



isec

Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Parques Eólicos e a Transição para Parques Híbridos – Operação e Manutenção

Relatório de Trabalho de Projeto para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Autor

Tiago Miguel Pena Viegas

Orientador

Professor Doutor Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

Coimbra, junho 2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família e amigos, por todo o apoio e incentivo. De referir que alguns deles já não estão entre nós, mas enquanto estiveram presentes na minha vida inculcaram-me valores que muito prezo e serei eternamente grato.

À Liliane Gonçalves, pela sua paciência e dedicação enquanto mãe e esposa.

À Victoria Viegas, que, enquanto filha bebé, mas com uma enorme vontade de ser autónoma, facilita a vida aos pais.

À empresa EDPR e aos colegas de trabalho, por toda a colaboração. É um orgulho trabalhar nesta empresa.

Ao Professor Carlos Ferreira, pela compreensão, disponibilidade em ajudar e opinar sobre o trabalho.

RESUMO

A aposta nas energias renováveis é uma clara prioridade no nosso país e além-fronteiras. Com o objetivo de descarbonizar o sector elétrico, bem patente no dia-a-dia de cada um, surge a necessidade de estudar alternativas de produção e armazenamento de energia. Neste contexto, e com base na experiência adquirida a nível profissional nos últimos anos, com a elaboração deste trabalho de projeto pretende-se abordar alguns aspetos relacionados com a operação e manutenção dos principais meios de produção renovável em Portugal continental.

Neste trabalho são apresentadas algumas das temáticas relevantes relativas aos parques eólicos e parques solares fotovoltaicos, à hibridização, bem como às subestações e linhas de transporte e de distribuição de energia elétrica. Os casos de estudo apresentados têm características eminentemente práticas e mostram as soluções que foram implementadas.

Dentro de cada tema descrevem-se os elementos principais que constituem os tipos de produção renovável estudados, assim como as diversas tarefas de manutenção e monitorização face às avarias mais frequentes. São analisadas as avarias ocorridas durante o período correspondente ao trabalho de projeto e as respetivas propostas de melhoria.

Palavras-Chave: Parques Eólicos, Parque Solar Fotovoltaico, Hibridização, Linhas de Distribuição, Linha de Transmissão, Subestações.

ABSTRACT

The commitment to the renewable energies is a clear priority in our country and abroad as well. With the target of decarbonizing the electricity sector, which is clear in everyone's daily life, it is essential to study different options of energy generation and storage. In this context and based on the experience acquired at a professional level in recent years, with this project we intend to address some issues related to the operation and maintenance of the main means of renewable electricity generation in Portugal mainland.

In this project, relevant topics related to wind farms and solar photovoltaic parks, hybridization, as well as substations and transmission and distribution power lines are addressed. The case studies presented have significant practical features and show the implemented solutions.

Within each topic studied and analysed, the main elements of renewable generation are covered, as well as the various maintenance and monitoring tasks due to the most common failures. The malfunctions that occurred during the period of the project and the proposals of corrective actions of improvement are explained.

Key-words: Wind Farm, Photovoltaic Plant, Storage, Hybridization, Transmission Line, Distribution Line, Substation.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABELAS	x
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	xi
CAPÍTULO I	1
1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 – Enquadramento.....	1
1.2 – Estrutura do Relatório	2
CAPÍTULO II	3
2 – Parques Eólicos.....	3
2.1 – Constituição dos Aerogeradores	4
2.2 – Tarefas de Manutenção dos Aerogeradores.....	6
2.3 – Monitorização dos Aerogeradores.....	9
2.4 – Parques <i>Offshore</i>	10
2.4.1 – Produção de Hidrogénio a partir dos Aerogeradores <i>Offshore</i>	14
2.5 – Avarias Graves - Aerogeradores.....	16
2.5.1 – Avaria no Transformador de Potência do Aerogerador.....	16
2.5.2 – Dano Grave na Pá do Aerogerador.....	17
2.5.3 – Dano no Veio Rápido da Caixa Multiplicadora	18
2.6 – Conclusões.....	20
CAPÍTULO III	21
3 – Parques Solares	21
3.1 – Constituição do Parque Fotovoltaico	21
3.1.1 – Tipo de Módulos Fotovoltaicos	21
3.1.2 – Configuração dos Inversores	24
3.2 – Tarefas de Manutenção nos Parques Fotovoltaicos	26
3.3 – Impacto do Sombreamento	33
3.4 – Reparação dos Módulos Fotovoltaicos	35

3.5 – Monitorização Parques Fotovoltaicos.....	37
3.6 – Avarias nos Parques Fotovoltaicos.....	40
3.6.1 – Interconexões Partidas nos Módulos.....	40
3.6.2 – Células Partidas e <i>Snail Trails</i>	41
3.6.3 – Delaminação dos Módulos Fotovoltaicos	42
3.6.4 – Corrosão nos Barramentos das Células Fotovoltaicas	44
3.6.6 – Falha na Conexão Elétrica dos Módulos.....	45
3.6.7 – Vidro Partido – Módulos Fotovoltaicos.....	45
3.6.9 – Perda das Propriedades Elastoméricas nas Folhas Traseiras dos Módulos Fotovoltaicos	47
3.6.10 – Pontos Quentes nos Módulos – Polarização Inversa	47
3.6.11 – Díodos de <i>Bypass</i> – Módulos Fotovoltaicos	48
3.6.12 – Defeito no Isolamento dos Cabos – CC	49
3.7 – Conclusões.....	50
CAPÍTULO IV	51
4 – Hibridização	51
4.1 – Parques Solares Flutuantes	53
4.2 – Parques Híbridos – Eólica e Fotovoltaica	54
4.3 – Tarefas de Manutenção	57
4.4 – Conclusões.....	59
CAPÍTULO V	61
5 – Subestações e Linhas de Transmissão e Distribuição.....	61
5.1 – Constituição da Subestação	61
5.2 – Descrição das Linhas Aéreas.....	61
5.2.1– Apoios.....	62
5.2.2 – Condutores	62
5.2.3 – Isoladores	63
5.2.4 – Armações.....	64
5.2.5 – Dispositivos de anti-nidificação.....	64
5.2.6 – Sistemas de balizagem diurna e noturna	65
5.4 – Cabos Subterrâneos	69
5.5 – Monitorização e Controlo de Subestações	70
5.6 – Atividades de Manutenção nas Subestações.....	72
5.6 – Tipo de Avarias	73
5.7 – Conclusões.....	76

CAPÍTULO VI	77
6 – Casos de Estudo.....	77
6.1 – Avaria de um Grande Componente - Aerogerador	77
6.1.1 – Transformador Seco	77
6.1.2 – Proposta de melhoria do transformador seco	79
6.2 – União de cabos subterrâneos.....	83
6.2.1 - Proposta de melhoria – Monitorização do Cabo Subterrâneo	83
6.3 – Solar fotovoltaico – Maximizar a Produção	84
6.3.1 - Proposta de melhoria – Instalação de módulos <i>half-cell</i>	87
6.4 – Linhas aéreas	88
6.4.1 – Avaria do DST – Linha aérea de Média Tensão	88
6.4.2 – Proposta de melhoria – DST com linha de fuga superior	91
6.5 – Descargas Atmosféricas – Rolamentos	92
6.5.1 - Proposta de melhoria – Criação de Circuito Paralelo ao Rolamento.....	93
6.6 – Conclusões.....	95
CAPÍTULO VII	97
7. Conclusões e Perspetivas de Desenvolvimentos Futuros	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
ANEXOS	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de Distribuição de Parques Eólicos em Portugal [1].....	3
Figura 2: Vista Geral – Aerogerador do fabricante Enercon	4
Figura 3: Constituição do Aerogerador [3].....	6
Figura 4: Ciclo de Manutenção Anual.....	7
Figura 5: Manutenção e reparação das pás com plataforma suspensa.....	7
Figura 6: Pormenor de uma pá com erosão no bordo de fuga.....	8
Figura 7: Reparação da pintura numa torre aço	8
Figura 8: Sistema SCADA de monitorização de aerogeradores.....	9
Figura 9: Curvas de Potência (Período analisado novembro 2022)	10
Figura 10: Projeto Piloto - Windfloat [4].....	11
Figura 11: Windfloat Atlantic - Parque Eólico Offshore [4].....	11
Figura 12: Projeto de Retorno Único – Parque Eólico [5].....	12
Figura 13: Projeto de Meio Anel de Lado Duplo – Parque Eólico [5]	13
Figura 14: Esquema de um Parque Eólico Offshore - HVAC [5].....	13
Figura 15: Configuração de um parque eólico Offshore – sistema HVDC-VSC [5]	13
Figura 16: Sistema Eletrolisador Offshore [5]	15
Figura 17: Sistema Eletrolisador Onshore [5]	15
Figura 18: Transformador danificado	16
Figura 19: Aerogerador com a pá danificada	17
Figura 20: Pá de Aerogerador - Circuito de Descarga	17
Figura 21: Pista de Rolamento - Descarga Atmosférica [7].....	18
Figura 22: Caixa Multiplicadora com um dente partido no veio intermédio.....	18
Figura 23: Íman da caixa multiplicadora colmatado de partículas metálicas	19
Figura 24: Substituição da caixa multiplicadora e veio principal	19
Figura 25: PV Array, Module and Cell [5].....	22
Figura 26: Módulo fotovoltaico convencional e fotovoltaico glass-glass [8]	22
Figura 27: Módulo Fotovoltaico Half-cell [8]	23
Figura 28: Módulo Fotovoltaico Bifacial [8]	24
Figura 29: Esquema de Ligação - String Inverter [9]	25
Figura 30: Esquema de ligação - Central Inverter [9]	26
Figura 31: Módulo Fotovoltaico - Relação Sujidade vs Potência Saída [10].....	27
Figura 32: Sujidade nos Módulos Fotovoltaicos	27
Figura 33: Sistema Manual de Lavagem – Módulo Bifacial	29
Figura 34: Sistema Industrial de Lavagem	29
Figura 35: Robô de Limpeza - Exclusivo às Strings	29
Figura 36: Robô de Limpeza Amovível.....	29
Figura 37: Corte de vegetação com recurso a trator	31
Figura 38: Corte de vegetação com recurso a robô	31
Figura 39: Corte de vegetação com desmatadora pilotada à distância	31
Figura 40: Controlo de vegetação com recurso a animais [11].....	32
Figura 41: Método de Aplicação de produto fitofarmacêutico.....	32

Figura 42: Parque Fotovoltaico Seguindo a Orografia do Terreno [12].....	33
Figura 43: Esquema Módulo Convencional - Impacto do Sombreamento [13]	33
Figura 44: Módulo Fotovoltaico - Primeiro diodo em condução – 2/3 disponível [14] ..	34
Figura 45: Módulo Fotovoltaico – Dois diodos em condução – 1/3 disponível [14].....	34
Figura 46: Módulo Fotovoltaico - Três diodos em condução – Perda total [14]	34
Figura 47: Imagem Termográfica - Identifica Diodos em Bypass	35
Figura 48: Caixa de ligação do módulo fotovoltaico – substituição de diodos bypass	36
Figura 49: Sistema SCADA de monitorização - parques fotovoltaicos	37
Figura 50: Monitorização de um parque fotovoltaico - planta geral	38
Figura 51: Curva de Produção - Parque Fotovoltaico	38
Figura 52: Piranómetro	39
Figura 53: Sensor de Temperatura de Módulos Solares	39
Figura 54: Eletroluminescência - barramentos de interconexão partidos [15]	40
Figura 55: Eletroluminescência - módulo com várias células quebradas [15].....	41
Figura 56: Snail trails	42
Figura 57: Delaminação sobre a CJ do encapsulante do vidro frontal [15]	43
Figura 58: Delaminação entre o encapsulamento e as células [15]	43
Figura 59: Corrosão nos barramentos das células solares [15].....	44
Figura 60: Corrosão no canto do módulo [15]	44
Figura 61: Dano nas conexões soldadas.....	45
Figura 62: Módulo com o vidro partido por impacto	46
Figura 63: Fissuras no vidro inferior - módulo fotovoltaico bifacial	46
Figura 64: Folha traseira com fissuras após exposição ao ar livre [15].....	47
Figura 65: Quebra de vidro devido a um ponto quente no módulo [15].....	48
Figura 66: Caixa de diodos bypass	48
Figura 67: Chapa de continuidade do barramento desencaixada	49
Figura 68: Defeito no isolamento - cabo CC	49
Figura 69: Análise da complementaridade solar e eólica - região norte [18].....	51
Figura 70: Análise da complementaridade solar e eólica - região centro [18]	52
Figura 71: Análise da complementaridade solar e eólica - região sul [18].....	52
Figura 72: Perda de produção por limitação em fator de capacidade - norte, centro e sul [18].....	53
Figura 73: Parque fotovoltaico flutuante - barragem do Alqueva [20].....	54
Figura 74: Desenho de um parque fotovoltaico flutuante [21].....	54
Figura 75: Eólica e Solar - mesmo ponto de ligação à rede	55
Figura 76: Painéis fotovoltaicos integrados com aerogeradores	55
Figura 77: Vista Geral - parque híbrido solar e eólico (Minas Orgueirel – Sabugal).....	56
Figura 78: Parque Híbrido (Solar e Eólico).....	57
Figura 79: Limpeza de módulos fotovoltaicos - parque flutuante [22]	57
Figura 80: Subestação de 220kV	61
Figura 81: Cabo ACSR [23]	62
Figura 82: Cadeias de isoladores – tipo acoplável	63
Figura 83: Isolador do tipo rígido	63
Figura 84: Apoio com dispositivos [24]	65

Figura 85: Poste AT - Balizagem diurna - laranja e branco [25]	66
Figura 86: Apoios metálico com balizagem noturna [26]	67
Figura 87: Apoio de transição de linha aérea para cabo subterrâneo	68
Figura 88: Aerogerador com transformador no exterior da torre	68
Figura 89: Cabo Média Tensão - 1) Cabo Monopolar 2) Cabo Tripolar [27]	69
Figura 90: Cabo de Média Tensão e elementos constituintes [29]	70
Figura 91: Arquitetura do sistema de comando e controlo	71
Figura 92: Variáveis de estados dos sistemas instalados nas subestações	72
Figura 93: Cabo subterrâneo de média tensão de 10 kV	74
Figura 94: Isolador com um disco partido – LAAT	74
Figura 95: Caixa terminal cabo danificada – 30 kV	75
Figura 96: Transformador de corrente (TI) danificado – 15 kV	75
Figura 97: Esquema de ligações MT/BT	77
Figura 98: Transformador avariado - ponto estrela 690 V	78
Figura 99: Transformador avariado - zona inferior das bobinas MT	78
Figura 100: Chapa de características do transformador	79
Figura 101: Pontos de fixação do transformador	79
Figura 102: Junta de amortecimento	80
Figura 103: Instalação de descarregador de sobretensão MT	81
Figura 104: Junta de amortecimento	81
Figura 105: Fissuras nas bobinas MT	82
Figura 106: Reparação de fissuras	83
Figura 107: Sensor de temperatura na união do cabo subterrâneo	84
Figura 108: String sombreada e medição da corrente da string	85
Figura 109: String da mesma caixa de junção não afetada pela sombra (5,6 A)	85
Figura 110: String indicada na Figura 108, mas sem o impacto da sombra (5,7 A)	86
Figura 111: String sombreada e medição da corrente das strings	86
Figura 112: Medição de corrente na mesma caixa de junção (4,9 A)	87
Figura 113: Sombreamento devido à vegetação e estrutura da frente	87
Figura 114: Impacto da sombra nos painéis convencionais comparado half-cell [30] ..	88
Figura 115: Registo de oscilografias	89
Figura 116: diagramas fasoriais de tensão e intensidade de corrente	89
Figura 117: Apoio transição linha aérea – cabo subterrâneo com o DST com defeito .	90
Figura 118: DST danificado com indicador de defeito visível	90
Figura 119: DST com braço isolante	91
Figura 120: Simulação do percurso da corrente do raio – Pá [32]	93
Figura 121: Circuito de proteção contra raios – circuito representado a preto [33]	93

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Tabela - Impacto da Reflexão da superfície [8].....	24
Tabela 2: Métodos de Limpeza e a sua Aplicabilidade	28
Tabela 3: Métodos de Corte de Vegetação e a sua Aplicabilidade	30
Tabela 4: Tabela de Anomalias Identificadas na Inspeção Termográfica.....	36
Tabela 5: Armações normalizadas para postes de betão [23]	64
Tabela 6: Tabela das Tensões Estipuladas dos Cabos MT, AT e MAT [28].....	69
Tabela 7: Tabela de características de DST [31].....	92

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

AAAC – *All Aluminium Alloy Conductors*

AAC – *All Aluminium Conductors*

ACSR – *Aluminium Cable Steel Reinforced*

AEG – Aerogerador

ANAC – Autoridade Nacional de Aviação Civil

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CAPEX – *Capital Expenditures*

CC – Corrente Contínua

CJ – Caixa de Junção

CP – Cheias e Pontas

DCS – *Distributed Control System*

DST – Descarregador de Sobretensão

EVA – *Ethylene vinyl acetate*

H&S – Higiene e Segurança

HPE – horas de produção equivalente

HV – *High Voltage*

HVAC – *High Voltage Alternating Current*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

I – Intensidade de corrente elétrica

IED – *Intelligent Electronic Device*

I_{sc} – Corrente de Curto Circuito

LA – Linha Aérea

LAAT – Linha Aérea de Alta Tensão

LAMAT – Linha Aérea de Muito Alta Tensão

LAMT – Linha Aérea de Média Tensão

MPPT – *Maximum Power Point Tracker*

MT – Média Tensão

O&M – Operação e Manutenção

OPEX – *Operational Expenditure*

P – Potência

PCL – Posto de Comando Local

PE – Parque Eólico

PF – Parque Fotovoltaico

PID – Potencial Degradação Induzida

PNEC – Plano Nacional Energia e Clima

PR – *Performance Ratio*

PS – Posto de Seccionamento

PSE – Prestador de Serviço

PT – Posto de Transformação

PV – *Photovoltaics*

PVC – Policloreto de Vinilo

QMT – Quadro de Média Tensão

RTU – *Remote Terminal Unit*

S – Potência Aparente

SACC – Serviço Auxiliar de Corrente Continua

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SE – Subestação Elétrica

STC – *Standard Test Conditions*

TI – Transformador de Intensidade

TSA – Transformador de Serviços Auxiliares

TT – Transformador de Tensão

U – Diferença de Potencial

Uc – Tensão Composta

Un – Tensão Nominal

UPS – *Uninterruptible Power Supply*

UTP – *Unshielded Twisted Pair*

UV – Ultravioleta

VSC – *Voltage Sourced Converter*

XLPE – Polietileno reticulado

CO₂ – Dióxido de Carbono

U_m – Valor Eficaz Máximo da Tensão

U_0 – Valor Eficaz da Tensão entre o Condutor e a Blindagem

V_{oc} – Tensão de Circuito Aberto

V_{0N} – Tensão de Deslocamento do Neutro

ρ – Densidade do ar

φ – Ângulo de Fase entre a Corrente a Tensão

CAPÍTULO I

1 - INTRODUÇÃO

1.1 – Enquadramento

A rentabilidade das centrais de produção de energia, em particular, das centrais de produção de energia renovável depende, consideravelmente, da operação e manutenção dos equipamentos que constituem estas infraestruturas.

A elaboração deste trabalho visa apresentar as tarefas principais de manutenção, monitorização, constituição dos respetivos ativos, assim como descrever algumas das principais avarias existentes nos parques eólicos e fotovoltaicos.

No seguimento das metas estabelecidas no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), a incorporação de energias renováveis ganha cada vez mais importância com vista à redução de emissões de gases com efeito de estufa.

Neste âmbito, o papel da Operação e Manutenção (O&M) é relevante, pois contribui para a garantia do serviço de fornecimento de eletricidade durante a vida útil dos ativos físicos que, inclusivamente, se pretende estender cada vez mais face ao expectável. Neste contexto, a monitorização, a manutenção e o planeamento assumem-se como tarefas preponderantes para o desempenho das centrais de produção, armazenamento e transmissão/distribuição de energia elétrica. A atuação de forma preventiva permite o planeamento dos trabalhos para os períodos com recurso eólico e solar reduzidos.

Por conseguinte, uma das principais atividades é a monitorização dos ativos, que é realizada 24 horas por dia pelos despachos internos dos promotores ou com recurso a despachos subcontratados. A monitorização é imprescindível para garantir a disponibilidade dos ativos. Em caso de avaria os despachos são, igualmente, responsáveis por ativar as equipas de manutenção.

1.2 – Estrutura do Relatório

O relatório encontra-se dividido em sete capítulos, apresentando no início um resumo e um *abstract* que sintetizam o alcance do trabalho de projeto realizado. Imediatamente a seguir ao índice, apresentam-se as listas das figuras, das tabelas e de todos os símbolos e acrónimos utilizados. As referências bibliográficas e os anexos surgem no final do texto. As figuras e as tabelas encontram-se numeradas sequencialmente, sendo o seu número de ordem precedido pelo número do capítulo a que dizem respeito. As referências bibliográficas encontram-se ordenadas pela ordem como foram mencionadas no texto.

Neste capítulo introdutório (Capítulo I), faz-se o enquadramento geral do projeto realizado, bem como é apresentada a respetiva organização e descrição das tipologias de produção de energia renovável apresentadas e analisadas neste trabalho.

Seguidamente, no Capítulo II, é apresentada a constituição dos parques eólicos e são descritas as principais tarefas de manutenção e monitorização, bem como as avarias mais frequentes a que os equipamentos dos parques estão sujeitos.

No capítulo III, são abordadas as configurações dos inversores, tarefas de manutenção, impacto do sombreamento, reparação de módulos, monitorização, avarias frequentes e a constituição dos parques fotovoltaicos.

No Capítulo IV, expõe-se temas sobejamente comentados na atualidade. Trata-se da hibridização dos parques eólicos e das centrais hídricas. Em Portugal, começam a surgir os primeiros parques híbridos conjugando a produção de energia eólica, hídrica e solar fotovoltaica. De realçar, que recentemente foi instalado em Portugal o primeiro parque híbrido da Península Ibérica que combina a produção de energia eólica e solar fotovoltaica num único local.

No Capítulo V, são descritas as tarefas de manutenção das subestações, monitorização, descrição das linhas aéreas, constituição da subestação, cabos subterrâneos e os tipos de avarias mais frequentes.

No capítulo VI, são apresentados casos práticos relacionados com a resolução de avarias e as respetivas propostas de melhoria.

Por último, no Capítulo VII, são apresentadas as principais conclusões do trabalho de projeto realizado e sugeridas propostas para desenvolvimentos futuros, que conduzirão ao prosseguimento da investigação científica e tecnológica na área da operação e manutenção dos parques eólicos, particularmente na evolução para os parques híbridos.

CAPÍTULO II

2 – Parques Eólicos

A Energia eólica em Portugal representa uma das principais fontes de produção de eletricidade, superada apenas pela hídrica em anos de elevada pluviosidade. De acordo com o mapa de distribuição de parques eólicos em Portugal, mostrado na Figura 1, é possível constatar que os parques eólicos estão distribuídos por vários distritos de norte a sul do país, sendo que, a zona centro está no topo das regiões com mais parques eólicos instalados. De acordo com os dados de junho 2022, existem 107 parques eólicos que totalizam uma potência instalada de 2754 MW na região centro, seguindo-se a região norte com 101 parques instalados cuja potência total instalada é de 2241 MW [1].



Figura 1: Mapa de Distribuição de Parques Eólicos em Portugal [1]

Na Figura 1, para cada região, são também indicadas as horas de produção equivalente (HPE) em parques com potência instalada estabilizada referentes à produção no ano-móvel julho de 2021 a junho de 2022.

2.1 – Constituição dos Aerogeradores

Os aerogeradores são máquinas que permitem a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica que pode ser armazenada ou injetada diretamente na rede elétrica. Os aerogeradores mais comuns são de rotor de eixo horizontal, com rotor de três pás, com regulação das pás (regulação de *pitch*) e operação com rotação variável. Estes servem exclusivamente para produzir energia elétrica a partir da energia eólica e para alimentar a rede [2]. Na figura 2, estão representados os componentes principais que constituem um aerogerador.

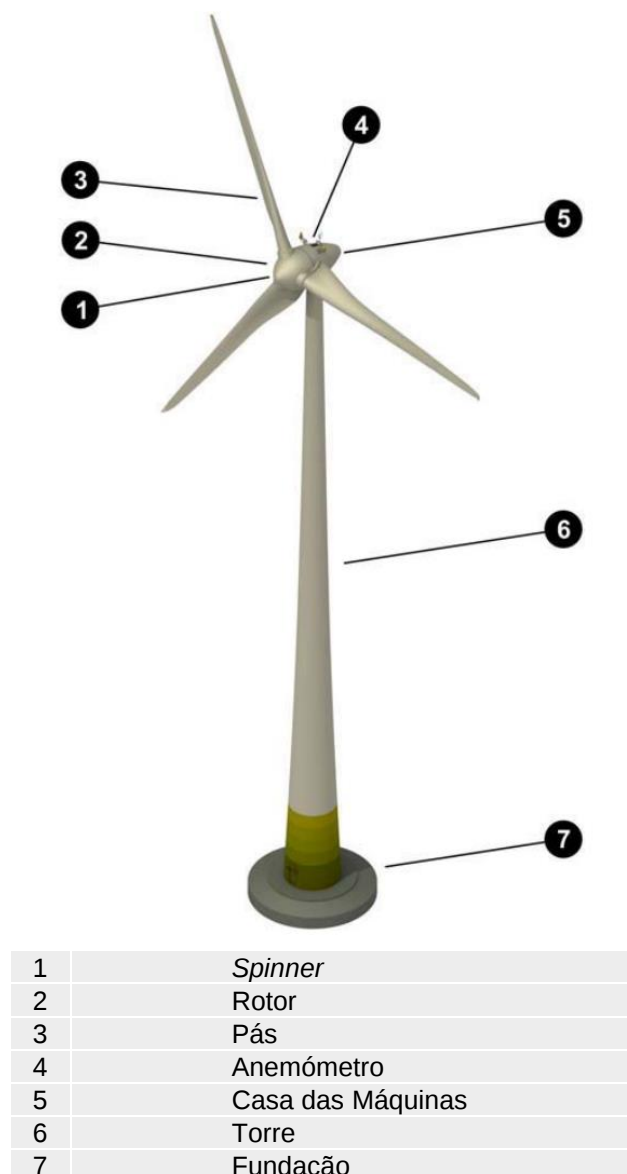


Figura 2: Vista Geral – Aerogerador do fabricante Enercon

Dependendo do tipo de configuração, o aerogerador também pode desempenhar funções de apoio à rede, nomeadamente a de compensação de potência reativa quando ocorram cavas de tensão.

De uma forma geral, os aerogeradores são constituídos pelos seguintes sistemas e componentes principais [2]:

- ❖ Pás do rotor: captam a energia cinética do vento, transmitindo esta energia ao centro do rotor da turbina. As pás dos geradores eólicos são construídas em processo praticamente artesanal a partir de materiais como a fibra de vidro;
- ❖ de rotação para o eixo de movimento lento. Um dos seus principais componentes é o sistema hidráulico/elétrico, que permite o movimento das pás em distintas posições para otimizar a força do vento ou parar a turbina por completo por questões de segurança (médias 25 m/s);
- ❖ Torre: elemento que sustenta o rotor e a *nacelle* na altura apropriada ao seu funcionamento. Embora a maioria das torres sejam de aço, como foram originalmente construídas, existem também vários modelos com torres de betão;
- ❖ *Nacelle*: compartimento instalado no alto da torre composto por caixa multiplicadora (dependendo do modelo de turbina), gerador, armários de conversão, mancais, controlo eletrónico e sistema hidráulico. É o componente de maior peso do sistema. Dependendo do fornecedor da turbina, pode pesar até 72 toneladas;
- ❖ Caixa multiplicadora (quando se aplica): tem a função de transformar as rotações que as pás transmitem ao eixo de baixa velocidade (19 a 30 rpm), de modo a entregar ao eixo de alta velocidade as rotações que o gerador precisa para funcionar;
- ❖ Gerador: que está acoplado ao eixo secundário da caixa de velocidades, converte a energia mecânica do eixo em energia elétrica. Por norma, o tipo de gerador varia em função do fabricante do aerogerador;
- ❖ Transformador: transformador trifásico, seco encapsulado ou com isolamento a óleo. Este componente pode ser instalado na parte traseira da *nacelle*, a meio da torre, na base da torre ou no exterior da torre no interior de um posto de transformação pré-fabricado modular (*kiobet*). A localização do transformador depende do fabricante e modelo de aerogerador;
- ❖ Anemómetro ultrassónico: medem em simultâneo a velocidade e a direção do vento utilizando sensores ultrassónicos calibrados em temperatura. Estes dados são lidos pelo sistema de controlo, que garante o posicionamento mais adequado para a turbina;
- ❖ Sistema direcional de Yaw (*Yaw drive*): este sistema é constituído por motores, caixas de engrenagens e cremalheira, tendo como principal função orientar a *nacelle* em função da direção do vento;
- ❖ Sistema de *Pitch*: este sistema é constituído por motores, caixas de engrenagens, caixas de controlo e caixas de baterias. A sua principal função é rodar as pás (dos 0° aos 90°) de forma a gerir as variações da velocidade do

vento, isto é, o sistema de *pitch* regula o ângulo de ataque das pás do rotor, permitindo uma maior ou menor velocidade das pás. As caixas de baterias desempenham um papel preponderante no que diz respeito à segurança do aerogerador, dado que, em caso de emergência, estas são acionadas para alimentar os motores no processo de recolha das pás. Nos sistemas de *pitch* hidráulicos, são utilizados acumuladores carregados de azoto para garantir a pressão no circuito que irá permitir que os cilindros hidráulicos recolham as pás em caso de emergência.



