segue a mesma abordagem que o anterior, mas com a diferença que a EDP Distribuição faz parte do consórcio dos projetos referenciados. A EDP Distribuição é o principal operador da rede de distribuição em Portugal. É encarregue de implementar as soluções *Smart Grid* na rede de distribuição.

Serão demonstradas as principais soluções implementadas, começando pelo seu projeto *Self-Healing* na Batalha. Posteriormente serão demonstrados outros projetos, tais como o Sustainable, Meter-On, S3C, PlanGrid EV, REserviceS e Ecogrid.

6.1 - Projeto FDIR da Batalha

Nesta secção pretende-se apresentar o projeto FDIR (*Fault Detection Isolation Restoration*, equivalente a FLISR referido no capítulo 3) da EDP Distribuição instalado na região da Batalha. A solução foi desenvolvida em parceria com a Efacec.

Este projeto FDIR consiste num automatismo que corre remotamente, instalado na subestação S. Jorge e que controla os *feeders* da Batalha e de S. Mamede. Os *feeders* são predominantemente aéreos, logo são sujeitos a defeitos fugitivos. Em caso de defeito nestas linhas, o FDIR automaticamente isola-o e realimenta os clientes fora da zona isolada. O *feeder* é controlado pelo FDIR, sobre o disjuntor correspondente. O FDIR usa a informação dos detetores de defeitos existentes no *feeder* para delimitar a zona de defeito.

O FDIR nem sempre atua em caso de defeito na rede. Se o defeito for fugitivo, ou seja, aqueles em que a religação do disjuntor após o disparo realimentou o *feeder*, o FDIR não atua. Um exemplo de um defeito fugitivo é um ramo de uma árvore, por ação do vento, toca numa linha de distribuição e causa o disparo do disjuntor.

Após a ocorrência de um defeito com tentativas falhadas de religação, é sinalizada a indicação de “disparo definitivo”. Após esta sinalização, o FDIR cria uma Ordem de Manobras (OM) com as seguintes etapas:

- O FDIR usa os detetores de defeito para delimitar a zona de defeito;

- Abertura dos OCRs de modo a isolar o defeito;
- *Reset* dos detetores de defeito atuados;
- Ligação do disjuntor que disparou (realimentação a montante);
- Manobra dos OCRs de modo a realimentar a jusante do defeito:
 - Fecho dos OCRs NA (Normalmente Abertos) de interligação a outros *feeders*;
 - Pode abrir OCRs de modo a transferir cargas;
 - A escolha das manobras é feita de modo a garantir que não há violação de limites de carga, corrente ou tensão;
 - Pode deixar alguns clientes não energizados de modo a respeitar os limites.

Em modo de operação automática do FDIR, a OM é imediatamente executada, sendo os telecontrolos enviados para os aparelhos de corte identificados. Em qualquer dos casos (seja modo automático ou modo manual), a OM é enviada para o GENESys, onde pode ser consultado por operadores com permissão no Centro de Condução (CC). Caso a OM não tenha sido executada automaticamente pelo FDIR, o operador no CC pode estudar as manobras e, posteriormente, executá-las no mundo real. O GENESys é a solução SCADA/DMS no Centro de Condução da EDP Distribuição que monitoriza o estado do FDIR.

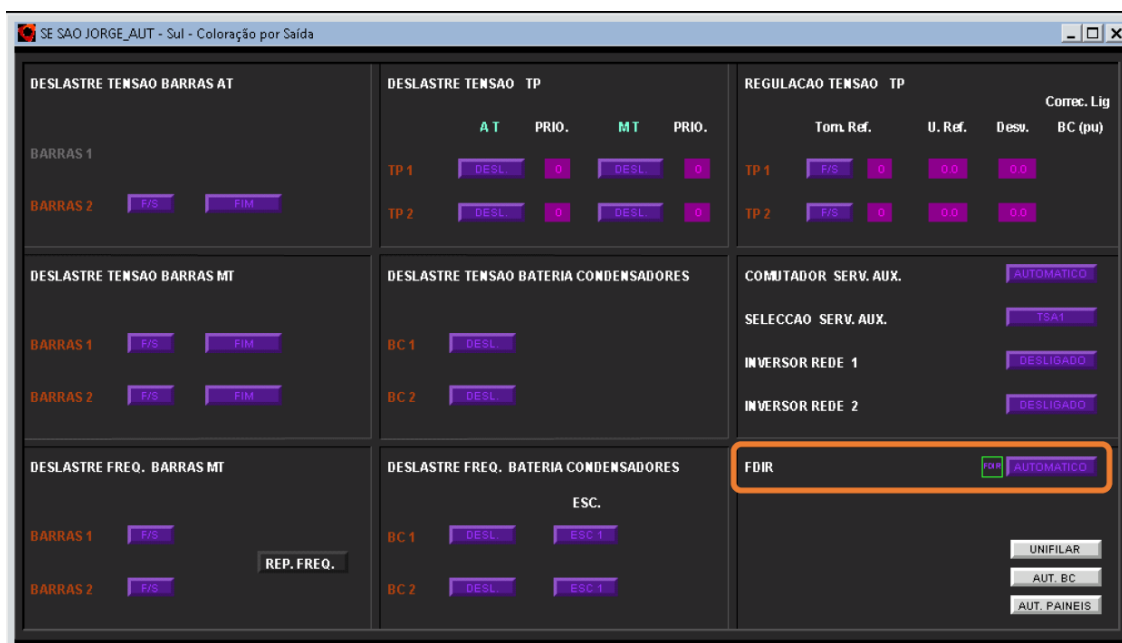


Figura 6.1 - Menu do GENESys

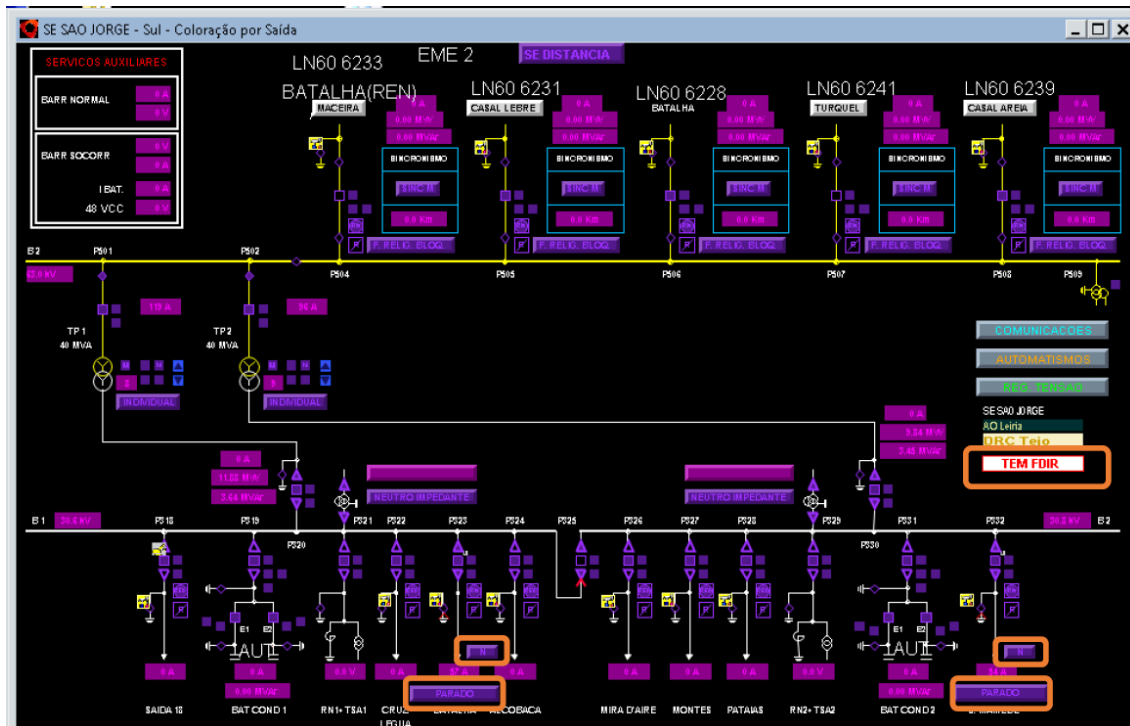


Figura 6.2 - Esquema de feeders no GENESys

Como foi descrito no parágrafo anterior, há dois modos de operação do FDIR, automático e manual. O automático é aquele que após a detecção da falha, o FDIR calcula e executa automaticamente as manobras relativas ao isolamento do defeito e à realimentação dos clientes. Já o manual é aquele que após a detecção do defeito, o FDIR calcula a OM relativa ao isolamento do mesmo e à realimentação dos clientes e envia-a para o GENESys. Um operador pode depois consultar e decidir executar ou não as manobras.

A OM criada pelo FDIR é importada pelo GENESys no estado em que o FDIR a deixou. Por outras palavras, em modo automático o FDIR executa imediatamente a OM e esta é importada para o GENESys (estado “Arquivado”), podendo depois ser consultado por operadores do CC, mas não pode voltar a ser executada. Em modo manual, a OM é importada no estado “Preparado”, o que pode ser consultada e executada pelos operadores no CC.



Figura 6.3 - Ciclo de vida de uma OM

Com uma OM no estado “Preparado” pelo FDIR em modo manual, o operador pode pô-la “Em execução”. É possível depois suspender a execução (estado “Suspendido”), de modo a que o mesmo ou outro operador possa retomar a sua execução. Após o término da execução, o operador deverá arquivar a OM (estado “Arquivado”). É possível também anular uma OM a partir de qualquer estado, à exceção do estado “Arquivado”. A anulação significa que o operador decidiu não executar a OM proposta pelo FDIR.

Uma OM é definida por diversos campos:

- Campos de Consulta (não são editáveis):
 - Identificador único;
 - Disjuntor (referência ao equipamento);
 - Data do disparo definitivo;
 - Operador que executou a primeira manobra;
 - Operador e data de arquivo.
- Campos editáveis (caso a OM não esteja no estado “Arquivado”):
 - Título;
 - Observações (notas introduzidas pelo operador);
 - Lista de manobras.

