

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Serviços de Manutenção de Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo em Instalações Industriais

João Maria Batista Morgado



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Cláudio Domingos Martins Monteiro

30 de junho de 2025

Resumo

No caminho para a neutralidade carbónica, a adoção de fontes de energia renovável constitui um dos pilares fundamentais. Entre estas fontes, a energia solar fotovoltaica destaca-se não só pelo seu elevado potencial, mas também pela sua elevada taxa de crescimento, sendo atualmente uma das principais apostas nos planos energéticos mundiais. A nível industrial, a implementação de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo tem-se revelado uma solução altamente atrativa, permitindo às empresas reduzir significativamente os seus custos operacionais, enquanto contribuem para a sustentabilidade ambiental e energética.

O crescimento exponencial desta tecnologia, contudo, apresenta novos desafios, nomeadamente no que diz respeito à manutenção eficaz dos sistemas instalados. A aposta na instalação de novos sistemas tem sido largamente incentivada por políticas públicas e apoios financeiros. No entanto, a manutenção dos mesmos é frequentemente subvalorizada, o que pode comprometer a eficiência energética, a longevidade dos equipamentos e o retorno do investimento.

Neste contexto, a presente dissertação de mestrado tem como objetivo central analisar e comparar diferentes estratégias de manutenção aplicadas a sistemas fotovoltaicos. Através de uma avaliação técnica das práticas de operação e manutenção (O&M) aplicadas, pretende-se identificar os principais fatores de sucesso e propor metodologias de valorização dos serviços prestados nesta área.

A investigação tem como caso de estudo a empresa Corticeira Amorim, o maior grupo industrial do setor da cortiça mundialmente, que possui atualmente cerca de 24 MW de potência fotovoltaica instalada em Portugal, distribuída por várias unidades industriais. A empresa contrata quatro prestadores de serviços distintos para assegurar a manutenção dos seus sistemas solares.

O trabalho inicia-se com uma revisão dos princípios e componentes de um plano de manutenção eficaz, abordando aspetos técnicos, económicos e organizacionais. Segue-se uma caracterização do sistema fotovoltaico instalado na Corticeira Amorim.

A secção seguinte dedica-se à análise crítica dos contratos de O&M, através do desenvolvimento de uma metodologia que permite avaliar e comparar os serviços contratualizados.

Por fim, procede-se à avaliação prática da eficácia dos serviços de O&M prestados na Corticeira Amorim, procurando estabelecer relações diretas entre as atividades de manutenção realizadas e o desempenho global das instalações solares. Esta análise pretende não só fornecer recomendações para a otimização dos contratos de manutenção, mas também contribuir para a definição de boas práticas que possam ser replicadas noutros contextos industriais.

Palavras-chave: Energia Solar, Operação e Manutenção, O&M, Manutenção Fotovoltaica, Monitorização Fotovoltaica

Abstract

On the road to carbon neutrality, the adoption of renewable energy sources is one of the fundamental pillars. Among these sources, photovoltaic solar energy stands out not only for its high potential but also for its rapid growth rate. It is currently one of the main priorities in global energy strategies. At the industrial level, the implementation of photovoltaic systems for self-consumption has proven to be a highly attractive solution, enabling companies to significantly reduce their operating costs while contributing to environmental and energy sustainability.

However, the exponential growth of this technology presents new challenges, particularly regarding the maintenance of installed systems. Investment in new installations has been widely encouraged through public policies and financial incentives. Yet, maintenance is often undervalued, which can jeopardise energy efficiency, equipment longevity, and return on investment.

In this context, the main objective of this master's thesis is to analyse and compare different maintenance strategies applied to photovoltaic systems. Through a technical evaluation of current operation and maintenance (O&M) practices, the study aims to identify key success factors and propose methodologies for assessing the value of services provided in this area.

The case study focuses on Corticeira Amorim, the world's largest industrial group in the cork sector, which currently has around 24 MW of photovoltaic installed capacity in Portugal, spread across various industrial units. The company has contracts with four different service providers to manage the maintenance of their solar systems.

The document begins with a review of the principles and components of an effective maintenance plan, addressing technical, economic, and organisational aspects. This is followed by a detailed characterisation of the photovoltaic systems installed at Corticeira Amorim.

The next section is dedicated to a critical analysis of the O&M contracts, including the development of a methodology for evaluating and comparing the services contracted.

Finally, a practical assessment of the effectiveness of the O&M services provided at Corticeira Amorim is provided, aiming to establish direct links between maintenance activities and the overall performance of the solar installations. This analysis seeks to provide recommendations for optimising maintenance contracts and also contribute to the definition of best practices that can be replicated in other industrial contexts.

Keywords: Solar Energy, Operations and Maintenance, O&M, Photovoltaic Maintenance, Photovoltaic Monitoring

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas são um conjunto de 17 objetivos, constituídos por 169 metas, que têm como propósito servir de guia para resolver os principais problemas mundiais, atendendo às necessidades da população dos países aderentes e promovendo o desenvolvimento sustentável.

Atendendo a estes objetivos definidos, o presente trabalho incide sobre alguns dos mesmos, nomeadamente:

ODS 7 Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos.

ODS 9 Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação.

A tabela 1 reúne alguns ODS relevantes para o presente trabalho, detalhando o efeito do mesmo nesses objetivos e as métricas através dos quais eles são medidos.

Tabela 1: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ODS	Objetivo	Contribuição	Indicadores de Desempenho e Métricas
7	7.2: Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global.	Aumenta a eficiência das instalações fotovoltaicas, permitindo a geração de mais energia.	Peso das energias renováveis no consumo total final de energia.
9	9.4: Até 2030, modernizar as infraestruturas e reabilitar as indústrias para torná-las sustentáveis, com maior eficiência no uso de recursos e maior adoção de tecnologias e processos industriais limpos e ambientalmente corretos.	Permite uma melhor utilização a nível industrial da energia fotovoltaica, reduzindo as emissões carbónicas.	Emissão de CO ₂ por unidade de valor acrescentado.

Agradecimentos

Antes de prosseguir para este trabalho gostava de deixar uma nota de agradecimento a todos os que me auxiliaram neste caminho, que não foi apenas limitado aos últimos seis meses.

Em primeiro lugar gostava de agradecer ao professor Cláudio Monteiro por toda a disponibilidade e trabalho, desde muito antes do projeto existir até às últimas horas de trabalho. Acima de tudo pelo incentivo e palavras de encorajamento e calma, talvez mais necessárias por vezes do que o apoio técnico.

A todos na Amorim Cork Services, por me terem dado a oportunidade e recursos para prosseguir com este trabalho e também por me terem acolhido tão amigavelmente. Um especial agradecimento ao Eng. Miguel Bento e Eng. Francisco Loureiro, que acompanharam este trabalho diariamente e estiveram sempre dispostos para ajudar e a incentivar-me a sair da zona de conforto e crescer enquanto engenheiro.

Aos meus pais, irmã, tio e avó, por todo o apoio ao longo de toda a vida, era impossível pedir uma melhor rede de apoio. Tenho perfeita noção que este trabalho só foi possível devido a todo o esforço que me dedicaram e continuam a demonstrar e estarei para sempre genuinamente agradecido.

À minha namorada Beatriz que acompanhou todo este percurso e foi uma parte completamente indispensável para a conclusão do mesmo. Há quem diga que o caminho é igualmente importante ao destino e contigo tenho a certeza que estou bem acompanhado.

Por fim a todos os meus amigos, de todos os lados e sítios, que me ajudaram em todos os aspetos, a manter o foco no percurso académico, na vida pessoal e também na diversão, que é essencial. Acredito que as pessoas são pequenas reflexões de quem as rodeia e todo o contacto que tenho convosco formou-me enquanto pessoa e permite uma aprendizagem constante.

Não podia estar mais agradecido por quem me rodeia, um obrigado genuíno a todos.

João Morgado

“É por preguiça, creio eu, que o mundo se mantém igual de um dia para o outro. Hoje tinha ares de querer mudar. E então tudo, tudo podia acontecer.”

Jean-Paul Sartre

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Metodologia	2
1.4	Estrutura	3
2	Estado de Arte	5
2.1	Introdução ao conceito de manutenção fotovoltaica	5
2.2	Abordagens de manutenção em sistemas fotovoltaicos	6
2.2.1	Manutenção corretiva	6
2.2.2	Manutenção preventiva	7
2.2.3	Manutenção preditiva	12
2.3	Normas e regulamentações para manutenção de sistemas fotovoltaicos	14
2.4	Monitorização e diagnóstico de sistemas fotovoltaicos	15
2.5	Indicadores de desempenho para gestão da manutenção	17
2.6	Gestão de reposição de componentes e peças sobressalentes	21
2.7	Tipos de falhas em sistemas fotovoltaicos	22
2.7.1	Hotspots	22
2.7.2	Fissuras	23
2.7.3	<i>Snail trails</i>	23
2.7.4	Descoloração	24
2.7.5	Sujidade	24
2.7.6	Falhas nos inversores	24
3	Caracterização do Caso de Estudo	26
3.1	Corticeira Amorim	26
3.1.1	Breve apresentação da empresa	26
3.1.2	Energia fotovoltaica na Corticeira Amorim	26
3.1.3	Distribuição geográfica das unidades industriais	27
3.1.4	Instaladores e fases do projeto	28
3.2	Características das instalações	30
3.2.1	Potência instalada	30
3.2.2	Equipamentos utilizados	31
3.3	Operação	36
3.3.1	Início de operação	36
3.3.2	Sistema de monitorização e alarmística	37

4	Guia de Serviços de Manutenção	41
4.1	Introdução	41
4.2	Manutenção corretiva	41
4.3	Manutenção preventiva	43
4.3.1	Limpeza	43
4.3.2	Termografia	44
4.3.3	Curvas I-V	45
4.3.4	Gestão de partes sobressalentes	45
4.4	Componentes contratuais	49
4.4.1	Tempo de resposta	49
4.4.2	Garantias de desempenho	49
4.4.3	Ajustes de preço consoante desempenho	50
5	Avaliação de Serviços de Manutenção	51
5.1	Contratos de O&M atuais	51
5.1.1	Empresa A	51
5.1.2	Empresa B	52
5.1.3	Empresa D	53
5.1.4	Empresa C	53
5.1.5	Comparação de custo	54
5.2	Atividades de manutenção efetuadas	54
5.2.1	Limpezas	54
5.2.2	Ações de manutenção	56
5.2.3	Incidentes passados	56
5.3	Produção fotovoltaica em 2024	60
5.4	Variação de produção das U.I.	61
5.5	Processo de seleção para novos contratos	62
5.5.1	Enquadramento	62
5.5.2	Processo de contacto	62
5.5.3	Avaliação de propostas	63
5.5.4	Apresentação de resultados	63
6	Conclusão	65
6.1	Introdução e visão geral	65
6.2	Cumprimento dos objetivos	66
6.3	Utilidade do trabalho	68
	Referências	69
A		74
B		77
C		79

Lista de Figuras

2.1	Número de publicações científicas no campo da energia fotovoltaica em scopus.com. Adaptado de [7]	5
2.2	Métodos de limpeza de módulos fotovoltaicos	9
2.3	Termografia	10
2.4	Curva I-V típica [25]	10
2.5	Falhas identificáveis pela curva I-V [26]	11
2.6	Imagens captadas por UAS [28]	12
2.7	Intervalos de tempo em falhas. Adaptado de [36]	20
2.8	<i>Bathtub curve</i>	21
2.9	<i>Snail trail</i> [49]	23
3.1	Distribuição geográfica das unidades industriais da Corticeira Amorim	27
3.2	Unidades industriais do distrito de Aveiro	28
3.3	Distribuição da potência instalada por empresa	30
3.4	Imagem aérea da cobertura da U.I. de Oleiros [61]	35
3.5	Estruturas de apoio aos módulos [62]	35
3.6	Acesso às coberturas numa U.I.	36
3.7	Potência instalada por trimestre	37
3.8	Páginas da aplicação de registo de falhas	38
3.9	Funcionamento do sistema de alarme	39
3.10	Dashboard de monitorização	40
4.1	Custo de perdas por sujidade comparativamente ao custo de limpeza	43
4.2	Evolução de produção teórica e real de uma instalação	44
4.3	Comparação do custo da termografia com as perdas evitadas pela deteção de módulos defeituosos	45
4.4	Probabilidade de falha de, pelo menos, um inversor	46
4.5	Probabilidade de ocorrerem duas ou mais falhas de inversores durante o período de espera no primeiro ano	47
4.6	Probabilidade de ocorrerem duas ou mais falhas de inversores durante o período de espera nos anos seguintes	47
4.7	Valor esperado de perdas devido a falhas de inversores, com diferentes tempos de reposição - 1.º ano de operação	48
4.8	Valor esperado de perdas devido a falhas de inversores, com diferentes tempos de reposição - anos seguintes	48
5.1	Antes e depois da limpeza	57
5.2	<i>Hotspots</i> identificados em Lamas	58
5.3	Situações relevantes captadas em Oleiros	59