1	Gerador Síncrono
2	Casa das Máquinas
3	Sistema de Orientação - Yaw
4	E-Module
5	Hub
6	Pás
7	Torre

Figura 3: Constituição do Aerogerador [3]

2.2 – Tarefas de Manutenção dos Aerogeradores

Atualmente, os projetos dos aerogeradores estão certificados, segundo a norma internacional IEC 61400-1, para uma vida útil de 20 anos, segundo determinadas condições de funcionamento padrão. Os equipamentos instalados nos aerogeradores estão projetados para operar na sua eficiência máxima. No entanto, estes estão sujeitos a um desgaste contínuo que pode levar à ocorrência de avarias. Assim, o rigor e periodicidade das manutenções é um fator importante para mitigar o risco de avarias, visando a maximização da produção de energia elétrica e, consequentemente, o aumento da produtividade. O ciclo de manutenção anual apresentado na Figura 4, permite assegurar o equilíbrio entre os proveitos anuais adicionais e os custos de operação e manutenção.

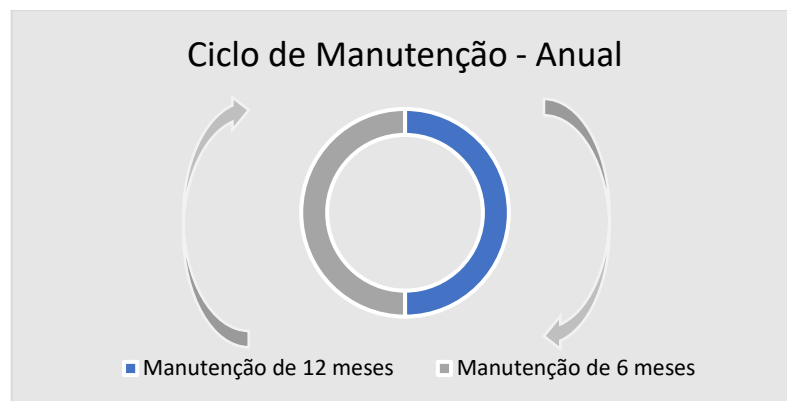


Figura 4: Ciclo de Manutenção Anual

Para além das manutenções principais, existem outros planos de manutenção e inspeção para determinados componentes, tais como: pás, relés de proteção, torres, elevadores e fundações. Sempre que necessário, e do ponto de vista da manutenção preditiva, são realizadas endoscopias às caixas multiplicadoras e rolamentos, assim como recolhas de amostras de massa lubrificante dos rolamentos e óleo das caixas multiplicadoras para avaliar o estado dos componentes.

A manutenção corretiva inclui todos os procedimentos de manutenção necessários após funcionamento desadequado ou devido à ineficiência do equipamento. A manutenção e reparação das pás é uma das tarefas mais difíceis de planear dado que é necessário estarem reunidos vários fatores, tais como: ausência de humidade, vento fraco e garantir a disponibilidade dos recursos humanos e equipamentos. As tarefas de manutenção podem ser realizadas com recurso a plataformas suspensas (Figura 5), plataformas telescópicas e por cordas onde os intervenientes trabalham em suspensão. Contudo, começam a surgir robôs para executar as tarefas de inspeção, bem como algumas das tarefas de reparação mais simples.



Figura 5: Manutenção e reparação das pás com plataforma suspensa

Dentro da manutenção corretiva às pás, um dos danos mais frequentes é a erosão no bordo de fuga da pá, tal como é visível na Figura 6. Estes danos carecem de reparação imediata para evitar que o desgaste evolua para um dano estrutural grave e permanente.



Figura 6: Pormenor de uma pá com erosão no bordo de fuga

Ainda no âmbito da manutenção, existem outros trabalhos que são realizados no exterior e que, por esse motivo, obedecem aos mesmos cuidados a nível de planeamento. Trata-se dos trabalhos de reparação da pintura exterior das torres de aço. Este tipo de reparação é ainda mais frequente nos aerogeradores que estão localizados próximos das zonas costeiras, uma vez que estão mais sujeitos ao desenvolvimento da corrosão. Na Figura 7, mostra-se uma plataforma suspensa onde se encontram os técnicos a efetuar os trabalhos de reparação da pintura.



Figura 7: Reparação da pintura numa torre aço

2.3 – Monitorização dos Aero geradores

A monitorização e análise permanente dos aerogeradores é indispensável. Esta é realizada mediante a consulta de sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Estes sistemas permitem a análise remota das grandezas elétricas, temperaturas, vibrações, velocidade e direção do vento, contagem de partículas no óleo das caixas multiplicadoras, entre outras. Por outro lado, e em função das permissões atribuídas a cada utilizador, estes podem ter a possibilidade de fazer reset a determinados erros, alterar parâmetros, assim como parar e arrancar os aerogeradores remotamente.

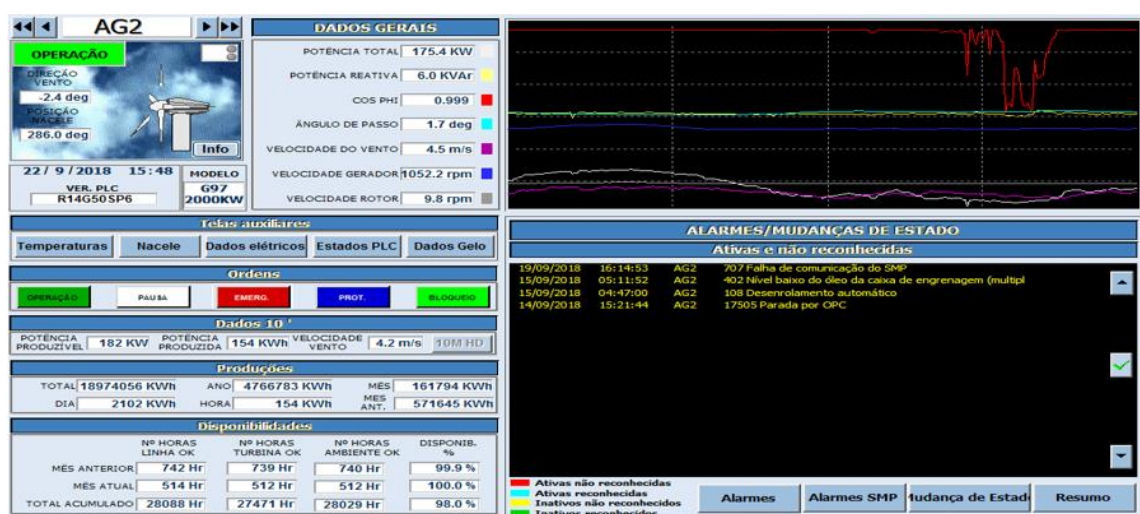


Figura 8: Sistema SCADA de monitorização de aerogeradores

Para além das funcionalidades referidas anteriormente, os sistemas SCADA permitem a recolha de vários dados, entre eles a velocidade do vento e a energia produzida. Com estes dados, é possível calcular a curva de potência das turbinas, cuja análise permite aferir se o Aerogerador (AEG) apresenta alguma limitação. Para tal, basta comparar a curva real com a curva de referência do fabricante e determinar se a produção está acima ou abaixo do esperado.

A curva de potência de uma turbina eólica representa a relação entre a potência elétrica disponível e a velocidade de vento a que se encontra sujeita. A título de exemplo, na Figura 9, encontram-se representadas as curvas de potência do AEG5 e do AEG2, considerando a massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$. A curva a vermelho corresponde à curva de referência do aerogerador, os pontos à cor verde dizem respeito às médias de 10 minutos de vento e produção de energia elétrica. No decorrer do mês em análise, o AEG5 esteve limitado durante alguns períodos por excesso de temperatura no transformador provocada pela avaria de um ventilador de refrigeração do posto de transformação (PT). Por outro lado, não se verificou qualquer limitação no AEG2, dado que este cumpriu com a curva de potência de referência do fabricante.

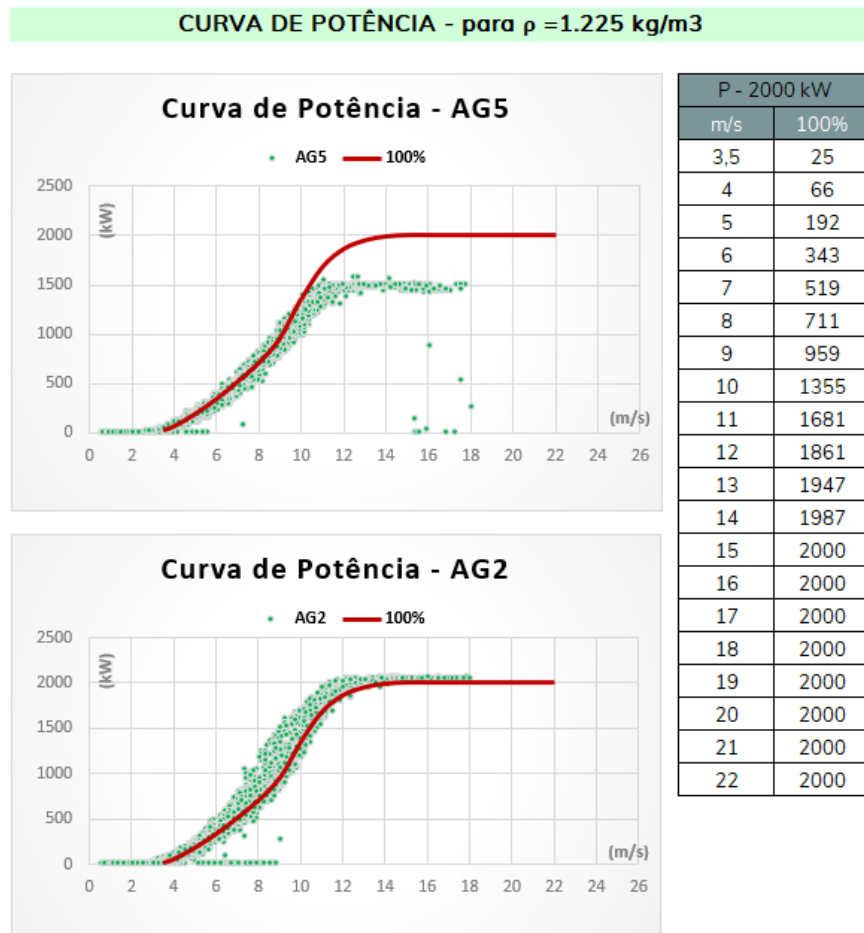


Figura 9: Curvas de Potência (Período analisado novembro 2022)

2.4 – Parques *Offshore*

Em 1991 foi instalado o primeiro parque eólico *offshore*¹ do mundo, na Dinamarca. Na altura existiam dúvidas devido às condições em que foram instalados. Porém, perceberam rapidamente que a produção de energia *offshore* era mais eficiente do que em terra [4]. No mar o vento atinge maiores velocidades e é mais estável porque não há obstáculos.

Nas últimas décadas verificou-se um crescimento considerável a nível mundial da produção de energia *offshore*, até porque começaram a surgir alternativas no mercado que contribuem significativamente para a redução dos custos de investimento. Em Portugal e, de acordo com as expectativas, nos próximos anos, serão instalados vários MW de energia eólica *offshore*, estando previsto o lançamento de um leilão para 2023.

¹ Parque *Offshore*: trata-se de um parque instalado no mar.

Em Portugal, a EDP (Energias de Portugal) instalou a primeira torre eólica flutuante em 2011, ao largo da Aguçadoura perto da Póvoa de Varzim. Um esboço do projeto piloto, denominado *Windfloat1*, é mostrado na Figura 10. Durante 5 anos e com uma turbina eólica de 2 MW, a plataforma aproveitou os ventos fortes do oceano Atlântico para produzir eletricidade suficiente para alimentar cerca de 1300 habitações [4].

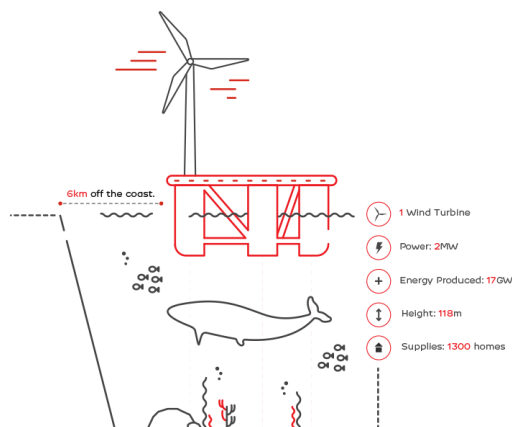


Figura 10: Projeto Piloto - *Windfloat* [4]

Depois do projeto da Aguçadoura, que serviu para analisar o comportamento da plataforma desenvolvida em Portugal, em 2020, foram instalados três aerogeradores com potência unitária de 8,4 MW num espaço marítimo situado ao largo de Viana do Castelo. A figura 11 mostra um esboço com informação relevante em relação a este projeto [4].

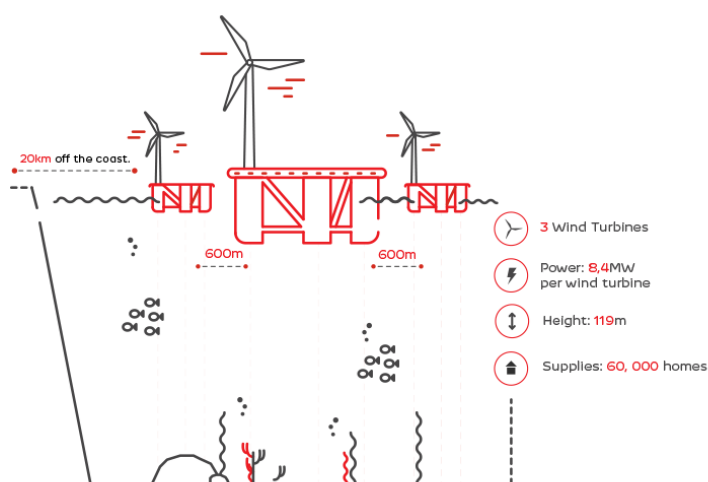


Figura 11: *Windfloat Atlantic* - Parque Eólico Offshore [4]

O parque eólico *offshore Windfloat Atlantic* apresenta uma capacidade instalada 25 MW, sendo capaz de produzir energia suficiente para fornecer o equivalente a 60 mil habitações por ano. As três plataformas flutuantes semi-submersíveis estão

ancoradas com correntes no fundo do mar e ligadas à subestação terrestre através de um cabo de 20 km.

Para projetos desta magnitude e acima de tudo por se tratar de um projeto em *offshore* há aspetos que ganham relevância comparativamente aos parques *onshore*², tais como a redundância nas conexões para garantir o maior número de aerogeradores em funcionamento em caso de avaria, isto porque os tempos de reparação necessários são muito superiores aos dos parques *onshore*, por este motivo é importante avaliar se as redundâncias são economicamente viáveis. Existem *layouts* distintos nos parques eólicos *offshore*: *design* radial, *design* de anel de um lado, *design* de anel de dupla face e *design* de estrela. Contudo no âmbito deste trabalho, serão abordados apenas dois projetos considerados inovadores e economicamente atraentes: o *design* de retorno único e o *design* de meio anel de lado duplo [5].

O *design* de retorno único consiste em interligar todos os ramais e instalar um cabo redundante que se encontra conectado ao barramento de média tensão. De referir que o cabo redundante é dimensionado para suportar a potência total produzida em cada ramal. Este projeto não suporta a falha em dois ramais em simultâneo, no entanto, a probabilidade desta ocorrência é relativamente baixa [5].

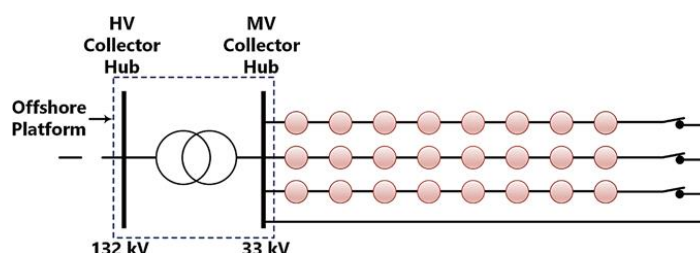


Figura 12: Projeto de Retorno Único – Parque Eólico [5]

No projeto denominado por *design* de meio anel de dupla face, a redundância é uma conexão entre o aerogerador de um ramal com o aerogerador intermédio de outro ramal como é possível verificar na Figura 13. Neste *layout*, em caso de falha é possível interligar com o ramal paralelo de forma a indisponibilizar o mínimo de aerogeradores possível. Este projeto incluiu um interruptor de carga em cada ramal com controlo remoto. Assim, é possível isolar remotamente o equipamento com defeito. Este *layout* implica pequenas alterações comparativamente ao esquema radial, porém esta solução apresenta um custo inferior do que o *design* de anel de dupla face, que considera um cabo de retorno dedicado a cada ramal [5].

² Parque *onshore*: trata-se de um parque instalado em terra.

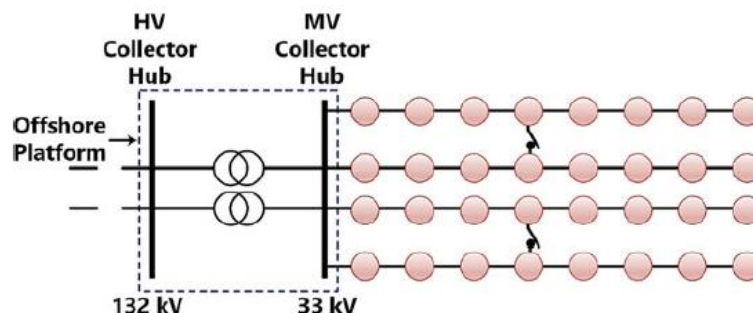


Figura 13: Projeto de Meio Anel de Lado Duplo – Parque Eólico [5]

Relativamente aos sistemas de transmissão da energia produzida, existem duas opções: Corrente Alternada em Alta Tensão (HVAC) e Corrente Contínua em Alta Tensão (HVDC). Caso a distância supere um comprimento considerado crítico, os projetistas devem considerar a transmissão em HVDC devido à energia reativa produzida pelos cabos submarinos em HVAC. Os cabos subterrâneos apresentam uma grande capacitância, este fenómeno diminui a capacidade do cabo em transmitir potência ativa, nomeadamente em longas distâncias. Por este motivo, e como é visível na Figura 14, este sistema implica a necessidade de instalação de equipamentos (indutâncias) de compensação de reativa nos terminais dos cabos para absorver o excesso de potência reativa capacitiva [5].

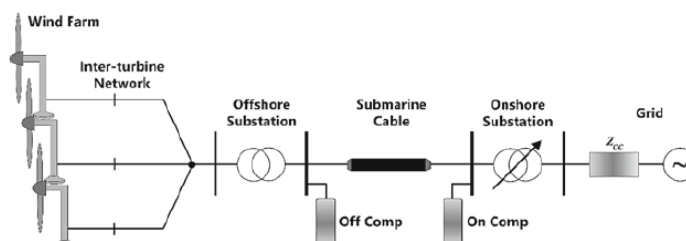


Figura 14: Esquema de um Parque Eólico Offshore - HVAC [5]

O sistema *High-Voltage Direct Current – Voltage Sourced Converter* (HVDC-VSC) é cada vez mais utilizado na energia eólica *offshore*, nomeadamente para distâncias de transmissão longas. Na Figura 15, está representado o *layout* geral de um sistema HVDC-VSC utilizado num parque eólico *offshore*.

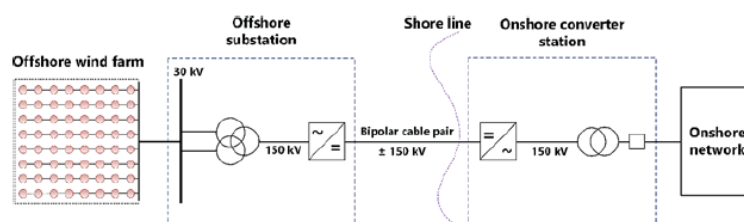


Figura 15: Configuração de um parque eólico Offshore – sistema HVDC-VSC [5]

No sistema HVDC-VSC o conversor é o equipamento que representa maior importância, dado que realiza a conversão de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC) e na subestação recetora de CC para CA [5].

Assim, o tipo de ligação à rede elétrica é também um aspeto importante nos projetos de parques eólicos *offshore*. Como a subestação recetora de energia é em CA, teoricamente, a transmissão de energia para *onshore* deveria ser efetuada em HVAC, dado que a transmissão é feita em Alta Tensão (AT) para diminuir as perdas. Porém, como referido anteriormente, o HVAC tem algumas limitações associadas à potência máxima e distância que pode ser transmitida. Há um comprimento crítico (100-150 km, dependendo tipo de cabo) que define a viabilidade de transmissão em CA. Portanto, sempre que há necessidade de transmitir grandes quantidades de energia por distâncias muito longas a solução recai sobre a tecnologia HVDC. A principal desvantagem deste sistema HVDC diz respeito aos custos de investimento associados [5].

Resumindo, os principais parâmetros que contribuem para a tomada de decisão relativamente à conexão corrente alternada ou corrente contínua dos parques eólicos *offshore* à rede elétrica são: potência nominal, distância até a costa e a distância em terra até o ponto de conexão à rede de alta tensão [5].

2.4.1 – Produção de Hidrogénio a partir dos Aerogeradores *Offshore*

A produção de hidrogénio está historicamente associada aos combustíveis fósseis e emite grandes quantidades de CO_2 . Contudo, nos últimos anos ocorreram avanços significativos no que diz respeito à eletrólise e produção de energia renovável [5].

Neste âmbito, e tendo em conta a pressão dos governos para redução das emissões de carbono, surgiu a ideia de produzir hidrogénio a partir dos aerogeradores instalados no mar. A velocidade e consistência do vento no mar representa vantagens do ponto de vista da produção de maiores quantidades de hidrogénio verde³ [5]. Como desvantagem estão os custos mais altos e desafios técnicos associados à instalação destes equipamentos no mar.

Todavia, a instalação de gasodutos subaquáticos tem um custo inferior à instalação de cabos elétricos e as perdas do gás nos gasodutos são igualmente inferiores comparativamente às perdas de energia nos cabos elétricos.

³ Hidrogénio verde é gerado através de uma fonte de energia renovável, emitindo apenas vapor de água e não deixa resíduos no ar.

Assim, e como pode ser observado na Figura 16, a produção de hidrogénio pode ser feita no mar, sendo que o transporte do mesmo para a costa garantido por intermédio de gasodutos. Nesta configuração, o eletrolisador está *offshore* e o armazenamento de hidrogénio verde em *onshore*.

No sistema representado na Figura 16, a eletricidade produzida pelos aerogeradores percorre uma distância curta até à plataforma onde se encontra o eletrolisador, onde o hidrogénio é produzido, comprimido e transportado por intermédio do gasoduto.

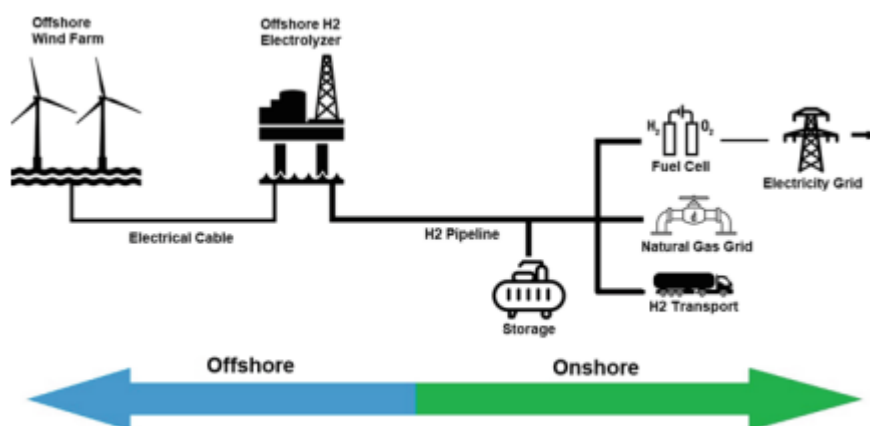


Figura 16: Sistema Eletrolisador *Offshore* [5]

No sistema representado na Figura 17, a eletricidade produzida em *offshore* é transmitida para terra através dos cabos elétricos, assim é possível optar pelas seguintes possibilidades [5]:

- ❖ Vender eletricidade diretamente à rede;
- ❖ Produzir hidrogénio;
- ❖ Comprar eletricidade da rede para produzir hidrogénio em períodos em que os preços da eletricidade estejam muito baixos.

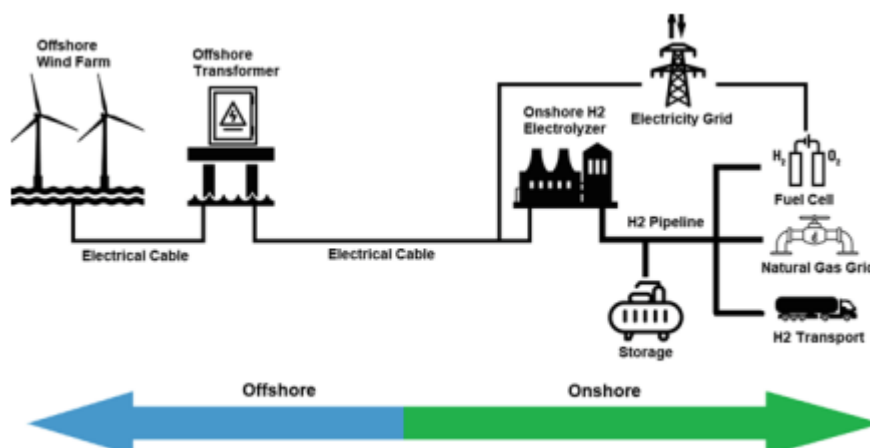


Figura 17: Sistema Eletrolisador *Onshore* [5]

Uma das grandes vantagens é a possibilidade de o operador de rede controlar a quantidade de energia necessária para injetar na rede, sendo que o restante é direcionado para alimentar o eletrolisador [5].

2.5 – Avarias Graves - Aerogeradores

Relativamente às avarias ou falhas graves que surgem no dia a dia no ramo industrial, podemos considerar que estão subdivididas em três vertentes [6]:

- ❖ Falhas relacionadas com a idade;
- ❖ Falhas relacionadas com outros fatores;
- ❖ Falhas ocultas.

As falhas associadas ao fator idade são frequentemente encontradas nos equipamentos mecânicos e são, por exemplo, decorrentes de fadiga, corrosão e oxidação. O aumento da probabilidade de falha pode ser constante no tempo ou surgir em uma determinada idade devido ao desgaste do componente [6].

Quanto às falhas que não estão relacionadas com a idade, estão associadas a fatores externos, tais como: oscilações na tensão de alimentação, manuseamento inadequado, instalação incorreta, entre outros fatores. Para este tipo de falha não existe um ponto certo no tempo em que a probabilidade de falha aumente [6]. As falhas são classificadas como ocultas quando não são identificadas durante as condições normais de trabalho. No entanto, por norma, estas falhas tornar-se-ão desastrosas com o passar do tempo, principalmente, quando são conjugadas com outras falhas no mesmo componente como é o caso do exemplo mostrado Figura 18.

2.5.1 – Avaria no Transformador de Potência do Aerogerador

A Figura 18 retrata um problema classificado como oculto, dado que durante o funcionamento do mesmo não foram identificadas quaisquer anomalias. No capítulo VI, serão explicados os principais motivos que contribuem para estas falhas graves.



Figura 18: Transformador danificado

2.5.2 – Dano Grave na Pá do Aerogerador

O problema visível na Figura 19 enquadra-se no tipo de falhas relacionadas com outros fatores. Estes problemas podem estar relacionados com fatores construtivos e eventos relacionados com descargas atmosféricas. Contudo, também podem existir falhas ocultas que potenciam estes problemas, como a descontinuidade do circuito de descargas atmosféricas, mas neste caso concreto não se conhecem as razões que originaram o dano na pá.



Figura 19: Aerogerador com a pá danificada

No entanto, é por este motivo que a verificação do circuito de descargas atmosféricas faz parte da *checklist* de manutenção das equipas eletromecânicas e das equipas de manutenção e reparação das pás. Na Figura 20, pode observar-se o circuito de descarga existente nas pás dos aerogeradores. De referir que existem diferenças de fabricante para fabricante.

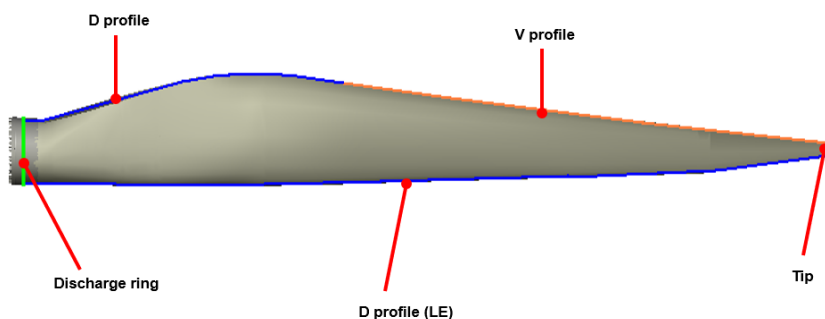


Figura 20: Pá de Aerogerador - Circuito de Descarga

A importância de garantir a continuidade do circuito de descargas atmosféricas também está relacionada com os danos que podem ser causados nos rolamentos pelas descargas atmosféricas. Na Figura 21, é possível verificar danos na pista do

rolamento causados pela circulação de corrente. No Capítulo VI, este assunto será abordado com mais pormenor e serão mencionadas melhorias que poderão mitigar o aparecimento deste ou outros problemas.



Figura 21: Pista de Rolamento - Descarga Atmosférica [7]

2.5.3 – Dano no Veio Rápido da Caixa Multiplicadora

A avaria de origem mecânica representada na Figura 22, pode ser associada ao tipo de falha devido à idade. Por norma, está relacionada com a fadiga dos materiais cuja probabilidade de ocorrência aumenta em função da idade. De referir que, em alguns casos, este tipo de dano não é impeditivo do aerogerador continuar em operação, contudo devem ser tomadas medidas com brevidade com o objetivo de resolver o problema.