The screenshot shows the 'Caderno de Operador - REALWORLD' application window. The 'Ficheiro' menu is open, showing 'Geral' and 'Activo' tabs. The main area displays an OM for 'Disparo SE SAO JORGE | BAT...'. The 'Título' field contains 'Disparo SE SAO JORGE | BATALHA | DISJUNTOR'. The 'Exec CC por' field is 'Arquivado por'. The 'Disparo' field shows the date and time '2015 / 01 / 14 - 11 : 00 : 26' and the day 'quarta-feira'. The 'Desc. Hierarquia' field shows 'SE SAO JORGE | BATALHA | DISJUNTOR'. The 'Tensão Serviço (kV)' field shows '30'. The 'Observações' field contains the text 'O FDIR conseguiu realimentar apenas parcialmente as cargas a jusante.' Below this is a table of 'Manobras' with columns for 'Núm', 'Es', 'Vi', 'Es', 'Data', 'Instalação', 'Executante', 'T', 'Acção', and 'Observações'. The table lists four maneuvers, each with a checkbox in the 'Es' column and a checkmark in the 'T' column. The last row is 'Últ.' with a checkbox in the 'Es' column and 'Última Linha' in the 'Observações' column.

Núm	Es	Vi	Es	Data	Instalação	Executante	T	Acção	Observações
1	☐	C		/01/15 10:59	TCMT BATALH	FDIR_SJORGE	☒	Abriu TCMT BATALHA OCR2 N00555 BTL OCR2 N00555 B	
2	☐	C		/01/15 10:59	ARLC - LEIRIA	FDIR_SJORGE	☒	Abriu ARLC - LEIRIA OCR2 22160 SJG BATALHA SJG-2216	
3	☐	C		/01/15 10:59	SE SAO JORGE	FDIR_SJORGE	☒	Fechar SE SAO JORGE BATALHA DISJUNTOR	
4	☐	C		/01/15 10:59	TCMT PORTO I	FDIR_SJORGE	☒	Fechar TCMT PORTO DE MOS OCR2 N00668 PMS P1 OCR	
Últ.	☐						☐	Última Linha	Última Linha

Figura 6.4 - Exemplo de uma OM

6.2 - Projeto Sustainable

Sustainable é o acrónimo de “*Smart distribUtion System operaTion for mAXimizing the INtegration of renewABLE Generation*”. Iniciou-se em Janeiro de 2013 e terminou a Março de 2016, com um orçamento perto de seis milhões de euros (5,73M € precisamente) e consistiu num consórcio de oito (8) parceiros (de realçar os três parceiros portugueses, EDP Distribuição, EFACEC e INESCTEC) de cinco (5) diferentes países (Portugal, Reino Unido, Espanha, Alemanha e Grécia) e coordenado pela EDP Distribuição [54].

O foco do projeto foi a integração de diferentes tipos de geração de energia, combinando melhorias na segurança, enquanto induz competitividade nos mercados e uma mudança de paradigma no comportamento do consumidor perante o sistema energético do futuro [54].

O aumento da integração da geração distribuída está condicionado por vários desafios, tais como [54]:

- **Mudanças na tensão da rede:** as variações da tensão podem limitar a capacidade da geração distribuída a ser ligada na rede de distribuição, especialmente em redes rurais;
- **Problemas de congestionamento:** a geração distribuída pode alterar fluxos significativamente, o que pode trazer problemas na gestão de fluxo de energia. Isto pode causar sobreintensidades, especialmente no caso de elevados níveis de integração de geração distribuída, o que pode injetar grandes quantidades de energia no sistema de distribuição;
- **Problemas de proteção:** proteção do equipamento de geração às falhas internas, proteção da rede de distribuição com defeito das correntes de defeito fornecidas pela geração distribuída e proteção *anti-islanding*.

O projeto Sustainable desenvolveu e demonstrou um novo paradigma de operação, recolhendo informações dos medidores inteligentes, previsões das fontes de energia renováveis e consumo, de modo a gerir os sistemas de distribuição mais eficientemente [54].

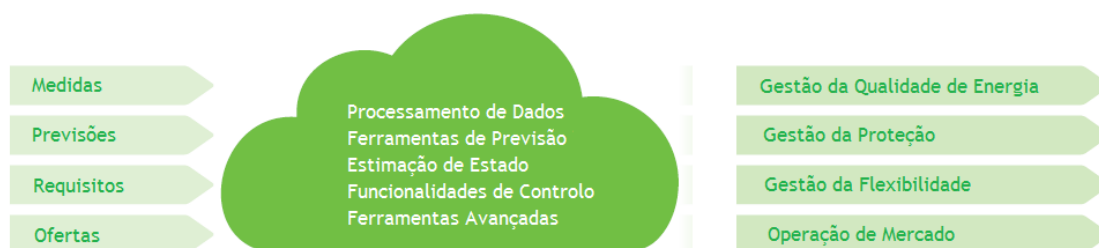


Figura 6.5 - Entradas e saídas do sistema Sustainable, adaptado de [54]

Como qualquer outro projeto, é necessário desenvolver uma arquitetura que vá de encontro com os objetivos traçados. Não sendo exceção, no projeto Sustainable também se desenvolveu uma arquitetura. O seu principal objetivo é permitir o controlo coordenado e eficiente de todo o sistema de distribuição, tirando vantagem dos seus recursos, de modo a ultrapassar os problemas técnicos que possam aparecer durante operação, especialmente em cenários de alta integração de fontes de energia renováveis [54].

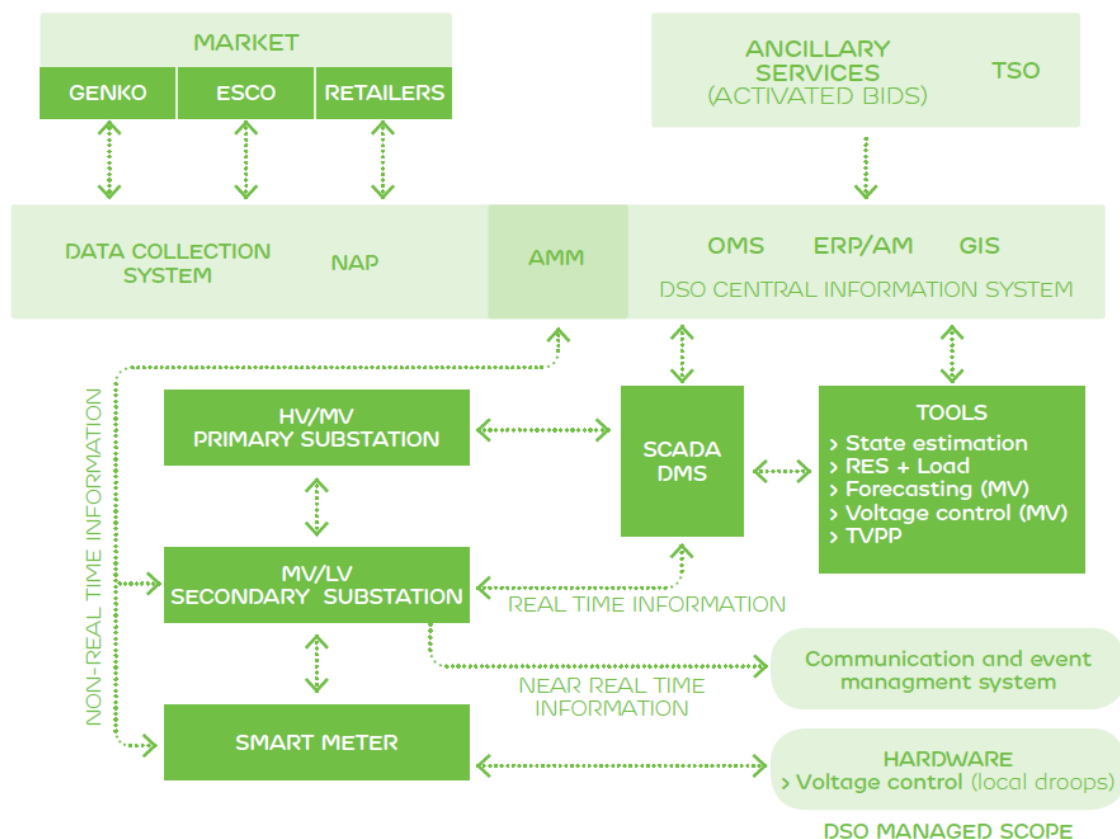


Figura 6.6 - Arquitetura do projeto Sustainable [54]

Esta estrutura compreende dois diferentes tipos de informação: informações comerciais (relacionadas com a faturação) e informações técnicas (relacionadas com a operação do sistema) [54].

Como já foi referido em capítulos anteriores, as energias renováveis acarretam problemas de geração devido à sua imprevisibilidade, uma vez que são dependentes de fatores climáticos. Para mitigar estas incertezas e de modo a tornar o sistema mais estável, criar sistemas de previsão é uma obrigação. Como tal, uma vez que o projeto Sustainable tem como finalidade integrar várias fontes de geração de energias renováveis, foi criado um sistema de previsão de energia solar e corre operacionalmente em trinta e nove (39) subestações secundárias MT/BT em Évora. Este sistema permite gerar previsões para as próximas sessenta (60) horas com resoluções temporais entre quinze minutos (15 min) a uma hora [54].