5.4	Danos causados pela explosão de um disjuntor	59
5.5	Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa A	60
5.6	Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa B	60
5.7	Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa D	61
5.8	Variação de produção de diferentes U.I.	61

Lista de Tabelas

1	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável	iii
2.1	<i>Checklist</i> de inspeção e reapertos	7
2.2	<i>Checklist</i> de termografia	9
2.3	Parâmetros a calcular (segundo o IEC 61724-1)	16
3.1	Fases de instalação por unidade industrial	29
3.2	Potência instalada por U.I.	30
3.3	Resumo das instalações e modelos de painéis	32
3.4	Agregação por modelo	33
3.5	Agregação por marca	33
3.6	Inversores utilizados	34
3.7	Marcas dos inversores	34
4.1	Custo horário de manutenção corretiva	41
4.2	Estimativas de produção para os primeiros meses do ano	43
4.3	<i>Stock</i> de inversores a manter	49
4.4	Exemplo de níveis de tempo de resposta	49
5.1	Preço dos contratos atuais	54
5.2	Limpezas efetuadas pela Empresa A	55
5.3	Limpezas efetuadas pela Empresa B	55
5.4	Limpezas efetuadas pela Empresa D	55
5.5	Limpezas efetuadas pela Empresa C	55
5.6	Manutenções anuais efetuadas pela Empresa A	56
5.7	Manutenções anuais efetuadas pela Empresa B	56
A.1	Ações de manutenção contempladas no contrato da Empresa B	74
B.1	Ações de manutenção contempladas no contrato da Empresa C	77

Lista de Acrónimos

AC	Alternate Current
AI	Artificial Intelligence
BOS	Balance of System
DC	Direct Current
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IoT	Internet of Things
KPI	Key Performance Indicator
MTBF	Mean Time Between Failures
MTTR	Mean Time To Repair
MFA	Multi-Factor Authentication
ML	Machine Learning
MPPT	Maximum Power Point Tracker
O&M	Operações e Manutenção
PID	Potential Induced Degradation
PR	Performance Ratio
UAS	Unmanned Aircraft System
U.I.	Unidade Industrial
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização e motivação

O Pacto Ecológico Europeu de 2019 estabeleceu como meta a neutralidade carbónica até 2050, impondo um desafio significativo à transformação dos setores energético e industrial [1]. A eletrificação da indústria surge como um pilar fundamental desta transição, substituindo combustíveis fósseis por eletricidade proveniente de fontes renováveis. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica assume um papel estratégico, não apenas pela sua abundância e redução de custos nos últimos anos, mas também pelo seu potencial de proporcionar eletricidade a preços competitivos diretamente nos locais de consumo.

Em Portugal, a capacidade instalada de energia solar atingiu cerca de 5,6 GW, com aproximadamente 37% desta potência dedicada a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), refletindo o crescente interesse das indústrias na geração de eletricidade própria [2]. Esta tendência é impulsionada por vários fatores, incluindo o aumento do preço da eletricidade na rede, a volatilidade dos mercados energéticos e a necessidade das empresas em reduzir a sua pegada carbónica. Para setores industriais com elevados consumos energéticos, o autoconsumo fotovoltaico representa uma oportunidade significativa de reduzir custos operacionais e aumentar a previsibilidade financeira, melhorando a competitividade e a resiliência face às oscilações do mercado energético [3].

Apesar das vantagens da energia solar na indústria, a operação eficiente e a longevidade dos sistemas fotovoltaicos dependem de uma gestão estruturada da sua manutenção. A ausência de estratégias adequadas pode resultar na degradação acelerada dos equipamentos, perdas de produção e aumento dos custos corretivos. Estudos indicam que, em climas como o português, perdas superiores a 20% podem ocorrer devido à negligência na manutenção, comprometendo a viabilidade económica do investimento em autoconsumo [4]. Assim, torna-se essencial adotar abordagens preventivas e preditivas para assegurar a máxima disponibilidade e eficiência das centrais solares industriais.

Apesar do avanço da instalação fotovoltaica em Portugal, a manutenção dos sistemas tem sido frequentemente subvalorizada, carecendo de profissionais especializados e de metodologias

bem definidas. Enquanto o setor privado tem demonstrado elevada competência na conceção e implementação de novas centrais, a fase de operação e manutenção continua a ser um desafio crítico para a sustentabilidade do investimento. O desenvolvimento de planos de manutenção robustos pode não apenas prolongar a vida útil dos equipamentos, mas também garantir que o desempenho energético e económico das instalações se mantém otimizado ao longo do tempo.

Diante deste contexto, esta dissertação surge com o propósito de abordar a manutenção de sistemas fotovoltaicos industriais de forma estruturada, desenvolvendo uma metodologia que integre estratégias preventivas, corretivas e preditivas. O foco na indústria deve-se ao seu peso no consumo energético e à crescente adoção do autoconsumo como ferramenta de redução de custos e mitigação de riscos no fornecimento elétrico. A necessidade de garantir a fiabilidade e a rentabilidade destas instalações motiva a presente investigação, cujo objetivo é definir diretrizes e métricas para a avaliação e melhoria contínua dos serviços de manutenção no setor industrial.

1.2 Objetivos

Com base na motivação apresentada, esta dissertação tem como objetivo principal a análise de procedimentos para a manutenção de sistemas fotovoltaicos industriais, integrando abordagens preventivas, corretivas e preditivas. Serão analisadas diferentes estratégias de manutenção, avaliando os impactos na produção e custo monetário.

Além disso, pretende-se desenvolver um guia de avaliação da qualidade dos serviços de manutenção, fornecendo métricas e indicadores que permitam a gestores e proprietários de sistemas fotovoltaicos aferir a eficiência das intervenções realizadas. Para realizar esta avaliação, será aplicada aos serviços contratados pela Corticeira Amorim aos seus sistemas fotovoltaicos,

Para concretizar este objetivo global, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Analisar e sistematizar estratégias e ferramentas de manutenção aplicáveis a sistemas fotovoltaicos industriais.
- Valorizar e estabelecer comparações entre diferentes estratégias de manutenção, demonstrando métodos de análise técnica de diferentes componentes.
- Estabelecer critérios comparativos para avaliar o desempenho de diferentes prestadores de serviços de manutenção, com base em métricas objetivas.
- Aplicar a metodologia desenvolvida a serviços prestados em sistemas reais da Corticeira Amorim.

1.3 Metodologia

A abordagem metodológica adotada nesta dissertação foi estruturada para permitir a análise, desenvolvimento e validação de um procedimento metodológico para a manutenção de sistemas fotovoltaicos industriais e avaliação de serviços prestados, bem como a avaliação do desempenho

de empresas prestadoras de serviços de operação e manutenção. Para isso, a metodologia está dividida em três fases principais:

- Revisão dos serviços de manutenção fotovoltaica - Levantamento e análise das estratégias de manutenção utilizadas no setor industrial, incluindo normas aplicáveis, boas práticas e desafios atuais.
- Desenvolvimento da metodologia - Validação técnica das estratégias de manutenção identificadas previamente, através da atribuição de valor a cada abordagem com base nos seus impactos operacionais e energéticos. Esta fase inclui ainda a definição de níveis de desempenho considerados aceitáveis, servindo de base para recomendações aplicáveis à manutenção fotovoltaica em contexto industrial.
- Validação da metodologia - Aplicação do modelo desenvolvido em sistemas fotovoltaicos industriais da Corticeira Amorim, utilizando dados reais para avaliar a prestação de serviços de manutenção.

Esta metodologia ambiciona permitir assegurar uma abordagem robusta e prática à manutenção fotovoltaica, alinhada com as necessidades da indústria e sustentada em ferramentas de análise de desempenho e monitorização contínua.

1.4 Estrutura

A dissertação está organizada em seis capítulos, conforme descrito abaixo:

- Capítulo 1 - Introdução
Apresenta o contexto da investigação, a motivação, os objetivos e a abordagem metodológica adotada. Além disso, fornece uma visão geral da estrutura do trabalho.
- Capítulo 2 - Estado da Arte
Recolhe e analisa o conhecimento existente sobre manutenção de sistemas fotovoltaicos industriais, abordando normas, metodologias, estratégias e técnicas de monitorização utilizadas para assegurar o desempenho e a fiabilidade das instalações.
- Capítulo 3 - Caracterização do caso de estudo
Caracteriza as instalações fotovoltaicas da Corticeira Amorim, fornecendo dados detalhados acerca dos equipamentos utilizados e desempenho técnico. São também explorados os serviços de manutenção fotovoltaica atualmente em vigor, detalhes contratuais e histórico de ocorrências relevantes.
- Capítulo 4 - Guia de serviços de manutenção
Explora os aspetos essenciais na contratação de serviços de manutenção, procurando atribuir um valor para cada e definir estratégias de escolha para a elaboração de planos de manutenção.

- Capítulo 5 - Avaliação de serviços de manutenção

Avalia os serviços de manutenção fotovoltaica da Corticeira Amorim, detalhando o alcance dos contratos em vigor. É depois realizada uma avaliação dos mesmos, a partir de dados reais, procurando traçar uma relação entre a prestação de serviços e o desempenho das instalações.

Por fim, é detalhado o processo de contratação de um novo prestador de serviços de manutenção, explicando o processo de decisão e métodos aplicados.

- Capítulo 6 - Conclusão

Resume os principais resultados alcançados e discute as implicações práticas da investigação.

Esta estrutura pretende garantir um fluxo lógico e coerente ao longo da dissertação, assegurando que cada capítulo contribui para a fundamentação e avaliação dos serviços de manutenção prestados atualmente.

Capítulo 2

Estado de Arte

2.1 Introdução ao conceito de manutenção fotovoltaica

A manutenção de um sistema consiste no conjunto de ações tomadas para conservar o bom funcionamento do mesmo e corrigir problemas surgidos durante a operação [5]. Em sistemas fotovoltaicos desempenha um papel fundamental na eficiência e longevidade das instalações solares. Devido aos efeitos do clima e ao desgaste natural dos componentes, a realização de inspeções regulares e intervenções preventivas é essencial para garantir um desempenho otimizado e maximizar a produção energética ao longo do tempo [6].

Nos últimos anos, a manutenção de centrais solares evoluiu significativamente, tanto na sua complexidade como no interesse nesta prática, motivado pela eletrificação da indústria e a crescente adoção de energias renováveis. Tecnologias como monitorização remota, análise preditiva e uso de drones para inspeção térmica permitiram uma abordagem mais eficiente e proativa na gestão de parques fotovoltaicos. É notável o crescente interesse nesta área de estudo, sendo possível observar o aumento registado nas publicações científicas ao longo dos últimos anos na figura 2.1.

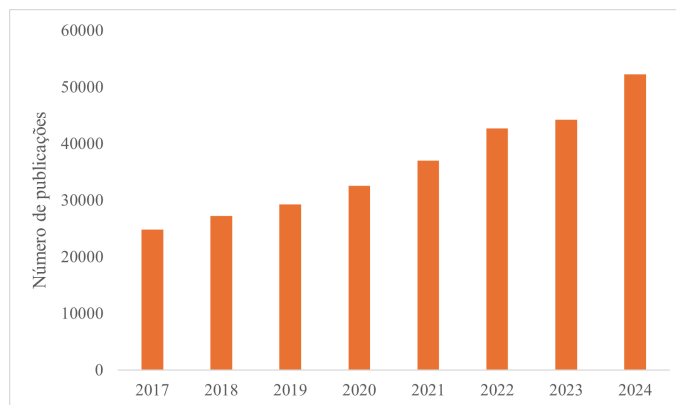


Figura 2.1: Número de publicações científicas no campo da energia fotovoltaica em scopus.com. Adaptado de [7]

A falta de uma manutenção adequada pode resultar em perda gradual de eficiência dos painéis solares, aumentando os custos operacionais e reduzindo significativamente o retorno do investimento [8]. A sujidade, o sombreamento parcial, defeitos nos inversores e conexões elétricas deficientes estão entre os principais fatores que afetam negativamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Apesar dos avanços tecnológicos, a manutenção de sistemas industriais enfrenta desafios significativos, como a necessidade de equilíbrio entre custos operacionais e eficiência, a previsão de falhas e a gestão de grandes sistemas com alta dispersão geográfica [7].