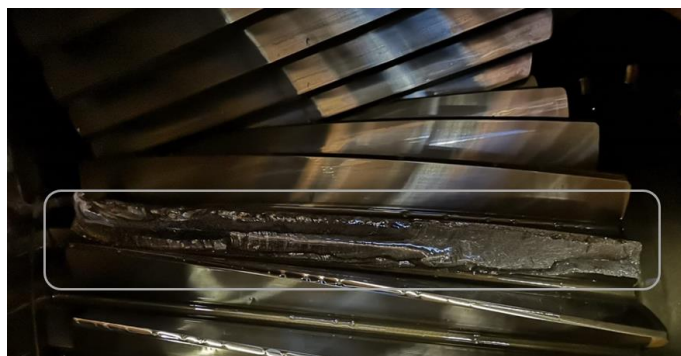


Figura 22: Caixa Multiplicadora com um dente partido no veio intermédio

Estes danos são, normalmente, detetados durante as ações de manutenção, dado que uma das tarefas de manutenção passa por observar visualmente o estado do íman da caixa multiplicadora, conforme se mostra na Figura 23. Quando os ímanes das caixas multiplicadoras apresentam limalhas é indicador de problemas no interior e/ou nos periféricos associados. Neste caso e, em função dos procedimentos existentes nas empresas, são realizadas endoscopias para identificar com exatidão a

origem do problema. Esta análise é fundamental para decidir se é possível efetuar a reparação no topo da torre ou se é necessário fazer a substituição do componente.



Figura 23: Íman da caixa multiplicadora colmatado de partículas metálicas

Para a substituição de um grande componente as equipas de O&M necessitam de ter em consideração vários aspetos, como por exemplo:

- ❖ Garantir a existência de uma unidade compatível em *stock*;
- ❖ Garantir a existência de periféricos compatíveis;
- ❖ Analisar a existência de óleo em *stock* (caso se trate de uma caixa multiplicadora);
- ❖ Contratar prestador de serviço para efetuar a manobra com recurso a gruas, conforme se mostra na Figura 24;
- ❖ Analisar o estado da plataforma do aerogerador;
- ❖ Analisar as previsões de chuva;
- ❖ Contratar serviço de transporte do componente.



Figura 24: Substituição da caixa multiplicadora e veio principal

2.6 – Conclusões

Neste capítulo foram abordados temas relacionados com a operação e manutenção de parques eólicos *onshore* e *offshore*.

Atualmente, em Portugal, não existem grandes projetos para a construção de parques eólicos *onshore*; existe, na sua maioria, a instalação de aerogeradores como sobreequipamento. Em sentido contrário, os projetos para parques eólicos *offshore* ganham cada vez mais relevância e podem contribuir fortemente para o desenvolvimento do país.

Contudo, estes parques carecem de investimentos superiores devido ao local onde estão instalados. Assim, do ponto de vista do projeto, devem ser analisadas as soluções atuais relativamente aos sistemas de transmissão de energia elétrica, bem como o *design* da rede de conexão das máquinas. Estes dois fatores devem ser avaliados de acordo com as características do projeto, de forma a rentabilizar a instalação durante a vida útil da mesma.

Embora os investimentos sejam avultados no *offshore*, a velocidade e consistência do vento no mar é manifestamente superior à atingida em terra, o que vai permitir o desenvolvimento de novas tecnologias e configurações, nomeadamente no que concerne à produção de hidrogénio verde.

Neste contexto, e de forma transversal, o papel da monitorização ganha cada vez mais relevância à medida que a tecnologia vai avançando. O desenvolvimento de algoritmos de análise torna-se imprescindível para antecipar a ocorrência de defeitos permitindo às equipas de O&M agir de forma preventiva e com uma eficiência acrescida.

É prioritário continuar a apostar no desenvolvimento de algoritmos de inteligência artificial e *software* de manutenção. Por outro lado, o controlo da manutenção e a realização de inspeções de qualidade devem ser efetuadas com frequência para detetar defeitos de forma prematura e mitigar ao máximo o aparecimento de algumas das falhas catastróficas apresentadas no presente capítulo.

Em primeiro lugar, esta necessidade está diretamente relacionada com as perdas de produção devido ao aerogerador estar parado e com as despesas com a logística associada à sua substituição; em segundo, com a dificuldade em encontrar determinados componentes no mercado, tanto pela escassez de recursos para o fabrico dos mesmos ou devido ao facto de estarem descontinuados.

CAPÍTULO III

3 – Parques Solares

3.1 – Constituição do Parque Fotovoltaico

Os parques fotovoltaicos de grande escala são constituídos por diversos equipamentos e sistemas de controlo e monitorização. Considerando um parque fotovoltaico convencional, existem os seguintes equipamentos:

- ❖ Módulos Fotovoltaicos;
- ❖ Estruturas Metálicas;
- ❖ Cabos CC;
- ❖ Caixa de Junção;
- ❖ Inversores Centrais;
- ❖ Cabos de CA;
- ❖ Transformadores;
- ❖ Cabos Subterrâneos de Média Tensão (MT);
- ❖ Posto de seccionamento equipado com: Transformador de Serviços Auxiliares (TSA), Celas MT, *Uninterruptible Power Supplies* (UPS), servidores, entre outros;
- ❖ Torre Meteorológica equipada com: Piranómetros, Anemómetro, Pluviómetro, Sensores de Irradiação, Pireliómetro, entre outros.

Contudo, dependendo da tipologia do projeto, pode existir a necessidade de construção de uma subestação, de instalar inversores de *string*, de instalar *trackers* e respetivos sistemas de controlo, entre outros.

3.1.1 – Tipo de Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células que convertem a luz solar em eletricidade. A eletricidade gerada pelos módulos depende de diversos fatores, nomeadamente a irradiação que varia em função das condições climáticas. Atualmente, existem no mercado vários tipos de módulos fotovoltaicos, contudo, no âmbito deste trabalho, pretende-se descrever apenas as principais tecnologias existentes, tais como: Módulo Fotovoltaico Convencional, *Gass – Glass*, *Half Cell* e Bifacial.

A figura 25 mostra a designação atribuída a um conjunto de *strings*, assim como representa um módulo e uma célula fotovoltaica. Esta designação é válida independentemente do tipo de módulo.

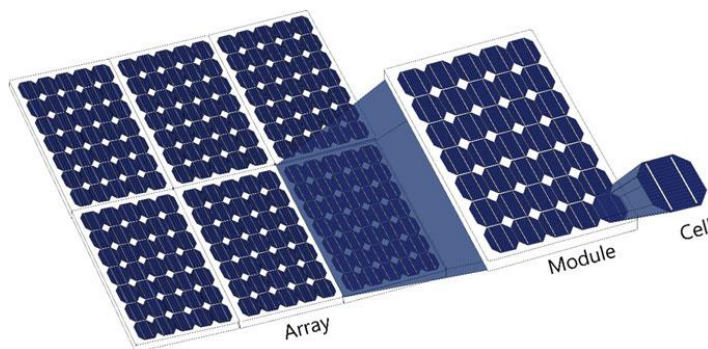


Figura 25: PV Array, Module and Cell [5]

Os módulos fotovoltaicos convencionais são constituídos pelos seguintes materiais: moldura de alumínio, vidro frontal, encapsulado em Acetato Vinilo de Etileno (EVA, *Ethylene Vinyl Acetate*), células fotovoltaicas, encapsulante EVA e a caixa de junção, tal como está representado na Figura 26 [8].

A tecnologia *Glass – Glass* ou vidro duplo é construída mediante a colocação de um vidro frontal, encapsulante EVA, células fotovoltaicas, encapsulante EVA, vidro na parte traseira e a caixa de junção. O facto de a estrutura metálica não fazer parte da constituição destes módulos torna-os menos vulneráveis ao efeito de Degradação Induzida por Potencial (PID, *Potencial Induced Degradation*). Por outro lado, o vidro traseiro aumenta a impermeabilidade do módulo, reduzindo a possibilidade de entrada de humidade, degradação do encapsolante EVA, delaminação e corrosão dos barramentos [8].

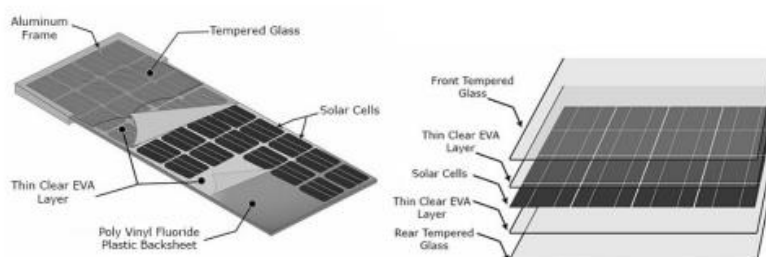


Figura 26: Módulo fotovoltaico convencional e fotovoltaico *glass-glass* [8]

Em face da tipologia de construção de ambas as tecnologias, estes módulos apenas geram energia através da incidência da irradiação direta. Por outro lado, perante um sombreamento parcial que afete, por exemplo, a parte inferior do módulo, este irá ficar indisponível devido à interrupção total das colunas de células. Todavia, este fenómeno será explicado com mais pormenor no ponto 3.3 do presente capítulo.

De acordo com as expectativas, a procura de módulos da tecnologia *half-cell* (Figura 27) continuará a subir consideravelmente nos próximos anos. Esta procura está, principalmente, relacionada com as características construtivas do módulo.

Estes módulos possuem entre 120 e 144 meias células o que melhora o desempenho e longevidade do módulo fotovoltaico. Devido ao facto de a área da célula ser inferior, a corrente que nela circula é igualmente inferior, assim como as perdas resistivas. Assim, as duas meias células produzem mais energia do que uma célula completa. Segundo os fabricantes dos módulos, os módulos *half-cell* podem obter um ganho de eficiência na ordem dos 3% [8].

A probabilidade de surgirem fissuras nas células devido aos esforços mecânicos é mais reduzida devido ao facto de a área da célula ser inferior. Esta vantagem contribui para mitigar o aparecimento de pontos quentes. A capacidade de resposta do módulo *half-cell* perante o sombreamento parcial constituiu uma vantagem, já que metade do módulo não é afetada pela outra, ao contrário dos módulos convencionais [8].

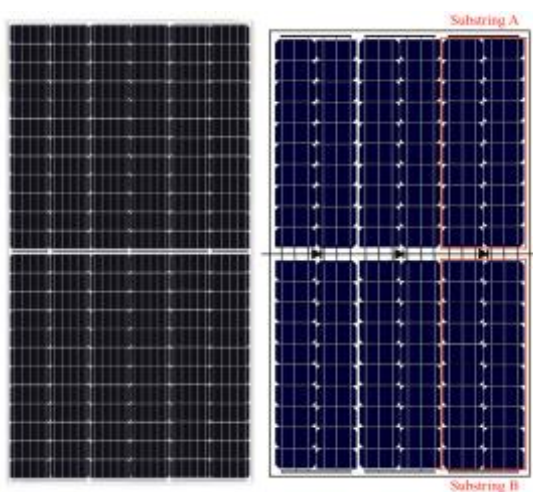


Figura 27: Módulo Fotovoltaico *Half-cell* [8]

A parte traseira dos módulos convencionais é opaca, absorvendo apenas irradiação direta e difusa pela parte frontal, enquanto os módulos bifaciais (Figura 28) têm a capacidade de produzir energia pelos dois sentidos, ou seja, convertem a irradiação em energia elétrica pela parte frontal e traseira. Por este motivo, estes módulos permitem um ganho que varia de 5% a 30% comparativamente a um módulo convencional equivalente. De referir, que o ganho varia dependendo do tipo de superfície onde os módulos estão instalados [8]. Na Tabela 1 é possível verificar a percentagem que diz respeito ao Albedo⁴ e ao ganho obtido em função do tipo de superfície.

⁴ Albedo – pode ser definido como a medida da quantidade de radiação solar refletida por uma superfície, sendo calculado como a razão entre a quantidade de radiação que é refletida e a quantidade de radiação recebida.

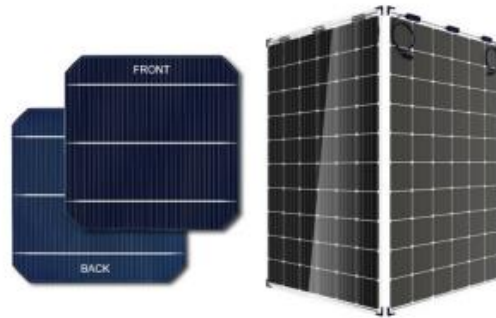


Figura 28: Módulo Fotovoltaico Bifacial [8]

O albedo não é um valor único e constante, mas varia de acordo com a época do ano e o material que cobre o solo. No inverno e com o solo coberto de neve, por exemplo, o albedo poderá ser de 90%, enquanto no verão, com um solo seco, o Albedo poderá ser de 35%.

Tabela 1: Tabela - Impacto da Reflexão da superfície [8]

Superfície	Albedo	Ganho de Rendimento Esperado
Água	5-8%	4-6%
Solo a Descoberto	10-20%	6-8%
Relva Verde / Cascalho	15-25%	7-9%
Solo de Cimento/Pedras Brancas	25-35%	8-10%
Areia Seca	35-45%	10-15%
Revestimento Reflexivo	80-90%	23-25%
Neve	80-95%	25-30%

3.1.2 – Configuração dos Inversores

Os departamentos de projeto definem o tipo de inversor a utilizar, mediante a análise de determinados critérios, como por exemplo, a orografia do terreno, dado que a escolha pode impactar ao nível dos *Maximum Power Point Trackers* (MPPT). Os inversores utilizados nos parques fotovoltaicos podem assumir configurações distintas [5]. Contudo, no âmbito deste trabalho serão considerados os inversores centrais e de *string*.

Os inversores de *string* são a configuração mais utilizada. Cada *string* de módulos fotovoltaicos é conectada diretamente ao inversor o que representa algumas vantagens, comparativamente aos inversores centrais [5]. As vantagens principais são as seguintes:

- ❖ Cada *string* tem o seu próprio MPPT;
- ❖ Monitorização e controlo mais completo – permite traçar as curvas I-V e são disponibilizadas mais variáveis que permitem agir de forma preventiva;
- ❖ Em caso de falha num inversor de *string*, os restantes continuam operacionais;

- ❖ Permite a combinação de *strings* com diferentes características, orientações e inclinações;
- ❖ Redução dos custos em cabos de CC;
- ❖ Facilidade na criação de *stock* dos inversores;
- ❖ Facilidade de reparação – em caso de falha, a substituição do inversor é rápida e não depende de técnicos com qualificações especiais;
- ❖ O promotor pode abdicar de estabelecer um contrato de manutenção preventiva e corretiva com o fabricante ou prestador de serviço qualificado para intervir nos inversores centrais.

Contudo, esta solução também apresenta algumas desvantagens face aos inversores centrais:

- ❖ Aumento do número de inversores necessários para atingir a potência desejada;
- ❖ Aumento das variáveis no sistema SCADA o que aumenta a complexidade do sistema e custos de *Capital Expenditures* (CAPEX).

Na figura 29, está representado o esquema de ligação dos inversores por *string*.

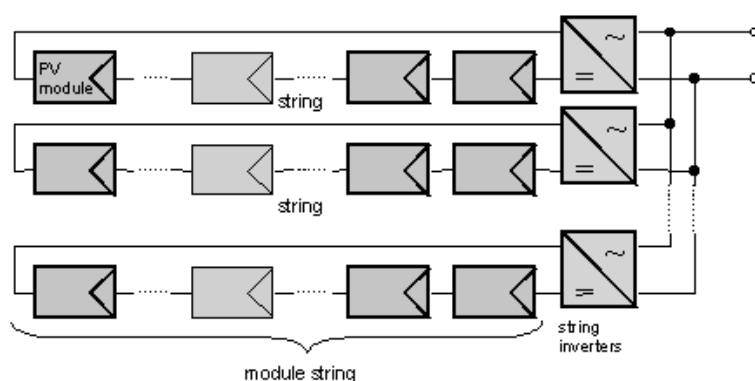


Figura 29: Esquema de Ligação - *String Inverter* [9]

Quanto aos inversores centrais, os módulos fotovoltaicos interligados em série e em paralelo são conectados apenas a um inversor, que integra as funções MPPT e inversor CC/CA [5]. Estes inversores apresentam algumas vantagens, tais como:

- ❖ Melhor qualidade da energia produzida em CA;
- ❖ Custo reduzido de cabos de CA;
- ❖ Maior capacidade de produção;

Desvantagens dos inversores centrais comparativamente aos inversores *string*:

- ❖ Em caso de falha do inversor tem um impacto maior na produção do parque;
- ❖ Dificuldade do inversor para obter potência máxima (MPPT) devido a diferentes inclinações, orientação do módulo e possível sombreamento;
- ❖ Necessidade de estabelecer contratos com prestador de serviço ou dispor de técnicos capacitados para efetuar manutenção preventiva e corretiva.

Na figura 30, está representado o esquema de ligação dos inversores centrais.

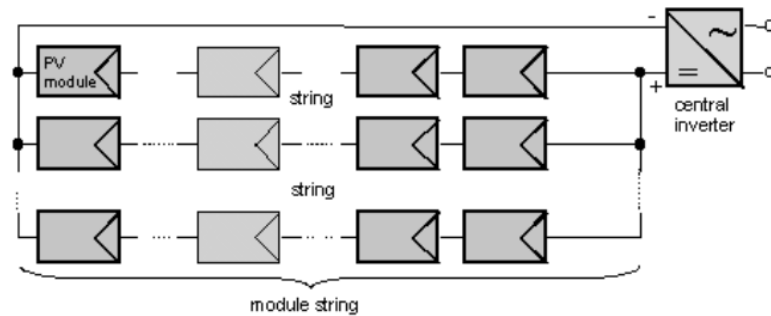


Figura 30: Esquema de ligação - *Central Inverter* [9]

3.2 – Tarefas de Manutenção nos Parques Fotovoltaicos

As manutenções dos parques fotovoltaicos, nomeadamente nos parques com estruturas fixas, não requerem tantos cuidados comparativamente aos parques eólicos. No entanto, de acordo com os planeamentos e procedimentos de cada promotor, o prestador de serviço (PSE) necessita de realizar inspeções, manutenções preventivas e corretivas às instalações de acordo com as periodicidades estabelecidas no planeamento. As atividades de manutenção/inspeção a realizar nos parques fotovoltaicos são as seguintes:

- ❖ Manutenção dos inversores;
- ❖ Manutenção às caixas de junção;
- ❖ Inspeções termográficas;
- ❖ Análise de curvas I-V⁵;
- ❖ Inspeção, monitorização e manutenção de sensores;
- ❖ Medição do isolamento dos cabos CC das *strings*;
- ❖ Inspeção às estruturas dos módulos;
- ❖ Sistemas de segurança;
- ❖ Limpeza dos módulos fotovoltaicos;
- ❖ Corte da vegetação;
- ❖ Gestão de tarefas pendentes;
- ❖ Realização de grandes corretivos.

⁵ Curva I-V é a curva característica dos módulos fotovoltaicos; corresponde à curva elétrica que relaciona a tensão e a corrente na saída de um módulo ou de um conjunto de módulos fotovoltaicos.

As tarefas a realizar no decorrer das inspeções e manutenções estão descritas nas respetivas *checklist*. Para além da realização das atividades mencionadas, o PSE tem a responsabilidade de elaborar diversos relatórios técnicos.

No âmbito da manutenção preventiva e corretiva, as principais tarefas a realizar num parque fotovoltaico são a limpeza dos módulos e o corte da vegetação.

Para além do impacto na produção, a sujidade parcial (por exemplo, devida aos excrementos dos pássaros) pode originar pontos quentes, devido à dissipação de energia na célula afetada. Na figura 31, pode ser observado o impacto da sujidade na produção de uma célula de 100 mW.

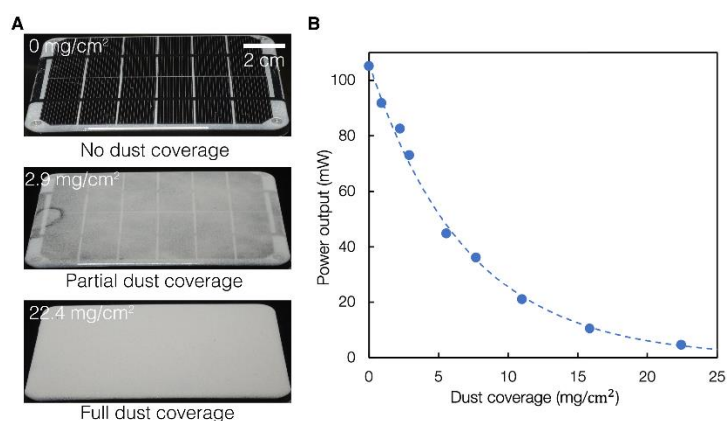


Figura 31: Módulo Fotovoltaico - Relação Sujidade vs Potência Saída [10]

Na figura 32, é possível verificar o estado de sujidade dos módulos depois de uma tempestade de areia proveniente do norte de África.



Figura 32: Sujidade nos Módulos Fotovoltaicos

Devido a estes fenómenos, digamos que não existe uma periodicidade definida para a limpeza dos módulos, isto é, esta varia em função do estado dos módulos a nível de sujidade. Atualmente, já existem sistemas que indicam em tempo real as perdas geradas pela sujidade e o momento ideal para efetuar a lavagem dos respetivos módulos. Contudo, uma grande parte destes sistemas não são totalmente autónomos, dado que carecem de intervenções de limpeza com regularidade da célula de comparação.

Relativamente ao processo de limpeza, atualmente existem métodos distintos. Cada sistema tem a sua particularidade e aplicabilidade, tal como é indicado na Tabela 2.

Tabela 2: Métodos de Limpeza e a sua Aplicabilidade

Método de Limpeza	Aplicabilidade	Observações
Limpeza manual (Figura 33)	Em projetos de pequena dimensão	Este método também poderá ser uma solução viável em projetos com orografia acentuada
Limpeza com recurso a tratores (Figura 34)	Em projetos de pequena e grande dimensão	Desde que a maquinaria utilizada circule entre as <i>strings</i> – aspeto importante a salvaguardar na fase projeto
Limpeza através de robôs exclusivos às mesmas <i>strings</i> (Figura 35)	Em projetos de grande dimensão em que a sujidade predominante sejam poeiras soltas (por exemplo, parques próximos do deserto)	Neste caso o robô circula de forma autónoma através da estrutura dos módulos e as escovas removem as poeiras
Limpeza através de robôs amovíveis (Figura 36)	Em projetos flutuantes e/ou projetos com pouca inclinação dos módulos	Em projetos de estruturas fixas com inclinação esta solução não é viável



Figura 33: Sistema Manual de Lavagem – Módulo Bifacial



Figura 34: Sistema Industrial de Lavagem



Figura 35: Robô de Limpeza - Exclusivo às *Strings*



Figura 36: Robô de Limpeza Amovível

Relativamente ao corte de vegetação e à semelhança da lavagem dos módulos, não existe uma periodicidade definida para a realização desta atividade. O crescimento da vegetação varia em função das condições climáticas.

No que diz respeito aos mecanismos utilizados para corte da vegetação, também existem processos distintos como pode ser consultado na Tabela 3.

Tabela 3: Métodos de Corte de Vegetação e a sua Aplicabilidade

Método Utilizado no Corte de Vegetação	Aplicabilidade	Observações
Corte manual – com recurso a roçadora	Em projetos com orografias de difícil acesso para os tratores Em projetos de pequena dimensão Corte de precisão	Processo demorado, cansativo e com maior probabilidade de projeção de pedras contra os módulos
Corte com recurso a tratores (Figura 37)	Em projetos de pequena e grande dimensão	Desde que a maquinaria utilizada circule entre as <i>strings</i> – aspeto importante a salvaguardar na fase projeto
Corte com recurso a robôs totalmente autónomos (Figura 38)	Em projetos de pequena e grande dimensão.	Processo demorado Dependendo da robustez do robô, este poderá ter dificuldades em circular no interior dos parques devido às pedras, valas e/ou vegetação mais densa No caso das estruturas fixas, deve ser salvaguardado na fase de projeto uma distância considerável da estrutura ao solo, para que os robôs possam circular por baixo
Corte com desmatadores mecânicos pilotados à distância (Figura 39)	Em projetos de pequena e grande dimensão.	Processo demorado comparativamente aos tratores
Controlo da vegetação com recurso a bovinos, caprinos, ovinos e equinos (Figura 40)	Em projetos de pequena e grande dimensão Em projetos com orografias de difícil acesso para a maquinaria	Garantir que a vedação está em bom estado de conservação Possibilidade de estabelecer acordos com agricultores locais Este método contribui para a redução de <i>Operational Expenditure</i> (OPEX)

Contudo, existem outros métodos com o objetivo de controlar o crescimento da vegetação, tais como: aplicação de produtos fitofarmacêuticos e a aplicação de sementes de uma vegetação específica de crescimento controlado e lento. Estes métodos são de aplicação rápida e eliminam o risco de projeção de pedras contra os módulos. Por este motivo, esta solução também é muito utilizada pelos proprietários dos parques.



Figura 37: Corte de vegetação com recurso a trator



Figura 38: Corte de vegetação com recurso a robô



Figura 39: Corte de vegetação com desmatadora pilotada à distância



Figura 40: Controlo de vegetação com recurso a animais [11]

A figura 41 mostra o processo de aplicação de produto fitofarmacêutico para controlo de vegetação.



Figura 41: Método de Aplicação de produto fitofarmacêutico

De referir que, o sombreamento dos módulos pode originar perdas de produção relevantes e poderá originar pontos quentes, devido ao fenómeno abordado no ponto anterior. Neste contexto, é necessário efetuar o corte/controlo de vegetação sempre que necessário para evitar que esta atinga grande dimensão. Por este motivo, e com o objetivo de reduzir o impacto das sombras na produção, no Capítulo VI serão sugeridas propostas de melhoria considerando a instalação dos módulos *half-cell* mencionados anteriormente.

Quanto aos parques fotovoltaicos que seguem a orografia do terreno, estes são cada vez mais comuns de forma a aproveitar áreas menos utilizadas para outros fins e em alguns casos aproveitando as infraestruturas já existentes nas proximidades. A questão é que estes projetos acarretam algumas dificuldades do ponto de vista da O&M, tais como: limpeza dos módulos, corte da vegetação, substituição de módulos, inversores *string*, entre outras atividades. Por este motivo, ganha cada vez mais importância o desenvolvimento de soluções que visem a facilitar a realização destas atividades neste contexto. Na figura 42, é possível verificar um exemplo de um parque fotovoltaico instalado de acordo com a orografia do terreno.



Figura 42: Parque Fotovoltaico Seguindo a Orografia do Terreno [12]

3.3 – Impacto do Sombreamento

Os fabricantes instalam díodos na caixa de junção de cada módulo com o intuito de reduzir as consequências do sombreamento. Estes díodos de *bypass* são conectados em antiparalelo entre os terminais de saída positivo e negativo de uma célula solar. Face à tipologia construtiva da maior parte dos módulos, estes são divididos em três submódulos e cada um deles está equipado com um díodo de *bypass*. Estes díodos fornecem um caminho que oferece menor resistência à passagem de corrente [13].

De referir que quando estão a conduzir os díodos introduzem uma queda de tensão e podem aquecer e dissipar uma parte da energia gerada [13]. Assim, trata-se de uma solução provisória que deve ser resolvida no menor espaço de tempo possível. A figura 43 mostra um módulo fotovoltaico com 60 células subdividido em três partes, isto é, um díodo de *bypass* para cada 20 células. Devido ao sombreamento de uma célula o primeiro díodo encontra-se a conduzir.

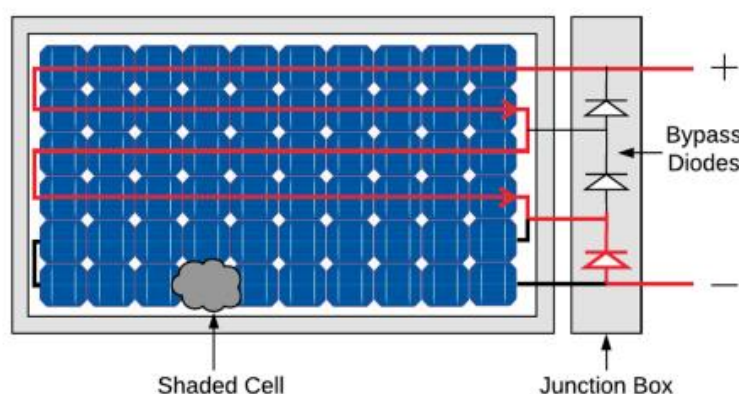


Figura 43: Esquema Módulo Convencional - Impacto do Sombreamento [13]

Em função da área que a sombra ocupa no módulo fotovoltaico este poderá contribuir com 2/3 ou 1/3 da potência nominal ou, na pior das hipóteses, o módulo fica fora de serviço, caso a sombra interrompa a série do painel. Em ambas as situações, os

díodos de *bypass* operam. Na figura 44, é possível verificar o efeito da sombra na primeira coluna do módulo; neste caso o módulo irá trabalhar apenas com 2/3.

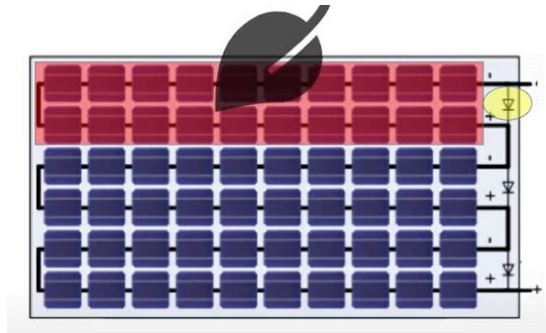


Figura 44: Módulo Fotovoltaico - Primeiro díodo em condução – 2/3 disponível [14]

Na figura 45, pode observar-se o impacto da sombra em quatro colunas; deste modo, fica apenas disponível 1/3 do módulo.

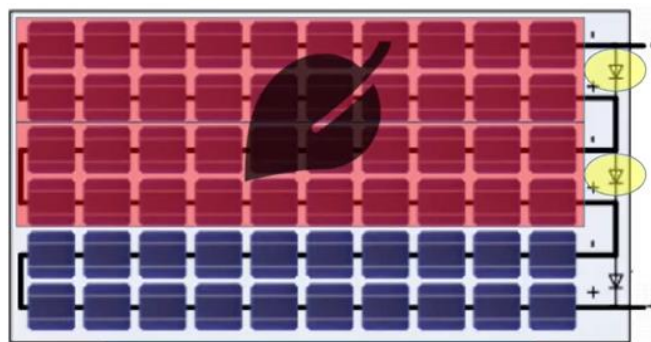


Figura 45: Módulo Fotovoltaico – Dois díodos em condução – 1/3 disponível [14]

A figura 46 mostra o impacto do sombreamento total da parte inferior do módulo. Neste caso, os três díodos entram em condução e perde-se a produção do módulo na totalidade.