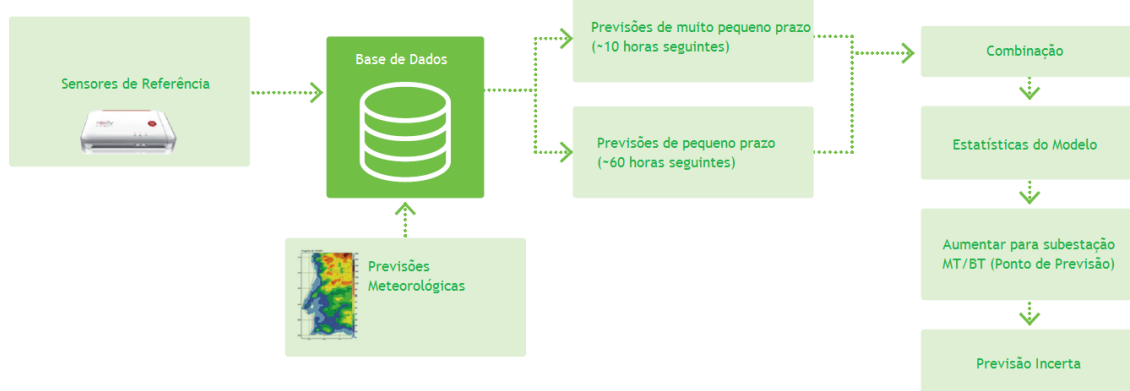


Figura 6.7 - Arquitetura do sistema de previsão do projeto Sustainable [54]

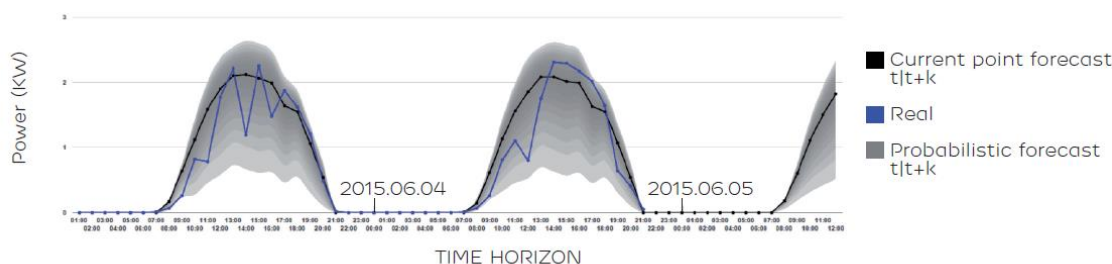


Figura 6.8 - Exemplo de previsão de geração de potência do sistema de previsão do projeto Sustainable [54]

Uma previsão precisa de carga tem um papel indispensável no planeamento do sistema elétrico e na análise do mercado. No projeto Sustainable, uma abordagem baseada numa rede neuronal artificial foi desenvolvida para estimar a percentagem de diferentes categorias de cargas e distinguir carga controlável da procura total [54].

De todas as funcionalidades desenvolvidas durante o projeto Sustainable, umas das mais importantes é o *Virtual Power Plant* (VPP). O VPP é um mercado que agrega e agenda as fontes de energias distribuídas de acordo com os contratos estabelecidos. Estes recursos incluem geração renovável, armazenamento e carga. A função de agregação é muito importante para a participação das fontes de energias distribuídas no mercado elétrico, porque estas são geralmente muito pequenas para a participação direta no mercado [54].

O VPP pode suportar o operador do sistema de distribuição com o alívio da congestão da rede, ao reajustar o agendamento das suas unidades. O papel do VPP é expandir o suporte e melhorar a segurança do sistema sobre pedidos para certas áreas da rede em certos tempos de operação [54].

Para conciliar e testar todo o trabalho desenvolvido ao longo do tempo de vida do projeto foram realizadas duas demonstrações, uma em Évora e outra em Rodes (Grécia). A primeira infraestrutura *Smart Grid* instalada em Portugal foi em Évora, com mais de trinta e cinco mil (35 000) contadores inteligentes instalados, permitindo acesso à mais detalhada informação da rede, com especial ênfase na rede BT [54].

O propósito específico da demonstração é prever valores de potência ativa para o *feeder* de Casinha, por um período com alcance desde trinta minutos (30min) a vinte e quatro horas (24h). Os dados recolhidos da rede e juntamente os dados das condições meteorológicas, foram usados para realizar previsões de acordo com o algoritmo desenvolvido no projeto. Os dados meteorológicos da região de Évora incluíram valores das características do vento, humidade e temperatura. Como os dados da rede e os dados meteorológicos estão em diferentes servidores, foi necessário construir extratores de dados para recolher os mesmos e colocá-los no mesmo servidor [54].

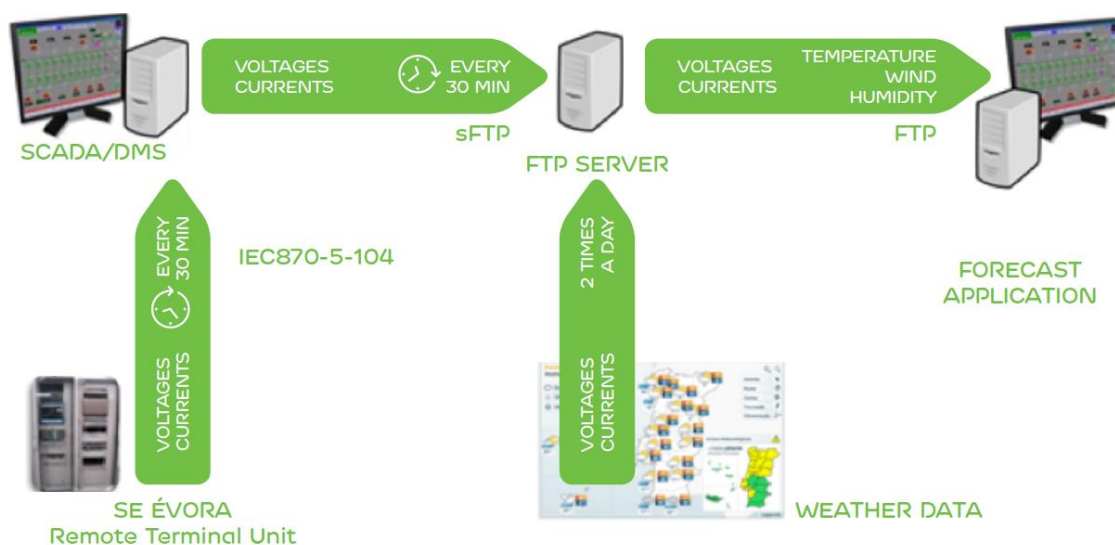


Figura 6.9 - Arquitetura da demonstração de Évora [54]

O projeto permitiu retirar várias conclusões [54]:

- Em Portugal, um aumento de procura não consegue ser coberto com apenas o aumento da integração de fontes de energias renováveis;
- O impacto da automação nas redes de distribuição mostra uma grande melhoria na continuidade de fornecimento;
- É esperado que a geração fotovoltaica em Portugal dobre o seu valor, de quatrocentos e quarenta e três gigawatts hora (443GW.h) em 2014 para aproximadamente mil gigawatts hora (1000GW.h) em 2020;
- Uma maior precisão das previsões renováveis irá afetar positivamente a redução de custos de serviços ancilares e dará aos operadores dos sistemas de distribuição a habilidade de garantir elevados padrões de qualidade de serviço.

6.3 - Projeto Meter-ON

O projeto Meter-ON é mais um dos projetos em que a EDP Distribuição esteve envolvida. Teve início em Julho de 2012 e terminou em Julho de 2014 (duração de dois anos). O objetivo do projeto foi facilitar a instalação, em larga escala, de infraestruturas de medição inteligente na Europa através da provisão de recomendações para as organizações em como lidar com os obstáculos técnicos e regulatórios. A audiência alvo do projeto consistiu em autoridades regulatórias nacionais, tomadores de decisões políticas, indústria de contadores inteligentes e operadores europeus do sistema elétrico [55].

Com o auxílio dos operadores do sistema de distribuição (em inglês com a sigla DSO - *Distribution System Operator*) o projeto alcançou três campanhas de recolhas de dados, num total de vinte e três (23) projetos de medição em quinze (15) países europeus (Portugal (EDP Distribuição), Roménia, Espanha, Itália, Bélgica, Hungria, Holanda, Áustria, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Polónia, Letónia, Bulgária e França), consistindo na instalação de quarenta e um

milhões (41 000 000) de contadores e espera-se que em 2020 sejam instalados mais de cem milhões (100 000 000) [55].

O projeto permitiu tirar conclusões específicas para cada grupo da audiência alvo. No entanto, tendo em conta o teor da dissertação, apenas as conclusões referentes aos DSOs são as mais relevantes. As conclusões foram as seguintes [55]:

- A obrigação de satisfazer as necessidades de diferentes tipos de consumidores força os DSOs a instalar equipamento com níveis de desempenho e funcional em linha com as mesmas necessidades dos clientes;
- Os DSOs podem empreender iniciativas para melhorar o envolvimento do consumidor nos projetos, também adaptando a sua abordagem ao serviço corrente;
- O envolvimento de vários tipos de consumidores com diferentes características em projetos é uma boa oportunidade para promover iniciativas;
- Os DSOs decidiram encriptar os dados em todas as comunicações com algoritmos de modo a garantir um elevado nível de segurança;
- No estudo de todos os casos, o método de comunicação mais usado entre os contadores e o concentrador é *Power Line Communications* (PLC). Já para as comunicações entre concentradores e sistemas centrais, *General Packet Radio Service* (GPRS) é o mais usado. As vantagens destas tecnologias é que são tecnologias já bem conhecidas, robustas e de fácil implementação;
- O inventário e topologia da rede têm de ser controlados pelos DSOs de modo a garantir a qualidade dos dados e sucesso da solução adotada;
- A informação do *Geospatial Information Solution* (GIS) tem de ser coerente e atualizada, de modo a permitir uma eficiente implementação do plano.

Os sistemas de medição inteligente permitem ter variadas funções. Neste projeto, segundo a regulação do mesmo, estes sistemas deveriam ter pelo menos as seguintes funções [55]:

- Fornecer leituras diretamente ao consumidor;
- Atualizar as leituras frequentemente para permitir que a informação a usar atinge a redução de custos;
- Permitir leitura remota pelos operadores;
- Fornecer comunicações *two-way* entre o sistema de medição e redes externas para manutenção;
- Permitir que leituras sejam suficientemente frequentes para a informação ser usada pelo planeamento da rede;
- Suportar sistemas de tarifas avançadas;
- Permitir controlo remoto do fornecimento, ou fluxo, ou limitação de energia;
- Fornecer comunicações seguras;
- Prevenção e deteção de fraude;
- Fornecer importação/exportação e medição reativa.

Como foi dito anteriormente, estas são as funcionalidades que os sistemas de medição inteligente devem ter. No entanto, podem ter mais funcionalidades, caso o fornecedor e/ou os operadores o assim desejem.