Em Portugal observa-se uma tendência onde muitas empresas dirigem o seu foco para instalação dos sistemas, relegando a manutenção a um papel secundário. Este desequilíbrio tem implicações significativas, sobretudo face ao rápido crescimento das instalações fotovoltaicas no país. O mercado fotovoltaico tem crescido de forma acelerada, impulsionado por incentivos governamentais e pela crescente procura por energias renováveis. No entanto, esse crescimento não tem sido acompanhado por um desenvolvimento proporcional dos serviços de manutenção, o que pode levar à degradação gradual do desempenho dos sistemas e a um retorno do investimento inferior ao esperado.

A manutenção de sistemas fotovoltaicos envolve a monitorização constante e a deteção precoce de falhas. A implementação de tecnologias de monitorização remota e análises preditivas ainda se encontra em evolução, e a sua adoção generalizada é crucial para uma gestão mais eficaz e proativa [9]. Embora o investimento inicial na instalação de painéis solares seja elevado, a rentabilidade a longo prazo depende fundamentalmente de uma estratégia de manutenção bem estruturada. A falta de um planeamento adequado pode resultar em custos operacionais elevados e em reparações de emergência, que comprometem a viabilidade financeira dos projetos.

Outro desafio importante é a carência de profissionais devidamente formados e especializados na manutenção de sistemas fotovoltaicos. A atualização constante dos conhecimentos técnicos é necessária para lidar com as inovações e complexidades dos sistemas modernos.

2.2 Abordagens de manutenção em sistemas fotovoltaicos

A manutenção de sistemas fotovoltaicos engloba vários métodos distintos, sendo possível agrupá-los de acordo com a sua relação a falhas e método de deteção. Estabelecem-se então três grupos: corretiva, preventiva e preditiva.

2.2.1 Manutenção corretiva

A manutenção corretiva engloba ações tomadas após o surgimento de uma falha ou limitação técnica, identificada por inspeções de rotina ou deteção através de falhas nos equipamentos. Estes procedimentos não são agendados nem têm periodicidade fixa, uma vez que são ditados pelo funcionamento do equipamento.

Em termos de custo, estas revelam-se as mais impactantes, dado que implicam uma quebra na produção energética ou até danos no sistema, levando à substituição de equipamento. Na aplicação

de medidas corretivas, otimizar o processo de intervenção técnica é crucial, ajudando a mitigar os efeitos das falhas [10].

Ao elaborar um plano de manutenção fotovoltaico para grandes instalações, a aplicação exclusiva de medidas corretivas prova-se insuficiente, sendo que esta ineficácia aumenta consoante o tamanho da instalação [11].

2.2.2 Manutenção preventiva

A manutenção preventiva constitui um conjunto de ações tomadas antes da ocorrência de falhas com o objetivo de prevenir impactos na produção e impedir que falhas pequenas evoluam para defeitos de maior gravidade [12].

Esta manutenção é habitualmente feita através de intervenções agendadas, compreendendo limpezas regulares, inspeção de equipamentos e até substituição preventiva de acordo com o ciclo de vida de cada componente.

Comparativamente com a manutenção corretiva, esta garante uma maior segurança e uma redução dos custos associados a desconexões do sistema, ao impedir a escalação de falhas até a um ponto crítico. No entanto aplicar medidas preventivas desnecessárias implica custos adicionais, ao reduzir as reservas de peças sobressalentes e ao consumir recursos humanos de forma não otimizada [7].

- Ações periódicas

Ao definir um plano de manutenção preventiva, são definidas ações com periodicidade fixa. Os intervalos entre estes procedimentos necessitam de um ajuste conforme as características da instalação. Em ambientes corrosivos, com alta humidade e perto do oceano ou sujeitos a fenómenos extremos como cheias e tempestades, é requerida uma maior frequência. Em instalações sem problemas externos, recomenda-se uma periodicidade anual.

Tabela 2.1: *Checklist* de inspeção e reapertos

Inspeção Visual
Verificar sujidade na superfície dos módulos
Procurar fissuras ou <i>snail trails</i> nos módulos
Inspeccionar por atividade animal na instalação (marcas de roedores, pegadas)
Garantir que a cablagem permaneça intacta
Procurar sinais de envelhecimento na estrutura de montagem (ferrugem, erosão, deformação)
Garantir o devido funcionamento de mecanismos de drenagem de água
Gerir o crescimento de vegetação
Reapertos
Verificar estado das conexões elétricas nos módulos, inversores, disjuntores
Reaperto das estruturas de montagem dos módulos

- Limpeza dos módulos

A limpeza dos módulos é o procedimento base para iniciar um plano de manutenção. A sua eficácia está fortemente ligada ao local de instalação, provando-se mais impactante em climas desérticos e em locais com elevada quantidade de sujidade atmosférica, como ambientes industriais [13].

Em climas moderados, como o ibérico, a limpeza bianual prova-se excessiva, dado que os custos associados à limpeza, como mão de obra e água gasta provam-se superiores aos benefícios retirados da melhoria de eficiência do sistema [14]. Como tal, assumindo que não existem fontes de sujidade a influenciar o sistema, recomenda-se uma limpeza anual, que deve ser feita nos meses de menor pluviosidade [15].

Em climas secos, como no Médio Oriente, a deposição de partículas ocorre a uma taxa muito superior, sendo portanto necessário agendar limpezas com maior frequência [16]. Nestes climas, é necessário fazer uma análise caso-a-caso, tendo em conta o custo da água e taxa de sujidade [13].

A limpeza dos módulos fotovoltaicos pode ser realizada através de diversos métodos, variando em grau de complexidade. O método mais comum consiste na lavagem manual, que exige a intervenção de um profissional equipado com um instrumento de limpeza adequado, geralmente uma esponja não abrasiva, e acesso a uma fonte de água. A utilização de um profissional qualificado nesta tarefa permite, simultaneamente, a realização de uma inspeção visual dos módulos, possibilitando o registo de eventuais anomalias para intervenções futuras [17].

A limpeza dos módulos fotovoltaicos pode ser automatizada através da utilização de sistemas de aspersores, instalados na sua estrutura de apoio. Esta opção apresenta vantagens sobretudo em locais de acesso difícil, como instalações em telhados ou locais remotos. A implementação destes sistemas possibilita o controlo à distância da frequência de limpeza, contribuindo para a redução dos custos operacionais a longo prazo. Além disso, permite a realização de limpezas com maior regularidade e a adaptação dos horários de funcionamento em função das condições meteorológicas, ativando o sistema em períodos de menor pluviosidade [17].

Em instalações de grande escala montadas ao nível do solo, normalmente *utility-scale*, é possível adotar sistemas de limpeza com recurso a veículos de grande dimensão. Estes veículos estão equipados com braços robóticos munidos de esponjas, que percorrem os módulos fotovoltaicos, efetuando a sua limpeza. Nestes casos, é fundamental considerar a pressão exercida pelo mecanismo de limpeza, a fim de evitar danos nos módulos, bem como o espaçamento entre estes, assegurando espaço suficiente para a passagem do veículo [17].



(a) Aspersores de limpeza [18]



(b) Veículo de limpeza de módulos [19]

Figura 2.2: Métodos de limpeza de módulos fotovoltaicos

- Termografia

A termografia é uma técnica amplamente utilizada para a detecção de falhas no sistema fotovoltaico. Na inspeção dos módulos, este método recorre a uma câmara de infravermelhos, permitindo a identificação de áreas com temperaturas anormalmente elevadas nos módulos. O surgimento destes pontos de aquecimento pode estar associado a diversos fatores, tais como sombreamento, fissuras nos módulos ou diferenças de tensão entre células. Destaca-se, ainda, por ser um método de diagnóstico não invasivo, uma vez que não exige a desconexão de componentes do sistema, bastando a aquisição de uma imagem térmica do sistema em funcionamento [20]. No entanto, a termografia apresenta a desvantagem de requerer condições meteorológicas estáveis, não podendo ser efetuada em períodos de flutuações térmicas [21].

Esta análise pode ser feita por amostragem (apenas em alguns componentes) ou completa, encapsulando também elementos do BOS (Balance of System), isto é, componentes do sistema fotovoltaico excluindo os módulos. Estes componentes estão expostos na tabela 2.2. Para obter uma análise compreensiva do estado do sistema é recomendada uma visualização termográfica completa, que, embora esteja associada a custos de manutenção mais elevados, prova-se útil na determinação da saúde da instalação.

Tabela 2.2: *Checklist* de termografia

Componentes a analisar por termografia
Módulos fotovoltaicos
Caixa de junção dos módulos fotovoltaicos
Inversores
Disjuntores

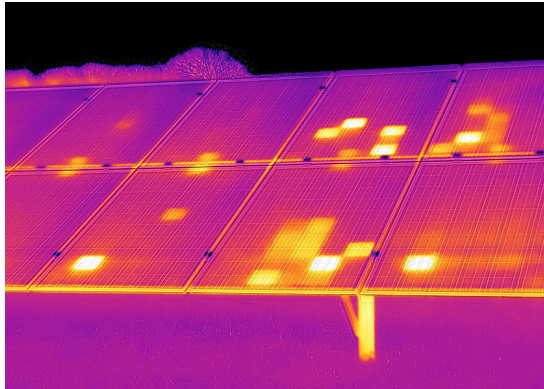
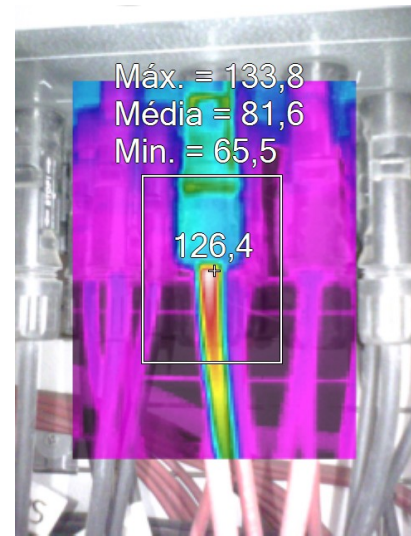
(a) Detecção de *hotspots* [22](b) Termografia a *strings* ligadas a um inversor

Figura 2.3: Termografia

- Curva I-V

A curva I-V constitui uma representação gráfica da relação entre a tensão e a corrente de uma célula solar, considerando valores constantes de irradiância e temperatura [23]. Esta curva é obtida através da medição da corrente e da tensão enquanto se varia a carga aplicada. Para efetuar a medição, é necessário haver boas condições de irradiância (constante entre 600 a 1000 W/m^2) [24]. Em sistemas de grande escala, realizar a medição da curva I-V revela-se um processo longo, dado que implica realizar testes em todas as *strings* da instalação, pelo que é desaconselhado nestes sistemas.

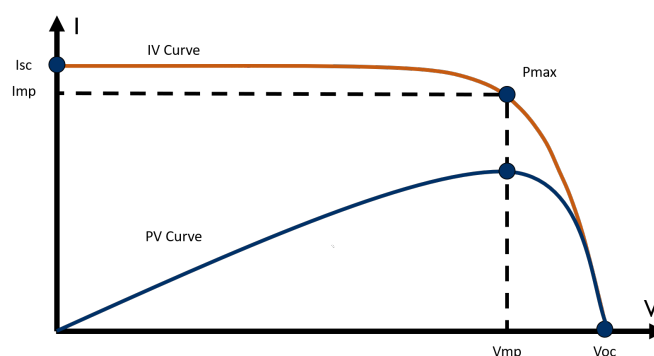


Figura 2.4: Curva I-V típica [25]

Os testes da curva I-V fornecem a seguinte informação:

- Tensão em circuito aberto (V_{OC})
- Corrente de curto-circuito (I_{SC})

- Potência máxima (P_{max})
- Fator de Forma (FF)

A análise da curva I-V permite a detecção de fenómenos como *hotspots*, falhas por *Potential Induced Degradation* (PID) e a avaliação dos efeitos do envelhecimento da célula [23]. A figura 2.4 apresenta a forma típica desta curva, enquanto que na figura 2.5 estão retratadas curvas I-V de *strings* possuem diferentes defeitos.