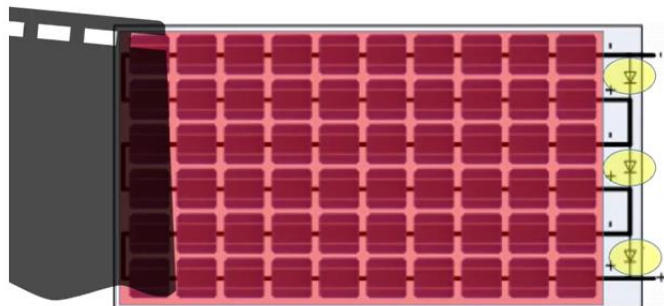


Figura 46: Módulo Fotovoltaico - Três díodos em condução – Perda total [14]

3.4 – Reparação dos Módulos Fotovoltaicos

Ao longo da vida útil de um parque fotovoltaico, os módulos ou mais concretamente os seus constituintes avariam devido a fatores externos, construtivos, entre outros. Nos parques de grande escala, e nomeadamente nos que estão equipados com inversores centrais, torna-se mais difícil detetar estes defeitos através da análise dos dados disponíveis nos sistemas SCADA.

Contudo, e de acordo com os procedimentos dos departamentos de operação e manutenção, é obrigatório proceder anualmente à realização de termografias, medições de curvas I-V, medições do V_{oc} ⁶, entre outros ensaios que permitem aferir o estado dos ativos. As termografias podem ser realizadas mediante a utilização de drones equipados com câmara ou através de uma inspeção manual tradicional em que os técnicos circulam de *string* em *string* para observar o estado dos módulos.



Figura 47: Imagem Termográfica - Identifica Díodos em *Bypass*

Atualmente, e principalmente nos parques de maior dimensão, são realizadas inspeções através de drones pilotados ou autónomos mediante a programação prévia da área de voo. Após a realização das termografias são emitidos relatórios de inspeção que permitem ao promotor identificar os módulos que necessitam de ser substituídos, reparados ou re-inspecionados, como está representado na Tabela 4.

⁶ V_{oc} – é a tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos e pode ser consultada na chapa de características de cada módulo.

Tabela 4: Tabela de Anomalias Identificadas na Inspeção Termográfica

Problema	Gravidade	Recomendação	Quantidade	Percentagem Total de Módulos
Ponto Quente	Altamente crítico	Reparar de Imediato	10	0,10%
	Sério	Reparar na Próxima Interrupção	5	0,05%
	Menor	Re-inspecionar	37	0,37%
	Normal	Nenhuma Ação	9	0,09%
Possível Díodo Danificado	Altamente crítico	Verificar Díodos e Reparar Imediatamente	17	0,17%
Total			78	0,79%

Caso os módulos ainda estejam em garantia, o relatório em causa servirá de prova para formalizar uma reclamação junto do fornecedor dos módulos. Porém, tal depende também do tipo de anomalia, dado que danos provocados por atos de vandalismo estão, normalmente, excluídos.

Caso os módulos não estejam cobertos por garantia, existem reparações que podem ser realizadas no local, tal como substituição dos díodos *bypass* (Figura 48) e/ou pequenas soldaduras na caixa de junção do módulo. Estas intervenções requerem apenas que as equipas de O&M estejam apetrechadas com multímetro, ferro de soldar, estanho e díodos. Caso a caixa de junção dos módulos tenha silicone de isolamento, as equipas devem dispor também de um mini berbequim para remover o silicone.

Devido à falta de recursos humanos, áreas de trabalho e equipamentos adequados, as reparações mais profundas são realizadas em fábrica, sendo que atualmente já existem empresas a explorar este mercado.

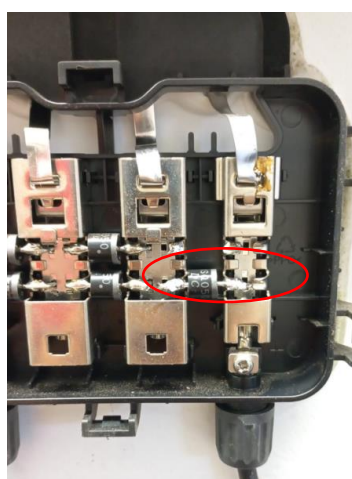


Figura 48: Caixa de ligação do módulo fotovoltaico – substituição de díodos *bypass*

3.5 – Monitorização Parques Fotovoltaicos

Os sistemas SCADA dos parques fotovoltaicos, à semelhança dos restantes, permite o acesso remoto a várias grandezas de medida, sendo que neste caso concreto, para além dos dados de potência e temperaturas, são também fornecidos os dados referentes à radiação no plano inclinado e horizontal, entre outras grandezas.

Os dados referentes à radiação solar são medidos através dos piranómetros, instalados em pontos estratégicos da central, sendo que existem piranómetros instalados de acordo com a inclinação dos painéis, enquanto na torre meteorológica estes estão instalados na horizontal e no plano inclinado. Para além destes, também são fornecidos os dados da radiação direta do sol, que são medidos através dos pireliómetros. De forma geral, os principais indicadores que são monitorizados nos parques fotovoltaicos são:

- ❖ Análise de potência ativa, reativa e aparente;
- ❖ Análises dos valores de irradiação;
- ❖ Controlo do *Performance Ratio* (PR);
- ❖ Análise de temperaturas;
- ❖ Monitorização da corrente de *string*;
- ❖ Monitorização dos inversores: análise de temperaturas, produção e correntes).

A figura 49 mostra o exemplo do sistema SCADA de um parque fotovoltaico. Como é visível na imagem, é possível analisar em tempo real alguns dos indicadores mencionados anteriormente.



Figura 49: Sistema SCADA de monitorização - parques fotovoltaicos

A Figura 50 mostra a planta geral do parque. Neste painel é possível analisar se existem problemas nas caixas de *string*, dado que, em caso de defeito, este será

sinalizado através de uma *flag* para facilitar a identificação ao consultar o sistema SCADA. Por outro lado, as *strings* de painéis estão representadas a cor diferente em função do inversor a que estão interligadas o que facilita a identificação do equipamento afetado.



Figura 50: Monitorização de um parque fotovoltaico - planta geral

Na figura 51, está representada a curva referente à potência ativa e reativa do parque fotovoltaico. Ao analisar a curva em questão é possível constatar que não existiram limitações de potência no período em análise. Foi cumprido, inclusivamente, o ponto 4.5.2.1, da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, que indica que “*todos os produtores em regime especial devem, nas horas CP (Cheias e Pontas), fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de sessenta minutos*”. Verifica-se que, neste caso, como se trata de uma instalação com uma potência de ligação inferior a 6 MW, deve cumprir com a $\tan \Phi = 0,3$ dependendo dos ciclos horários e dias da semana. As horas CP correspondem ao período com as horas de cheia e de ponta.

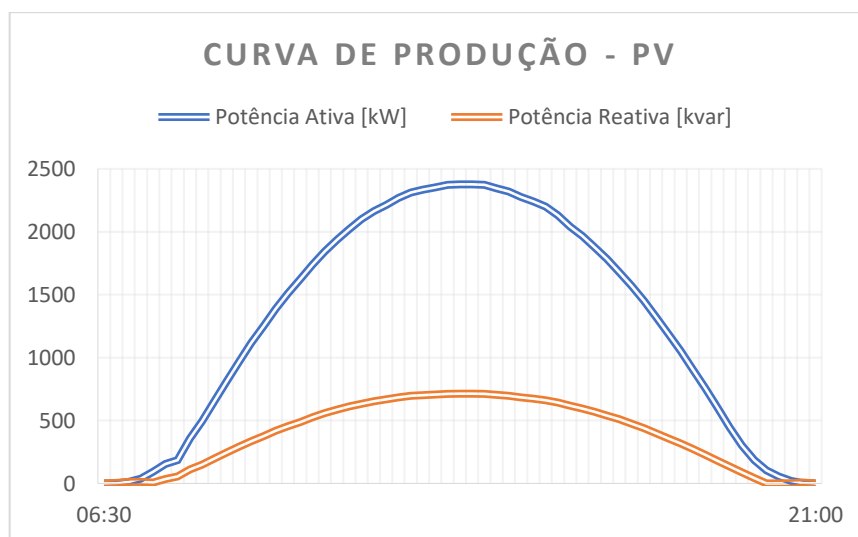


Figura 51: Curva de Produção - Parque Fotovoltaico

Na figura 52, está representado um piranómetro que é o equipamento utilizado para medir radiação solar em uma superfície plana. Este equipamento é projetado para medir a densidade de fluxo da radiação solar em W/m^2 .



Figura 52: Piranómetro

O sensor identificado na figura 53 permite monitorizar a temperatura dos módulos. É importante garantir a fiabilidade dos dados, uma vez que estes são considerados para calcular os indicadores utilizados para analisar o desempenho do parque.



Figura 53: Sensor de Temperatura de Módulos Solares

3.6 – Avarias nos Parques Fotovoltaicos

Nesta secção, apresentam-se as avarias mais relevantes associadas aos parques fotovoltaicos, nomeadamente as interconexões partidas nos módulos, células partidas e *snail trails*, delaminação dos módulos, corrosão nos barramentos das células fotovoltaicas, falha na conexão elétrica dos módulos, vidro partido nos módulos, perda das propriedades elastoméricas nas folhas traseiras dos módulos, pontos quentes nos módulos, polarização inversa, díodos de *bypass* e defeito no isolamento dos cabos.

3.6.1 – Interconexões Partidas nos Módulos

As áreas escuras visíveis na figura 54 identificam as regiões onde os barramentos de interconexão estão quebrados, impedindo assim a circulação de corrente. Por este motivo, este módulo perdeu parte da sua potência *Standard Test Conditions* (STC), que é a potência de pico medida em condições de teste padrão, considerando 1000 W/m^2 de irradiância a uma temperatura de junção de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ [15].

Há vários fatores que facilitam a quebra das interconexões. De referir, que os danos existentes nos barramentos estão relacionados com materiais constituintes com altos coeficientes de expansão térmica linear, que resulta na expansão e contração frequentes durante a operação normal, originando um *stress* extra na interconexão dos barramentos [15].

Por outro lado, teoricamente, a utilização de barramentos de secção superior para reduzir as perdas é uma vantagem. No entanto, os barramentos de secção superior quebram mais facilmente. Contudo, as melhorias implementadas no *design* do módulo e as propriedades aprimoradas dos materiais utilizados nos barramentos de interconexão têm vindo a reduzir consideravelmente os problemas deste âmbito nos módulos fotovoltaicos modernos [15].



Figura 54: Eletroluminescência - barramentos de interconexão partidos [15]

3.6.2 – Células Partidas e *Snail Trails*

As células de silício cristalino podem quebrar devido a tensões mecânicas e térmicas [15]. O ensaio por eletroluminescência⁷ é uma excelente ferramenta para observar a quebra de células. A Figura 55 mostra uma imagem de um módulo com várias células quebradas. As linhas escuras na imagem indicam fissuras no silício. No entanto, a maioria dessas fissuras aparecem apenas como finas linhas cinza. Estas não afetam o desempenho da célula solar. As áreas escuras na imagem, como por exemplo, a quinta célula na linha superior da esquerda para a direita, indicam que não há sinal eletroluminescente porque aquelas partes das células estão desconectadas do circuito do módulo e, como tal, não estão a fornecer energia [15].

Uma célula com redução significativa da sua área produz um valor de corrente inferior a uma célula normal. Por este motivo, a célula afetada atuará como uma carga resistiva à corrente produzida pelas restantes células do módulo. Existem várias razões pelas quais as células dos módulos quebram. Por exemplo, no transporte dos módulos, construção do módulo, enquanto outras quebras são causadas por manuseio ou montagem inadequada [15].

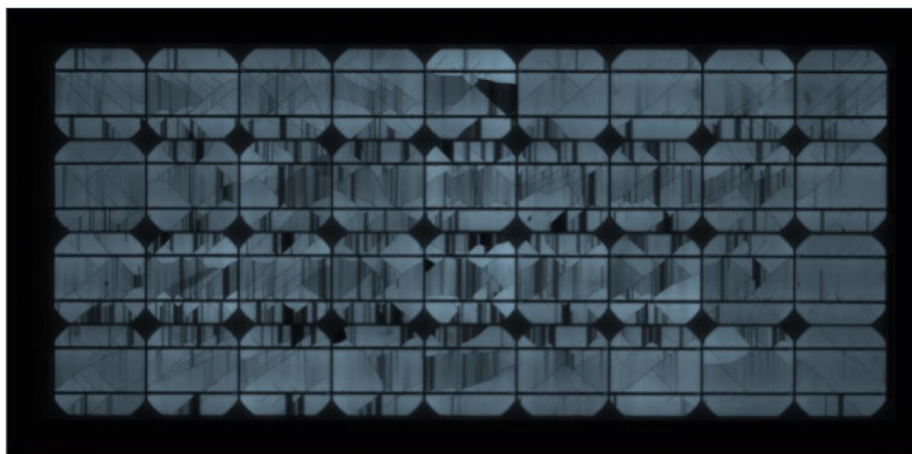


Figura 55: Eletroluminescência - módulo com várias células quebradas [15]

Os *snails trails* são um fenómeno que pode ocorrer durante o primeiro ano após a instalação dos módulos em ambiente externo. Um exemplo típico é mostrado na Figura 56. A formação dos *snails trails* tem sido associada à entrada de humidade e oxigénio através das microfissuras. De acordo com as análises realizadas, este fenómeno afeta os módulos de uma ampla gama de fabricantes de módulos

⁷ A eletroluminescência é um fenómeno que ocorre com alguns materiais, como semicondutores, que faz com que o material emita luz devido a um forte campo elétrico ou à passagem de uma corrente elétrica.

fotovoltaicos em todo o mundo. Contudo, segundo os estudos realizados foi demonstrado que os *snails trails* não afetam o desempenho do módulo fotovoltaico, tratando-se apenas de um defeito cosmético [15], [16].



Figura 56: *Snail trails*

3.6.3 – Delaminação dos Módulos Fotovoltaicos

A delaminação refere-se à separação das diferentes camadas que constituem o módulo fotovoltaico. Este fenómeno pode ocorrer entre as várias camadas existentes, mas o impacto no desempenho do módulo e na vida útil do mesmo depende da superfície que delamina. A delaminação do encapsulante-vidro ocorre em determinados tipos de módulos específicos. Estes módulos foram fabricados com um encapsulante não-EVA com baixa adesão ao vidro, exibindo uma delaminação diretamente sobre a caixa de junção — este comportamento poderá estar relacionado com o facto de a caixa de junção aquecer mais durante o funcionamento do módulo. Por outro lado, os esforços mecânicos da caixa de junção também poderão contribuir para a delaminação do encapsulante do vidro. Contudo, a delaminação entre o vidro e o encapsulante pode não indicar um problema tão grave como delaminação entre outras camadas dentro do módulo, isto porque se o encapsulante permanecer colado às células e aos barramentos, este pode continuar a proteger contra a humidade. No caso do módulo mostrado na Figura 57, há um defeito cosmético, referente à delaminação sobre a caixa de junção (CJ) do encapsulante do vidro frontal. No entanto, este permanece a funcionar de forma adequada [15].



Figura 57: Delaminação sobre a CJ do encapsulante do vidro frontal [15]

A delaminação observada é entre a EVA e a superfície da célula, e ocorre de forma seletiva em redor dos barramentos de interconexão, conforme é mostrado na Figura 58 [15].

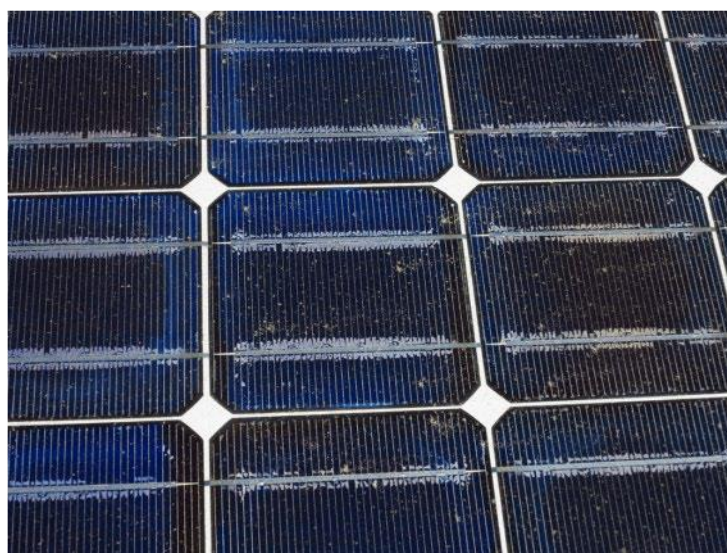


Figura 58: Delaminação entre o encapsulamento e as células [15]

Este tipo de delaminação é mais grave do que alguns outros tipos de delaminação, porque os metais utilizados ficam expostos e podem corroer. Por este motivo, estes módulos apresentam uma perda de energia significativa devido ao aumento da resistência em série. Para além dos tipos de delaminação mencionados, existe também a delaminação entre o encapsulante e a folha traseira ou entre as camadas da própria folha inferior. Este tipo de delaminação pode resultar em potenciais preocupações de segurança, dado que a folha traseira garante o isolamento elétrico contra o contacto direto [15].

No entanto, as *backsheets* não desempenham um papel tão importante em termos de desempenho fotovoltaico comparativamente aos encapsulantes. Existem módulos em operação com as folhas traseiras totalmente delaminados do encapsulante traseiro e permanecem a produzir de acordo com a curva do fabricante [15].

3.6.4 – Corrosão nos Barramentos das Células Fotovoltaicas

O processo de corrosão dos barramentos metálicos das células é induzido pela humidade, originando perdas de energia e falhas prematuras dos módulos. O aparecimento da corrosão está associado à delaminação do encapsulante, devido ao facto do isolamento ficar comprometido permitindo a entrada de humidade. Como é possível verificar na Figura 59, a adesão entre o encapsulante e a superfície da célula falhou em várias áreas do módulo. A principal causa da delaminação e consequentemente da corrosão parece estar relacionado com a falta de qualidade na aplicação do EVA [15].

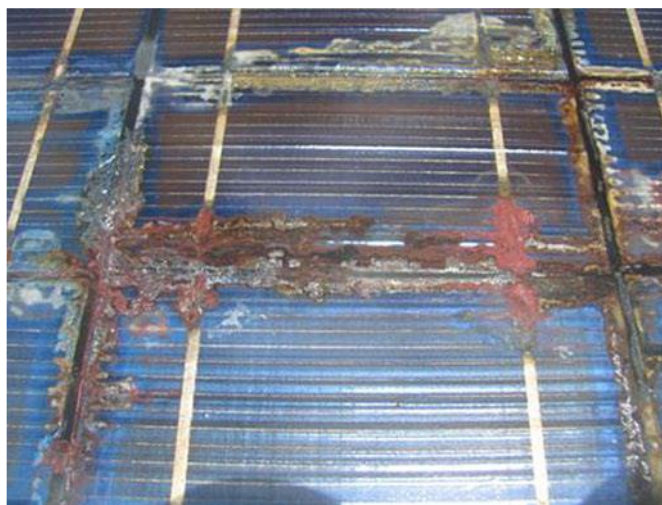


Figura 59: Corrosão nos barramentos das células solares [15]

Outro tipo de corrosão é mostrado na Figura 60. Trata-se de um módulo *glass-glass* onde o encapsulante não-EVA não aderiu adequadamente ao vidro [15].

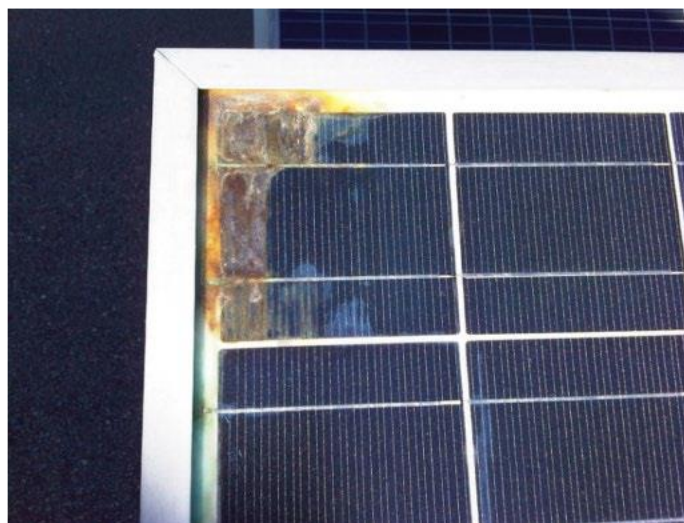


Figura 60: Corrosão no canto do módulo [15]

3.6.6 – Falha na Conexão Elétrica dos Módulos

As falhas nas conexões elétricas podem-se enquadrar dentro das principais anomalias existentes nos módulos fotovoltaicos. As conexões elétricas falham devido às tensões induzidas por ciclos térmicos ou vibrações mecânicas. Os módulos fotovoltaicos são suscetíveis a estes fenómenos por causa das correntes elevadas que circulam através das ligações durante a operação. Para além do aquecimento dos módulos provocado pelo Sol as ligações têm uma carga adicional de calor gerado pelo fluxo de corrente [15].

A Figura 61 mostra uma falha de ponto único — estas falhas são várias vezes associadas a defeitos de fabrico. A maioria das soldaduras realizadas nas conexões dos barramentos são efetuadas com recurso a equipamentos automatizados. Por este motivo é imprescindível controlar o processo e a manutenção dos mecanismos, bem como utilizar materiais de qualidade e mais adequados às vibrações e ciclos térmicos [15].

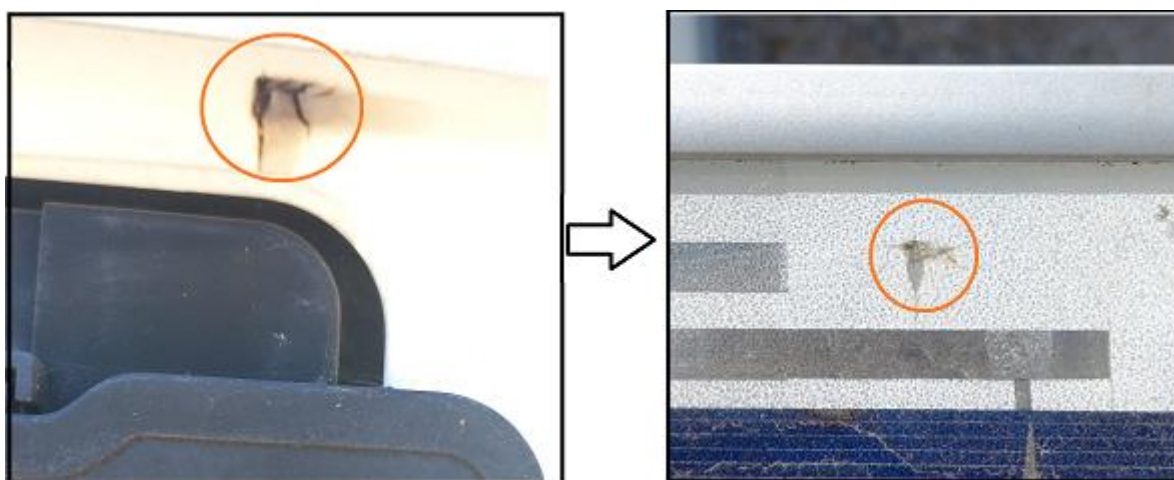


Figura 61: Dano nas conexões soldadas

3.6.7 – Vidro Partido – Módulos Fotovoltaicos

O vidro utilizado nos módulos fotovoltaicos é forte o suficiente para suportar as flexões durante a operação normal. Porém, há várias situações que podem originar a quebra do vidro, tais como [15]:

- ❖ Atos de vandalismo (por exemplo: arremesso de pedras, tiros com armas de fogo);
- ❖ Corte de vegetação (por exemplo: projeção de pedras pelas máquinas utilizadas para o corte de vegetação);
- ❖ Acondicionamento deficiente nas estruturas e aperto excessivo dos grampos de fixação;
- ❖ Alta temperatura (por exemplo: ponto quente originado pelos danos reportados anteriormente);

- ❖ Transporte e manuseio dos módulos fotovoltaicos;
- ❖ Desalinhamento dos pilares centrais dos *trackers* e/ou utilização de acessórios de afiação inadequados (Figura 63).

No caso concreto dos danos que ocorrem durante o corte de vegetação, estes são muito frequentes independentemente do processo utilizado – manual ou industrial. A projeção de pedras é quase inevitável, no entanto, no caso dos processos industriais, já estão a surgir máquinas equipadas com acessórios que reduzem consideravelmente à projeção de pedras. Na Figura 62, mostra-se um módulo fotovoltaico com o vidro partido por impacto.



Figura 62: Módulo com o vidro partido por impacto

Por outro lado, durante a fase de construção e exploração as equipas técnicas circulam várias vezes em cima dos módulos para procederem à montagem dos mesmos, assim como para a realização de tarefas de manutenção preventiva e corretiva. Este hábito potencia consideravelmente o aparecimento de microfissuras, que por sua vez poderão originar defeitos mais relevantes no futuro.



Figura 63: Fissuras no vidro inferior - módulo fotovoltaico bifacial

Na maioria dos casos os módulos continuam a trabalhar, mas com o tempo estes sofrem tensões provocadas pelas temperaturas e ventos e a situação agrava-se. Por outro lado, e devido ao isolamento deficiente, a água penetra no interior do módulo e causa a corrosão dos barramentos, reduzindo exponencialmente a vida útil do módulo fotovoltaico [15].

3.6.9 – Perda das Propriedades Elastoméricas nas Folhas Traseiras dos Módulos Fotovoltaicos

A exposição prolongada dos módulos e seus constituintes à luz solar a altas temperaturas pode causar a degradação de alguns materiais. Como alguns destes constituintes são responsáveis por garantir o isolamento elétrico, a falha destes pode resultar em riscos de segurança. Na figura 64 é possível verificar um exemplo de *backsheet* que fissurou devido à exposição aos raios ultravioleta (UV). De realçar que os danos em causa na chamada *backsheet* podem não resultar em perda desempenho dos módulos [15].



Figura 64: Folha traseira com fissuras após exposição ao ar livre [15]

3.6.10 – Pontos Quentes nos Módulos – Polarização Inversa

A polarização inversa ocorre em um módulo quando a sua corrente nominal excede a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Quando esta situação ocorre a célula ou grupo de células afetadas por sombreamento ficam sujeitas à polarização inversa e dissipam a corrente gerada pelos restantes. Caso a dissipação de energia seja elevada, a célula polarizada inversamente pode sobreaquecer podendo originar a fusão da solda e/ou silício, deteriorar o encapsulante e *backsheet* e até mesmo a quebra do vidro, como referido no ponto anterior e como é mostrado na Figura 65 [15]. Os díodos de *bypass* contribuem para a redução do aparecimento deste fenómeno, uma vez que os mesmos entram em condução em caso de sombreamento da célula e/ou grupo de células.



Figura 65: Quebra de vidro devido a um ponto quente no módulo [15]

3.6.11 – Díodos de *Bypass* – Módulos Fotovoltaicos

Como referido anteriormente, o diódo de *bypass* tem um papel importante nos módulos fotovoltaicos para reduzir o aparecimento de pontos quentes de polarização inversa [15]. Por norma, é possível identificar uma falha nos díodos de *bypass* durante a realização das inspeções termográficas e/ou medição do V_{oc} .



Figura 66: Caixa de díodos *bypass*

Os díodos de *bypass* podem falhar devido a várias causas, tais como [15]:

- ❖ Sobreaquecimento originado pela seleção errada do diódo *bypass* ou ao arrefecimento inadequado do diódo;
- ❖ Falha nas conexões dos díodos devido aos ciclos térmicos e/ou mecânicos;
- ❖ Descargas atmosféricas perto dos módulos.

Como é mostrado na Figura 67, há situações em que o problema identificado é na chapa de ligação do circuito. No decorrer da realização de uma inspeção termográfica, e de acordo com a interpretação da imagem, aparentemente o problema estaria no diódo *bypass*. No entanto, após a abertura da caixa, concluiu-se que o sobreaquecimento das células estava associado à desconexão da chapa em causa.

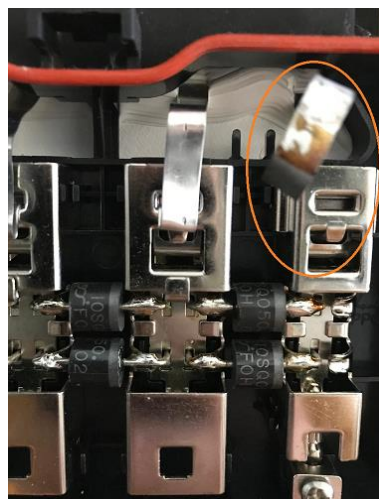


Figura 67: Chapa de continuidade do barramento desencaixada

3.6.12 – Defeito no Isolamento dos Cabos – CC

Um dos aspetos que carecem de mais atenção das equipas de fiscalização que acompanham a construção dos parques fotovoltaicos está relacionado com cabos CC instalados na fase de construção. Estes devem obedecer às normas respetivas, nomeadamente no que diz respeito às características do isolamento do cabo, que tem de ser resistentes aos raios UV.

Os cabos CC interligam vários módulos fotovoltaicos, sendo que, por norma, estão muito expostos aos raios ultravioleta. Caso o isolamento não seja adequado começam a surgir problemas de isolamento, normalmente detetados pelos inversores. O aparecimento dos problemas de isolamento precoce é ainda potenciado pelo tipo de esteira onde o mesmo está acondicionado, uma vez que há esteiras que retêm a humidade.

Na Figura 68, é possível verificar um cabo CC com danos no isolamento que originou um curto-circuito entre o cabo e a esteira e, por este motivo, os inversores param com erro de passagem à terra.



Figura 68: Defeito no isolamento - cabo CC

3.7 – Conclusões

A energia fotovoltaica assume-se como uma das principais fontes de energia renovável da atualidade. Existem projetos de grande dimensão a serem construídos e a aposta em conjugar esta fonte de energia com outras já existentes é cada vez mais evidente. Contudo, há que estar atento a todas as particularidades associadas à produção de energia mediante a instalação de módulos fotovoltaicos, com o intuito de obter o melhor desempenho dos ativos físicos. Para tal, o conhecimento técnico/científico é imprescindível, ajudando a tomar melhores decisões, mais assertivas ou pelo menos baseadas em factos.