PROJECT COMPANY	PROJECT SCALE	COMMUNICATION PATH		
		Home - Meter	Meter - Concentrator	Concentrator - Central System
EDP DISTRIBUIÇÃO	Demo	RS-485/MODBUS to connect to an external communication module	Technology: PLC GPRS	Technology: GPRS
			Protocol: DLMS-COSEM TCP-IP	Protocol: TCP-IP

Figura 6.10 - Solução Tecnológica empregue pela EDP Distribuição no projeto Meter-On [55]

No ano de 2020 é esperado que perto de setenta e dois por cento (72%) dos consumidores europeus tenham um contador inteligente no sistema elétrico [55].

Após a instalação dos sistemas de medição inteligente, foram realizados estudos para verificar se a sua implementação era vantajosa ou não. Para isso foram realizados cálculos de custo benefício. A seguinte imagem permite observar os resultados, em Junho de 2013, referentes a cada país envolvido no projeto.

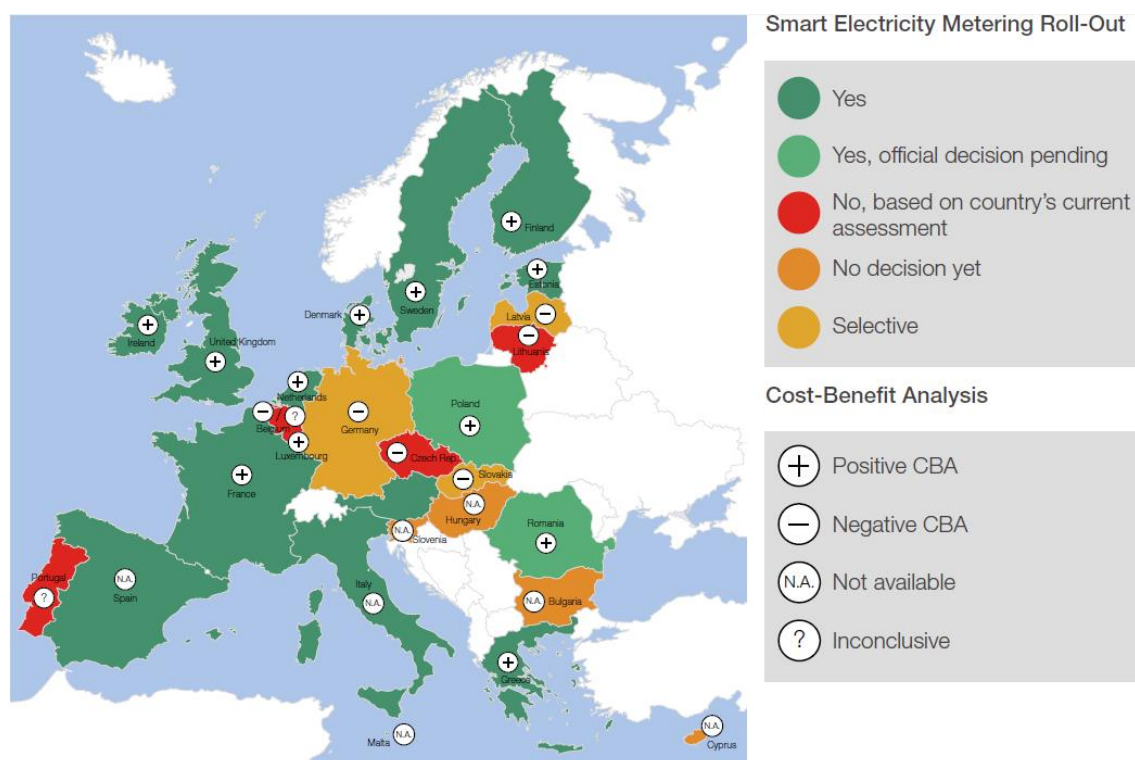


Figura 6.11 - Resultados custo-benefício em cada país envolvido no projeto [55]

A maior parte dos países teve um resultado positivo com a instalação dos sistemas de medição inteligente. No entanto alguns resultados não foram conclusivos e outros tiveram um resultado negativo. O resultado é dependente de vários fatores, sendo um deles o país onde ocorre (devido a diferente legislação, por exemplo).

Tal se observa na imagem, os resultados de Portugal não foram conclusivos. No entanto, a EDP Distribuição afirma que o presente valor líquido é claramente positivo, onde os consumidores captam a maior partilha de benefícios, principalmente devido às poupanças de

energia. Já os retalhistas, os DSOs e os operadores do sistema de transmissão (sigla em inglês TSO - *Transmission System Operator*) têm um impacto negativo [55].

6.4 - Projeto S3C

S3C é acrónimo de “*Smart Consumer, Smart Customer, Smart Citizen*”. O projeto iniciou-se em Novembro de 2012 e terminou em Dezembro de 2015, tendo a duração de três anos. Ao contrário de outros projetos que se baseiam mais na componente tecnológica, o projeto S3C pretendeu analisar fatores que influenciam o comportamento do consumidor perante o sistema energético [56].

O sucesso das *Smart Grids* está fortemente dependente das tecnologias apropriadas, incentivos e aceitação por parte dos consumidores. O objetivo geral do projeto S3C foi adotar o comportamento “inteligente” energético dos consumidores europeus através da avaliação e análise das soluções tecnológicas e das melhores práticas nos projetos pilotos [56].

Com o decorrer do projeto, pretendia-se atingir os seguintes objetivos [56]:

- Ganhar profundo conhecimento de quais atividades e mercados estão dispostos a aceitar as *Smart Grids*;
- Estabelecer um conjunto de medidores de desempenho (em inglês com a sigla KPI - *Key Performance Indicator*) para avaliar programas de procura ativa;
- Identificar e explicar fatores críticos de sucesso, razões de insucesso e análises à experiência obtida nos programas que decorreram ao longo do projeto;
- Identificar tecnologia inovadora e melhores práticas e desenvolver esquemas de interação que induzem um comportamento eficiente e eficaz dos consumidores perante o sistema elétrico;
- Fornecer orientação aos desenvolvedores das tecnologias e ferramentas de interface, tais como tarifas, serviços, informações, etc.;
- Propagar ativamente os resultados aos operadores dos sistemas de distribuição (DSOs), agregadores, fornecedores de serviços e fabricantes;
- Orientar futuras atividades de investigação.

O comportamento do consumidor é influenciado por fatores comportamentais e situacionais. Os fatores comportamentais incluem motivações monetárias (ganhos financeiros), motivações não monetárias (hábitos e rotinas), influências sociais (normas) e capacidades pessoais (conhecimento, habilidades e meios financeiros). Já os fatores situacionais incluem leis, regulações, infraestruturas e redes sociais [56].

Para atrair os consumidores aos programas *Smart Grid* é necessário fornecer valor na perspetiva do consumidor, ou seja, entender as suas necessidades. A continuação de comportamentos energéticos “inteligentes” pode ser conseguida através de *feedbacks*, comunicação e estratégias de preço [56].

O produto final do projeto consistiu em um conjunto de ferramentas que facilitam a implementação de esquemas de interface em futuros projetos [56].

6.5 - Projeto PlanGrid EV

O projeto PlanGrid EV é mais um dos projetos em que a EDP Distribuição esteve envolvida. Trata-se de um projeto com foco nos veículos elétricos. Iniciou-se em Junho de 2013 e terminou em Fevereiro de 2016, com um orçamento de sete milhões e meio de euros (7 500 000 €) e com um consórcio constituído por doze (12) parceiros de nove (9) diferentes países (Portugal (EDP Distribuição e INESC-ID), Espanha, Bélgica, Alemanha, França, Suíça, Itália, Irlanda e Áustria) [57].

Estima-se que em 2025, cerca de cinco milhões (5 000 000) de veículos elétricos estejam em circulação em todo o mundo, maioritariamente na Europa. As políticas climáticas da Europa pretendem reduzir as emissões de CO₂ provenientes dos transportes em sessenta por cento (60%) em 2050. Com os avanços tecnológicos e aumento no preço dos combustíveis fósseis, assume-se que os veículos elétricos venham a ser massificados no nosso continente. É expectável também que as redes de distribuição tenham que aumentar as suas capacidades de resposta para acomodar as cargas dos veículos. Isto requer desenvolvimento tecnológico e cooperação intensa entre fornecedores de energia, DSOs e fabricantes. Com isto, é necessário superar conjuntos de desafios (geração, consumo e distribuição) para que a mobilidade elétrica se torne numa realidade [57].

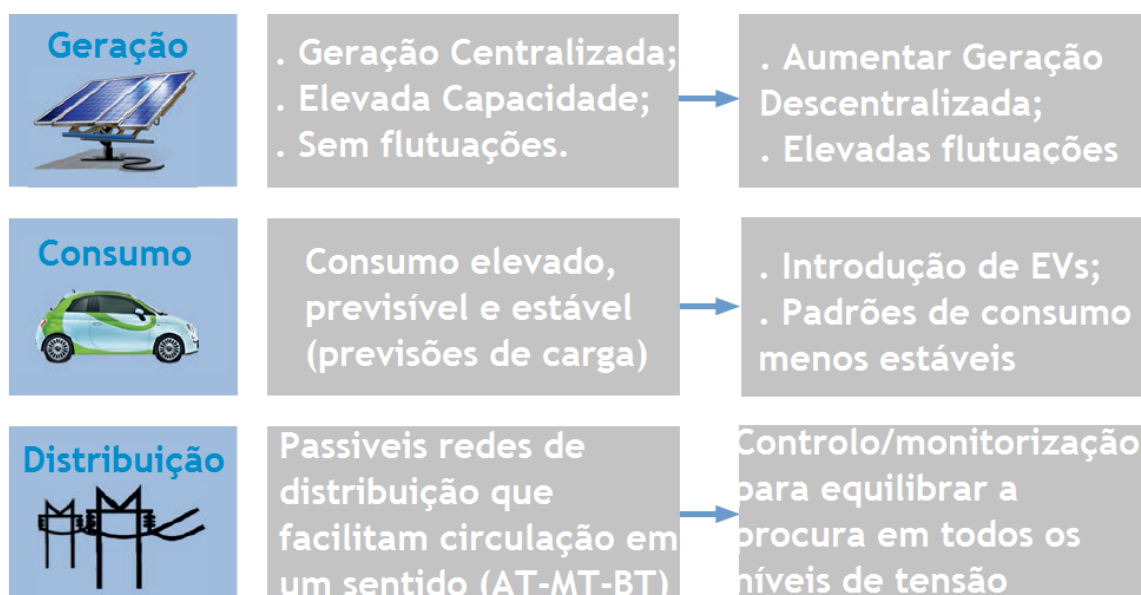


Figura 6.12 - Estado atual e desafios a superar para a integração dos veículos elétricos, adaptado de [57]

O principal objetivo do projeto PlanGrid EV foi designar novas regras de planeamento e princípios operacionais para a ótima integração dos veículos elétricos para diferentes topologias de rede e com diferentes níveis de fontes de geração distribuídas. Este objetivo geral pode ser dividido em cinco sub-objetivos [57]:

- Desenvolver ferramentas e métodos para designar novas regras de planeamento envolvendo DSOs e fabricantes;
- Desenvolvimento de regras de planeamento para as DSOs europeias para facilitar a massificação dos veículos elétricos e a integração das fontes distribuídas;

- Atualizar e validar métodos operacionais relacionados com o problema de congestionamento de cargas;
- Atualizar estratégias de investimento considerando novos modelos de negócio dos DSOs e fabricantes;
- Formulação de recomendações acerca da estrutura regulatória e esforços de normalização.