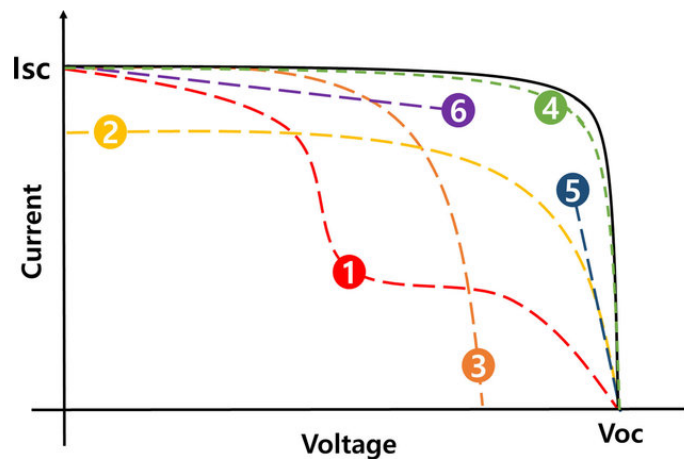


Figura 2.5: Falhas identificáveis pela curva I-V [26]

1. A curva identificada com o número 1 representa um defeito de *mismatch*. Ocorre quando os módulos fotovoltaicos conectados em série estão sujeitos a condições diferentes entre eles. Pode ser relativo a níveis de irradiância diferentes, um dos díodos sem funcionar ou sombreamento, por exemplo.
2. A curva número 2 representa uma situação em que os módulos apresentam sujidade uniforme. A forma da curva é idêntica a uma curva I-V típica mas com nível de corrente mais baixo.
3. A curva número 3 evidencia a atuação do *bypass diode* do módulo. Este componente entra em funcionamento quando ocorre uma falha ou sombreamento severo numa ou mais células, redirecionando a corrente através do diodo em vez de forçá-la a passar pelas células afetadas. Este mecanismo protege o módulo de sobreaquecimento e limita perdas adicionais de produção.
4. A curva número 4 é bastante semelhante à curva típica, mas apresenta um *knee* ligeiramente diferente. Nestes casos, a deterioração do módulo ocorre sem motivo claro, podendo ser atribuído à degradação natural do equipamento.
5. A curva número 5 indica uma resistência série elevada, que ter a sua origem em maus contactos entre o metal condutor e o silício, ligações defeituosas ou *mismatch* entre módulos.

Este tipo de falha reduz principalmente o fator de forma e, em casos mais severos, também pode diminuir a corrente de curto-circuito.

6. A curva número 6 resulta de uma resistência *shunt* reduzida, geralmente causada por defeitos de fabrico ou danos que criam caminhos indesejados para a corrente.

- Aeronaves não tripuladas (UAS)

A utilização de aeronaves não tripuladas (UAS) na manutenção de sistemas fotovoltaicos permite a realização do processo de inspeção visual num menor espaço de tempo, abrangendo maiores áreas e obtendo uma maior precisão de deteção de falhas [27]. Este método é especialmente eficaz em instalações de difícil acesso, como em coberturas, ou em instalações de maior dimensão. Ao empregar UAS para a inspeção visual de instalações, reduz-se custos associados a mão de obra e aumenta-se a segurança ao eliminar a necessidade da deslocação física até à instalação.

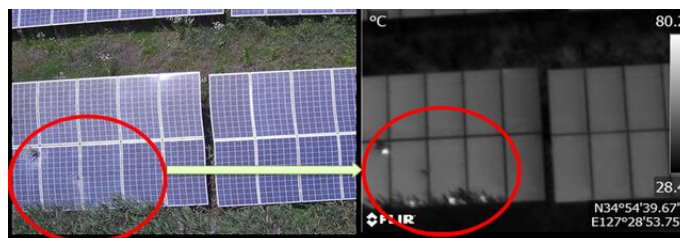


Figura 2.6: Imagens captadas por UAS [28]

O uso de UAS pode ser complementado com a instalação de módulos tecnológicos, como câmaras termográficas. Ao aliar as duas tecnologias, a análise termográfica de uma instalação torna-se mais rápida, evitando o esforço humano requerido para percorrer todos os módulos.

2.2.3 Manutenção preditiva

A manutenção preditiva é uma abordagem proativa de manutenção que se baseia na monitorização contínua do estado dos sistemas através da recolha e análise de dados em tempo real provenientes de sensores [7]. Este método permite a deteção precoce de anomalias antes que estas se manifestem em falhas no equipamento ou interrupções na produção, contribuindo assim para a otimização da eficiência operacional e a redução de custos associados a paragens não planeadas.

Os recentes avanços e crescente adoção de tecnologia de AI (inteligência artificial) têm impulsionado significativamente o desenvolvimento da manutenção preditiva. Com a ampliação da capacidade de recolha e processamento de grandes volumes de dados provenientes de dispositivos de monitorização, as ferramentas baseadas em AI são capazes de identificar padrões complexos, prever falhas com maior precisão e simular variações ambientais, permitindo uma gestão mais eficiente dos ativos industriais [29].

A manutenção preditiva distingue-se da manutenção preventiva, que se baseia em intervenções programadas de acordo com intervalos de tempo ou ciclos de utilização predefinidos. Ao

utilizar dados atualizados e análises históricas para fundamentar decisões, a manutenção preditiva possibilita um planejamento mais eficiente das ações de inspeção, manutenção e substituição de equipamentos. Deste modo, reduz-se a incidência de intervenções desnecessárias, evitando custos operacionais excessivos e garantindo que as intervenções são realizadas apenas quando há uma necessidade técnica identificada.

Diversas técnicas são utilizadas na manutenção preditiva para monitorizar o estado dos equipamentos e prever falhas com antecedência. A seguir, são apresentadas e detalhadas as principais metodologias empregues, destacando os seus princípios de funcionamento e a sua aplicabilidade em diferentes contextos industriais.

- Sensores IoT e sistemas SCADA

A *Internet of Things* (IoT) permite a comunicação e partilha de dados constante entre dispositivos, tornando-se um elemento crucial na monitorização em tempo real [30]. A adoção desta tecnologia permite obter maior eficiência e precisão, enquanto se diminui a intervenção humana, traduzindo-se numa redução dos custos [30].

De acordo com o documento Best Practices Guidelines da SolarPower [31], os dispositivos interconectados devem transmitir as seguintes informações:

- Parâmetros do dispositivo (marca, modelo)
- Estado do dispositivo e condições (estado operacional, temperatura, etc.)
- Ligações com outros dispositivos e mapeamento (*strings* conectadas, inversores, posicionamento dos sensores, etc.)

O aumento da complexidade e recolha de informação em sistemas fotovoltaicos pode também trazer as suas desvantagens. A compatibilidade entre dispositivos é crucial para manter a homogeneidade e simplicidade do sistema de monitorização, devendo ser evitada a utilização de componentes distintos que dificultam a interoperabilidade [31]. A adoção de um modelo híbrido de monitorização, isto é, que agrega vários modelos de dispositivos distintos, também introduz problemas de cibersegurança, ao aumentar o número de acessos possíveis a agentes maliciosos.

- *Machine Learning*

A AI assume agora um papel de grande destaque na manutenção fotovoltaica. A introdução de algoritmos de *machine learning* (ML) na análise de imagens captadas e evolução de parâmetros elétricos permite obter padrões de falha e prever problemas no sistema antes da sua manifestação em perdas de produção [32].

Os algoritmos desenvolvidos apresentam uma vantagem significativa ao permitirem a sua integração com soluções já existentes, podendo ser facilmente incorporados nos fluxos de trabalho atuais. Esta integração contribui para uma poupança substancial de tempo e recursos humanos, ao mesmo tempo possibilitando uma obtenção de resultados mais eficazes. Foram desenvolvidos algoritmos com uma taxa de precisão de aproximadamente 93% para a deteção de *hotspots* em módulos fotovoltaicos [33], e de 90% na deteção de módulos com presença de sujidade [34].

2.3 Normas e regulamentações para manutenção de sistemas fotovoltaicos

No setor energético, existem entidades responsáveis pela criação de normas que orientam e regulamentam a atividade profissional. O objetivo destas normas é estabelecer um conjunto de regulamentos para garantir a segurança dos sistemas, aumentar eficiência e estabelecer *standards* internacionais, facilitando a interoperabilidade dos sistemas.

Destas entidades internacionais, destacam-se três com maior relevância e reconhecimento:

IEC - International Electrotechnical Commission

A IEC é uma organização dedicada à preparação e publicação de normas científicas relativas à Engenharia Electrotécnica. Das suas publicações destacam-se as seguintes normas:

- IEC 62446 - *Standard* internacional para o processo de teste e manutenção de instalações fotovoltaicas. Define regras acerca do método de documentação das ações de manutenção e processos de teste da componente DC do sistema.
- IEC 61724 - *Standard* relativo à monitorização e aquisição de dados em sistemas fotovoltaicos. Define uma classificação para equipamentos de recolha de dados, permitindo os agrupar de acordo com a sua precisão.

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

A IEEE é uma organização global dedicada ao avanço da tecnologia em áreas como engenharia elétrica, eletrónica e computação. Entre as suas contribuições, destacam-se a elaboração de normas técnicas que garantem a interoperabilidade, segurança e inovação. Das suas publicações, destacam-se as seguintes normas:

- IEEE 1547 - *Standard* relativo à interconexão e interoperabilidade de fontes de energia distribuídas. Fornece informação sobre manutenção e segurança.

ISO - International Organization for Standardization

A ISO é uma entidade responsável pela definição de critérios globais de standardização em várias áreas de conhecimento. Embora a IEC seja a entidade normativa predominante no setor energético, a ISO abrange áreas pertinentes também aplicáveis à manutenção fotovoltaica. Destacam-se as seguintes publicações:

- ISO 55000 - Conjunto de *standards* globais destinados à gestão eficaz de ativos ao longo do seu ciclo de vida. Define uma metodologia standardizada para procedimentos de manutenção, assegurando consistência entre serviços de inspeção e o estabelecimento de *benchmarks*.
- ISO 13374 - Conjunto de normas e especificações técnicas que orientam o processamento e a análise de dados provenientes de equipamentos eletrónicos com o objetivo de avaliar

o estado operacional e o desempenho desses dispositivos. Estas normas asseguram que os dados recolhidos sejam corretamente interpretados, permitindo monitorizar, diagnosticar e prever falhas nos equipamentos.

2.4 Monitorização e diagnóstico de sistemas fotovoltaicos

Para a implementação de estratégias de gestão eficientes e a obtenção de informação detalhada sobre o desempenho do sistema fotovoltaico, a existência de um sistema robusto de recolha e processamento de dados revela-se fundamental. A disponibilidade de dados acessíveis, organizados e relevantes possibilita a definição de indicadores-chave de desempenho (*KPI*) e viabiliza a aplicação de algoritmos avançados para a deteção de falhas.

De modo a assegurar a qualidade dos dados recolhidos, a norma IEC 61724 estabelece limites rigorosos de imprecisão para os sensores utilizados, bem como diretrizes específicas para a sua instalação. Estas incluem requisitos quanto à orientação admissível, procedimentos de recalibração e medidas preventivas para mitigar danos, garantindo assim a fiabilidade e precisão das medições.

A norma define duas classes distintas para sistemas de monitorização, em função da precisão requerida para a instalação fotovoltaica:

- Classe A - Aplicável a sistemas que exigem elevada precisão, como instalações académicas ou de grande escala (*utility-scale*).
- Classe B - Destinada a sistemas onde a principal prioridade é a garantia da operabilidade, sendo a precisão dos dados um requisito secundário.

De modo a proporcionar uma avaliação abrangente do estado do sistema, o *standard* internacional estabelece um conjunto de recomendações específicas.