No que diz respeito às tarefas de manutenção, foi possível observar o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos, assim como os respetivos mecanismos e sistemas de limpeza. Foi também abordada a importância de manter a vegetação controlada e os mecanismos de corte ou tratamento utilizados. Verificou-se que o método de lavagem dos módulos e controlo da vegetação é definido em função das necessidades e ou da tipologia do parque.

Sobre o sombreamento dos módulos fotovoltaicos, foi possível constatar a importância dos díodos de *bypass* instalados na caixa de junção, assim como um dos métodos utilizados para aferir se o díodo está danificado, através da realização das inspeções termográficas e interpretação das imagens recolhidas.

À semelhança dos parques eólicos, a monitorização das centrais fotovoltaicas é igualmente imprescindível, embora no período noturno esta não requeira tanta atenção, exceto quando estão a ser realizadas tarefas de manutenção e é então necessário garantir que os equipamentos ficam operacionais após a manutenção.

Relativamente à tipologia de danos que podem surgir nos módulos fotovoltaicos, a realização deste estudo contribuiu para alertar o autor dos problemas que podem ser encontrados nos parques, sendo que esta aprendizagem ganha relevância principalmente no período de garantia dos módulos.

Resumindo, é notório que ainda existe muito trabalho para fazer no que diz respeito à evolução tecnológica associada a esta tecnologia em particular, desde otimização do espaço ao desenvolvimento de soluções autónomas para realizar diversas atividades do dia a dia, tais como: limpeza dos módulos fotovoltaicos, corte de vegetação, entre outras.

Um dos principais desafios da evolução tecnológica está relacionado com os parques fotovoltaicos que seguem a orografia do terreno, dado que se torna imprescindível criar soluções capazes de transportar módulos, cortar a vegetação e limpar módulos em zonas de difícil acesso. Talvez os drones sejam uma boa aposta para ajudar a solucionar alguns destes problemas.

CAPÍTULO IV

4 – Híbridização

A transição dos parques eólicos para parques híbridos pode trazer vantagens do ponto de vista da estabilidade do fornecimento de energia. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê a instalação de novas unidades de produção num centro electroprodutor já existente, embora se mantenha a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente. Contudo, a segunda central fica sujeita à obtenção de licença de produção e de exploração autónomas [17].

Perante a necessidade de descarbonizar, é cada vez mais importante procurar alternativas que passem pela complementaridade entre as diferentes fontes de energia renovável [18].

Todavia, para além dos recursos eólico e solar, há que verificar o grau de complementaridade entre as duas tecnologias. Caso haja uma elevada simultaneidade de recursos, as limitações impostas à central podem até inviabilizar o projeto ou aumentar de forma considerável o retorno do investimento, assumindo, porém, que não há armazenamento [18].

Neste contexto, e de acordo com a informação apresentada na Figura 69, verifica-se que em termos médios o recurso eólico na região norte durante o dia é relativamente inferior comparativamente ao período noturno [18].

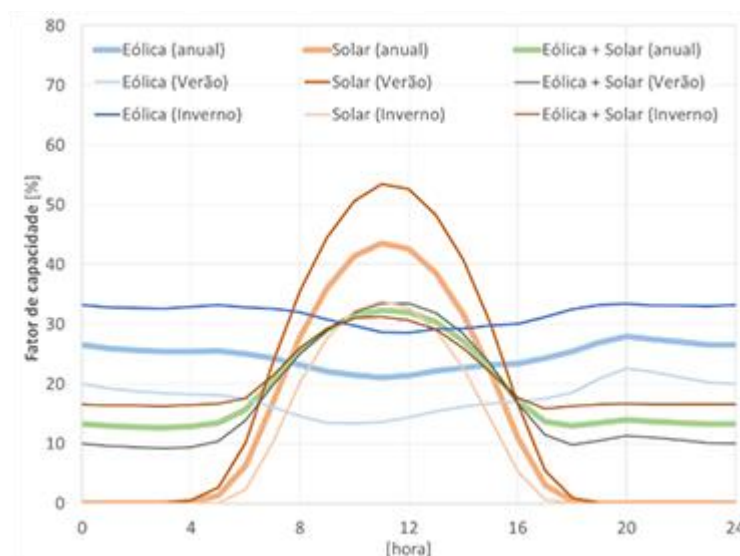


Figura 69: Análise da complementaridade solar e eólica - região norte [18]

Na Figura 70, observa-se que não existem variações relevantes entre o período de Verão e Inverno na região centro. Por outro lado, e no que diz respeito à simultaneidade, verifica-se a existência de maior intensidade do vento durante o dia, podendo dar origem a limitações impostas pelos sistemas de controlo [18].

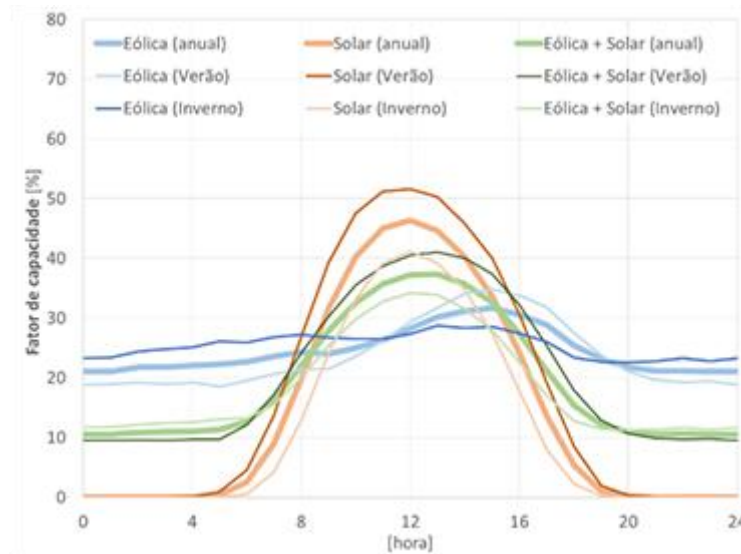


Figura 70: Análise da complementaridade solar e eólica - região centro [18]

Na figura 71, referente à região sul, é possível verificar um diferencial considerável relativamente ao recurso eólico no período diurno e noturno. Durante o dia existe bastante menos vento, aumentando assim o grau de complementaridade entre a fonte de energia solar e eólica [18].

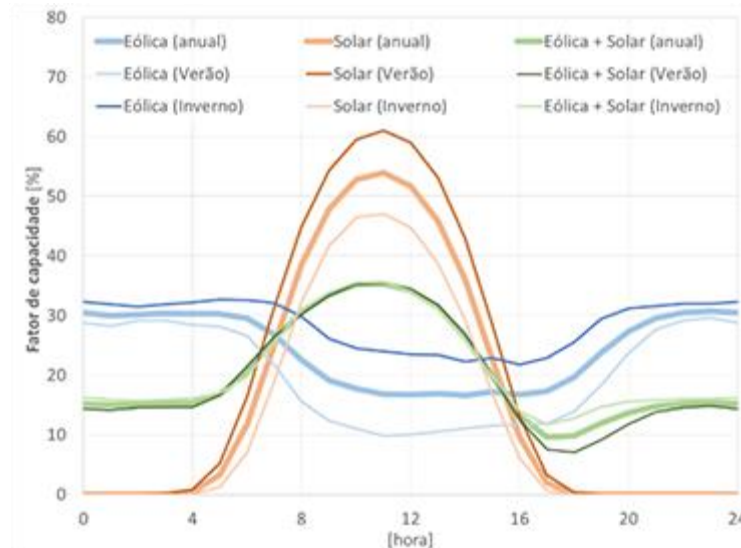


Figura 71: Análise da complementaridade solar e eólica - região sul [18]

O grau de simultaneidade de recursos pode ser observado na Figura 72. Verifica-se que na região centro as perdas por limitação são substancialmente superiores comparativamente às regiões norte e sul. Como reportado anteriormente, a região sul assume-se como a localização preferencial para a instalação de parques híbridos (instalação de parques fotovoltaicos em eólicos preexistentes), devido ao facto das perdas por limitação serem inferiores [18].

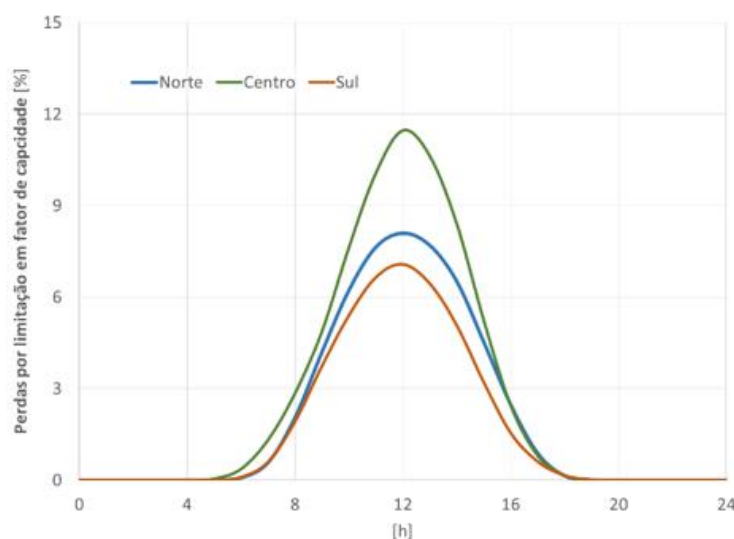


Figura 72: Perda de produção por limitação em fator de capacidade - norte, centro e sul [18]

4.1 – Parques Solares Flutuantes

Nos parques solares flutuantes os módulos fotovoltaicos estão instalados nas albufeiras das barragens, lagos, entre outros. Comparativamente aos parques convencionais terrestres, os sistemas flutuantes apresentam vantagens do ponto de vista financeiro, ambiental e na produção de energia mais eficiente, pelos seguintes motivos [19]:

- ❖ Arrefecimento: um módulo fotovoltaico flutuante é mais eficiente comparativamente a um módulo com as mesmas características instalado no solo, devido aos efeitos de arrefecimento pelo facto de se encontrar na superfície da água [19];
- ❖ Sombreamento: a sombra gerada pelas plataformas flutuantes utilizadas nestes projetos fotovoltaicos reduz a evaporação da água até 70% [19];
- ❖ Localização: a instalação de módulos fotovoltaicos flutuantes é uma alternativa às instalações solares montadas no solo em áreas onde o espaço pode ser extremamente limitado. Desta forma, a terra pode ser preservada para outros fins, como processos agrícolas [19];
- ❖ Infraestrutura: as infraestruturas flutuantes carecem de menos mão de obra e materiais comparativamente aos projetos instalados no solo [19].



Figura 73: Parque fotovoltaico flutuante - barragem do Alqueva [20]

Os parques fotovoltaicos flutuantes enquadram-se no conceito de hibridização devido à partilha das infraestruturas das hídricas onde estão instalados. Estes parques são, igualmente, conectados aos barramentos de média tensão das centrais hídricas.

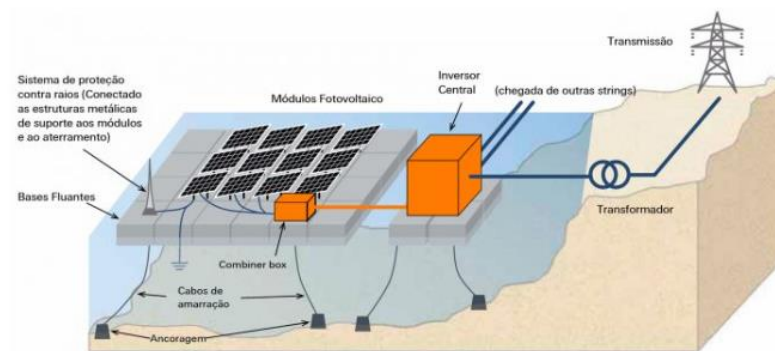


Figura 74: Desenho de um parque fotovoltaico flutuante [21]

4.2 – Parques Híbridos – Eólica e Fotovoltaica

No âmbito da hibridização entre energia eólica e fotovoltaica, existem duas configurações tipo:

- ❖ Eólica e Solar partilhando a mesma subestação e o mesmo ponto de ligação à rede (Figura 75);
- ❖ Painéis fotovoltaicos integrados com os aerogeradores (Figura 76).

A primeira é a mais desenvolvida, enquanto a segunda é uma versão alternativa que, em alguns casos, obriga os fabricantes dos aerogeradores a desenvolver os conversores a nível de *software* e *hardware* para que estes estejam preparados para trabalhar com ambas as tecnologias em simultâneo.

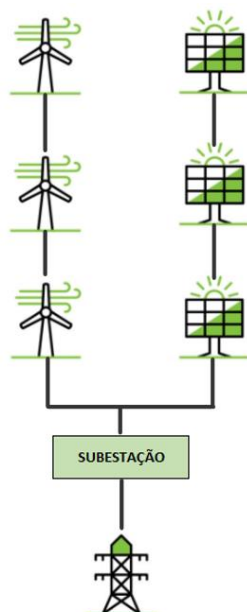


Figura 75: Eólica e Solar - mesmo ponto de ligação à rede

A principal vantagem dos módulos fotovoltaicos integrados com os aerogeradores é a possibilidade de os conversores solares serem dispensados, o que representa uma poupança em CAPEX consideravelmente importante.

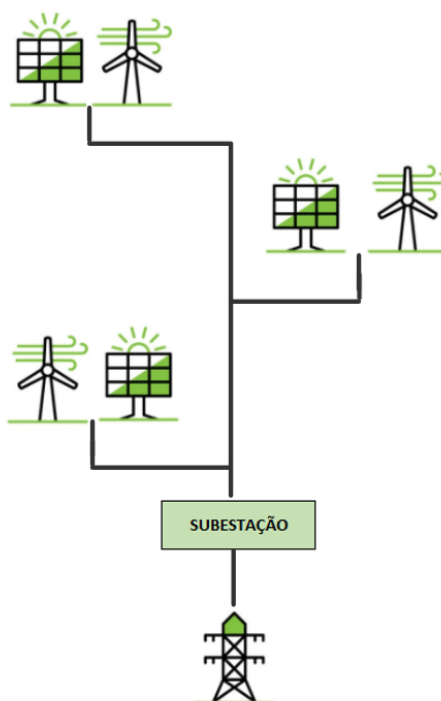


Figura 76: Painéis fotovoltaicos integrados com aerogeradores

Em geral, ambos os tipos de configuração maximizam o uso do ponto de conexão à rede, aumentando o fator de carga da instalação, reduzindo CAPEX e OPEX e os

tempos de licenciamento comparativamente com o desenvolvimento de parques eólicos ou solares em separado.

Porém, o sombreamento imposto pela torre e pás sobre os módulos fotovoltaicos deverá ser considerado na fase de projeto, dado que poderá inviabilizar a execução do mesmo. A solução poderia ser a instalação dos módulos fotovoltaicos mais distantes dos aerogeradores e, deste modo, mais afastados do sombreamento provocados por estes. No entanto, esta solução aumentaria o custo de *CAPEX*, perdas de energia devido à distância dos cabos e o custo das rendas ou aquisição de mais terrenos.

Por outro lado, a construção destes parques híbridos entre solar e eólico (Figuras 77 e 78) pode representar alguns desafios do ponto de vista do controlo de potência, operação e manutenção. No ponto de interconexão com a rede o controlador de potência é responsável por garantir a conformidade com os códigos de rede. Este controlo pode ser complexo, nomeadamente quando já existem aerogeradores de fabricantes distintos instalados nos parques. Nestes casos, o controlador de potência principal é responsável por gerir a produção de todas as unidades de geração, garantindo sempre o limite de potência de injeção na rede, caso contrário a proteção de interligação dará ordem de abertura ao disjuntor por $S > (Potência\ Aparente\ Superior)$. Uma das maiores dificuldades pode ser a gestão do parque solar, devido às variações bruscas provocadas pelo sombreamento das nuvens.



Figura 77: Vista Geral - parque híbrido solar e eólico (Minas Orgueirel – Sabugal)

No que concerne à operação e manutenção destes parques, e como referido no Capítulo III, a orografia do terreno representa dificuldades acrescidas para a realização das tarefas de manutenção devido às limitações técnicas e de Higiene e Segurança (H&S), dado que a realização de qualquer tarefa de manutenção nestes parques expõe os intervenientes a riscos adicionais comparativamente a outros projetos. Assim, tanto na fase de projeto como na fase de exploração, devem ser tomadas diversas medidas que mitiguem o risco de acidentes. Na fase de projeto, deve ser tida em consideração a criação de entradas e vários acessos no interior do parque que permitam aceder às zonas com declives acentuados.



Figura 78: Parque Híbrido (Solar e Eólico)

Relativamente à fase de exploração há várias medidas a considerar: para a lavagem dos módulos, devem ser utilizados veículos de lagartas com braço de lavagem, enquanto para o corte da vegetação, para além de maquinaria adequada, podem ser estabelecidas parcerias com pastores locais e utilizar os animais para manter a vegetação controlada. Para o transporte de inversores e módulos, os prestadores de serviço devem utilizar soluções 4x4 e comandadas remotamente para reduzir eventuais riscos de segurança.

4.3 – Tarefas de Manutenção

As atividades de manutenção nos parques híbridos variam comparativamente aos projetos fotovoltaicos convencionais, no que diz respeito aos métodos utilizados e planeamento, entre outros. No caso dos parques flutuantes, tanto a instalação como a manutenção envolvem trabalho manual em terra e na água, sendo que os trabalhadores devem estar preparados para trabalhar nestas condições.

Uma das principais vantagens dos parques flutuantes é o facto de não existir vegetação. Contudo, existe a necessidade de efetuar a limpeza dos módulos mediante a utilização dos robôs (Figura 79) ou através do processo manual, sendo que deve ser realçado que, por norma, os módulos flutuantes apresentam sujidade acentuada provocada pelos excrementos das aves.



Figura 79: Limpeza de módulos fotovoltaicos - parque flutuante [22]

Devido à dificuldade imposta pela localização dos módulos, a limpeza dos mesmos é um processo demorado e que requer cuidados acrescidos do ponto de vista de segurança. Por outro lado, os cabos e as conexões, devem ser inspecionados com regularidade, devido ao facto de estarem continuamente expostos à água. Também os flutuadores que sustentam os módulos carecem de manutenção regular para garantir a sua integridade.

Relativamente à manutenção corretiva, as atividades relacionadas com a substituição de módulos tornam-se igualmente exigentes pela logística associada ao transporte dos módulos e devido às dificuldades de substituição no local.

Quanto às tarefas de manutenção dos parques híbridos solar e eólico, a única diferença comparativamente ao solar convencional está relacionada com a orografia do terreno, que poderá obrigar à adoção de métodos de manutenção alternativos, contudo, as tarefas são as mesmas.

Do ponto de vista da manutenção, umas das principais vantagens pode ser a possibilidade de estabelecer contratos de manutenção com o prestador de serviço que efetua trabalhos no parque eólico. Deste modo, aproveitam-se os recursos sediados nas preferias dos parques reduzindo, por exemplo, os tempos de espera de intervenção.

4.4 – Conclusões

O tema hibridização é muito comentado na atualidade — o facto de existir a possibilidade de aproveitar as infraestruturas já existentes para interligar, por exemplo, um parque fotovoltaico é um fator de extrema importância, permitindo reduzir os custos de investimento e em alguns casos tornando o projeto rentável.

Contudo, concluiu-se que o avanço destes projetos carece da análise do grau de complementaridade entre ambas as tecnologias, neste caso concreto solar e eólica. Este cuidado deve-se ao facto de o projeto deixar de ser viável caso haja uma elevada simultaneidade do recurso solar e eólico. Porém, este não é o único pormenor a ser analisado; como referido, é também importante ter em atenção o sombreamento dos aerogeradores nos módulos fotovoltaicos.

De acordo com a análise realizada, a região sul do país apresenta um grau de complementaridade superior comparativamente às regiões centro e norte, uma vez que, em média, o recurso eólico no período diurno é mais baixo no sul.

Quanto aos parques flutuantes, no presente capítulo foram apresentadas as principais vantagens específicas associadas a esta tecnologia, tais como: arrefecimento do módulo fotovoltaico flutuante, sombreamento imposto pelas plataformas reduzindo a evaporação da água e localização — que também representa uma vantagem uma vez que liberta a terra para outros fins. A primeira vantagem é importante, dado que a temperatura é um dos principais fatores de quebra no rendimento dos módulos. Na generalidade, trata-se de projetos interessantes pelo desafio do desenvolvimento de soluções flutuantes, como por exemplo a utilização de cortiça.

No âmbito da hibridização, e como referido anteriormente, as características orográficas do terreno representam grandes desafios do ponto de vista da segurança e da operação em manutenção. O transporte dos materiais no interior do parque e a realização das tarefas de manutenção, mais concretamente limpeza dos módulos e corte da vegetação, são as áreas com maior margem de evolução no que diz respeito ao desenvolvimento de novos sistemas e equipamentos capazes de excetuar as tarefas em condições difíceis.

CAPÍTULO V

5 – Subestações e Linhas de Transmissão e Distribuição

5.1 – Constituição da Subestação

A constituição das subestações varia em função de vários critérios, tais como: níveis de tensão, características técnicas da instalação e/ou exigências da rede de transporte/distribuição. A Figura 80, refere-se a uma Subestação de 220kV da rede nacional de transporte.

No entanto, no sentido produção – rede tem-se:

- ❖ Celas de medida tensão – o número das mesmas varia em função da dimensão da central;
- ❖ Transformador de potência – a dimensão depende a potência do mesmo. De referir, que este equipamento está, habitualmente, protegido a montante e jusante por descarregadores de sobretensão;
- ❖ Disjuntor de alta tensão;
- ❖ Transformadores de tensão (TT) e transformadores de intensidade de corrente (TI) – habitualmente, estes dispõem três enrolamentos no secundário para o sistema SCADA, contagem e proteção;
- ❖ Seccionador de linha.



Figura 80: Subestação de 220kV

5.2 – Descrição das Linhas Aéreas

Nas centrais de produção de energia renovável em Portugal existem linhas internas e externas com vários níveis de tensão: 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV, 60 kV, 220 kV e

400 kV, caracterizadas por Linha Aérea de Média Tensão (LAMT), Linha Aérea de Alta Tensão (LAAT) e Linha Aérea de Muito Alta Tensão (LAMAT), respetivamente. Os componentes que constituem as linhas aéreas devem ser escolhidos tendo em conta as solicitações elétricas e mecânicas a que serão submetidos, de forma a garantir a fiabilidade da linha elétrica, aumentando assim o desempenho da mesma. Os elementos necessários para a constituição das linhas aéreas são os seguintes: apoios; condutores; isoladores; armações; dispositivos de anti-nidificação; e sistemas de balizagem diurna e noturna.

5.2.1– Apoios

Ao conjunto do poste, maciço e armação (quando aplicável) dá-se o nome de Apoio. Os apoios são o suporte dos elementos mencionados anteriormente. De acordo com a função que desempenham e a posição que ocupam ao longo do traçado da rede elétrica, os apoios das LAMT, LAAT e LAMAT podem ser do seguinte tipo [23]: de ângulo; de alinhamento; de reforço em alinhamento ou em ângulo; e de fim de linha e/ou transição linha aérea/cabo subterrâneo.

5.2.2 – Condutores

Na generalidade, os cabos das linhas aéreas (LA) são constituídos por condutores de alumínio-aço, *Aluminium Cable Steel Reinforced* (ACSR), em alumínio, *All Aluminium Conductors* (AAC), ou em liga de alumínio, *All Aluminium Alloy Conductors* (AAAC). Estes condutores são compostos por uma ou várias camadas de fios de alumínio em camadas concêntricas e um núcleo em aço galvanizado [23].

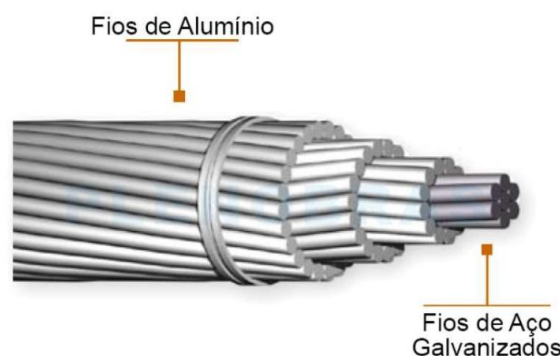


Figura 81: Cabo ACSR [23]

Em particular, nas linhas aéreas de alta e de muito alta tensão são utilizados os cabos do tipo AAAC. Os condutores do tipo AAC são mais utilizados em curtas distâncias na distribuição de energia elétrica e são constituídos por condutores concêntricos, compostos por uma camada ou várias camadas de fios de alumínio [23].

5.2.3 – Isoladores

A função principal dos isoladores é isolar o condutor do apoio e/ ou dos suportes. Este deve evitar a passagem de corrente do condutor para a estrutura que o suporta. Por outro lado, os isoladores também sustentam mecanicamente os barramentos e cabos. Os isoladores são escolhidos em função do nível de tensão nominal da linha e dos níveis de poluição (salina e/ou industrial) existente na zona de implantação da linha aérea [23]. Existem dois tipos de principais de isoladores: de acoplamento em cadeia e os rígidos.

Os isoladores em cadeia são constituídos por isoladores de campânula. Estes isoladores são de porcelana, de vidro ou de resina *epoxy*. Por norma, nas linhas aéreas instaladas nos parques eólicos e fotovoltaicos são utilizados os isoladores em cadeia.



Figura 82: Cadeias de isoladores – tipo acoplável

Nas subestações os isoladores utilizados são do tipo rígido, garantindo o isolamento entre as partes ativas e as estruturas metálicas, assim como suportando os barramentos.

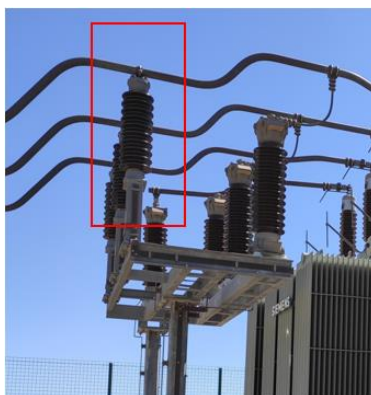


Figura 83: Isolador do tipo rígido

5.2.4 – Armações

As armações dos postes de betão são estruturas metálicas instaladas no topo do apoio, cuja principal função é suportar os condutores e isoladores. A disposição das armações mais utilizadas na rede aérea são: esteira vertical, esteira horizontal, em triângulo e galhardete. Conforme é descrito na Tabela 5, em função do tipo de disposição é recomendada a utilização de uma armação específica.

Tabela 5: Armações normalizadas para postes de betão [23]

Configuração da linha	Designação	Aplicação	Tipo de isolamento
Esteira Horizontal	HAL	Alinhamento e pequenos ângulos	Isoladores rígidos (eixo vertical)
	HAN	Ângulo	Cadeias de amarração
	HRF	Reforço	
	HFL	Fim de Linha	
	HSC	Alinhamento e ângulo (poste c/seccionador)	
	HRFSC	Reforço (poste c/seccionador)	
	HDR	Derivação	
	HPT4	Posto de transformação aéreo	
Triângulo	TAL	Alinhamento e pequenos ângulos	Isoladores rígidos (eixo vertical)
	TAN	Ângulo	Cadeias de amarração
	TRF	Reforço	
	TFL	Fim de Linha	
Galhardete	GAL1	Alinhamento e pequenos ângulos	Isoladores rígidos (eixo vertical)
	GAL	Alinhamento	Cadeias de amarração
	GAN	Ângulo	
Esteira Vertical	VAL	Alinhamento	Isoladores rígidos (eixo vertical)
	VAN	Ângulo	Cadeias de amarração
	VRF	Reforço	
	VFL	Fim de Linha	

5.2.5 – Dispositivos de anti-nidificação

A colocação de dispositivos anti poiso/nidificação nos apoios das LAMT/AT tem como objetivo impedir o poiso e a nidificação de aves, para minimizar o risco de eletrocussão e evitar o risco de contornamento das cadeias de isoladores, devido à acumulação

dos excrementos das aves e/ou dos materiais utilizados pelas aves para construir os ninhos na superfície dos isoladores. Existem dispositivos de características distintas e são aplicados em função do tipo de amarração e nível de tensão. Na Figura 84, são apresentados alguns exemplos.

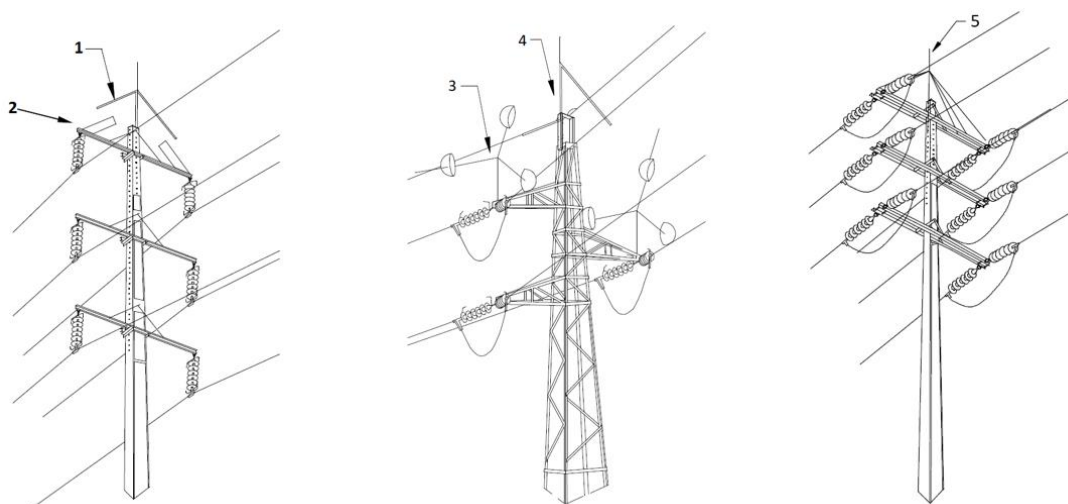


Figura 84: Apoio com dispositivos [24]

(1-Anti nidificação (seta simétrica); 2- Anti poiso chapa de 3 AT; 3-Turbina para postes AT e MT; 4 - Anti nidificação (seta assimétrica); 5 - Anti nidificação (guarda-chuva)

Do ponto de vista da O&M, e principalmente, quando os apoios estão instalados próximo de habitações, o dispositivo identificado por “Turbina para postes AT (3)” pode tornar-se um problema devido ao ruído que estes dispositivos produzem, causado pela corrosão no mecanismo de rotação. Nestes casos, e perante eventuais reclamações dos afetados, é necessário programar a consignação da linha aérea e proceder à substituição do dispositivo de nidificação. Contudo, esta intervenção obriga à indisponibilização do parque eólico ou fotovoltaico, resultando em perdas de produção para o promotor.