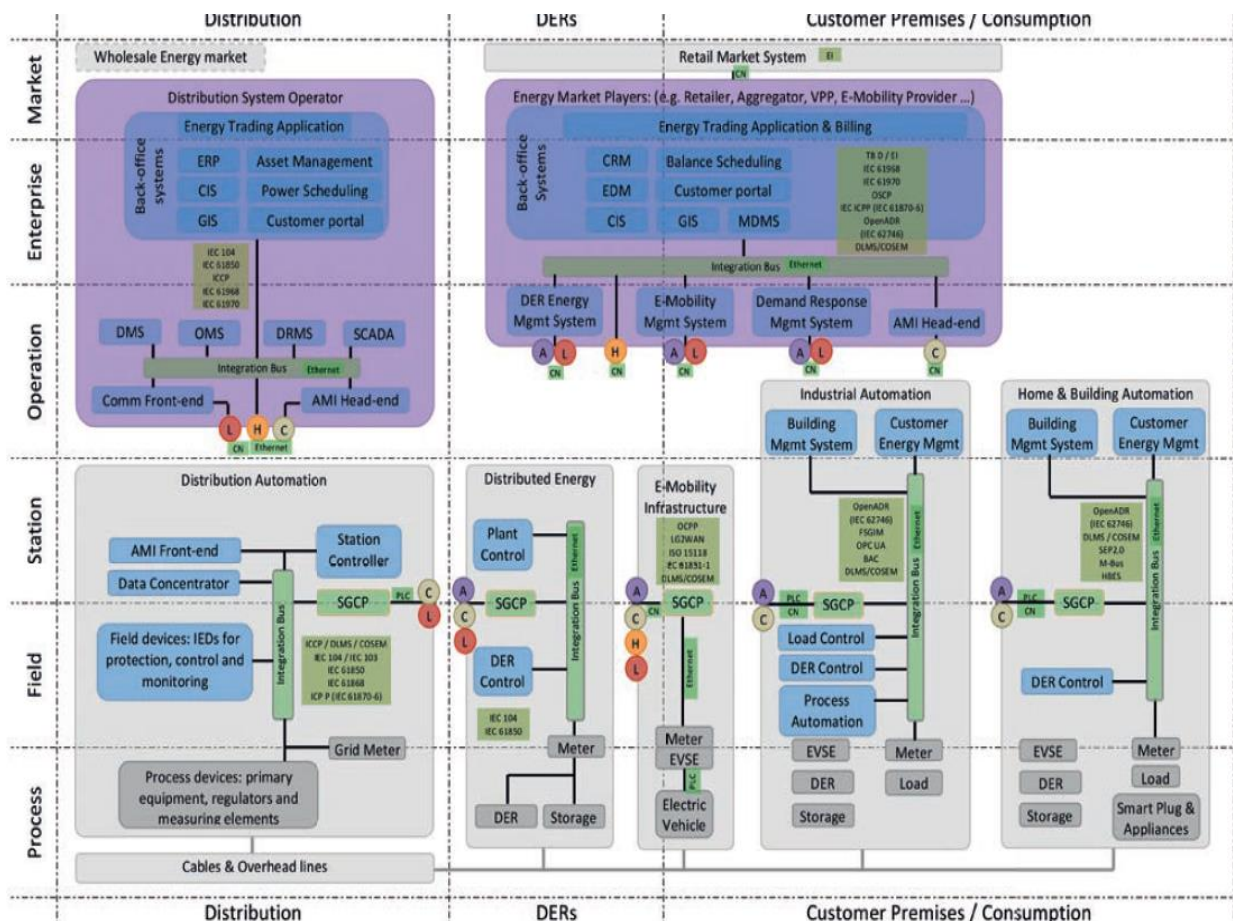


Figura 6.13 - Arquitetura do projeto PlanGrid EV [57]

Ao longo do projeto foram definidos quatro cenários possíveis na integração dos veículos elétricos nas redes BT e MT, que são [57]:

- **Convencional:** não há gestão de carga e a integração dos veículos tem de ser enfrentada através do reforço das infraestruturas e ativos da rede;
- **Segura:** acrescenta uma ligeira gestão de carga aos reforços convencionais da rede;
- **Pró-ativa:** gestão de carga, lidando com uma massiva integração de veículos elétricos, e ao mesmo tempo minimizando as necessidades da rede;
- **Smart Grid:** controlo total da gestão da carga, que permite a otimização da capacidade de resposta, considerando também a conexão local de fontes de energia distribuída que possam beneficiar a integração dos veículos.

Como em qualquer outro projeto, são realizados testes para comprovar e avaliar os fundamentos teóricos desenvolvidos. O projeto PlanGrid EV não é exceção. Foram realizados quatro testes, em países e cenários diferentes. O teste em Portugal visou o cenário “Convencional”, na Irlanda o “Seguro”, Alemanha “Pró-ativa” e por fim na Itália o cenário “*Smart Grid*” [57].

O teste realizado em Portugal teve como finalidade reduzir o impacto na integração dos veículos elétricos, adiando ou evitando investimentos a fim de sustentar a adoção dos veículos. A alocação adequada na rede BT de estações de carregamento e das fontes de geração distribuídas, permite aos DSOs manter a configuração das redes BT e MT, sem substituição dos transformadores ou linhas, que de outra forma seriam sobrecarregadas aquando o carregamento da bateria dos carros [57].

Com os quatro testes realizados permitiu obter as seguintes conclusões [57]:

- Um pequeno nível de integração de veículos elétricos não causa um impacto significativo da rede de distribuição;
- Uma grande integração dos veículos acarreta impactos negativos no sistema de distribuição tais como na previsão de carga, violação dos limites térmicos dos transformadores e condutores, tensão abaixo dos limites estipulados e eficiência global do sistema afetada por um aumento do pico de carga;
- O carregamento inteligente decresce o impacto negativo da grande integração dos veículos;
- O carregamento inteligente permite tirar vantagem dos veículos como fonte de geração do sistema, ou seja, o veículo comportar-se como uma fonte de geração distribuída;
- A presença e a localização de estações públicas de carregamento é um fator chave no planeamento de distribuição, pois permite reduzir o pico de carga tradicional;
- O ritmo de integração dos veículos no sistema de distribuição tem impacto no planeamento da rede.

6.6 - Projeto RServiceS

O projeto RServiceS (acrónimo de *Renewable Energy serviceS*), com início em Abril de 2012 e fim em Setembro de 2014, foi realizado com o objetivo de avaliar o fornecimento de serviços de suporte à rede. Estes serviços consistem em gerir a frequência e tensão da rede, como também a restauração do sistema, através das fontes de energias renováveis. Deste modo a auxiliar no *design* de mecanismos de mercado, permitirão aos sistemas energéticos europeus a trabalharem fiavelmente e eficientemente com alta integração destas fontes, tendo como maior ênfase a eólica e solar. O aumento das fontes renováveis aumenta a necessidade do sistema requerer serviços de suporte. No entanto, estas fontes podem fornecer alguns destes serviços [60].

Foram realizadas avaliações técnico-económicas dos serviços de suporte à rede (sigla em inglês GSS - *Grid Support Services*), notavelmente no suporte à frequência e tensão da rede, como também análises preliminares do sistema de restauração a partir das fontes de energias renováveis [60].

Durante a realização do projeto foram abordados os seguintes temas [60]:

- Necessidades do sistema a desenvolver para os serviços de suporte, quando há uma elevada integração de fontes renováveis;
- Problemas económicos e técnicos para as fontes renováveis fornecerem os serviços necessários;
- Benefícios económicos inerentes à grande massificação das fontes renováveis;
- Condições de mercado adequadas e estruturas comerciais;
- Lacunas e necessidades de conhecimento para investigação e desenvolvimento.

A necessidade dos GSS depende do sistema energético estudado (por exemplo em termos de tamanho e resiliência) e como as fontes renováveis são integradas (a sua dispersão, níveis de integração e características técnicas). Estes serviços têm um custo, por isso as capacidades de geração e serviços de provisão devem exigir apenas o necessário para o sistema de modo a evitar custos excessivos [60].

As simulações realizadas ao longo do projeto, de várias dimensões pela Europa, mostraram que é benéfico utilizar as fontes de energia eólica e solar no suporte à frequência. Além disso, os benefícios do sistema aumentam com o aumento da integração destas fontes [60].

Também foram alcançados benefícios económicos, quando apenas algumas das fontes disponíveis participaram no suporte à frequência da rede. Numa análise sensitiva, a resposta de frequência e os seus benefícios correspondentes, permanecem adequados com apenas vinte e cinco por cento (25%) do total das turbinas eólicas instaladas a participar no serviço [60].