- Para garantir maior precisão e representatividade das medições, as instalações de classe A não permitem a utilização de dados meteorológicos provenientes de estações externas. Já em classe B, é admissível recorrer a dados captados por terceiros, desde que a sua qualidade seja considerada adequada para a análise pretendida.
- Em sistemas de classe A, os dados devem ser guardados com um intervalo máximo de 5 minutos, sendo 1 minuto o intervalo recomendado. Para sistemas de classe B, são suficientes intervalos de 15 minutos entre os registos.
- Os parâmetros a recolher são especificados na tabela 2.3

Tabela 2.3: Parâmetros a calcular (segundo o IEC 61724-1)

Parâmetro	Símbolo	Unidade
Irradiação		
Irradiação no plano	H_i	kWh/m ²
Energia Elétrica		
Energia de saída do array FV (DC)	E_A	kWh
Energia de saída do sistema FV (AC)	E_{out}	kWh
Potência Nominal do Array		
Potência nominal do array (DC)	P_0	kW
Potência nominal do array (AC)	$P_{0,AC}$	kW
Rendimentos e Perdas de Rendimento		
Rendimento energético do array FV	Y_A	kWh/kW
Rendimento final do sistema	Y_f	kWh/kW
Rendimento de referência	Y_r	kWh/kW
Perda de captura do array	L_C	kWh/kW
Eficiências		
Eficiência do array	η_A	Nenhuma
Eficiência do sistema	η_f	Nenhuma

Após assegurar uma aquisição eficiente dos dados, torna-se essencial garantir a sua segurança, prevenindo potenciais ataques por agentes maliciosos. Para esse efeito, são estabelecidas práticas recomendadas [35]:

- Protocolos de segurança - A implementação de protocolos de autenticação robustos, como a autenticação multifator (MFA), a utilização de *firewalls* e a realização de auditorias periódicas contribuem para a proteção do sistema.
- Atualizações regulares - A ausência de atualizações no *software* dos componentes do sistema pode permitir a exploração de vulnerabilidades conhecidas. Recomenda-se, portanto, a atualização periódica de acordo com as diretrizes do fabricante.
- *Backups* de dados - O armazenamento dos dados mais relevantes em plataformas *offline* elimina o risco de perda de informação em caso de ataque cibernético ou falha do sistema.
- Planos de ação de emergência - A gestão de um sistema fotovoltaico deve incluir planos de ação específicos para a resposta a incidentes de cibersegurança, garantindo a continuidade operacional.

- Sensibilização para a cibersegurança - Uma vez assegurada a proteção dos dados, os operadores do sistema tornam-se o elemento mais vulnerável. Assim, é fundamental promover uma cultura de segurança e consciencialização entre os utilizadores.

2.5 Indicadores de desempenho para gestão da manutenção

Na gestão de um sistema fotovoltaico, os KPI provam-se fundamentais para poder compreender o estado do sistema, obter indicadores financeiros para avaliar aspetos económicos do projeto e para avaliar os serviços de manutenção aplicados ao sistema [36].

Pode-se então fazer uma divisão entre dois grupos de KPI aplicáveis:

KPIs para avaliação da performance do sistema

- Desempenho de Referência

O rendimento de referência (Y_r) faz parte do *standard* IEC 61724 e representa a relação entre a irradiação medida no módulo fotovoltaico (H_i), medido em kWh/m^2 , e a irradiância solar medida em condições *standard* (G_{STC}) (correspondente a $1000 W/m^2$). Este valor representa a energia obtida em condições ideais. Este KPI indica o recurso solar obtido na instalação fotovoltaica, excluindo perdas do sistema.

$$Y_r(i) = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (2.1)$$

- Y_r = Rendimento de Referência (kWh/kWp)
- H_i = Irradiação medida no painel (kWh/m^2)
- G_{STC} = Irradiância de referência em condições STC ($1000 W/m^2$)

- Rendimento do Campo Fotovoltaico

O rendimento do campo fotovoltaico (Y_f) é medido através do quociente entre a produção (E_{out}) num determinado período de tempo e a potência nominal (P_0) do sistema. Com este KPI é possível quantificar o período equivalente durante o qual a instalação opera com rendimento máximo.

$$Y_f(i) = \frac{E_{out}}{P_0} \quad (2.2)$$

- Y_f = Rendimento do Campo Fotovoltaico (kWh/kWp)
- E_{out} = Produção num determinado período de tempo (kWh)
- P_0 = Potência nominal de pico (kWp)

- Rácio de Performance

O rácio de performance (PR) é dos indicadores de desempenho mais utilizados na O&M de sistemas fotovoltaicos, sendo também incluído no IEC 61724. Representa a relação entre a produção energética do sistema (Y_f) num certo intervalo de tempo e o desempenho de referência (Y_r) nesse mesmo período. Indica a eficiência e qualidade do sistema respetivamente à produção energética [37]. Este KPI prova-se particularmente útil que reflete o impacto das perdas, estando sujeito a influências por flutuações de componentes externas ao sistema, como a irradiância e temperatura. Analisando o PR, compara-se a eficiência do sistema com a sua eficiência nominal sob condições *standard*.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100 \quad (2.3)$$

- PR = Rácio de Performance (%)
- Y_f = Rendimento do Campo Fotovoltaico (kWh/kWp)
- Y_r = Rendimento de Referência (kWh/kWp)

Para a visualização do PR em períodos mais longos (como durante um ano inteiro), o cálculo entre Y_f e Y_r é suficiente para obter uma visão geral do sistema, dado que o intervalo de tempo permite uma correção natural de pequenas influências. No entanto, para obter um PR de um período mais curto, é recomendado efetuar um ajuste à temperatura. Este ajuste provém da influência que a temperatura ambiente exerce sob a temperatura dos módulos, dado que valores elevados de temperatura causam um decréscimo na produção fotovoltaica [38].

Esta correção é realizada da seguinte forma:

$$PR_{TO} = \frac{Y_f}{Y_r \times [1 - \frac{\beta}{100} \times (T_{MOD} - 25^\circ C)]} \times 100 \quad (2.4)$$

- PR_{TO} = Rácio de performance corrigido à temperatura (%)
- Y_f = Rendimento do Campo Fotovoltaico (kWh/kWp)
- Y_r = Rendimento de Referência (kWh/kWp)
- β = Coeficiente de temperatura dos módulos (% / °C)
- T_{MOD} = Temperatura média do módulo durante o período em análise (°C)

- Variação anual de produção

A variação anual de produção permite quantificar a redução anual da produção do sistema em função da produção total, analisando a redução de *performance* ao longo do tempo. Para o cálculo deste KPI, é necessário possuir dados de produção de um largo espaço de tempo, de modo a poder identificar padrões de decadência.

$$V_P = \frac{P_{UA} - P_{AP}}{P_{UA}} \quad (2.5)$$

- V_P = Variação anual de produção (%)
- P_{UA} = Produção no último ano (kWh)
- P_{AP} = Produção no ano presente (kWh)

- Disponibilidade técnica

A disponibilidade técnica (A_t) quantifica o período durante o qual o sistema permanece em condições operacionais aceitáveis, excluindo intervalos de indisponibilidade resultantes de falhas ou outras situações que impeçam o funcionamento regular. Para determinar o tempo de operação aceitável, é previamente definido um limiar de irradiância, que, dependendo das características da localização, assume geralmente valores de 50 ou 70 W/m².

$$A_t = \frac{T_{aceite} - T_{down}}{T_{aceite}} \quad (2.6)$$

- A_t = Disponibilidade técnica (%)
- T_{aceite} = Período em condições aceitáveis (h)
- T_{down} = Período com produção nula (h)

KPIs para avaliação dos serviços de manutenção

- Cumprimento de horário

O cumprimento de horário (S_C) é um indicador referente à taxa de resolução de problemas dentro de limites estipulados previamente. É medido através da relação entre o número de ações de manutenção completadas dentro do período aceitável e o número total de intervenções realizadas.

$$S_C = \frac{\text{Nº ações dentro do prazo}}{\text{Nº ações realizadas}} \times 100 \quad (2.7)$$

- Tempo de reação

O tempo de reação (T_r) compreende o período passado entre a detecção de uma falha e o envio de uma equipa de manutenção ao local do incidente. Este KPI avalia a prontidão da resposta dos prestadores de manutenção.

- Tempo de resolução

O tempo de resolução (T_R) é a duração da reparação de um componente. Deve ser medido desde a chegada da equipa de manutenção ao local até à sua reparação total.

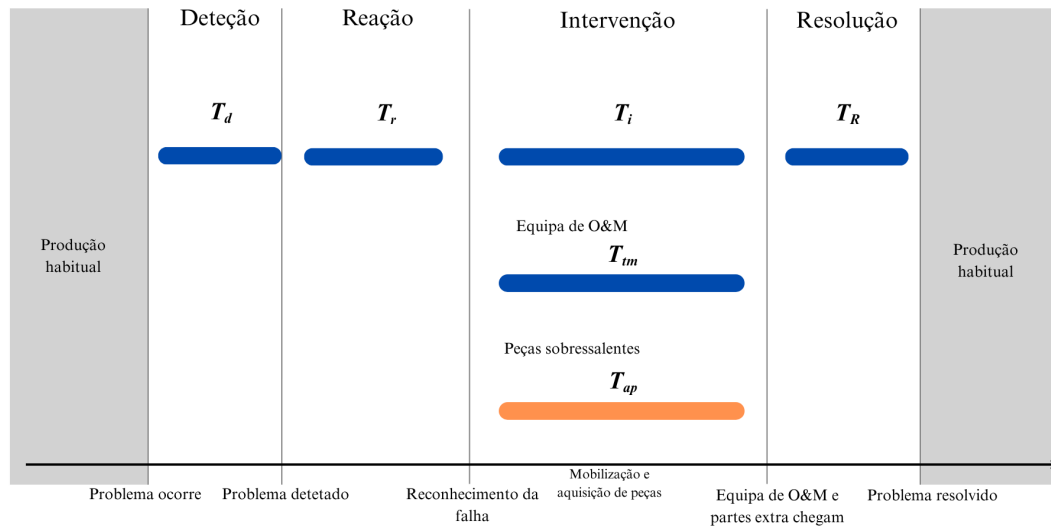


Figura 2.7: Intervalos de tempo em falhas. Adaptado de [36]

- *Mean Time To Repair* (MTTR)

O MTTR indica o tempo médio para a resolução de anomalias. A utilização do MTTR na gestão de um sistema permite avaliar o desempenho do prestador de serviços de manutenção mas também auxilia na tomada de decisões. Um componente com MTTR baixo pode indicar que a substituição do equipamento é mais vantajosa do que a sua reparação.

- $MTTR = \text{Mean Time to Repair}$

$$MTTR = \frac{T_R}{\text{N}^\circ \text{ ações realizadas}} \quad (2.8)$$

- $T_R = \text{Tempo de resolução (h)}$

- *Mean Time Between Failures* (MTBF)

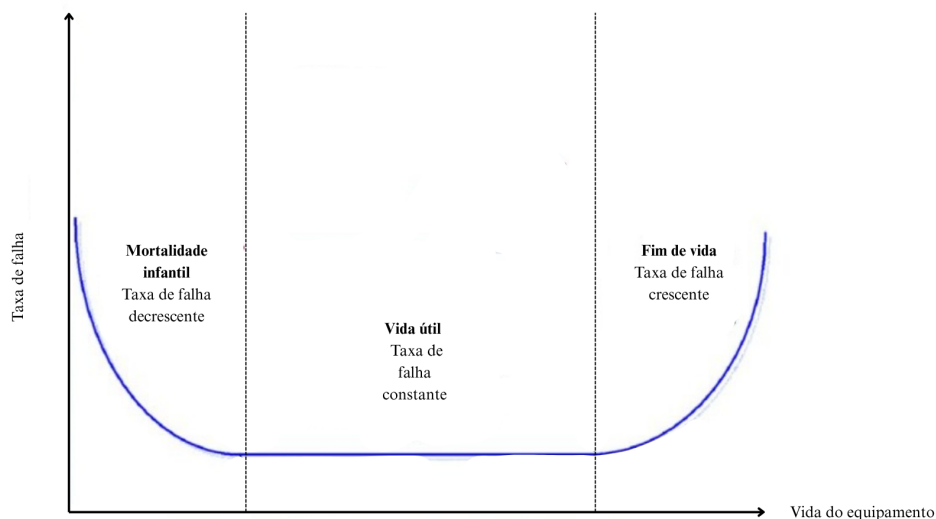
O MTBF indica a duração de operação média ininterrupta do sistema, até à ocorrência de uma falha. É medido através do rácio entre o tempo total num estado funcional e o número de falhas registadas.

- $MTBF = \text{Mean Time Before Failure}$

$$MTBF = \frac{T_O}{\text{N}^\circ \text{ falhas registadas}} \quad (2.9)$$

- $T_O = \text{Tempo de operação do sistema (h)}$

Embora o MTBF seja um indicador da disponibilidade de um componente, é necessário ter em conta a variável taxa de falha ao longo da vida. Esta evolução é descrita como *bathhtub curve* e mapeia a probabilidade de um componente falhar ao longo da sua vida. Pode-se observar esta variação na figura 2.8.