5.2.6 – Sistemas de balizagem diurna e noturna

De acordo com a legislação das entidades aeronáuticas de cada país, neste caso concreto da Autoridade Nacional de Aviação Civil (ANAC), que é a entidade reguladora em Portugal, as linhas aéreas que cruzam ou acompanham determinados pontos geográficos e/ou rotas aéreas da aviação comercial e militar carecem de identificação nas seguintes situações [23]:

- ❖ Travessia de albufeiras, lagoas, lagos e cursos de água de largura superior a 80 m;
- ❖ Corredores de aviação;
- ❖ Áreas de cultura agrícola intensiva onde haja necessidade de efetuar a aplicação de produtos químicos com recurso à utilização de meios aéreos;

- ❖ Rotas de aves migratórias ou de proteção ambiental;
- ❖ Travessias de ferrovias, rodovias principais e túneis;
- ❖ Vales com ou sem cursos de água com largura superior a 80 m;

Existe dois tipos de balizagem, diurna e noturna, utilizadas frequentemente nas LAAT e LAMAT e em particular para valores de $U \geq 150$ kV, devido à grande dimensão dos apoios e vãos longos. De referir que esta obrigação também poderá ser exigida em LAMT em situações muito específicas [23].

A balizagem diurna obriga à pintura dos apoios, colocação de esferas sinalizadoras e instalação de dispositivos espanta aves. Conforme se mostra na Figura 85, a pintura com tinta laranja internacional e branco leite é realizada em faixas alternadas de 6 m cada. De referir, que na pintura em apoios metálicos, as tintas devem ter características adequadas e o primário aplicado deve ter características de aderência ao zinco. Quanto às esferas sinalizadoras, estas têm cor branca e vermelha ou laranja internacional, com diâmetro de 60 cm cujo espaçamento entre si dista 30 m de distância. Contudo, esta distância pode variar em função da localização das linhas e em situações específicas [23].



Figura 85: Poste AT - Balizagem diurna - laranja e branco [25]

A balizagem noturna obriga à instalação de dispositivos luminosos nos apoios, próximo dos mesmos ou nos condutores da linha. Nos condutores são instaladas lâmpadas da cor vermelha, que é a cor padrão usada na aviação e funciona como sinalizador de alerta. Estes sistemas balizadores também permitem comprovar se a linha está em tensão numa das fases [23]. Trata-se de um sistema económico e

robusto, no entanto, o facto de o dispositivo não funcionar em caso de ausência de tensão representa uma limitação a nível de segurança.

Relativamente ao sistema luminoso instalado nos apoios, este consiste num sistema equipado com lâmpada LED, armário de controlo, módulo fotovoltaico e uma bateria de *backup* [23].



Figura 86: Apoios metálico com balizagem noturna [26]

A nível operacional e, de forma a garantir o cumprimento da legislação, são realizadas inspeções anuais às linhas aéreas a fim de verificar se está tudo em conformidade. Uma das principais preocupações passa por verificar se os sistemas de balizagem noturna estão a funcionar, contudo, na maioria dos casos esta inspeção tem de ser realizada no período noturno para verificar se os dispositivos luminosos estão operacionais.

Porém, atualmente, já existem sistemas nos apoios que monitorizam o estado dos dispositivos luminosos e em caso de falha podem avisar o promotor. Caso seja detetada alguma anomalia no sistema luminoso esta deve ser comunicada à Autoridade Aeronáutica.

5.3 – Transição Linha Aérea/Cabo Subterrâneo

No caso particular dos parques eólicos/solares a transição da rede aérea para rede subterrânea acontece para conectar ao Quadro de Média Tensão (QMT) dos aerogeradores ou aos postos de seccionamento (PS) de ambos os parques. Esta necessidade também surge para evitar o atravessamento de uma zona urbana ou suburbana pela linha aérea [23].

Na transição são instaladas caixas terminais de cabo e descarregadores de sobretensão (DST) para a proteção das sobretensões originadas pelas descargas atmosféricas e/ou manobras de comutação. Habitualmente, também é instalado um

interruptor ou um seccionador para isolar o troço de cabo subterrâneo [23]. De referir que as bainhas dos cabos isolados devem ser interligadas e conectadas ao terminal de terra.

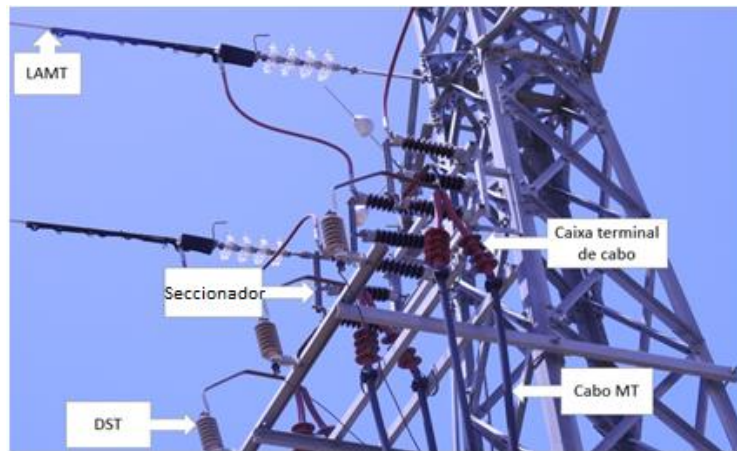


Figura 87: Apoio de transição de linha aérea para cabo subterrâneo

Embora não seja comum em Portugal, no Brasil, por exemplo, existem situações em que o transformador dos aerogeradores está localizado no exterior da torre distanciado do solo e a amarração da linha aérea é realizada diretamente na estrutura criada na torre do aerogerador, como se pode verificar na Figura 88.



Figura 88: Aerogerador com transformador no exterior da torre

Os prestadores de serviço com contrato O&M inspecionam anualmente as transições das linhas de aéreo para subterrâneo, cujo objetivo passa por verificar o estado das caixas de fim de cabo, descarregadores de sobretensão, suportes dos cabos, isoladores e dos contactos dos seccionadores ou interruptores-seccionadores.

5.4 – Cabos Subterrâneos

Os cabos subterrâneos são utilizados nas redes de MT, AT e MAT. Ao contrário das linhas aéreas, o condutor dos cabos subterrâneos é revestido e protegido por material isolante, garantindo o isolamento entre a parte ativa e o meio envolvente.

Existem cabos monopolares e tripolares. O cabo monopolar tem apenas uma alma condutora, enquanto o cabo tripolar dispõe de três almas condutoras, uma para cada fase – Figura 89.



Figura 89: Cabo Média Tensão - 1) Cabo Monopolar 2) Cabo Tripolar [27]

O cabo é constituído pelo(s) condutor(es), isolamento e a bainha exterior; nos cabos MT, AT e MAT o isolamento é em polietileno reticulado (XLPE) [28]. A tensão estipulada dos cabos MT, AT e MAT é dada pela combinação dos valores U_0 , U e U_m sob a forma $U_0/U (U_m)$, onde [28]:

- ❖ U_0 é o valor eficaz da tensão entre o condutor e a blindagem;
- ❖ U é o valor eficaz de tensão entre dois condutores (num sistema de cabos monopolares);
- ❖ U_m é o valor eficaz máximo da “tensão mais elevada da rede”, para a qual o cabo pode ser usado.

Na Tabela 6, indicam-se as tensões estipuladas para os cabos MT, AT e MAT, no âmbito desta análise não foram considerados cabos de Baixa Tensão (BT).

Tabela 6: Tabela das Tensões Estipuladas dos Cabos MT, AT e MAT [28]

Tensão Nominal (kV)	Tensão Estipulada - $U_0/U (U_m)$ (kV)	
	U_0/U (kV)	U_m (kV)
6	3,6/6	7,2
10	6/10	12
15	8,7/15	17,5
30	18/30	36
60	36/60	72,5
110	64/110	123
150	87/150	170
220	130/220	245
400	230/400	420
500	290/500	525

Na Figura 90, estão representados os principais constituintes dos cabos: condutor, camada semicondutora do condutor, isolamento, camada semicondutora do isolamento, blindagem metálica e cobertura ou bainha externa. A nível elétrico o isolamento do condutor completa o cabo. Os restantes elementos servem de proteção contra danos de origem elétrica e mecânica.

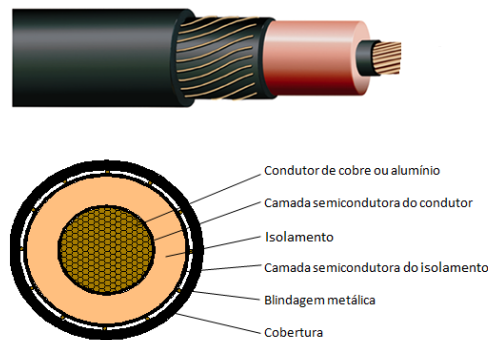


Figura 90: Cabo de Média Tensão e elementos constituintes [29]

Os cabos podem ser instalados diretamente na vala, em tubos de policloreto de vinilo (PVC) e em esteiras adequadas. Porém, nos parques eólicos e fotovoltaicos, por norma os cabos são enterrados diretamente no solo. A sua instalação obedece ao cumprimento do Decreto-Lei n.º 180/91, de 14 de maio (aprova o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão), mais concretamente com os artigos 80.º e 81.º, que definem a profundidade de enterramento dos cabos e a sinalização dos mesmos na vala.

O facto de os cabos estarem instalados diretamente na vala torna-os mais vulneráveis, nomeadamente quando não são cumpridos os artigos referidos anteriormente, na fase de construção. A probabilidade de falhas nos cabos aumenta em função da idade. Contudo, salvo raras exceções, a maior parte dos problemas surge nas uniões subterrâneas de cabo. Assim, no Capítulo VI, será apresentada uma proposta que visa minimizar o acontecimento destes problemas de forma inesperada, reduzindo assim os custos de OPEX.

5.5 – Monitorização e Controlo de Subestações

A monitorização e controlo das subestações é realizada mediante a utilização de sistemas denominados por *Distributed Control System* (DCS) que apresentam quatro níveis de arquitetura [28]:

- ❖ Nível 1: equipamentos locais;
- ❖ Nível 2: unidade locais de comando, controlo e proteção;
- ❖ Nível 3: Posto de Comando Local (PCL);
- ❖ Nível 4: sistema SCADA.

As comunicações entre os diversos níveis são asseguradas mediante a utilização de cabos de controlo, cabos *Unshielded Twisted Pair* (UTP) e cabos de fibra ótica [28]. Na Figura 91, estão representadas as interligações existentes entre os equipamentos de proteção – IED (*Intelligent Electronic Device*), *switch* de comunicação, autómatos, RTU (*Remote Terminal Unit*), conversores, entre outros equipamentos. As linhas laranja estão associadas às conexões realizadas através de fibra ótica, enquanto as linhas azuis correspondem a conexões em cabo de comunicação (UTP).

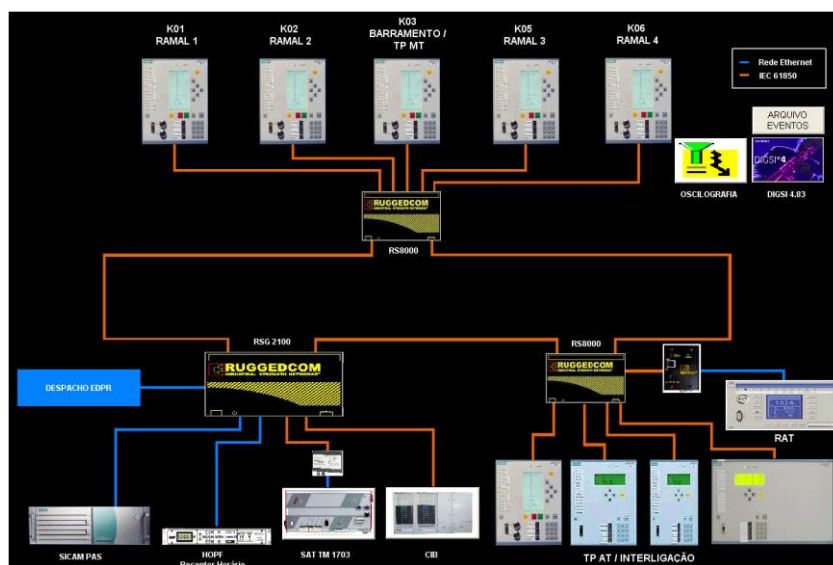


Figura 91: Arquitetura do sistema de comando e controlo

De realçar, que os despachos desempenham um papel preponderante no controlo e monitorização dos ativos. Estes operam 24h/dia de forma a garantir a supervisão permanente e têm de estar atentos às alterações de estado nas subestações. Na Figura 92, estão representadas as alarmísticas associadas aos sistemas principais das subestações.

SE REMOTO					
SACA D001 / F01 - Fusão Fusível DSI D01 / F1 - TSA Desligado D02 / F2.1 - Disj. Vig. Tensão D03 / F3 - Disj. Barr. Prior. D04 / F4 - Disj. Barr. Tom. D05 / F5.3 - Disj. Q. Com. D06 / Q06_Q011 - T. Ext.G. Hid. D07 / Q12 - R. Aquec. 60kV SACA D10 / F10 - Disj. Ca. Tom. Ext. D11 / F11 - Disj. Grupo Hidro. D12 / F12 - R. Aquec. 60kV D13 / F22 - Disj. Rect. Onbld. D14 / F23 - Disj. Arm. Vent. TE D15 / F24 - Reserva D16 / F25 - Reserva D17 / F26 - Barr Tom Q. Cmd	SACA D002 / F27 - Barr. / Tom. PE D01 / F28_F29 - Reserva D02 / Q3_Q27 - Agr. Interrupt. SACC D03 / F50 - Disj. 230VAC Ond. D04 / F52_F53 - Tom.Op/Cont D05 / F54_F55 - Int. Incêndio D06 / F57_F58 - Sonda GDA D07 / F59_F60 - Q. Coman. D10 / F70 - Disj. 110VDC D11 / F72 - Disj. FM Celas MT D12 / F73 - Disj. Sin. Celas MT D13 / F74 - Disj. +CP Celas MT D14 / F75 - FM Secc. Lo TP D15 / F76 - Disj. FM Disj. TP D16 / F77 - Disj. +CP Lo TP D17 / F78 - Disj. Pol. Geral	SACC D003 / F79 - Disj. UC-PCL I D01 / F80 - Disj. UC-PCL II D02 / F81 - Disj. Sin. Linha TP D03 / F82 - Reserva D04 / F83 - Reserva D05 / F84 - Reserva D06 / F85 - Com. Carga TP D07 / F89 - D. Disj. 48VDC D10 / F92_F94 - Disj. Q. Com. RECTIFICADORES D11 - Rect. Falha AC D12 - Rect. Falha 48VDC D13 - Defeito Polo Terra D14 - Falha Onbldador D15 - Anomalia Bateria D16 - Rect. Falha 110VDC D17 - Rect. Watchdog	UGC D004 / F11 - Disj. SICAM PAS D01 / F12 - Disj. UC-PCL D02 / F13 - Disj. SWITCH D03 / F14 - Disj. ROUTER D04 / F15 - Disj. GPS-HOPF D05 / F16 - Disj. DC-DC 110/24 D06 / F21 - Disj. Monitor D07 / F22 - Disj. Alm. Sinal. D10 - Watchdog SWITCH D11 - Watchdog GPS-HOPF D12 - Watchdog ROUTER LTP & KOP D13 - LTP - Watchdog MP15Sw D14 / F77 - LTP - Falha +CP D15 - Disj. Disj. TT's GDA SIS. INTRUSÃO/INCÊNDIO D16 - Sin. Int. Desactivado D17 - Sist. Int. Actuado	SIS. INTRUSÃO/INCÊNDIO D005 / Sin. Incêndio Anomalia D01 - Sin. Incêndio Actuado LTP & KOP D02 / F21 - K01 - Falha +CP D03 / K01 - Watchdog MP1 D04 / F21 - K02 - Falha +CP D05 / K02 - Watchdog MP1 D06 / F21 - K03 - Falha +CP D07 / K03 - Watchdog MP1 D10 - Watchdog Switch MT D11 / F21 - K05 - Falha +CP D12 / K05 - Watchdog MP1 D13 / F21 - K06 - Falha +CP D14 / K06 - Watchdog MP1 TSA D15 - Secc. Br. Aberto D16 - Secc. Br. Fechado D17 - Shutdown PC	TSA D006 / Secc. Terra Aberto D01 - Secc. Terra Fechado D02 - Temp. Alarme D03 - Temp. Disparo D04 - Reserva D05 - Fusão Fusível D06 - Falha Tensão Com. RN D07 - Secc. Br. Aberto D10 - Secc. Br. Fechado D11 - Secc. Terra Aberto D12 - Secc. Terra Fechado D13 - Temp. Alarme D14 - Temp. Disparo D15 - Disparo Pressão-Gás D16 - Fusão Fusível D17 - Falha Tensão Com.

Figura 92: Variáveis de estados dos sistemas instalados nas subestações

Em caso de falha, o sistema de registo de perturbações irá permitir analisar o comportamento das grandezas elétricas, assim como a distância em que ocorreu a avaria. No Capítulo VI, é dado um exemplo da importância deste sistema no diagnóstico das avarias.

5.6 – Atividades de Manutenção nas Subestações

Por norma, as ações de manutenção dos auxiliares elétricos das subestações são realizadas com periodicidade anual. Contudo, durante o ano são realizadas inspeções para verificar se os equipamentos estão em conformidade. De realçar que o planeamento destas ações de manutenção carece da análise rigorosa das previsões de vento e chuva. No decorrer das respetivas ações de manutenção preventiva são realizadas as seguintes atividades principais:

- ❖ Limpeza dos Isoladores;
- ❖ Lubrificação dos contactos do seccionador de linha;
- ❖ Verificação do torque dos parafusos;
- ❖ Medição da resistência de isolamento entre fases do transformador;
- ❖ Medição da resistência de isolamento entre fase x terra;
- ❖ Medição do índice de polarização (nível envelhecimento);
- ❖ Substituição da sílica do transformador;
- ❖ Ensaio do relé *Buchholz*;
- ❖ Recolha de amostra de óleo do transformador;
- ❖ Ensaio dos sensores temperatura (transformador de potência/serviços auxiliares e reactância neutro);
- ❖ Medições de terra;

- ❖ Inspeções às linhas aéreas;
- ❖ Termografias.

De referir que as ações de manutenção que requerem a consignação⁸ da subestação dos parques fotovoltaicos devem ser realizadas durante a noite ou em períodos de baixa irradiação. Este cuidado é imprescindível para garantir o melhor desempenho dos parques fotovoltaicos. No caso dos parques eólicos, e pelos mesmos motivos, a manutenção deve ser realizada em períodos com recurso eólico baixo.

5.6 – Tipo de Avarias

Como referido anteriormente, à medida que os parques envelhecem começam a surgir avarias com mais frequência em diversos equipamentos, tais como:

- ❖ Cabos subterrâneos;
- ❖ Descarregadores de sobretensão;
- ❖ Isoladores;
- ❖ Celas de Média Tensão;
- ❖ Caixas de cabo;
- ❖ Caixas terminal de cabo;
- ❖ Disjuntores;
- ❖ Seccionadores;
- ❖ Transformadores de corrente;
- ❖ Transformadores de tensão.

Estes problemas surgem a qualquer momento, independentemente das condições climáticas ou outros fatores. Porém, estas avarias têm um impacto grande, uma vez que, por norma, colocam em causa a produção de energia. Assim, carecem de resolução com a maior brevidade possível.

Na Figura 93, é possível verificar a união de um cabo de 10 kV danificada. Este problema ocorreu no período noturno com um fator de carga de 50%. Sempre que estes defeitos ocorrem é necessário: primeiramente, analisar a extensão do problema e realizar testes e medições para identificar o cabo com defeito; de seguida, acionar equipas para localizar a avaria; e, por último, ativar as equipas para reparação do cabo, sendo que estas devem estar equipadas com o material necessário incluindo mini-escavadora para abrir a vala. No Capítulo VI, este assunto será abordado com mais pormenor e será proposta uma oportunidade de melhoria que visa a mitigar o aparecimento destes defeitos de forma inesperada.

⁸ Consignação é um conjunto de operações que consiste em isolar, bloquear e estabelecer ligações à terra e em curto-circuito de um elemento de rede ou de uma instalação previamente retirado da exploração normal e que têm por objetivo garantir as condições de segurança necessárias à realização de trabalhos fora de tensão nesse elemento de rede ou nessa instalação [34].



Figura 93: Cabo subterrâneo de média tensão de 10 kV

No decorrer das inspeções às linhas aéreas, realizadas anualmente, são encontrados com frequência danos nos isoladores. Contudo, estes danos não constituem um problema grave, dado que a instalação poderá continuar em funcionamento sem qualquer tipo de limitação. No entanto, a substituição do isolador deve ser planeada e executada num curto espaço de tempo. Na Figura 94, é identificado um isolador de uma LAAT com um disco partido.



Figura 94: Isolador com um disco partido – LAAT

Na Figura 95, é possível verificar que a caixa terminal de cabo rebentou no interior da cela de média tensão. Depois do problema estar identificado, esta avaria poder-se-ia resolver num curto espaço de tempo, carecendo apenas da consignação da instalação e acionamento das equipas de piquete. Contudo, neste caso concreto, o facto de não existir folga suficiente no cabo de média tensão atrasou consideravelmente a reparação do cabo. Isto porque, para se fazer uma caixa de terminal nova, é necessário abrir a caixa danificada, cortar o cabo, preparar a ponta do cabo e instalar a caixa nova. Esta situação deve ser considerada na fase de projeto e fiscalização em

obra, de forma a garantir que a empresa instaladora deixa folga no cabo para evitar estas dificuldades no futuro.



Figura 95: Caixa terminal cabo danificada – 30 kV

A Figura 96 diz respeito a uma avaria no transformador de corrente da fase L2 na cela de contagem do posto de seccionamento. Para além da substituição dos transformadores, foi necessário efetuar a reprogramação da proteção e do analisador de rede, implicando ainda a deslocação de uma equipa ao local para efetuar a auditoria de contagem.



Figura 96: Transformador de corrente (TI) danificado – 15 kV

5.7 – Conclusões

Neste capítulo foi abordada a constituição das subestações, linhas aéreas, cabos subterrâneos, transições, monitorização, manutenção e avarias mais frequentes. As subestações apresentadas são as mais comuns nos projetos das centrais renováveis, dado que as subestações inseridas na rede de distribuição são constituídas por maior número de equipamentos.

Sobre as linhas aéreas, para além da descrição de cada equipamento que as constitui, foram reportadas algumas avarias, sendo que, após análise das mesmas, concluiu-se que os problemas mais frequentes estão associados às transições aéreo-subterrâneo, nos cabos subterrâneos e nos isoladores das linhas, embora neste último caso com menor impacto. Os problemas nas transições estão normalmente associados ao rebentamento dos descarregadores de sobretensão e ao desgaste dos materiais isolantes da caixa terminal do cabo, justificando assim que sejam realizadas inspeções com maior frequência.

As avarias nos cabos subterrâneos surgem, por norma, nas uniões, devido à degradação dos materiais isolantes - contudo, no subcapítulo 6.2, serão apresentadas algumas soluções com o objetivo de reduzir estes problemas.

Quanto à monitorização das subestações, esta é tão ou mais importante do que a monitorização feita aos aerogeradores e inversores, dado que em caso de falha o impacto pode ser considerável, podendo em função da avaria indisponibilizar todos os centros produtores. Assim, é imprescindível estar atento à alarmística gerada pelos equipamentos, nomeadamente no que diz respeito aos serviços auxiliares de corrente contínua (SACC), devido ao facto das cargas essenciais como bobinas de mínima dos disjuntores de MT, AT e MAT serem alimentadas por intermédio deste circuito.

Quanto à manutenção das subestações, a realização da mesma carece de uma análise rigorosa das previsões, dado que todo o parque fica indisponível. As tarefas a realizar no decorrer da manutenção dos parques eólicos e fotovoltaicos são as mesmas, podendo variar apenas o período de execução das mesmas, de forma a não indisponibilizar o parque solar durante o dia.

No geral, e analisando algumas das avarias reportadas, torna-se evidente a importância da realização de uma correta fiscalização na fase de instalação, para além da necessidade de serem adotadas novas práticas na fase de projeto, com o objetivo de reduzir os custos de operação *a posteriori*. Inclusivamente, há determinados detalhes que se forem tidos em consideração na fase inicial não representam o aumento de custos para o projeto. O impacto das avarias nas subestações, linhas aéreas e cabos subterrâneos representam perdas de produção consideráveis, assim como custos associados à reparação de equipamentos e aquisição de novos componentes, daí a importância destes pormenores.

CAPÍTULO VI

6 – Casos de Estudo

6.1 – Avaria de um Grande Componente - Aerogerador

O aerogerador em análise parou de emergência e ficou sem comunicação de imediato e, por este motivo, não foi possível recolher mais dados do sistema SCADA. Após a análise do aerogerador ao lado, no momento da paragem, a máquina deveria estar a produzir aproximadamente 700 kW.

6.1.1 – Transformador Seco

No modelo de aerogerador em causa, os transformadores estão instalados a meio da torre a cerca 40 m de altura. Estes têm um enrolamento primário de média tensão ligado à rede elétrica (N1, HV – Figura 97), um enrolamento secundário de 690 V para o gerador (N2, LV1 – Figura 97) e um enrolamento secundário de 400 V para alimentação dos serviços auxiliares do aerogerador (N3, LV2 – Figura 97).

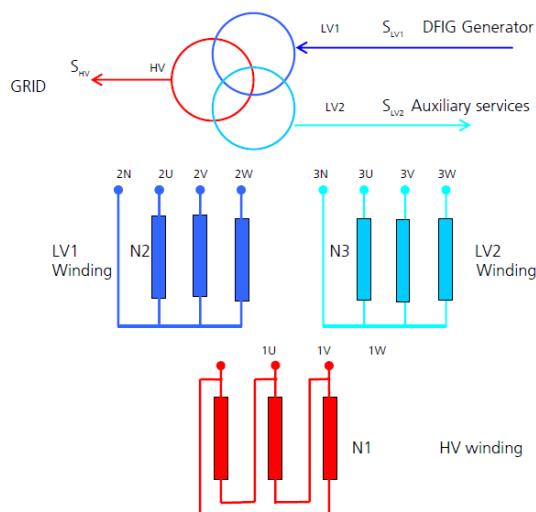


Figura 97: Esquema de ligações MT/BT

No decorrer da inspeção ao aerogerador foram encontrados os fusíveis (fase L1 e L3) fundidos na cela de proteção ao transformador. Posto isto, e de acordo com o procedimento interno, a cela de média tensão foi consignada, permitindo assim retirar a chave do encravamento que assegura o acesso ao transformador. De seguida, foi realizada uma inspeção visual ao transformador e foram encontrados sinais claros de curto-circuito.

As bobinas do andar de MT e os cabos de BT (400 V/690 V) encontravam-se consideravelmente danificados. Devido ao calor gerado pela combustão dos cabos e bobinas do transformador, foram detetados vários equipamentos danificados nos armários de 690 V/400 V instalados no patamar superior ao do transformador. Nas Figuras 98 e 99, mostra-se o transformador avariado, nomeadamente o ponto estrela (690 V) e zona inferior das bobinas MT, respetivamente.



Figura 98: Transformador avariado - ponto estrela 690 V



Figura 99: Transformador avariado - zona inferior das bobinas MT

O transformador em causa foi construído por um fabricante espanhol, com a potência de 2000-80kVA, e entre outras características possui a classe de isolamento F, que corresponde à temperatura de 155 °C (temperatura máxima que o material de que é feito o isolamento pode suportar sem perder as suas propriedades). Na Figura 100, apresenta-se a chapa de características do transformador.



Figura 100: Chapa de características do transformador

6.1.2 – Proposta de melhoria do transformador seco

Nos últimos anos, têm surgido vários problemas nos transformadores instalados nestes modelos de aerogeradores. Para além de outros fatores, o facto de estarem em funcionamento a meio da torre leva que estejam mais sujeitos a vibrações, que são a origem da maior parte dos problemas que ocorrem. O transformador dispõe de dois pontos de fixação (Figura 101), mas devido ao excesso de temperatura gerada durante o funcionamento, os sinoblocos deterioram-se com facilidade e os próprios parafusos perdem o torque, levando a que o transformador vibre. Assim, no que diz respeito ao problema dos parafusos, foi aplicada uma solução simples, que passou pela substituição das porcas por porcas freadas. No caso dos sinoblocos, estes passaram a ser trocados com maior frequência.