O projeto também realizou casos de estudo no suporte à tensão em diferentes níveis da rede (AT, MT e BT) e com diferentes níveis de integração das fontes renováveis. O estudo permitiu concluir que o rácio do custo/benefício do suporte à tensão a partir das fontes renováveis é um caso específico e que deve ser comparado com outras tecnologias. Ou seja, os casos de estudo demonstraram que o controlo de tensão pelas fontes renováveis não é sempre a melhor solução, e, por conseguinte, pode levar a custos excessivos [60].

Os benefícios dos serviços de suporte por parte das fontes renováveis são calculados através da comparação anual dos custos de operação da rede energética com e sem estes serviços. De acordo com os casos de estudo, um maior nível de integração das fontes traz benefícios [60].

Nas simulações realizadas, os benefícios para o operador do sistema são maiores que o custo de equipar todas as fontes com a capacidade de participar no suporte à frequência. No entanto, nem todas as fontes são necessárias a participar para obter vantagens, como foi dito anteriormente [60].

Como em qualquer outro caso de estudo ou projeto, há sempre problemas inerentes. Neste projeto é referente às turbinas eólicas. Estas são designadas para casos específicos de carga. Alguns dos serviços de suporte propostos requerem que as turbinas operem em regimes dinâmicos. Portanto há uma necessidade em melhorar o entendimento do impacto dos serviços de suporte que podem ter no *design* das turbinas (estruturas, mecânica, elétrico, controlo e proteção) [60].

Em conclusão, as tecnologias eólicas e fotovoltaicas são capazes de fornecer suporte de tensão e frequência e por isso, a investigação deverá focar-se em melhorar essas capacidades e reduzir os seus custos [60].

6.7 - Projeto Ecogrid

O projeto Ecogrid é mais um projeto em que a EDP Distribuição fez parte do consórcio e é o último a ser referenciado na dissertação. Teve início a Março de 2011 e terminou em Agosto de 2015. O seu propósito foi demonstrar a operação do sistema energético com alta integração de fontes de energia renováveis [61].

A demonstração tomou lugar em Bornholm, uma ilha dinamarquesa, onde mais de cinquenta por cento (50%) da eletricidade consumida foi coberta pela produção a partir das fontes renováveis [61].

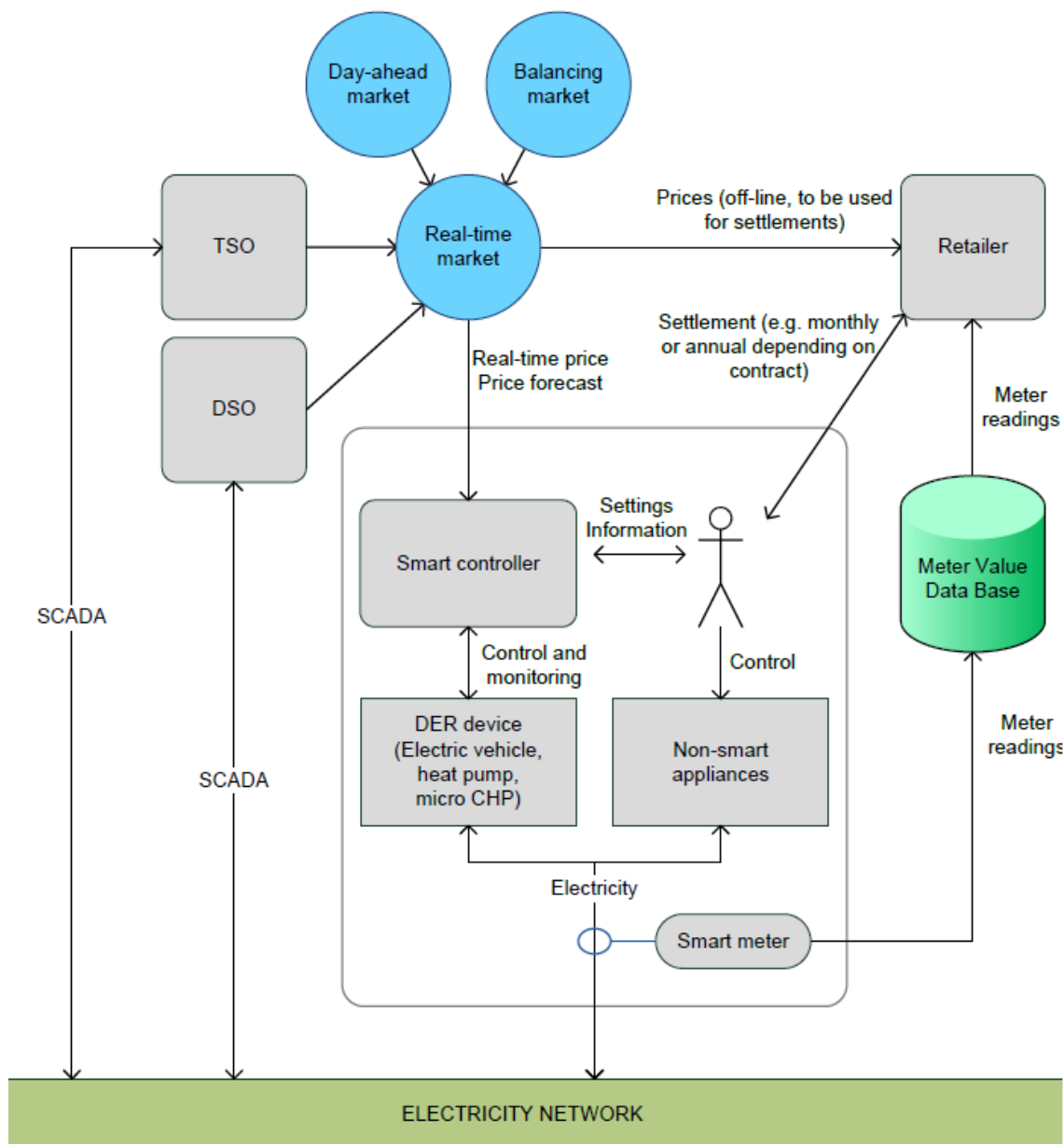


Figura 6.14 - Arquitetura do projeto Ecogrid [61]

O objetivo do projeto foi desenvolver e demonstrar, em larga escala, um conceito de mercado em tempo real para as redes de distribuição, com grande integração das energias renováveis e uma ativa participação por parte dos consumidores. Foram cobertos os seguintes temas [61]:

- *Design* e implementação do conceito, cobrindo todos os aspetos desde as tecnologias de informação e comunicação e sistemas de controlo;
- Preparação da demonstração;
- Execução da demonstração, com aproximadamente dois mil (2 000) participantes;
- Estabelecimento de uma estratégia de replicação dos resultados do local da demonstração para outras regiões;
- Disseminação ampla e consistente dos resultados a outros operadores e fabricantes não envolvidos no projeto;
- Início da normalização das arquiteturas e interfaces para integração das fontes renováveis.

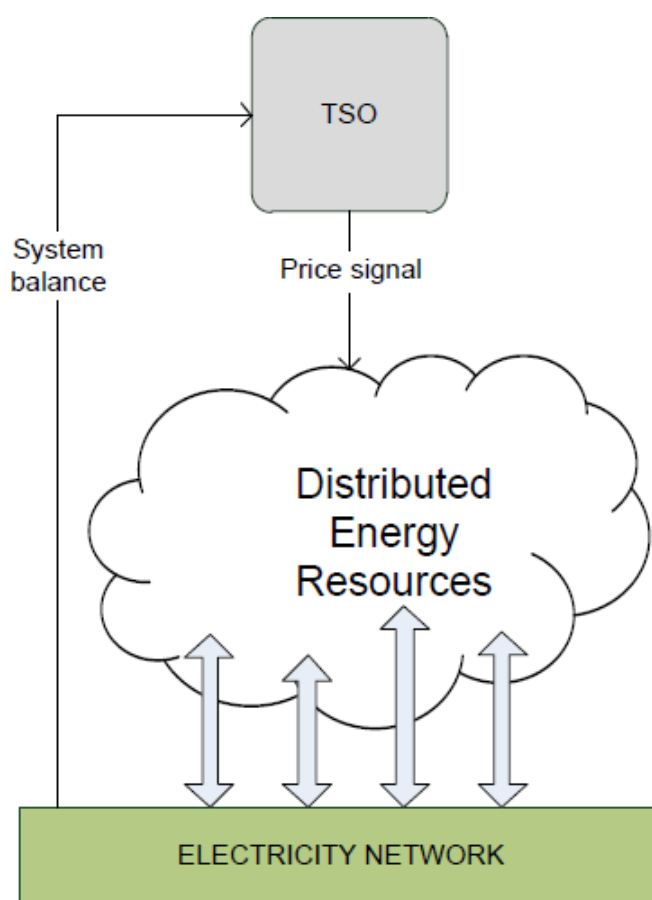


Figura 6.15 - Conceito do mercado do projeto Ecogrid [61]

A ideia fundamental do conceito de mercado é equilibrar o sistema elétrico, emitindo repetidamente um sinal de preço para os recursos flexíveis responderem. Este sinal é continuamente atualizado para manter o sistema equilibrado, aumentando o preço quando há um déficit de energia no sistema, ou seja, maior procura do que oferta ou vice-versa (mais oferta, menos procura, logo descida nos preços). A demonstração deste conceito foi dividida em três fases [61]:

- 1) **Fase “Preços em Tempo Real”**: aqui foram implementados e testados os conceitos mais básicos dos dispositivos flexíveis a responder a um sinal de preço em tempo real;
- 2) **Fase “Mercado em Tempo Real”**: nesta fase, o conceito anteriormente estabelecido foi expandido com a determinação do preço energético e uso perante a resposta às provisões (maior procura, maior oferta, etc.);
- 3) **Fase “Redes de Distribuição Inteligentes”**: nesta última fase foram acrescentadas o conceito de preço local para fornecer aos mercados como também a gestão de congestionamento da rede.

A demonstração deste conceito de mercado permitiu observar que [61]:

- Existe uma resposta significativa à procura, a ser obtida pelos equipamentos elétricos através do seu controlo autónomo;
- Um sinal de preço em tempo real pode ser usado para ativar o potencial do sistema energético;
- A resposta à procura pode ser prevista, embora com alguma incerteza, resultando assim numa melhor eficiência na operação do sistema.