Figura 2.8: *Bathtub curve*

Ao analisar a figura 2.8, verifica-se uma taxa de falha mais elevada no início da vida útil dos componentes, um fenómeno conhecido como *infant mortality*. Esta fase inicial caracteriza-se por uma maior propensão à ocorrência de falhas, frequentemente associadas a defeitos de fabrico que se manifestam precocemente. Após ultrapassar esta fase, a taxa de falha reduz-se progressivamente até atingir um nível estável, que se mantém constante ao longo do período de funcionamento regular. No final da vida útil, observa-se um aumento na taxa de falha devido à ocorrência de defeitos resultantes de mecanismos de desgaste [39].

2.6 Gestão de reposição de componentes e peças sobressalentes

A gestão eficiente de partes sobressalentes pode revelar-se um fator crítico para a operacionalidade e fiabilidade de sistemas fotovoltaicos. Uma abordagem inadequada pode provocar tempos de reparação prolongados, aumentando as perdas de produção e comprometendo o desempenho global da instalação. A indisponibilidade de componentes essenciais pode gerar custos adicionais, seja devido à necessidade de aquisições urgentes a preços mais elevados, seja pela mobilização de equipas para intervenções não programadas [10].

A responsabilidade pela gestão de partes sobressalentes é definida previamente através de um acordo entre os prestadores de serviços de manutenção e o gestor da instalação. Recomenda-se que as empresas responsáveis pela manutenção assegurem a disponibilidade e o armazenamento adequado dos componentes críticos [31]. No entanto, a manutenção de um *stock* abrangente de todas as peças do sistema não é economicamente viável. Assim, torna-se essencial estabelecer uma classificação das peças a armazenar, priorizando-as com base no impacto que a sua indisponibilidade teria no desempenho do sistema e na probabilidade de ocorrência de falhas.

Os inversores são considerados componentes de elevada prioridade na gestão de partes sobressalentes, uma vez que as suas falhas têm um impacto significativo na produção e apresentam um MTTR superior ao das restantes componentes [40]. A falha total de um inversor resulta na desconexão de todos os módulos a ele associados, agravando as perdas energéticas. Este impacto torna-se mais relevante à medida que aumenta a dimensão do inversor, dado que inversores de maior capacidade tendem a apresentar taxas de falha mais elevadas [41]. Esta relação deve-se à maior complexidade dos circuitos internos e ao número superior de componentes [41]. Assim, recomenda-se o armazenamento de, pelo menos, uma unidade sobressalente [31].

Apesar das baixas taxas de falha associadas aos módulos fotovoltaicos [41], a sua elevada quantidade na instalação torna a ocorrência de falhas individuais relativamente comum. Para mitigar potenciais perdas e facilitar a substituição em caso de avaria, recomenda-se a manutenção de um *stock* equivalente a 0,5 a 1% do total de módulos instalados [31].

É fundamental estabelecer um equilíbrio na gestão da quantidade de peças sobressalentes, considerando os prazos de garantia estipulados pelo fabricante. O armazenamento prolongado de determinados componentes pode resultar na expiração da garantia, comprometendo a sua substituição em caso de falha e potencialmente gerando custos adicionais para a instalação.

A localização de armazenamento das peças sobressalentes deve ser decidida no contrato com o fornecedor do serviço de manutenção, existindo a possibilidade de serem guardadas nas próprias instalações. Esta opção é mais adequada em instalações remotas, com tempos de acesso superiores. As condições de armazenamento destas peças devem ser consideradas, procurando evitar a degradação do material por fatores externos como temperatura ou humidade.

2.7 Tipos de falhas em sistemas fotovoltaicos

Durante a operação de uma instalação fotovoltaica, é comum a ocorrência de eventos que comprometem, ou mesmo inviabilizam, o seu funcionamento adequado. Estes constrangimentos podem ter origem em diversos fatores, entre os quais se destacam os fatores ambientais, como a acumulação de pó, a humidade e variações extremas de temperatura, bem como fatores internos, resultantes do desgaste natural e progressivo dos componentes do sistema.

2.7.1 Hotspots

Os *hotspots* são dos defeitos mais comuns encontrados nos módulos [42], sendo caracterizados por uma pequena parte da face do módulo que regista uma temperatura mais elevada do que a região envolvente. Esta diferença de temperatura provém de valores de resistência elétrica superiores em uma ou mais células do módulo. A variação de temperatura prejudica o seu bom funcionamento e afeta a corrente da sua *string*, diminuindo a produção energética na mesma [43]. A exposição prolongada de *hotspots* também prejudica o tempo de vida do componente, acelerando a taxa de degradação do mesmo e podendo até causar incêndios. Em termos de eficiência energética, a exposição de uma célula a um sombreamento parcial provoca perdas de 15.4% na sua produção [44].

Existem várias causas para estes defeitos, abrangendo sombreamento parciais, dejetos de pássaros, falhas nas ligações elétricas ou até condições meteorológicas extremas.

Para a identificação de *hotspots*, o método mais fiável é a análise termográfica, dado que a maioria destes casos são invisíveis ao olho humano [39].

A prevenção de *hotspots* é feita através de manutenções regulares.

2.7.2 Fissuras

Nos módulos fotovoltaicos as fissuras são causadas devido à expansão dos seus materiais ou por danos físicos externos. Estas fissuras provocam desequilíbrios nos parâmetros elétricos e rapidamente impactam a produção do sistema [39]. As fissuras normalmente surgem durante o processo de fabrico, com a aplicação de stress físico e térmico. Após a instalação, estes defeitos têm tendência a expandir-se, aumentando o seu efeito na produção [45]. A sua identificação pode ser realizada por inspeção visual, no caso de fissuras mais expressivas, ou pela captura de imagens eletroluminescentes.

Um estudo conduzido na Jordânia concluiu que, em média, as microfissuras nos módulos provocam perdas de produção de 1,49% , sendo este efeito menos expressivo em módulos monocristalinos, registando perdas de 0,55% [46].

2.7.3 *Snail trails*

Os *snail trails* são descolorações nos módulos fotovoltaicos que surgem habitualmente no lado frontal ou lateral das células solares. Ocorrem vários meses após a instalação ser realizada e exibem uma forte correlação com fissuras [47, 48]. A sua origem provem de infiltrações de humidade, que cria uma reação química com os polímeros e gera partículas que contêm prata [48], dando assim um aspeto prateado ao defeito.

Relativamente aos efeitos dos *snail trails* na eficiência dos módulos, provou-se que podem causar reduções na produção anual de até 37% [47].



Figura 2.9: *Snail trail* [49]

2.7.4 Descoloração

A descoloração é um tipo de degradação caracterizado pela mudança de cor da camada de acetato de etileno-vinil localizado entre o vidro e as células solares [50, 51]. Este polímero, originalmente transparente, muda de cor para amarelo ou castanho, dificultando a transmissão de luz solar para as células fotovoltaicas. Esta transmissão restrita causa uma perda da geração elétrica do módulo, atingindo valores de 5,22% [50].

2.7.5 Sujidade

A sujidade dos painéis consiste na deposição de poeira e partículas na superfície dos módulos. Este efeito é alvo de vários estudos no sentido de quantificar impactos no sistema, causas da sujidade e a otimização de horários de limpeza. O impacto da sujidade num sistema fotovoltaico varia grandemente dependendo da localização onde está inserido, conjugando fatores como proximidade ao oceano, tipo de clima, proximidade de fontes poluentes como fábricas [52].

Um método eficiente de registar o nível de sujidade numa instalação é através da utilização de um módulo de referência, que é limpo regularmente [53]. Os dados de produção deste módulo são comparados com os restantes, que não são alvos de limpezas regulares, permitindo assim traçar um perfil de sujidade sem o uso de *hardware* externo.

O método de mitigação dos efeitos da sujidade mais eficiente é através de um plano de limpezas. Este pode ser desenvolvido de modo periódico, com uma frequência fixa, ou então adaptado às atuais condições do sistema e previsões futuras [53].

2.7.6 Falhas nos inversores

Os inversores são a componente de um sistema fotovoltaico que apresenta a maior taxa de falha [54]. Possuindo garantias de normalmente 5 anos, é expectável a sua substituição pelo menos uma vez durante a vida útil do sistema [55]. A sua fiabilidade está diretamente relacionada com a potência do inversor, sendo que esta diminui conforme a potência aumenta [54].

Este desvio de fiabilidade relativamente ao resto do sistema é causado pela elevada complexidade técnica do inversor. Uma falha num inversor causa uma perturbação elevada no sistema, sendo que cada inversor é responsável pela transformação da energia produzida por vários módulos. Dada esta complexidade, são vários os tipos de falhas que podem ocorrer no inversor, na lista abaixo são expostos os mais frequentes.

- *Software* de controlo

O *Maximum Power Point Tracker* (MPPT) é um sistema integrado em alguns inversores que permite o ajuste contínuo das características da onda elétrica de modo a maximizar a produção fotovoltaica. As falhas no MPPT devem-se a *bugs* do *software* de controlo e ao mal funcionamento dos sensores elétricos [56]. Dentro dos problemas registados com inversores, estes são os mais frequentes [57].

- Sobreaquecimento

Os inversores estão equipados com ventoinhas destinadas a promover a circulação do ar internamente, diminuindo a temperatura do dispositivo. Em instalações de maior dimensão, onde os inversores estão agrupados no interior de edifícios, é comum a existência de outros mecanismos de controlo de temperatura, como aparelhos de ar condicionado, prevenindo o sobreaquecimento da divisão.

- Falha no IGBT

O *Insulated Gate Bipolar Transistor* desempenha um papel essencial na operação do inversor, sendo responsável pela conversão de potência DC em AC. As causas mais frequentes de problemas no IGBT são sobreaquecimento e *stress* elétrico, causado por valores excessivos de tensão e corrente.

É a componente do inversor que está na origem de explosões, sendo que a energia libertada na explosão pode perfurar uma placa de aço de 2mm [58].

Capítulo 3

Caracterização do Caso de Estudo

3.1 Corticeira Amorim

3.1.1 Breve apresentação da empresa

A Corticeira Amorim é uma empresa multinacional portuguesa, sendo o grupo líder mundial no setor da cortiça [59]. Com data de início no ano de 1870, depois de 155 anos em operação, está atualmente organizada em várias unidades de negócio, estando presentes no fabrico dos mais variados produtos provenientes da cortiça. Para além das rolhas destinadas ao setor vitivinícola, também operam com revestimentos, isolamentos e outros compósitos da cortiça.

A sustentabilidade é um dos pilares centrais da estratégia da Corticeira Amorim. A empresa segue um modelo de economia circular, aproveitando ao máximo a matéria-prima e minimizando o desperdício. A cortiça, por si só, tem um impacto ambiental positivo, já que o sobreiro contribui para a retenção de carbono e a preservação da biodiversidade. Em adição a esta sustentabilidade natural, a empresa tem procurado reduzir a sua pegada ecológica através de medidas como o uso de energias renováveis e certificações ambientais.

3.1.2 Energia fotovoltaica na Corticeira Amorim

Tendo iniciado o projeto em 2021, a Corticeira Amorim estabeleceu como meta alcançar reduzir o consumo de energia da rede, recorrendo à instalação de centrais fotovoltaicas nas coberturas das suas unidades industriais. Para atingir esse objetivo foi lançado um concurso a nove empresas instaladoras para apresentarem as suas propostas. A Corticeira Amorim definiu alguns pré requisitos relativos ao resultado final esperado, elaborando um documento guia para que as propostas apresentadas pudessem ir de encontro às especificações da empresa.

Ao fim de quatro anos, o investimento na adoção de energia fotovoltaica no grupo corticeiro já ultrapassa os 16 milhões de euros. O período de instalação decorreu faseadamente ao longo dos últimos anos, estando ainda em curso a fase de projeto das últimas expansões planeadas, cerca de 1 MW adicional.

3.1.3 Distribuição geográfica das unidades industriais

As unidades industriais (U.I.) da Corticeira Amorim apresentam alguma dispersão geográfica no território nacional, havendo uma maior concentração no distrito de Aveiro no concelho de Santa Maria da Feira, onde se encontra o centro de operações da empresa. Fora do distrito de Aveiro, encontram-se algumas unidades fabris na região do Alentejo e Ribatejo. Dado a grande distância entre as fábricas a Sul e o conglomerado existente em Aveiro, torna-se necessário ajustar o plano de manutenção proposto, dado que as deslocações de equipas de manutenção habitualmente implicam um custo associado à distância.