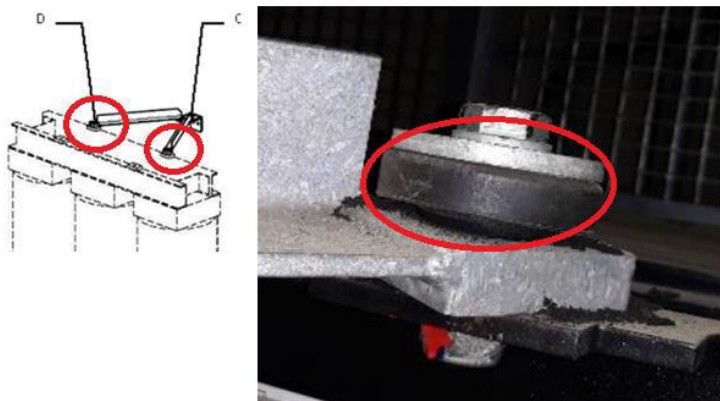


Figura 101: Pontos de fixação do transformador

Foram depois identificados outros pontos que carecem de melhoria e, por esse motivo, foi criada uma *checklist* específica para a manutenção ao transformador:

- ❖ Verificar a ligação do núcleo à terra;
- ❖ Garantir o funcionamento dos ventiladores;
- ❖ Verificar o posicionamento do cabo de sinal (sondas de temperatura);
- ❖ Verificar o funcionamento da central de temperatura (alarme e disparo);
- ❖ Verificar o posicionamento das juntas de amortecimento;
- ❖ Verificar o estado dos isoladores;
- ❖ Verificar o estado das mangas termoretráteis (cabos 150 mm²);
- ❖ Verificar o posicionamento/torque dos tacos de apoio das bobinas (inferiores e superiores) não devem estar soltos ou inclinados (entre 20 Nm e 40 Nm);
- ❖ Pernos conexão estrela/triângulo e terminais de baixa tensão;
- ❖ Verificar com a ajuda de uma fita métrica que as bobinas de BT e MT são concêntricas (parte inferior e superior) — para isso basta medir em 4 pontos, distanciados 90°, sendo que a diferença das medidas não deve ser superior a 3 mm;
- ❖ Verificar conexão Alumínio-Cobre (limpar superfície do condutor alumínio nu; limpar superfície de cobre nu; após limpeza aplicar inibidor);
- ❖ Verificar a existência de fissuras nas bobinas MT;
- ❖ Realizar inspeções termográficas;
- ❖ Medição do índice de polarização e absorção.

Para a realização da manutenção foi ainda necessário adquirir os materiais adequados para aplicação no transformador, tais como: silicone com características dielétricas e resistente à temperatura; e fabrico de juntas de amortecimento compatíveis conforme é mostrado na Figura 102.

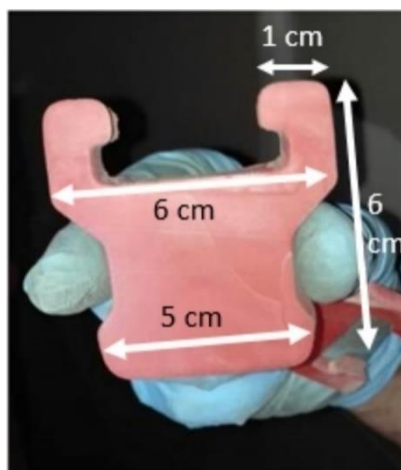


Figura 102: Junta de amortecimento

Paralelamente às tarefas de manutenção, e em face da quantidade de problemas que surgem nestes equipamentos, foi decidido proceder à instalação de DST (Figura 103), para proteção contra sobretensões na zona MT e foram também instalados fusíveis nos bornes de 400 V para proteção dos cabos.



Figura 103: Instalação de descarregador de sobretensão MT

Na Figura 104, é possível verificar uma das consequências das vibrações do transformador durante o funcionamento do mesmo. As juntas de amortecimento soltam-se e os tacos de fixação ficam soltos, levando à destruição das bobinas MT. Para solucionar este problema decidiu-se ajustar a respetiva junta de amortecimento e afixá-la com silicone dielétrico. No Anexo 1, encontram-se os dados técnicos do silicone dielétrico.

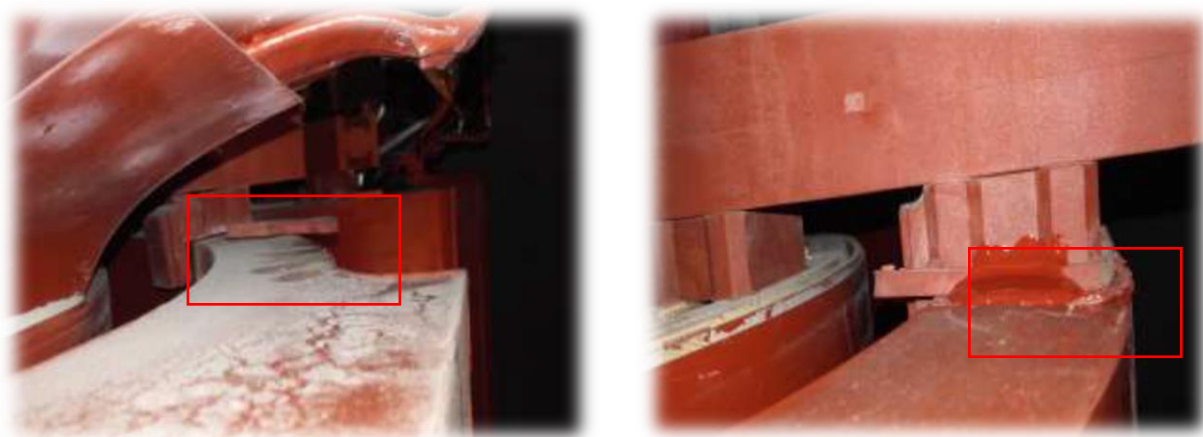


Figura 104: Junta de amortecimento

A nível de monitorização, estes transformadores são apenas monitorizados no que diz respeito à temperatura, através das PT100⁹ instaladas nas bobinas de média e baixa tensão.

Este controlo permite constatar se existe problemas com os ventiladores, sensores, placa de controlo e/ou eventuais defeitos internos nos transformadores. Contudo, considera-se pertinente ponderar a instalação de sensor de vibração, onde, por comparação, daria para prever o aparecimento de falhas.

Na Figura 105, mostram-se as fissuras nas bobinas MT do transformador. As tensões mecânicas que ocorrem com o aquecimento contribuem também para o aparecimento das fissuras.



Figura 105: Fissuras nas bobinas MT

Por norma, estas fissuras são reparadas no local, de acordo com um procedimento simples que passa por limpar bem a superfície, abertura da fissura, aplicação de resina *epoxy*, remover resíduos e aplicação de pintura como acabamento final. Na Figura 106, apresenta-se o resultado da reparação das fissuras realizada localmente.

⁹ PT100 é um sensor de temperatura que opera baseado no princípio da variação da resistência óhmica em função da temperatura.



Figura 106: Reparação de fissuras

6.2 – União de cabos subterrâneos

Nas centrais de produção e distribuição de energia são utilizados cabos subterrâneos para o transporte da energia. As uniões de cabo ou caixas de junção são utilizadas com a finalidade de criar uma conexão entre dois cabos. Esta necessidade é comum devido à escassez de cabo para fazer o percurso completo.

Com o passar dos anos, os materiais isolantes deterioram-se, dando início à degradação das camadas isolantes que constituem o cabo, originando curto-circuitos que, geralmente, ocorrem quando o fluxo de carga é elevado e a qualquer fase do dia, sem que haja a hipótese de prever o defeito. Este problema origina um prejuízo de milhares de euros em perdas de energia, logística associada e em alguns casos indenização a clientes.

6.2.1 - Proposta de melhoria – Monitorização do Cabo Subterrâneo

Atendendo aos pressupostos enumerados anteriormente, a construção de caixas de visita e/ou a instalação de um sistema de monitorização *online* da temperatura da união do cabo poderia mitigar a ocorrência destes problemas.

A construção das caixas de visita, para além de identificar com exatidão a localização das caixas de cabo, permitiria a realização de inspeções termográficas para avaliar o estado das uniões e planear eventuais reparações para períodos com recurso eólico baixo. Isto porque, num circuito, as uniões são representadas como uma resistência e, de acordo com a lei de Joule, a passagem da corrente elétrica numa resistência gera calor.

Quanto à monitorização *online* da temperatura, na Figura 107 apresenta-se o esquema de ligação do sensor de temperatura na união do cabo.

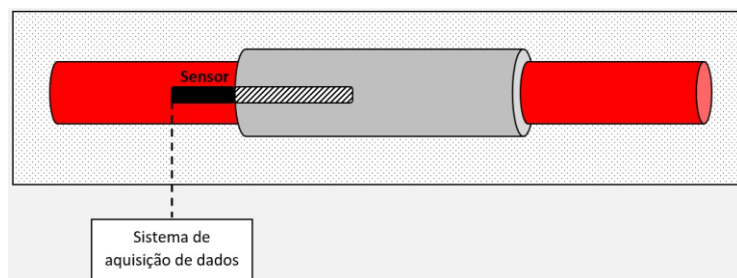


Figura 107: Sensor de temperatura na união do cabo subterrâneo

O sensor pode ser conectado a um equipamento para interpretação do sinal e comunicação com as plataformas de monitorização existentes. Estas medidas contribuiriam para monitorizar as temperaturas *online* e identificar o local exato do defeito através das coordenadas do equipamento de monitorização, evitando assim a contratação de uma empresa externa para fazer a deteção do defeito. Permitiriam, igualmente, uma redução dos tempos de indisponibilidade dos ativos físicos, bem como uma redução nos custos de logística associada e, quando aplicável, uma redução no valor de indemnização aos clientes.

6.3 – Solar fotovoltaico – Maximizar a Produção

No parque solar em análise os módulos fotovoltaicos foram instalados na vertical (3V¹⁰). A configuração e a distância entre mesas de *strings* visam obter o rendimento ótimo ao longo do ano, tendo em consideração as limitações da área disponível para instalação dos módulos, entre outros critérios. Porém, após a análise dos dados de produção, verificou-se que, principalmente no Inverno, existem várias *strings* que estão, consideravelmente, abaixo das restantes a nível de produção, algumas das quais a zero durante alguns períodos, devido à sombra provocada pelas estruturas da frente.

Na Figura 108, o conjunto de módulos está a ser afetado pela sombra e o valor de corrente é de 1,5 A. No entanto, o valor de corrente da *string* do lado é de 5,6 A (Figura 109), devido ao facto de não estar a ser afetada pela sombra.

¹⁰ 3V – configuração dos módulos fotovoltaicos, neste caso três módulos na vertical.

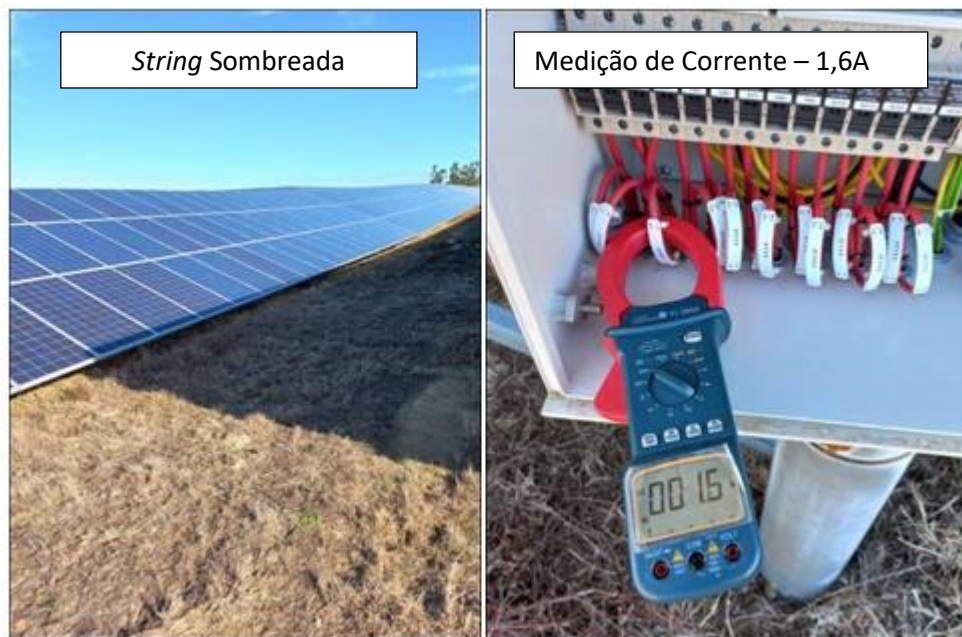


Figura 108: *String* sombreada e medição da corrente da *string*



Figura 109: *String* da mesma caixa de junção não afetada pela sombra (5,6 A)

Como é visível na Figura 110, assim que a *string* da Figura 108 deixou de estar afetada pela sombra o valor de corrente subiu de imediato para os 5,7 A.



Figura 110: *String* indicada na Figura 108, mas sem o impacto da sombra (5,7 A)

A mesma situação ocorreu com outros conjuntos de módulos, mas neste caso, o sombreamento tem um impacto superior dado que afeta duas *strings* de 20 módulos cada.

Analisando a Figura 111, verifica-se que os dois conjuntos afetados apresentavam uma produção de aproximadamente 0,1 A, enquanto a *string* do lado estava a produzir 4,9 A, conforme é mostrado na Figura 112 (medição correspondente à *string* não afetada pela sombra).

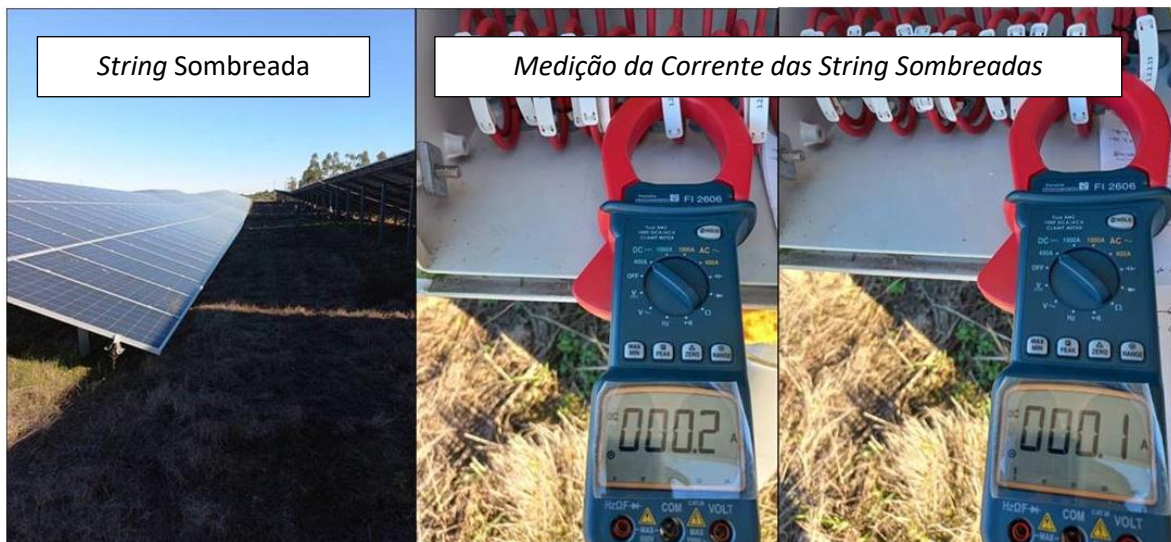


Figura 111: *String* sombreada e medição da corrente das *strings*



Figura 112: Medição de corrente na mesma caixa de junção (4,9 A)

6.3.1 - Proposta de melhoria – Instalação de módulos *half-cell*

Face ao exposto, considera-se que a instalação de módulos fotovoltaicos da tecnologia *half-cell* minimiza as perdas de produção provocadas pelo sombreamento das estruturas circundantes e/ou da vegetação existente. Na Figura 113, mostra-se o sombreamento devido à vegetação e à estrutura da frente dos painéis.

Devido ao facto de a parte superior do módulo continuar em operação quando o sombreamento afeta a parte inferior, como foi explicado no Capítulo III, ponto 3.1.1 e como é possível verificar na Figura 114.



Figura 113: Sombreamento devido à vegetação e estrutura da frente

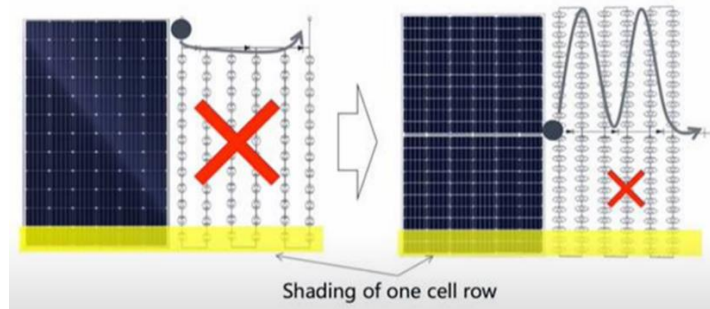


Figura 114: Impacto da sombra nos painéis convencionais comparado *half-cell* [30]

6.4 – Linhas aéreas

6.4.1 – Avaria do DST – Linha aérea de Média Tensão

O disjuntor de interligação do parque eólico disparou com o alarme *IE> Protection Trip*. Perante esta situação, foram analisadas as oscilografias de todos os ramais e foi constatado que o problema estaria no ramal 4. Deste modo, foi possível fechar remotamente os disjuntores dos ramais 1, 2 e 3 para colocar os aerogeradores em funcionamento. As oscilografias indicavam que o defeito estava na fase L3 e, com base nesta informação, foram inspecionados os apoios de início e fim-de-linha de 30 kV, para verificar se existiam DST com defeito. Os descarregadores de sobretensão instalados na linha em causa, não possuem suporte isolante, fazendo com que a linha fique curto-circuitada à terra em caso de rebentamento.

Nas oscilografias da Figura 115, é possível verificar a variação da corrente e da tensão na fase L3. A corrente aumentou consideravelmente, enquanto a tensão da fase em causa diminuiu para valores próximos de zero.

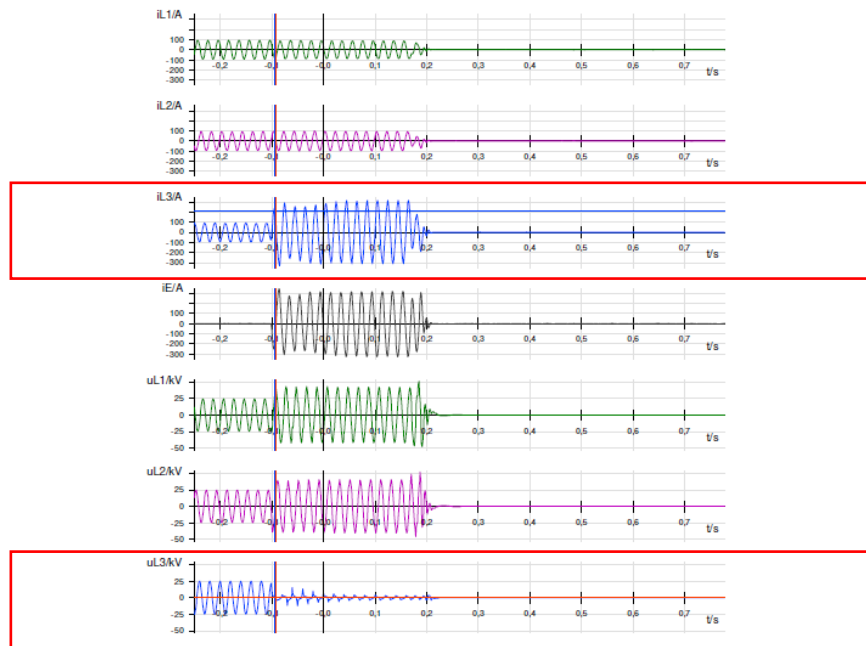


Figura 115: Registo de oscilografias

A Figura 116 corresponde aos diagramas fasoriais da tensão e da intensidade de corrente. Verifica-se que o módulo da tensão simples da fase L3 é inferior ao das restantes fases, tendo o desequilíbrio originado uma tensão de deslocamento do neutro (V_{0N}).

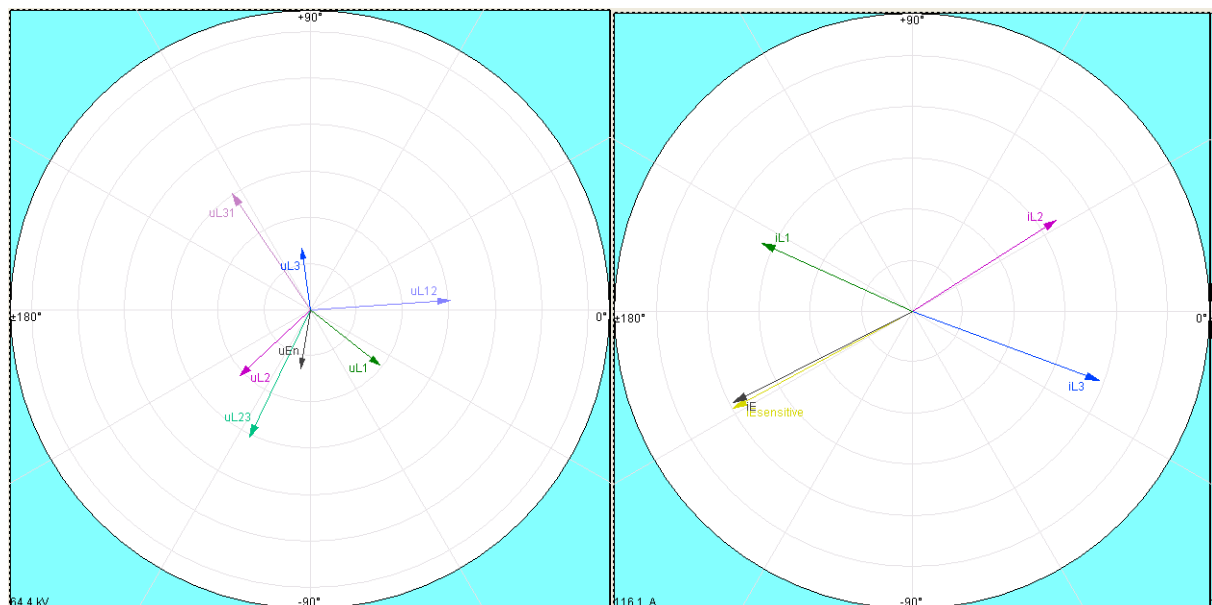


Figura 116: diagramas fasoriais de tensão e intensidade de corrente



Figura 117: Apoio transição linha aérea – cabo subterrâneo com o DST com defeito

Após a identificação do defeito, foram tomadas as medidas de segurança no que diz respeito ao processo de consignação da instalação, para proceder à substituição do descarregador de sobretensões.

O DST da Figura 118 estava fixado com um suporte condutor e, por esse motivo, não permitiu a continuidade de serviço, obrigando à sua substituição.



Figura 118: DST danificado com indicador de defeito visível

O modelo indicado na Figura 119 possui um suporte isolante, permitindo assim a continuidade de serviço, porém, é importante referir que as instalações e equipamentos ficam desprotegidos.

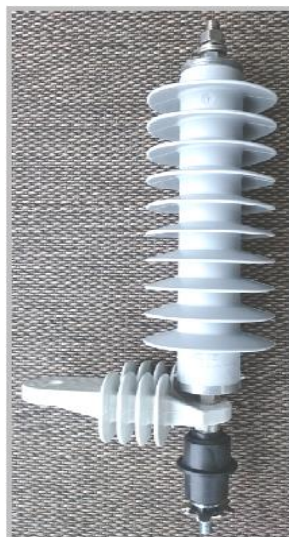


Figura 119: DST com braço isolante

6.4.2 – Proposta de melhoria – DST com linha de fuga superior

Em face da quantidade de descarregadores de sobretensão que são substituídos anualmente na linha interna de 30 kV do parque eólico em causa, foram analisadas as características dos DST para comprovar se estes eram os mais adequados ao tipo de instalação.

A linha aérea está localizada numa região relativamente próxima da costa, por esse motivo o nível de poluição é mais elevado. Os resíduos que se depositam sobre a superfície dos descarregadores, principalmente pela ação do vento, são classificados em dois tipos: poluição salina e poluição industrial, sendo que, neste caso concreto, a poluição salina tem mais relevância.

Os DST instalados são da Marca: Verisil HE 36 e possuem as características principais seguintes:

- ❖ Tensão Nominal (U_n) – 36 kV
- ❖ Tensão Composta (U_c) – 30 kV
- ❖ Máximo Tensão Residual ($U_{residual} - 10\text{ kA } 8/20\mu\text{s}$) – 97,5 kV
- ❖ Linha de Fuga – 1200 mm
- ❖ Nível de poluição – *Very heavy* (e)

A Varisil disponibiliza no mercado um modelo mais apropriado, tendo em conta o nível de poluição a que a instalação está sujeita. Trata-se de um DST – Varisil HE36/R, cujas características principais são iguais, com a exceção da linha de fuga. Este modelo apresenta uma linha de fuga de 1360 mm. À semelhança do Varisil HE36, este também disponibiliza um indicador de falha, através de uma bandeira vermelha para facilitar a sinalização. Assim, foi proposta a aquisição deste modelo, que oferece as mesmas garantias de proteção que o anterior, no entanto, é mais adequado tendo em consideração a poluição salina. Na Tabela 7, apresentam-se as características mais relevantes do descarregador de sobretensões.

Tabela 7: Tabela de características de DST [31]

Modèle Type	Unité Unit	HE03	HE05	HE06	HE09	HE10	HE12	HE12 /R	HE15	HE18	HE18 /R	HE21	HE24	HE24 /R	HE24 /2R	HE27	HE30	HE33	HE36	HE36 /R	
Tension assignée Ur Rated voltage Ur	kV eff kV rms	3.3	5	6	9	10	12	12	15	18	18	21	24	24	24	27	30	33	36	36	
Tension de service permanent Uc Continuous operating voltage Uc	kV eff kV rms	2.8	4.25	5.1	7.65	8.4	10.2	10.2	12.7	15.3	15.3	17.5	20	20	20	22.5	25	27.5	30	30	
Tensions résiduelles maximales Maximum residual voltages																					
5 kA 8/20	kV crête	15.4	14.3	15.4	26.4	27.5	30.8	30.8	40.7	46.2	46.2	56.1	61.2	61.2	61.2	72.2	76.2	87.2	91.7	91.7	
10kA 8/20	kV crête	16.4	15.2	16.4	28.1	29.3	32.8	32.8	43.3	49.1	49.1	59.7	65.1	65.1	65.1	76.8	81.1	92.8	97.5	97.5	
20kA 8/20	kV peak	18.1	16.8	18.1	31.1	32.4	36.2	36.2	47.8	54.3	54.3	66.0	71.9	71.9	71.9	84.9	89.6	102.5	107.5	107.7	
Tension résiduelle au choc de manœuvre 500A 30/80 Switching residual voltage at 500 A 30/80	kV crête kV peak	8.0	12.1	13.0	22.3	23.3	26.1	26.1	34.4	39.0	39.0	47.5	51.8	51.8	51.8	61.1	64.5	73.8	77.5	77.5	
Tension résiduelle au choc à front raide 10kA 1/2,5 Steep current impulse residual voltage at 10kA 1/2.5	kV crête kV peak	10.8	16.4	17.7	30.3	31.6	35.4	35.4	46.8	53.0	53.0	64.5	70.3	70.3	70.3	82.9	87.6	100.2	105.3	105.3	
Tenue diélectrique choc de l'enveloppe Lightning impulse withstand voltage of the housing	kV 1.2/50	95						110			125			170	200	170				200	
Ligne de fuite Creepage distance	mm	480						650			800			1200	1360	1200				1360	
Hauteur / Height	mm	165						205			245			325	365	325				365	
Flexion dynamique (SSL) Specified short-term load (SSL)	N.m	125																			
Flexion statique (SLL) Specified long-term load (SLL)	N.m	100																			
Diamètre / Diameter	mm	104						109						114							
Poids (avec option S3D2) Weight (with S3D2 option)	kg	1.4	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.9	2.1	2.1	2.3	2.5	2.5	2.9	3.1	3.1	3.1	3.3	3.3	3.5	

A instalação deste modelo está a surtir efeito dado que, até ao momento, não há registo de ocorrências. Por este motivo, pondera-se fazer a substituição do modelo antigo pelos descarregadores com características adequadas de forma preventiva. No Anexo 2, encontram-se os dados técnicos do DST.

6.5 – Descargas Atmosféricas – Rolamentos

Durante a vida útil dos aerogeradores, estes sofrem um número significativo de descargas atmosféricas devido à sua altura e localização, até porque, nomeadamente em Portugal, os parques estão instalados em planaltos. Uma grande parte dos raios atingem as pás e a *nacelle*, sendo que os danos que a corrente do raio pode causar nos materiais estruturais da pá são de elevada criticidade para a integridade da pá. Por este motivo, torna-se imprescindível garantir a continuidade do circuito de descarga entre a ponta da pá e a fundação [32].

Na Figura 120, apresenta-se a simulação do percurso da corrente do raio na pá, sendo a falha, possivelmente, devida à falta de ligação equipotencial entre os elementos condutores da pá. Contudo, a parte mais crítica está relacionada com o circuito entre a raiz da pá e a *nacelle*, para evitar que a corrente do raio circule por intermédio do rolamento de *pitch*.

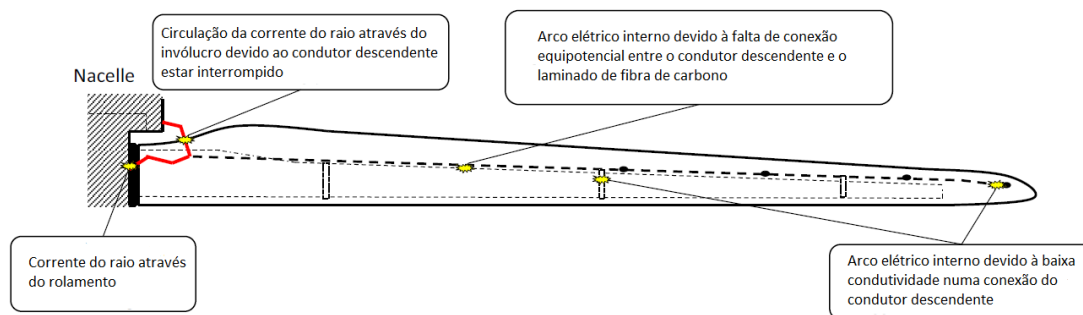


Figura 120: Simulação do percurso da corrente do raio – Pá [32]

(Possível falha devido à falta de ligação equipotencial entre os elementos condutores da pá)

No entanto, há fabricantes de aerogeradores onde o rolamento de *pitch* é parte integrante do circuito de descargas atmosféricas, o que poderá originar danos graves nos rolamentos a médio e/ou longo prazo.

6.5.1 - Proposta de melhoria – Criação de Circuito Paralelo ao Rolamento

De forma a mitigar este problema, deve ser criado um circuito de menor impedância em paralelo com os rolamentos de *pitch* para garantir que as descargas atmosféricas são realizadas através deste circuito [32].

Na Figura 121, pode ser observado o circuito de descarga completo, desde a ponta da pá até à fundação.