A execução da demonstração do conceito do mercado permitiu também mostrar os seus inconvenientes. Não foi possível obter sucesso em solucionar o congestionamento dos *feeders*, como também os consumidores sem equipamento autónomo não exibiram resposta à procura. Conclui-se que o conceito de mercado é uma ferramenta potencialmente eficiente para ativar o lado da procura no mercado elétrico e particularmente utilizada para equilibrar o sistema. É necessário ter um cuidado especial aquando a criação dos algoritmos de mercado, considerando as interações em tempo real [61].

No geral, o projeto foi um sucesso pois permitiu atingir os seus objetivos e criou valor para a sociedade como também para os parceiros envolvidos. A experiência obtida pode ser valiosa no futuro para os operadores do sistema elétrico e fabricantes, tempo em que o sistema elétrico usará maioritariamente fontes de energia renovável [61].

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capítulo, apresenta-se as conclusões adquiridas ao longo do trabalho, como também é referenciado sugestões de trabalhos futuros.

7.1 - Conclusões

A realização deste trabalho permitiu atingir os objetivos delineados na introdução. Sendo assim, com a conclusão da dissertação, foi possível compreender o que são as *Smart Grids*, qual o papel da automação distribuída e a maturidade destas tecnologias nos tempos correntes.

As *Smart Grids* consistem em redes energéticas mais eficientes, eficazes, ecológicas e inteligentes. Tiram partido da computação para alcançarem estas características, como também permitem aos consumidores terem conhecimento dos seus consumos e estado da rede, a partir da sensorização instalada. É importante realçar que estas redes não são uma nova rede, ou seja, não são construídas de raiz. As *Smart Grids* assentam sobre a rede elétrica existente. São um outro nível de infraestrutura e equipamentos que se sobrepõe à rede, tendo como função recolher dados sobre a mesma e posteriormente otimizá-la, em função dos mesmos dados recolhidos. Por outras palavras, trata-se de uma infraestrutura de suporte, ou seja, acrescenta “inteligência” à rede atual.

A automação distribuída permitiu o desenvolvimento de aplicações de monitorização, controlo e proteção para as *Smart Grids*. A aplicação mais importante desenvolvida é o *Self-Healing*, que permite restabelecer a energia à rede, de forma autónoma, após a ocorrência de um defeito.

A implementação de esquemas de controlo distribuídos permite aumentar a escalabilidade das redes de distribuição. Por exemplo, através da automação distribuída é possível massificar a integração de fontes de geração renováveis. Esta massificação deve-se ao sistema de controlo avançado instalado na rede de distribuição, que permite otimizar as fontes de energia distribuídas e também os ESSs. Este sistema é possível apenas com a instalação de IEDs e elevada sensorização, frutos da automação distribuída. Desta forma, a rede torna-se mais

ecológica e há uma maior distribuição dos pontos de geração. Assim, a geração de energia não é tão centralizada.

No âmbito das redes de distribuição, considera-se automação distribuída a automação que se aplica ao longo da rede, nomeadamente na MT (ao longo dos *feeders*, seja em PST ou em OCR). A automação nas subestações, nas soluções SAS, encontra-se distribuída pela instalação em diversos IEDs pelo que, no âmbito da automação industrial, de facto é distribuída. Mas no âmbito de uma rede de distribuição, na verdade é centralizada numa única instalação, que é a instalação de primeiro nível da rede elétrica de distribuição (AT/MT).

As manobras na rede MT ao nível da subestação (por automação ou manuais) torna indisponível a totalidade do *feeder* (logo, retiram a alimentação aos clientes) sem permitirem flexibilidade (isolamento do troço em defeito ou alimentação recursiva de partes mesmo *feeder*), daí a necessidade de dotar de pontos de manobra e automatizar a rede entre a subestação e os locais de entrega em BT. Isto é possível com soluções avançadas, através de IEDs a controlar os equipamentos de manobra, que comunicam com a subestação ou com os sistemas centrais (servidores ao nível do SCADA/DMS).

Em resumo, a automação distribuída representa a evolução das tecnologias de controlo ao longo da rede de distribuição. Pretende instalar IEDs não só nas subestações (permitindo a realização das aplicações instaladas nas SAS), mas também ao longo da rede MT. Permite que os dispositivos individuais monitorizem as condições de operação e façam os devidos ajustes, de modo a melhorar e otimizar o desempenho da rede energética. O investimento nestes equipamentos inteligentes é menor quando comparado com as soluções clássicas, tais como substituição de linhas de MT e BT e transformadores. Em termos de custo-benefício, a instalação dos IEDs é vantajosa, pois o dinheiro investido é facilmente recuperado, devido aos menores tempos de interrupção do sistema, à manutenção dos ativos ao estritamente necessário e no devido tempo, entre outros fatores acarretados perante as vantagens destes equipamentos.

Na ausência da automação distribuída, os operadores da rede teriam a responsabilidade de identificar as anomalias e intervir sempre que necessário, o que diminuiria a eficiência, a fiabilidade e a segurança do sistema.

A análise dos diversos projetos permitiu estudar a maturidade das *Smart Grids* e das aplicações da automação distribuída. Através dos projetos analisados, conclui-se que as tecnologias *Smart Grid* são aplicáveis e que estas trazem definitivamente um melhor serviço ao consumidor. No entanto, algumas delas ainda não atingiram totalmente a maturidade, como os mercados em tempo real. Uma vez que as *Smart Grids* têm uma forte componente virada para o consumidor, é necessário que haja uma maior promoção destas redes. Só assim os consumidores terão noção das *Smart Grids* e assim poderão tirar proveito delas. As fontes de energias renováveis são bastante vantajosas, pois são ecológicas e permitem reduzir os custos de operação. No entanto, a massificação da sua integração acarreta problemas devido à sua imprevisibilidade. Desta forma, torna-se necessário a criação de sistemas de previsão, algo ainda num estado em desenvolvimento. Conclui-se também que a integração dos veículos elétricos está também numa fase um pouco imatura. Neste momento, a rede apenas suporta um pequeno número de veículos ligados simultaneamente.

Por fim, conclui-se que a EDP Distribuição está no bom caminho no que toca às *Smart Grids*. A EDP Distribuição comporta-se ao mesmo nível dos restantes operadores de distribuição europeus. As dificuldades que atravessa são as mesmas que nos outros operadores, que se devem ao estado das tecnologias usadas. Grande parte dos projetos de *Smart Grid* analisados

têm uma componente de automação distribuída e o próprio sistema de cotação citado no capítulo 5 secção 5.1, dá relevância ao tema, uma vez que este é central dentro da *Smart Grid*.

Por outras palavras, não há *Smart Grid* sem automação distribuída. Na EDP Distribuição este tema está a ser desenvolvido e representa grande parte do projeto-piloto da Batalha, o que denota que o operador de rede está a inovar na *Smart Grid* e também na componente de automação distribuída.

7.2 - Trabalhos Futuros

No que diz respeito a trabalhos futuros, espera-se que a EDP Distribuição estenda as suas soluções, tais como o FDIR na Batalha, a outras localizações. Para isso é necessário investir em sensorização por toda a rede de distribuição. A massiva integração das fontes renováveis e dos veículos elétricos, também são trabalhos a desenvolver, mas com uma menor prioridade, pois as tecnologias associadas ainda estão num estado um pouco imaturo. Uma outra recomendação seria a implementação de projetos-piloto em diversas localidades para maior sensibilização das *Smart Grids* aos consumidores.

Por fim, no que diz respeito ao *Self-Healing*, seria interessante a EDP Distribuição explorar as soluções demonstradas no capítulo 3 (tais como o controlo, aplicação dos modelos matemáticos e os *Multi Agent Systems*) em futuros projetos FDIR, ou até mesmo no projeto da Batalha.

Referências

- [1] Uluski, R. W. 2010. "The Role of Advanced Distribution Automation in the Smart Grid".
- [2] Schneider Electric USA, Inc. June 2012. "Preparing for Distributed Energy Resources".
- [3] EDP Distribuição - Energia, S.A. 2014. "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição".
- [4] Jackson K Prajapati, Shabbir Ghadiali and Darshan R Vora. 2012. "Smart Grid -A Vision For The Future". *International Conference On Advances In Engineering, Science And Management*.
- [5] Brown, Richard E. 2008. "Impact of Smart Grid on Distribution System Design". *IEEE*.
- [6] Juan Diego Nieto, Daniel Remon, Antoni M. Cantarellas, Cosmin Koch-Ciobotaru, Pedro Rodriguez. 2015. "Overview of Intelligent Substation Automation in Distribution Systems". *IEEE*.
- [7] N Maheswara Rao, Narayanan R, B R Vasudevamurthy, Swaraj Kumar Das. 2013. "Performance Requirements of Present-Day Distribution Transformers for Smart Grid". *IEEE*.
- [8] Alaa Mohd, Egon Ortjohann, Andreas Schmelter, Nedzad Hamsic, Danny Morton. 2008. "Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid". *IEEE*.
- [9] Md. Rahat Hossain, Amanullah Maung Than Oo and A B MShawkat Ali "Evolution of Smart Grid and Some Pertinent Issues".
- [10] Babu, C. P. Vineetha and C.A. "Smart grid Challenges, Issues and Solutions". *IEEE*.
- [11] F. Bagnan Beidou, Walid G. Morsi, C. P. Diduch and L. Chang. 2010. "Smart Grid: Challenges, Research Directions and Possible Solutions". *IEEE*.
- [12] Wen Dan, Liu Min. 2012. "A Survey on *Self-Healing* Control of Smart Distribution Grid". *Lecture Notes in Information Technology* no. Vol.9.
- [13] Fayad, Antonio. 8 October 2015. "BenchMarking de Funcionalidades Self Healing em Redes Eléctricas de Média Tensão".
- [14] Edward COSTER, Wim KERSTENS, Tom BERRY. June 2013. "SELF HEALING DISTRIBUTION NETWORKS USING SMART CONTROLLERS". *22nd International Conference on Electricity Distribution*.
- [15] Neelabh Kashyap, Chen-Wei Yang, Seppo Sierla, Paul G. Flikkema. 2015. "Automated Fault Location and Isolation in Distribution Grids With Distributed Control and Unreliable Communication". *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* no. VOL. 62.
- [16] Ge Liang, Tan Zhihai, Zhao Fengqing, Dong Xuzhu, Peng Liyuan. 2014. "An Improved *Self-Healing* Control Method of Intelligent Distribution Grid Based on Feeder Group Regional Model". *International Conference on Power System Technology*.
- [17] Gaoxiang, Aixin. 2011. "The Application of *Self-Healing* Technology in smart grid". *IEEE*
- [18] Liu, Wanshui Ling and Dong. 2014. "A distributed fault localization, isolation and supply restoration algorithm based on local topology". *INTERNATIONAL TRANSACTIONS ON ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS*.
- [19] M. A. Elgenedy, A. M. Massoud, S. Ahmed. 2015. "Smart Grid *Self-Healing*: Functions, Applications, and Developments". *IEEE*.