Devido à proximidade geográfica de várias destas instalações, para efeitos de gestão/nomenclatura efetua-se uma agregação em pólos. Como tal existe o Pólo de Lamas, constituído por Lamas, Champcork e Portocork e o Pólo de Coruche, constituído por Coruche e Equipar.

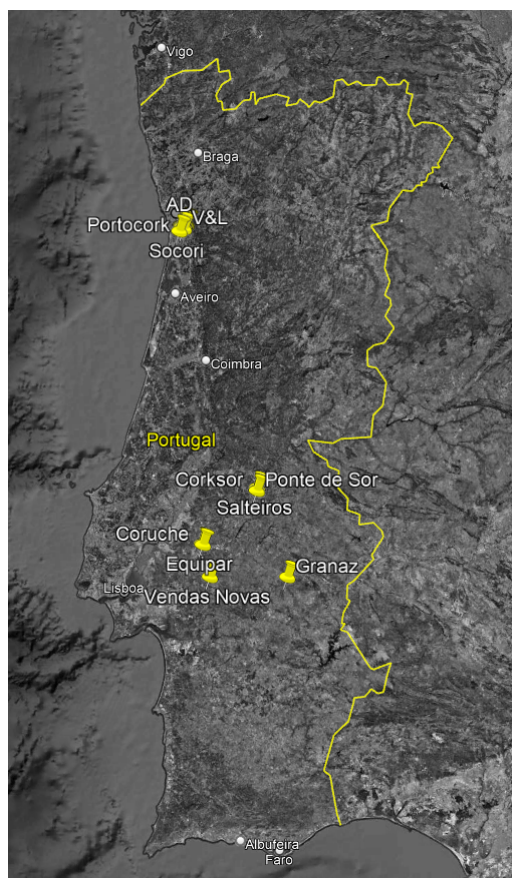


Figura 3.1: Distribuição geográfica das unidades industriais da Corticeira Amorim



Figura 3.2: Unidades industriais do distrito de Aveiro

3.1.4 Instaladores e fases do projeto

A execução dos projetos foi adjudicada a quatro empresas com experiência prévia na área da energia solar fotovoltaica. Segue-se, na lista abaixo, a enumeração das mesmas, de acordo com a unidade industrial a que ficaram atribuídas.

- Empresa A - Oleiros, Lourosa, Granaz, Mozelos, Socori, Lamas, Champcork e Portocork.
- Empresa B - AD, Equipar, Coruche, V&L, Vendas Novas, Ponte de Sor, Corksor e Salteiros.
- Empresa D - Elfverson, Biocape.
- Empresa C - Equipar (1ª fase).

Dada a dimensão do projeto fotovoltaico desenvolvido pela Corticeira Amorim, a sua execução foi organizada por fases. Esta abordagem permitiu gerir melhor os prazos e a coordenação entre os vários intervenientes.

O contexto pandémico afetou negativamente o processo de aquisição, provocando atrasos na entrega de equipamentos e constrangimentos na cadeia de abastecimento.

Destaca-se ainda o caso da unidade Equipar, cuja instalação foi inicialmente executada pela Empresa C, tendo sido concluída cerca de dois anos depois pela Empresa B, o que resultou numa intervenção faseada com responsabilidades distintas em cada etapa.

Tabela 3.1: Fases de instalação por unidade industrial

Unidade Industrial	Fase de Projeto	Potência Instalada (kWp)	Data de execução	Instalador
Equipar	1	1000	22/10/2021	Empresa C
Oleiros	1	1000	04/01/2022	Empresa A
Lourosa	1	1000	05/01/2022	Empresa A
Granaz	1	549,7	07/01/2022	Empresa A
Lamas	1	1000	10/01/2022	Empresa A
Distribuição	1	250	01/01/2023	Empresa B
Coruche	1	1000	01/01/2023	Empresa B
Vendas Novas	1	659	03/01/2023	Empresa B
Mozelos	1	1000	03/01/2023	Empresa A
V&L	1	650	03/01/2023	Empresa B
Equipar	2	2000	15/03/2023	Empresa B
Portocork	1	520,5	24/05/2023	Empresa A
Oleiros	2	1956,1	26/05/2023	Empresa A
Lourosa	2	499,99	26/05/2023	Empresa A
Champecork	1	803,3	31/05/2023	Empresa A
Lamas	2	1260,7	30/06/2023	Empresa A
Ponte Sor	1	1000	18/07/2023	Empresa B
Socori	1	1206,6	31/07/2023	Empresa A
Equipar	3	581	31/08/2023	Empresa B
Coruche	2	430	31/08/2023	Empresa B
Biocape Madeiras	1	500	29/09/2023	Empresa D
Elfverson	1	500	29/09/2023	Empresa D
Salteiros	1	765	04/01/2024	Empresa B
Mozelos	2	1055,9	05/03/2024	Empresa A
CorkSor	1	700	09/03/2024	Empresa B
Mozelos	3	170	09/03/2024	Empresa A
Mozelos	4	1500	06/07/2024	Empresa A
CorkSor	2	267	09/08/2024	Empresa B

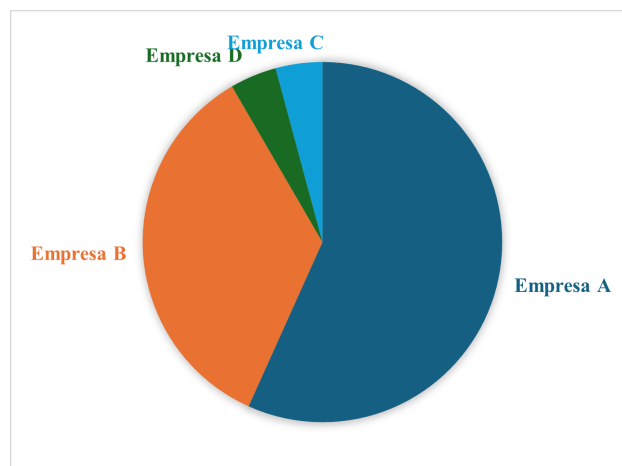


Figura 3.3: Distribuição da potência instalada por empresa

3.2 Características das instalações

3.2.1 Potência instalada

Tabela 3.2: Potência instalada por U.I.

Unidade Industrial	Potência Instalada FV (kWp)	Potência Instalada PTs (kVA)
Vendas Novas	665	1000
Mozelos	3730	15600
Lourosa	1500	4800
Oleiros	2960	12500
Pólo Lamas	3580	10000
Socori	1206	4850
Distribuição	248	630
Pólo Coruche	5000	10000
Corksor	968	2500
V&L	650	800
Ponte de Sor	1017	1600
Granaz	550	3200
Biocape	500	800
Elfverson	500	800
Salteiros	766	1800

Na totalidade, a Corticeira Amorim dispõe de 23.8MW de capacidade instalada de energia solar para autoconsumo.

3.2.2 Equipamentos utilizados

Para a execução dos projetos não foram requeridos modelos específicos de equipamentos, existindo uma lista de especificações técnicas, deixando a escolha do equipamento ao critério da empresa instaladora.

Como tal, existem uma panóplia de diferentes módulos utilizados assim como vários modelos de inversores. As diferentes marcas e modelos têm de ser tidas em consideração na elaboração de um plano de manutenção, dado que os equipamentos vão apresentar características e taxas de falha distintas. A relação com empresas fornecedoras também se deve ter em conta, sendo que a facilidade de obtenção de novos equipamentos varia conforme o fornecedor.

3.2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Para os módulos fotovoltaicos foram definidos os seguintes requisitos:

- Tecnologia monocristalina
- Disposição em *strings*
- Potência indicativa superior a 450Wp
- Rating A na classificação PV Bankability da Bloomberg

Depois da adjudicação dos projetos, a tabela 3.3 detalha o número de módulos utilizados e respetivo modelo, de acordo com a empresa instaladora.

Tabela 3.3: Resumo das instalações e modelos de painéis

Local	Instalador	Nº módulos	Modelo
Vendas Novas	Empresa B	1221	JKM545
Mozelos	Empresa A	6751	JAM72S30-545/MR
Lourosa	Empresa A	1851	JAM72S30-540/MR
		918	JAM72S30-545/MR
Oleiros	Empresa A	3591	JAM72S30-545/MR
		1859	JAM72S30-540/MR
Lamas	Empresa A	6581	JAM72S30-545/MR
Socori	Empresa A	2213	JAM72S30-545/MR
AD	Empresa B	460	LR5-72HPH-540M
Pólo Coruche	Empresa B	5504	JKM545-72HL4
		1824	JKM550M-72HL4-V
	Empresa C	2020	JAM66S30-495/MR
Corksor	Empresa B	1702	LR5-72HPH-555M
		42	LR5-72HBD-545M Bifacial
V&L	Empresa B	739	LR5-72 HPH 540 M
		461	JKM545M-72HL4
Ponte de Sor	Empresa B	1808	JKM550-72HL4
		42	LR5-72HBD 550M
Granaz	Empresa A	1018	JAM72S30-540/MR
Biocape	Empresa D	910	JKM550M
Elfverson	Empresa D	910	JKM550M
Salteiros	Empresa B	1380	LR5-72HPH-555M

Tabela 3.4: Agregação por modelo

Modelo	Número
JAM72S30-545/MR	18896
JAM72S30-540/MR	1851
JKM545	7186
JKM550M	5452
LR5-72HPH-540M	1199
LR5-72HPH-555M	3082
LR5-72HBD-545M Bifacial	42
LR5-72HBD 550M	42

Tabela 3.5: Agregação por marca

Marca	Número
JA Solar	20747
Jinko	12638
Longi Solar	4365

Apesar de existir uma grande variedade entre os modelos de módulos utilizados, verifica-se que a maioria dos módulos fotovoltaicos instalados possui uma potência nominal de 545 W, situando-se todos no intervalo entre 540 W e 555 W. Os fabricantes responsáveis por estes módulos são reconhecidos internacionalmente, ocupando três das quatro primeiras posições no ranking global de produtores de módulos fotovoltaicos [60]. A escolha de fornecedores com forte presença no setor revela-se vantajosa, uma vez que facilita a substituição de equipamentos e assegura um melhor acesso a suporte técnico, dada a robustez da rede de assistência destes grandes *players* da indústria.

3.2.2.2 Inversores

Os inversores desempenham um papel fundamental no funcionamento das instalações fotovoltaicas, sendo responsáveis pela conversão da corrente contínua (DC), gerada pelos painéis solares, em corrente alternada (AC). A escolha adequada destes equipamentos tem impacto direto na eficiência global do sistema, na fiabilidade da operação e nas necessidades de manutenção ao longo do tempo.

Os critérios para a escolha dos inversores utilizados foram os seguintes:

- Fabricante: presente no top 5 da lista de "PVBL - Photovoltaic Brand Lab" e com selo EuPD Research
- Nível de agregação de controlo MPP, preferência por inversores que garantam um menor rácio Número de módulos/Número de MPPT

Nas tabelas 3.6 e 3.7 apresenta-se uma compilação dos principais modelos e marcas de inversores instalados nas infraestruturas em estudo.

Como todos os painéis apresentam potências semelhantes, o número médio de módulos por string é idêntico para todos os inversores, sendo, em média, 18 módulos por string. No entanto, devido às diferenças de potência entre os inversores, estes distinguem-se pela quantidade de *strings* que lhes estão conectadas.

Tabela 3.6: Inversores utilizados

Marca	Modelo	Nº	Potência nominal (kW)	Número de trackers MPP	Número médio de strings
Huawei	SUN2000-100KTL	66	100	10	12
Sungrow	SG110CX	54	110	9	12
Growatt	MAX 100KTL	44	100	10	11
Sungrow	SG100CX	9	100	9	10
Huawei	SUN2000-36KTL	6	36	4	4
Huawei	SUN2000-17KTL	2	17	3	2
Sungrow	SG50CX	1	50	5	6

Tabela 3.7: Marcas dos inversores

Marca	Nº
Huawei	74
Sungrow	64
Growatt	44

3.2.2.3 Estruturas de apoio

Como as instalações fotovoltaicas estavam destinadas a ser instaladas nas coberturas das unidades industriais, era de maior importância não impactar o funcionamento da mesma, existindo a restrição de não bloquear a passagem de luz solar para o interior. As restantes sugestões pedidas em concurso foram as seguintes:

- Sistemas fixos sem seguimento
- Preferência para suportes complanares
- De alumínio ou um metal com características semelhantes

Em termos de disposição foi procurado alcançar o máximo de produção evitando sombreamentos e permitindo a circulação de pessoas entre filas de painéis.