Figura 121: Circuito de proteção contra raios – circuito representado a preto [33]

A implementação desta melhoria nos aerogeradores em operação torna-se particularmente difícil, pelos custos e pela indisponibilidade dos ativos para procederem à instalação dos sistemas de descarga em paralelo com o rolamento. Por este motivo, concluiu-se que, idealmente, esta medida deverá ser adotada pelos fabricantes na fase de projeto.

6.6 – Conclusões

Neste capítulo foram abordados os casos de estudo realizados com o objetivo de prolongar a vida útil dos equipamentos e garantir a melhor performance dos ativos físicos. Referir que alguns dos casos de estudo reportados foram aplicados com sucesso nas instalações e os outros foram sugeridos às equipas de projeto e desenvolvimento.

No caso concreto da avaria do transformador seco, concluiu-se que uma das causas principais dos problemas ocorridos com este componente está relacionada com a fixação do mesmo. Paralelamente, foram encontrados vários pontos de melhoria associados à manutenção, assim como a necessidade de instalação de equipamentos de proteção. A implementação das medidas descritas neste ponto contribuiu para uma redução significativa dos problemas nos transformadores, tornando-os num equipamento mais eficiente e confiável.

Relativamente às avarias nos cabos subterrâneos, considera-se que ainda existe uma margem de progressão considerável, sobretudo no que diz respeito à associação de tecnologias de monitorização que permitam analisar *online* o estado das uniões. Por este motivo e, tendo em conta o impacto que estas avarias têm nas instalações, conclui-se que a implementação de um sensor de temperatura na união do cabo poderá contribuir para a redução dos problemas, dado que permite às equipas de manutenção monitorizar as temperaturas em tempo real.

Quanto ao estudo associado ao ponto Solar Fotovoltaico – Maximizar a Produção, este tem como principal objetivo aumentar a produção de energia, reduzindo as perdas por efeito de sombra e de Joule. Atendendo à análise efetuada, concluiu-se que a melhor opção seria instalar módulos solares *half-cell*, devido às suas características. De referir que esta medida ganha relevância nos parques em fase de projeto e não representa um aumento do CAPEX, dado que o custo deste tipo de módulos é competitivo face aos restantes. Por outro lado, e como referido no Capítulo III, optando por este modelo de módulos o retorno do investimento é mais rápido pelas seguintes razões:

- ❖ Como a área da célula é inferior, a corrente que nela circula é igualmente inferior, assim como as perdas resistivas;
- ❖ A probabilidade de surgirem fissuras nas células fotovoltaicas devido aos esforços mecânicos é mais reduzida, devido ao facto de a área da célula ser inferior. Esta vantagem contribui para mitigar o aparecimento de pontos quentes;
- ❖ A capacidade de resposta do módulo *half-cell* perante o sombreamento parcial constituiu uma vantagem, já que metade do módulo não é afetada pela outra, ao contrário dos módulos convencionais.

Relativamente ao caso de estudo dos descarregadores de sobretensão adequados ao local das instalações, pode afirmar-se que esta medida contribuiu,

consideravelmente, para a redução das indisponibilidades imprevistas nas instalações em causa, dado que os tempos de indisponibilidade se reduziram consideravelmente. Para além da linha de fuga dos novos descarregadores estar adequada ao local onde estão instalados, reduzindo assim a possibilidade de contornamentos, a opção da instalação do descarregador com suporte isolante permite colocar a instalação em serviço após a tentativa de fecho do disjuntor. Esta solução contribuiu para a aumentar a disponibilidade dos ativos físicos, ainda que seja necessário programar uma intervenção posteriormente, esta pode ser programada para um dia com recurso eólico ou solar fotovoltaico baixo. Assim, considera-se uma medida com impacto direto e bastante positivo nos resultados.

Sobre proteção contra as descargas atmosféricas, considera-se que esta medida é de difícil implementação nos aerogeradores em exploração. Contudo, após a análise realizada, concluiu-se que é, efetivamente, aconselhável a instalação do circuito paralelo ao rolamento de *pitch* para garantir a continuidade do circuito de proteção contra descargas atmosféricas e acima de tudo que o rolamento não é parte integrante do circuito em causa.

De forma geral, considera-se que o estudo realizado neste capítulo não só contribuiu para a melhoria de forma direta e indireta do funcionamento dos ativos como permitiu ao autor alargar os conhecimentos em vários sistemas e no funcionamento de diversos componentes.

CAPÍTULO VII

7. Conclusões e Perspetivas de Desenvolvimentos Futuros

Neste trabalho pretendeu-se abordar alguns dos aspetos mais relevantes relacionados com a manutenção e operação nos parques eólicos e fotovoltaicos, assim como introduzir o tema dos projetos híbridos. Foi dada particular atenção aos aspetos relacionados com a monitorização, redução de custos operacionais e apresentação das principais avarias, propostas de mitigação e sugestões de melhoria.

Relativamente aos parques eólicos *onshore* concluiu-se que a tecnologia está mais desenvolvida, embora ainda haja um caminho longo a percorrer no que diz respeito à monitorização. O mesmo não se verifica para os parques eólicos *offshore*, nomeadamente no que concerne às plataformas flutuantes e respetiva interação com os aerogeradores. No entanto, espera-se que estes parques contribuam fortemente para a transição energética, assim como para a criação de postos de trabalho e oportunidades de negócio associadas. Ainda no âmbito dos parques eólicos *offshore*, verifica-se que existe um enorme potencial no que diz respeito à integração com sistemas de produção de hidrogénio.

Quanto à produção de energia fotovoltaica e, como referido no Capítulo III, esta fonte de energia assume-se como uma das principais na atualidade. Existem projetos de grande dimensão a serem construídos e a aposta em conjugar esta fonte de energia com outras já existentes é cada vez mais evidente.

Considera-se que o estudo realizado no Capítulo III foi bastante produtivo do ponto de vista da operação e manutenção. Foi possível constatar a importância dos díodos de *bypass* instalados na caixa de junção, assim como os métodos utilizados para aferir se os díodos estão danificados, através da realização das inspeções termográficas e interpretação das imagens recolhidas. Sobre a tipologia dos danos mais comuns nos módulos fotovoltaicos, foi possível analisar o impacto que cada dano pode representar numa instalação, permitindo ao autor priorizar a resolução de problemas em função da gravidade.

A tarifa associada aos novos contratos de fornecimento de energia através destas fontes é manifestamente reduzida, em alguns casos até negativa. Assim, a possibilidade de robotizar algumas das atividades assume um papel importante na operação e manutenção das centrais, com vista à redução dos custos de operação e manutenção. Contudo, na fase de projeto e fiscalização deve ser garantida a adaptação dos parques à circulação dos robôs, como por exemplo, a distância dos módulos ao solo, no caso concreto das estruturas fixas.

É notório que ainda existe muito trabalho para fazer no que diz respeito à evolução tecnológica associada a esta tecnologia em particular, desde a otimização de espaço

ao desenvolvimento de soluções autónomas para realizar diversas atividades do dia a dia, tais como a limpeza de módulos e o corte de vegetação, entre outras.

Do ponto de vista ambiental e, em face da quantidade de projetos fotovoltaicos a nível mundial, considera-se que devem ser tomadas medidas para reduzir a geração de resíduos e desacelerar o consumo das matérias-primas utilizadas no fabrico dos módulos. Assim, sempre que possível, as empresas devem apostar em efetuar a reparação dos módulos em vez de serem enviados para a reciclagem, muitos deles ainda novos, mas com defeitos difíceis de resolver no terreno devido às suas características construtivas.

Esta problemática não afeta apenas a fase de exploração; durante a construção dos parques são reciclados dezenas a centenas de módulos novos, mas com pequenos defeitos originados pelo acondicionamento deficiente e manuseamento inadequado. Portanto, com vista a mitigar estas situações, deveriam ser estabelecidas normas europeias para regular o fabrico dos módulos, garantindo o seguinte:

- ❖ Possibilidade de reparação no local (por exemplo, a substituição do vidro);
- ❖ Redução de custos;
- ❖ Redução da quantidade de resíduos;
- ❖ Redução da carga ambiental;
- ❖ Alcançar uma “economia circular”, onde o ciclo de vida é estendido e a recuperação de recursos é maximizada.

Os fabricantes teriam sempre a possibilidade de fornecer as peças para reparar os módulos danificados.

No contexto da hibridização, o mais comum é instalar módulos fotovoltaicos em parques eólicos ou em albufeiras, utilizando os flutuadores. Esta possibilidade permite reduzir os custos de investimento e em alguns casos tornando assim o projeto rentável. Contudo, e após o estudo realizado, concluiu-se que o avanço dos projetos eólicos e fotovoltaicos carece da análise do grau de complementaridade entre ambas as tecnologias. Este cuidado deve-se ao facto de o projeto deixar de ser viável caso haja uma elevada simultaneidade do recurso solar fotovoltaico e eólico.

Por outro lado, e como referido anteriormente, as tarifas associadas aos novos contratos, nomeadamente os que foram estabelecidos no âmbito dos últimos leilões, são consideravelmente reduzidas, aumentando assim o tempo para o retorno de investimento. Assim, há a tendência em colocar o máximo de potência na menor área possível, o que, do ponto de vista da conceção é possível. No entanto, a longo prazo, as equipas de operação e manutenção vão enfrentar dificuldades acrescidas, isto porque, ao serem projetados para levar o máximo de módulos possível na área disponível, desconsidera-se a criação de acessos que permitem circular para fazer as inspeções, manutenções e substituições de equipamentos.

Quanto aos parques flutuantes, existem algumas vantagens em apostar nestes projetos, tais como: o arrefecimento do módulo fotovoltaico flutuante, sombreamento

imposto pelas plataformas reduzindo a evaporação da água e a localização que também representa uma vantagem uma vez que liberta a terra para outros fins. De forma geral, concluiu-se que um dos principais critérios na exploração de um projeto híbrido é o grau de complementaridade entre as fontes de energia.

No Capítulo V, das subestações e linhas aéreas, foram reportadas algumas das avarias mais frequentes, assim como foi abordado o impacto que as mesmas representam. Para além das perdas de produção, existem outros custos associados à reparação de equipamentos e aquisição de novos componentes. Por este motivo, devem ser adotadas novas práticas na fase de projeto com o objetivo de reduzir os custos de operação *a posteriori*. Há, inclusivamente, pormenores que se foram considerados na fase de projeto não representam um aumento de custos de investimento.

No âmbito das subestações e para eventuais desenvolvimentos futuros, sugere-se a instalação de módulos fotovoltaicos interligados com os Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (SACC) que são compostos por baterias e retificadores como elementos principais. A integração dos módulos fotovoltaicos nestes sistemas permitiria alimentar as cargas essenciais nos períodos diurnos, mas sobretudo quando falha a tensão da rede, em caso de avaria de equipamentos e durante a realização da manutenção dos auxiliares elétricos da subestação. As baterias continuariam a ser carregadas, garantindo assim a reserva de energia para alimentar as cargas principais. Esta opção tornaria o sistema mais autónomo, fiável e sustentável.

Dos casos de estudo apresentados no Capítulo VI, alguns foram considerados para aplicação imediata, enquanto outros foram partilhados com os departamentos de projeto e desenvolvimento. Contudo, o estudo realizado permitiu ao autor alargar os conhecimentos nos vários sistemas e no funcionamento de diversos componentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DGEG, Direção Geral de Energia e Geologia, “Estatísticas rápidas das renováveis, n.º 211, junho de 2022”. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/2q1lb1zd/dgeg-arr-2022-06.pdf>. [Acedido em 27 de agosto 2022].
- [2] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “How a Wind Turbine Works” [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-wind-turbine-works-text-version>. [Acedido em 12 de dezembro de 2022].
- [3] Enercon (2016), “Wind Energy Converter (WEC) components” [Online]. Disponível em: <https://www.enercon.de/en/technology/wec-components/>. [Acedido em 27 de agosto de 2022].
- [4] EDP, “Eólicas em alto mar” [Online]. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/eolicas-em-alto-mar>. [Acedido em 6 de dezembro de 2022].
- [5] R. Castro, *Electricity Production from Renewables*, Cham: Springer, 2022.
- [6] L. B. Tjernberg, *Infrastructure Asset Management with Power System Applications*, Boca Raton: CRC Press, 2018.
- [7] The Timken Company (2019), *Análise de falhas em rolamentos* [Online]. Disponível em: https://www.timken.com/resources/rolamento-analises-de-dano_impressao_7352/. [Acedido em 02/12/2022].
- [8] D. B. Mesquita, J. S. Silva, H. S. Moreira, M. Kitayama e M. G. Villalva, “A review and analysis of technologies applied in PV modules”, in 2019 IEEE PES *Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1-6.
- [9] A. Assi e M. A. Jama, “MATLAB – based software for modeling and studying grid – tied photovoltaic systems”, in *MATLAB - Modelling, Programming and Simulations.*, E. P. Leite, Ed., Rijeka: IntechOpen, 2010, pp. 99-123.
- [10] S. Panat e K. K. Varanasi, “Electrostatic dust removal using adsorbed moisture–assisted charge induction for sustainable operation of solar panels”, *Science Advances, Applied Sciences and Engineering*, pp. 1-10, Mar 2022.
- [11] Motor24 (16 de novembro de 2021), “Nesta fábrica da Volkswagen trabalham 4000 operários e ... 50 ovelhas” [Online]. Disponível em: <https://www.motor24.pt/noticias/nesta-fabrica-da-volkswagen-trabalham-4-000-operarios-e-50-ovelhas/1540745/>. [Acedido em 12 de dezembro de 2022].
- [12] Barlavento (21 de abril de 2022), “Central Fotovoltaica Morgado de Agre já está a funcionar” [Online]. Disponível em: <https://barlavento.sapo.pt/ambiente/central-fotovoltaica-morgado-de-agre-ja-esta-a-funcionar>. [Acedido em 12 de novembro de 2022].
- [13] R. G. Vieira, F. M. Araújo, M. Dhimish e M. I. Guerra, “A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules”, *Energies*, vol. 13, pp. 1-21, Mai 2020.

- [14] L. F. Galvão (29 de maio de 2021), “Efeito da Sombra em Paineis Solares (módulos fotovoltaicos)” [Online]. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=15QhcRUnlIY>, [Acedido em 13 de dezembro de 2022].
- [15] J. H. Wohlgemuth, *Photovoltaic Module Reliability*, Chichester: Wiley, 2020.
- [16] PV-Manufacturing.org, “Snail Trails” [Online]. em *PV Manufacturing*, Disponível em: <https://pv-manufacturing.org/snail-trails/>. [Acedido em 5 de novembro de 2022].
- [17] Presidência do Conselho de Ministros, Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro de 2022, Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, pp. 3-185.
- [18] B. Silva, M. Marques e J. Matos, “Hibridização de parques eólicos: uma oportunidade para o setor” [Online]. INEGI 2021, Disponível em: <http://www.inegi.pt/pt/noticias/hibridizacao-de-parques-eolicos-uma-oportunidade-para-o-setor-2-2/>. [Acedido em 13 de dezembro de 2022].
- [19] YSG Solar (29 de setembro de 2020), “The Benefits of Floating Solar|YSG Solar” [Online]. Disponível em: <https://www.ysgsolar.com/blog/benefits-floating-solar-ysg-solar>. [Acedido em 26 de novembro de 2022].
- [20] EDP (15 de julho de 2022), “Central solar flutuante da EDP em Alqueva já produz energia” [Online]. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2022/07/15/central-solar-flutuante-da-edp-em-alqueva-ja-produz-energia>. [Acedido em 27 de novembro de 2022].
- [21] F. A. Oliveira (29 de dezembro de 2021), “Instalações de sistemas solares flutuantes” [Online]. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/instalacoes-de-sistemas-solares-flutuantes/>. [Acedido em 27 de novembro de 2022].
- [22] P. S. Molina (8 de março de 2021), “Cleaning robot for floating PV” [Online]. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2021/03/08/cleaning-robot-for-floating-pv/>. [Acedido em 15 de dezembro de 2022].
- [23] M. Bolotinha, *Linhas Aéreas - Tipologias, Características, Equipamentos e Princípios Construtivos*, Porto: Engebook, 2020.
- [24] E-Redes (2021), “Materiais para Proteção de Redes, Soluções dissuasoras de nidificação e de poiso de cegonhas em apoios de linhas” [Online]. Disponível em: <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2021-05/DRE-C65-310.pdf>. [Acedido em 10 de agosto de 2022].
- [25] Instituto Nacional de Aviação Civil, *Limitações em Altura e Balizagem de Obstáculos Artificiais à Navegação Aérea*, Circular de Informação Aeronáutica 10/06 de 6 de maio 2003. [Acedido em 11 de dezembro de 2022].
- [26] DigitaLogic (2022), “IGIN-EFS for FAA Obstruction Light Monitoring & Radar Control” [Online]. Disponível em: <https://digitallogic.com/use-case-faa-warning-lights/>. [Acedido em 25 de abril de 2022].
- [27] J. J. Porto, “Cordeiro Cabos Elétricos - Construção, função e proteção em cabos de média tensão” [Online]. *Abrinstal – 6.º Workshop de Instalações – Elétrica*, 2019, Disponível em:

- https://www.abrinstal.org.br/eventos/realizados/docs/190904_6ws_eletrica_apres03.pdf, [Acedido em 12 de dezembro de 2022].
- [28] M. Bolotinha, *Subestações: Projecto, Construção, Fiscalização*, Porto: Engebook, 2017.
- [29] Voltimum (17 de junho de 2014), “Cap. 5: Aplicação de cabos com isolação em XLPE e EPR” [Online]. Disponível em: <https://www.voltimum.com.br/artigos/artigos-tecnicos/serie-como-6>. [Acedido em 12 de dezembro de 2022].
- [30] D. Tinim (5 de março de 2018), “Nova Tecnologia Half-Cell da Canadian Solar” [Online]. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=4Pbl3o9TMDI>. [Acedido em 12 de dezembro de 2022].
- [31] Ensto Novexia (janeiro de 2017), “VARISIL™ HE - Polymer housed metal oxide surge arrester from 3 kV up to 36 kV” [Online]. Disponível em: https://nextenergybg.com/wp-content/uploads/brochures/NOTICE_HE_fr_en.pdf. [Acedido em 10 de agosto de 2022].
- [32] A. Candela-Garolera, *Lightning protection of flap system for wind turbine blades*, Tese de Doutoramento, Department of Electrical Engineering, Centre for Electric Power and Energy, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby, Dinamarca, setembro de 2014.
- [33] W. Fellensiek e A. Böhm (4 de junho de 2007), “Earth and lightning protection system for Enercon WECs”, em *Glen Dhu Wind Power project, Nova Scotia* [Online]. Disponível em: https://novascotia.ca/nse/ea/glen.dhu.wind.farm/glen.dhu.wind.farm_Volumell_AppendixB-Section5LightningProtection.pdf. [Acedido em 14 de dezembro de 2022].
- [34] EDP (1 de junho de 2016), “Regulamento de Consignações da Rede de Distribuição AT, MT e BT”, em *AQTSE Associação para a Qualificação Técnica do Setor Energético* [Online]. Disponível em: <https://aqtse.pt/wp-content/uploads/2020/11/Regulamento-de-Consignacoes.pdf>. [Acedido em 14 de dezembro de 2022].

ANEXOS

Anexo 1

Folha de dados técnicos do silicone dielétrico – Para utilizar nos transformadores

FOLHA DE DADOS TÉCNICOS

De acordo com Dados Técnicos de nosso Fornecedor

Silicone Rubber Sheet

The following tables and specifications are meant as a guideline applicable to standard 'in-house' technical/external medical grades of silicone sheet to fda and wrc elastomer approvals, including ex stock technical grade silicone rubber sheet. (A high quality class 2 product) - non implant grade.

Ex stock material colours available: white, R.I.O., Translucent and black. Colour variations to bs or ral spec numbers to special order (chart available) min. 50M.

Polymer type: vmq

Electrical specifications to bs2848.

Typical Physical Properties And Values	
Hardness, Shore A $\pm 5^\circ$ Din 53505	60
Specific Gravity (Density) Din 53479	1.2
Tensile Strength, Mpa Din 53504	6.0
Tear Strength, N/Mm Min. Astm D 624 Form B	17.0
Elongation At Break, % Din 53504	400
Brittle Temperature $^\circ\text{C}$	-73 $^\circ$
Max Operating Temperature Range (Constant) $^\circ\text{C}$	-60 $^\circ$ /+250 $^\circ$
Rebound Resilience Din 53512	30%
Compression Set (70 Hr. @ 150 $^\circ\text{C}$) +/-10% Din 53517	50%
Electrical (Post-cured samples)	
Volume Resistivity, Cm	10 ¹⁵
Dielectric Strength, Kv/Mm (1Mm Thick Sample)	23
Dissipation Factor, Tan (50 Hz)	40X 10 ⁻⁴
Dielectric Constant (50 Hz)	2.9
Thermal	
Thermal Conductivity, Watts/Km 0 $^\circ$ -90 $^\circ\text{C}$ (Kelv/M)	0.15
90 $^\circ$ -260 $^\circ\text{C}$	MAX 0.17

Obs.: As especificações contidas nesta folha de dados técnicos são o resultado da investigação levada a cabo com a maior fiabilidade possível e de acordo com os métodos de teste referidos nas especificações standard. Testes levados a cabo por diferentes laboratórios, sob condições diferentes e/ou diferentes preparados para amostras, poderão dar outros resultados não contidos nesta folha. As especificações aqui contidas deverão ser interpretadas como meramente de orientação.



FOLHA DE DADOS TÉCNICOS

De acordo com Dados Técnicos de nosso Fornecedor

Silicone Rubber Sheet

Calendered Sheet Thickness Tolerances Generally To BS3734 Class E2 (See Price List)		
Nominal Above	Dimension Up To	(Values in mm) +/-
0.3	0.8	0.10
0.8	2.5	0.20
2.5	4.0	0.25
4.0	6.3	0.35
6.3	10.0	0.40

Specific Design Tolerances

Closer tolerances are achievable to a specific design band down to $\pm 0.1\text{mm}$. To be agreed prior to manufacture.

FOLHA DE DADOS TÉCNICOS

De acordo com Dados Técnicos de nosso Fornecedor

TEST CERTIFICATE

Date of issue: 23/10/09

Certificate No: 70635

Serial Number:

WORKS NUMBER: All

Customer: Sove

Description of Product:

Silicone Solid sheet in all sizes

This is to certify that the above products supplied to you are manufactured using FDA approved materials.

Signature:



Sales Manager:

J. B

Obs.: As especificações contidas nesta folha de dados técnicos são o resultado da investigação levada a cabo com a maior fiabilidade possível e de acordo com os métodos de teste referidos nas especificações standard. Testes levados a cabo por diferentes laboratórios, sob condições diferentes e/ou diferentes preparados para amostras, poderão dar outros resultados não contidos nesta folha. As especificações aqui contidas deverão ser interpretadas como meramente de orientação.



Anexo 2

Folha de dados técnicos do Descarregador de Sobretenção

ENSTO



VARISIL™ HE



Parafoudre à oxyde de zinc et avec enveloppe synthétique de 3 kV à 36 kV	Polymer housed metal oxide surge arrester from 3 kV up to 36 kV
Domaine d'application	Application field
Les parafoudres protègent les réseaux et leurs équipements contre les surtensions. Leur rôle est primordial pour améliorer les niveaux de qualité et de fiabilité des réseaux.	The surge arresters protect the network and their equipment from over-voltages. They are of key importance to improve the quality and reliability of the power supply.
Structure	Design
Nos parafoudres VARISIL™ HE respectent les exigences de la norme CEI 60099-4 éditions 2009 et 2014.	Our VARISIL™ HE surge arresters fulfil the requirements of IEC 60099-4 editions 2009 and 2014.
Conditions de fonctionnement	Operating conditions
Température ambiante : - 50°C à + 50°C	Ambient temperature : - 50°C up to + 50°C
Caractéristiques techniques	Technical features
• Tension assignée U_r : de 3 kV à 36 kV • Courant nominal de décharge I_n : 10 kA • Classification (éd. 2014) : Désignation DH • Transfert de charge répétitive assigné Q_{rs} : 0,5 C • Transfert de charge thermique assigné Q_{th} : 1,1 C • Classe de décharge de ligne (éd. 2009) : Classe 1 • Courant de grande amplitude : 100 kA • Courant de longue durée : 300 A / 2000 μs • Tenue au court-circuit I_s : 20 kA / 0,2 s • SLL : 100 N.m	• Rated voltage U_r : from 3 kV up to 36 kV • Nominal discharge current I_n : 10 kA • Classification (ed. 2014) : Designation DH • Repetitive charge transfer rating Q_{rs} : 0.5 C • Thermal charge transfer rating Q_{th} : 1.1 C • Line discharge class (ed. 2009) : Class 1 • High current impulse : 100 kA • Long duration current impulse : 300 A / 2000 μs • Short circuit withstand I_s : 20 kA / 0.2 s • SLL : 100 N.m

Ensto Novexia SAS

Siège social :
210 rue Léon Jouhaux BP 10446
69656 Villefranche-sur-Saône Cedex,
France
Tél. +33 (0)4 74 65 61 61
Email: novexia@ensto.com
www.ensto.com/fr

Site de fabrication :
Boulevard de l'Adour
65200 Bagnères de Bigorre,
France

Better life.
With electricity.

ENSTO

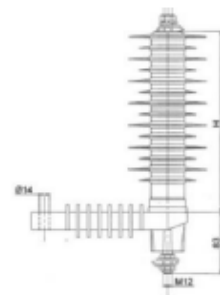


Caractéristiques détaillées / Detailed characteristics

Modèle Type	Unité Unit	HE03	HE05	HE06	HE09	HE10	HE12	HE12 /R	HE15	HE18	HE18 /R	HE21	HE24	HE24 /R	HE24 /2R	HE27	HE30	HE33	HE36	HE36 /R	
Tension assignée Ur Rated voltage Ur	kV eff kV rms	3.3	5	6	9	10	12	12	15	18	18	21	24	24	24	27	30	33	36	36	
Tension de service permanent Uc Continuous operating voltage Uc	kV eff kV rms	2.8	4.25	5.1	7.65	8.4	10.2	10.2	12.7	15.3	15.3	17.5	20	20	20	22.5	25	27.5	30	30	
Tensions résiduelles maximales Maximum residual voltages																					
5 kA 8/20	kV crête kV peak	15.4	14.3	15.4	26.4	27.5	30.8	30.8	40.7	46.2	46.2	56.1	61.2	61.2	61.2	72.2	76.2	87.2	91.7	91.7	
10kA 8/20		16.4	15.2	16.4	28.1	29.3	32.8	32.8	43.3	49.1	49.1	59.7	65.1	65.1	65.1	76.8	81.1	92.8	97.5	97.5	
20kA 8/20		18.1	16.8	18.1	31.1	32.4	36.2	36.2	47.8	54.3	54.3	66.0	71.9	71.9	71.9	84.9	89.6	102.5	107.5	107.7	
Tension résiduelle au choc de manœuvre 500A 30/80 Switching residual voltage at 500 A 30/80	kV crête kV peak	8.0	12.1	13.0	22.3	23.3	26.1	26.1	34.4	39.0	39.0	47.5	51.8	51.8	51.8	61.1	64.5	73.8	77.5	77.5	
Tension résiduelle au choc à front raide 10kA 1/2,5 Steep current impulse residual voltage at 10kA 1/2.5	kV crête kV peak	10.8	16.4	17.7	30.3	31.6	35.4	35.4	46.8	53.0	53.0	64.5	70.3	70.3	70.3	82.9	87.6	100.2	105.3	105.3	
Tenue diélectrique choc de l'enveloppe Lightning impulse withstand voltage of the housing	kV 1.2/50	95						110			125			170	200	170			200		
Ligne de fuite Creepage distance	mm	480						650			800			1200	1360	1200			1360		
Hauteur / Height	mm	165						205			245			325	365	325			365		
Flexion dynamique (SSL) Specified short-term load (SSL)	N.m											125									
Flexion statique (SLL) Specified long-term load (SLL)	N.m											100									
Diamètre / Diameter	mm	104						109						114							
Poids (avec option S3D2) Weight (with S3D2 option)	kg	1.4	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.9	2.1	2.1	2.3	2.5	2.5	2.9	3.1	3.1	3.1	3.3	3.3	3.5	

VARISIL™ HE

Oxyde de zinc avec enveloppe synthétique / Polymer housed gapless metal oxide
 Courant nominal de décharge / Nominal discharge current : 10 kA
 Classification : Désignation / Designation DH



Ensto Novexia SAS

Siège social :

210 rue Léon Jouhaux BP 10446
 69656 Villefranche-sur-Saône Cedex,
 France
 Tél. +33 (0)4 74 65 61 61
 Email: novexia@ensto.com
www.ensto.com/fr

Site de fabrication :

Boulevard de l'Adour
 65200 Bagnères de Bigorre,
 France

Better life.
 With electricity.

ENSTO



Options

Option NO: vis, rondelles et bride pour raccordement

Option IF: indicateur de défaut électronique déployant un ruban rouge de signalisation.

Option S3D2: support isolant et module intégré de déconnexion.

Le système de déconnexion S3D2 sépare automatiquement de la terre la borne inférieure du parafoudre en défaut.

Il assure la continuité de service.

Il fournit aussi une indication visuelle du défaut.

Le déconnecteur n'a pas de pouvoir de coupure du courant de court-circuit.



Options

NO option: bolts, washers and clamp for connection

IF option: electronic fault indicator using a red flag for easy signaling.

S3D2 option: insulating bracket and built-in ground lead disconnecter.

The disconnecting device S3D2 separates automatically from earth the bottom terminal of the failed arrester.

It ensures continuity of service.

It also provides a visual indication of the failure.

The disconnecter is not a fault clearing device.

Accessoires

- Ferrure pour montage vertical ou horizontal sur traverse
- Tresse de mise à la terre
- Socle (isolé ou non)

Accessories

- Metal bracket for horizontal or vertical mounting
- Flexible earth lead
- Pedestal (insulated or not)

Ensto Novexia SAS

Siège social :

210 rue Léon Jouhaux BP 10446
69656 Villefranche-sur-Saône Cedex,
France

Tél. +33 (0)4 74 65 61 61

Email: novexia@ensto.com

www.ensto.com/fr

Site de fabrication :

Boulevard de l'Adour
65200 Bagnères de Bigorre,
France

Better life.
With electricity.