- [20] Markus Eriksson, Mikel Armendariz, Oleg O. Vasilenko, Arshad Saleem, Lars Nordström. 2015. "Multiagent-Based Distribution Automation Solution for *Self-Healing* Grids". *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* no. VOL. 62 (NO. 4).
- [21] Aboelsood Zidan, Ehab F. El-Saadany. 2012. "A Cooperative Multiagent Framework for *Self-Healing* Mechanisms in Distribution Systems". *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID* no. VOL. 3 (NO. 3).
- [22] Fanny Clavel, Eric Savary, Philippe Angays, & Alain Vieux-Melchior. 2014. "Integration of a New Standard: A network simulator of IEC 61850 architectures for electrical substations". *IEEE*.
- [23] Jayadev Vasudevan, Karthick Sekkappan, Kodali Yashwant, Devika Jay, K.S Swarup. 2012. "Research issues in Smart Grid - Application to Automation, Renewable Energy Sources and Demand Response".
- [24] Vyatkin, Gulnara Zhabelova and Valeriy. 2012. "Multiagent Smart Grid Automation Architecture Based on IEC 61850/61499 Intelligent Logical Nodes". *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* no. VOL. 59 (NO. 5).
- [25] Mackiewicz, R. E. 2006. "Overview of IEC 61850 and Benefits". *IEEE*.
- [26] Brunner, Christoph. 2008. "IEC 61850 for Power System Communication". *IEEE*.
- [27] Vyatkin, Gulnara Zhabelova and Valeriy. 2012. "Multiagent Smart Grid Automation Architecture Based on IEC 61850/61499 Intelligent Logical Nodes". *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* no. VOL. 59 (NO. 5).
- [28] Ahmed Elgargouri, Mohamed M. Elfituri, Mohammed Elmusrati. 2013. "IEC 61850 and Smart Grids". *IEEE*.
- [29] Salman Mohagheghi, Jean-Charles Tournier, James Stoupis, Laurent Guise, Thierry Coste, Claus A. Andersen, Jacob Dall. 2011. "Applications of IEC 61850 in Distribution Automation". *IEEE*.
- [30] Davide Della Giustina, Paolo Ferrari, Alessandra Flammini, Stefano Rinaldi, Emiliano Sisinni. 2013. "Automation of Distribution Grids With IEC 61850: A First Approach Using Broadband Power Line Communication". *IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT* no. VOL. 62 (NO. 9).
- [31] Lea Maurer, Allen Stevens and Wanda Reder. 2012. "Keys to Successful *Self-Healing* Distribution Projects". *IEEE*.
- [32] Valentin Vlad, Cezar D. Popa, Radu D. Pentiuc, Corneliu Buzduga. 2014. "Control Architecture for Power Distribution Systems Based on IEC 61850, IEC 61499 and Holonic Concepts". *2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2014)*.
- [33] Ahmed Elgargouri, Reino Virrankoski, Mohammed Elmusrati. 2015. "IEC 61850 Based Smart Grid Security". *IEEE*.
- [34] Shinji Matsuda, Yasumasa Watabe, Ilwan Izani Asrizal, Shigeki Katayama, Koichi Okuno, Ken Kasuga. 2011. "Issues overcome in the design and application of IEC 61850-compliant substation automation systems". *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*.
- [35] R. H. López Rodríguez, D. Picault, O. Accouche, D. Böeda, N. Hadjsaid. 2014. "Assessing and comparing smart grid demonstration projects". *IEEE*.
- [36] Eefje Peeters, Daan Six, Maarten Hommelberg, Régine Belhomme, François Bouffard. 2009. "The ADDRESS Project: An Architecture and Markets to Enable Active Demand". *IEEE*.
- [37] Mathieu Caujolle, Luc Glorieux, Philippe Eyrolles, Julien Le Baut, Radouane Irlhy, François-Xavier Toledo, Régine Belhomme, Francesco Naso, Olena Morozova, Giovanni Valtorta, Dominic Ectors, Pieter Kropman, Jitske Burger, Jan Maarten van der Valk, Ignacio Delgado, Roberto González. 2013. "Prototype Field Tests. Test Results". *address interactive energy*.
- [38] Régine Belhomme, Carolina Tranchita, Anh Vu, Joseph Maire and Olivier Huet. 2011. "Overview and goals of the clusters of Smart Grid Demonstration Projects in France". *IEEE*.
- [39] Verdier, R. Garaude. 2014. "GRID4EU-NICE GRID project: How to facilitate the integration of Distributed Energy Resources into the local grid?". *IEEE*.
- [40] Grid4EU. 2016. "GRID4EU: INNOVATION FOR ENERGY NETWORKS".
- [41] Taylor, Dr Gareth. 2013. "HiPerDNO: High Performance Computing Technologies for Smart Distribution Network Operation".

- [42] S. Ghosh, M. Pipattanasomporn, S. Rahman. 2013. "Technology Deployment Status of U.S. Smart Grid Projects - Electric Distribution Systems". *IEEE*.
- [43] Yanshan Yu, Jin Yang and Bin Chen. 2012. "The Smart Grids in China—A Review". *Energies*.
- [44] Zhang Ruihua, Du Yumei, Liu Yuhong. 2010. "New Challenges to Power System Planning and Operation of Smart Grid Development in China". *IEEE*.
- [45] M. Kosmecki, J. Swiderski. 2013. "Smart Peninsula Project Application of Wireless Communication for MV Grid Control and Monitoring". *IEEE*.
- [46] Sławomir Noske, Marek Wawrzyniak. 2014). "The Hel Peninsula - Smart Grid Pilot Project". *Acta Energetica*.
- [47] Adam Babś, Krzysztof Madajewski, Tomasz Ogryczak, Sławomir Noske, Grzegorz Widelski. 2013. "“The Smart Peninsula” pilot project of Smart Grid deployment at ENERGA-OPERATOR SA". *Electricity Distribution (CIRED 2013)*.
- [48] B. Dupont, P. Vingerhoets, P. Tant, K. Vanthournout, W. Cardinaels, T. De Rybel, E. Peeters and R. Belmans. 2012. "LINEAR Breakthrough Project: Large-Scale Implementation of Smart Grid Technologies in Distribution Grids". *IEEE*.
- [49] Linear consortium (Eandis, EDF Luminus, EnergyVille (KU Leuven, VITO & imec), fifthplay, iMinds, INFRAX, Laborelec, Miele Belgium, Proximus, Siemens, Telenet, Viessmann). 2014. "Demand Response for Families". *Linear*
- [50] I S Jha, Subir Sen, Rajesh Kumar. 2014. "Smart Grid Development in India - A Case Study". *IEEE*.
- [51] Bikash Kumar Sahu, Subrat Kumar Kabi. 2015. "CURRENT SMART GRID SCENARIO IN INDIA". *IEEE*.
- [52] Mohd. Rihan, Mukhtar Ahmad, M. Salim Beg. 2011. "Developing Smart Grid in India: Background and Progress". *IEEE*.
- [53] Shibani Kanti Bala, B. Chitti Babu, Shyamal Bala. 2012. "A Review on Development of Smart Grid Technology in India and its Future Perspectives". *IEEE*.
- [54] Project, SuSustainable. 2016. "SuSustainable: Project Book".
- [55] Per-Olof Granström, Joana Abreu Jackson, Robert Denda, Amador Gomez, Jaime Andres Rodriguez Perez, Marco Baron, Guido Micheli, Enrico Cagno, Giuseppe Mauri, Aritz Goni. 2014. "Meter-On: Steering the implementation of smart metering solutions throughout Europe - Final Report". *Meter-On project*.
- [56] Erik Laes, Pieter Valkering, Janina Schneiker, Philipp Reiß, Matthijs Uytterlinde, Koen Straver, Maria Thomten, Magdalena Boork, Diogo Ramalho, Vera Nunes, Gregor Cerne, Jure Vindisar, Simone Maggiore. 2015. "S3C: Final Summary Report". *S3C Project*.
- [57] EV, PlanGrid. 2016. "PlanGrid EV: Final Report". *PlanGrid EV Project*.
- [58] Ashish Deshmukh, Donald G. Dunn, Kenneth McAlister, Keith McCarthy. 2010. "IMPLEMENTING AN ELECTRICAL NETWORK MONITORING AND CONTROL SYSTEM ON A GRASSROOTS REFINERY PROJECT- PART I". *IEEE*.
- [59] Teixeira, Afonso. 2013. "Avaliação da Utilização do IEC 61850 Process Bus no Projecto Tipo de SEs da EDPD". *FEUP*
- [60] Frans Van Hulle, Iván Pineda and Paul Wilczek. 2014. "REserviceS: Economic grid support services by wind and solar PV - a review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms". *REserviceS project*.
- [61] Per Lund, Preben Nyeng, Rune Duban Grandal, Stig Holm Sørensen, Maja Felicia Bendtsen, Guillaume le Ray, Emil Mahler Larsen, Jessanne Mastop, Florian Judex, Fabian Leimgruber, Koen J. Kok, Pamela A. MacDougall. 2016. "EcoGrid EU - A Prototype for European Smart Grids: Overall evaluation and conclusion". *EcoGrid EU Project*.