Para a fixação dos módulos foram desenvolvidas algumas soluções adaptadas a cada instalação. A inclinação dos módulos varia conforme a instalação, variando entre os 0° e os 18°, existindo unidades industriais com uma grande variação de inclinação devido à natureza da cobertura. Na figura 3.4 pode-se observar esta variabilidade.

A fixação à cobertura foi realizada através de parafusos autorroscantes de modo a evitar a perfuração do telhado, preservando a estanquidade do mesmo.

- Dados solarimétricos provenientes da estação meteorológica.

3.2.2.5 Acesso e acessibilidade das instalações

Todas as instalações fotovoltaicas da Corticeira Amorim encontram-se situadas nas coberturas das suas fábricas. Como tal, o acesso é feito através de escadas que se encontram devidamente protegidas com uma porta de acesso, conforme retratado na figura 3.6. Esta proteção garante que apenas técnicos com permissão possam subir e entrar em contacto com a aparelhagem.



Figura 3.6: Acesso às coberturas numa U.I.

3.3 Operação

3.3.1 Início de operação

As datas de entrada em operação de cada instalação assumem particular importância no contexto da manutenção, uma vez que a taxa de falha dos componentes fotovoltaicos tende a variar ao longo do seu ciclo de vida. Esta variação está associada ao desgaste natural, à degradação dos materiais e à ocorrência de falhas precoces ou tardias. Nesse sentido, o plano de manutenção deve considerar a idade de cada instalação, ajustando a frequência das ações planeadas. Adicionalmente, a gestão de *stock* de peças sobressalentes deve ser planeada com base nessa mesma variável, assegurando a disponibilidade de componentes em maior risco de falha à medida que os sistemas envelhecem.

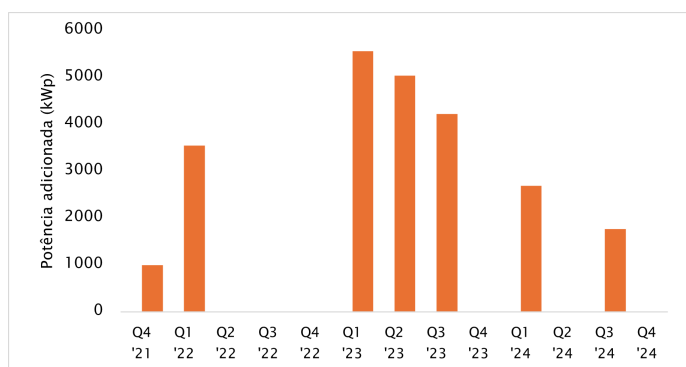


Figura 3.7: Potência instalada por trimestre

Como podemos observar na figura 3.7, a maioria (62%) da potência foi instalada durante o ano de 2023, sendo que 4.5MWp foram instalados antes de 2023.

3.3.2 Sistema de monitorização e alarmística

No âmbito do estágio realizado na Corticeira Amorim, foram desenvolvidas algumas ferramentas a serem integradas no atual sistema de monitorização da empresa. A sua execução foi realizada faseadamente, de modo a obter uma melhor compreensão do sistema implementado e das necessidades do mesmo. Nas secções abaixo encontra-se uma breve descrição de cada uma das ferramentas, principais funcionalidades e motivação para o seu desenvolvimento.

- **Logger de falhas**

Motivado pela falta de registos anteriores relativos a incidentes ocorridos nas instalações fotovoltaicas da Corticeira Amorim, foi desenvolvida uma *app* para dispositivos móveis. Esta ferramenta permite registar dados relativos a falhas, como a U.I., data de ocorrência e uma breve descrição do acontecimento. Após ser declarado como resolvido, é possível ir à página de registo e alterar o estado, dando por concluída a ocorrência.

Estes dados são registados numa base de dados interna, que fornece a mesma informação contida na *app*. O objetivo final desta ferramenta seria o registo de dados suficientes para desenvolver indicadores de desempenho como os apresentados no subcapítulo 2.5, de modo a poder executar uma avaliação mais completa dos serviços de manutenção.

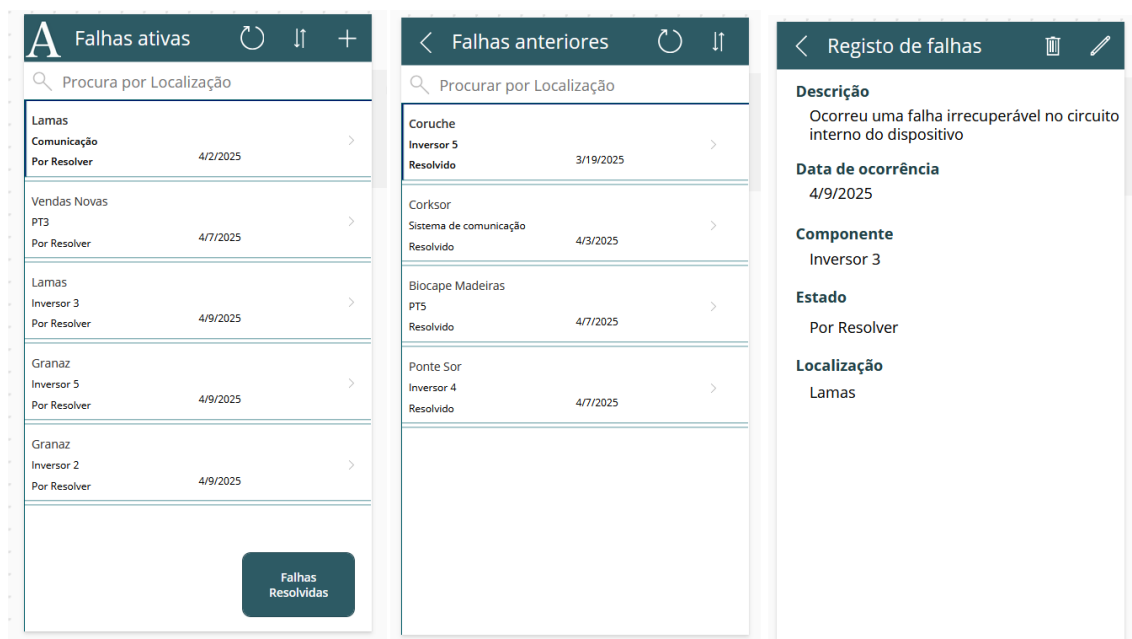


Figura 3.8: Páginas da aplicação de registo de falhas

- **Sistema de alarmística de perda de comunicação com inversores**

O incidente descrito no subcapítulo 5.2.3.4 evidenciou uma falha relevante no sistema de monitorização implementado. Embora o sistema estivesse configurado para gerar alertas sempre que um inversor deixasse de produzir energia, não existia qualquer mecanismo de controlo ou aviso no caso de perda de comunicação. Como tal, após a explosão do disjuntor, o dispositivo de monitorização parou a transmissão sem qualquer aviso.

Este incidente motivou o desenvolvimento de uma ferramenta integrada no sistema atual, atuando em segundo plano, apenas sendo ativada quando existe uma alteração no sistema. O seu modo de funcionamento é descrito no fluxograma presente na figura 3.9.

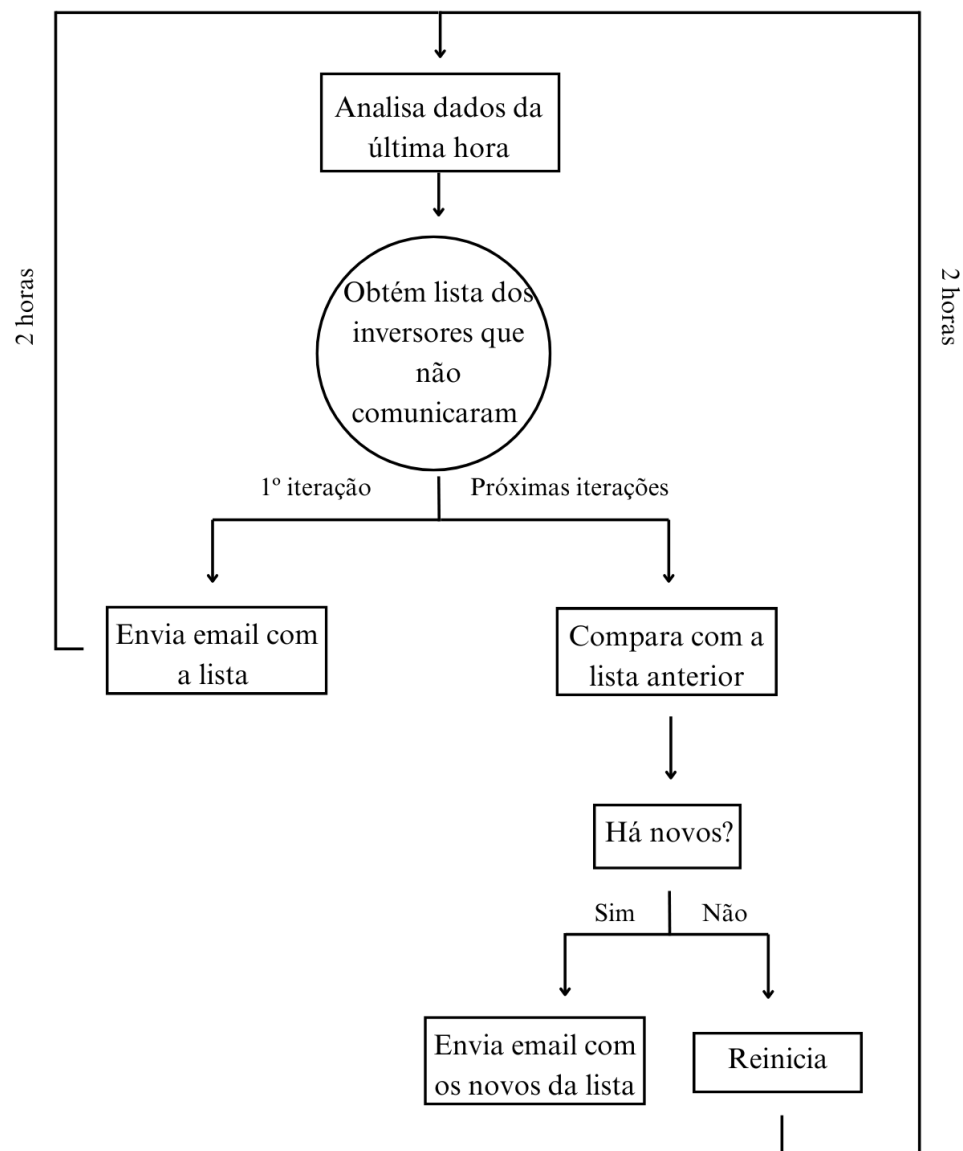


Figura 3.9: Funcionamento do sistema de alarme

Este ciclo está conectado à base de dados central da empresa, sendo atualizado a cada duas horas. Em cada atualização é obtida uma lista dos inversores que não transmitiram dados na última hora. Esta é obtida a partir de uma correspondência entre todos os dados recebidos vindos do sistema fotovoltaico e uma lista pré-definida de todos os inversores do sistema.

Dado que é comum existirem inversores temporariamente inativos, devido a falhas por resolver ou problemas operacionais, enviar a lista a cada duas horas iria diminuir a funcionalidade da mesma, acabando por ser desconsiderada pelos destinatários. Para evitar esta sobrecarga de informação, é feita uma comparação com os resultados da última iteração de modo a apenas enviar as novas alterações do sistema. No caso dos resultados da presente iteração apresentarem novos inversores que não foram detetados anteriormente, o responsável pela gestão interna do sistema

fotovoltaico é alertado. Caso contrário, o ciclo procede passadas duas horas.

- **Monitorização de inversores desligados e *strings* de baixo desempenho**

O *dashboard* apresentado na figura 3.10 é utilizado para a monitorização diária do desempenho dos inversores, identificando automaticamente aqueles que não estão a produzir energia. Foi desenvolvido utilizando o PowerBI, o *software* nativo do sistema de monitorização da empresa. Adicionalmente, permite detetar *strings* individuais com desvios de produção significativamente elevados. Este mecanismo baseia-se no agrupamento de *strings* com características semelhantes (com o mesmo número de módulos e orientação) permitindo uma comparação direta dos níveis de tensão entre elas. Com base nessa análise, são definidos intervalos de aceitação, fora dos quais são sinalizadas possíveis anomalias. Os resultados são compilados num relatório diário, enviado automaticamente por e-mail ao responsável pela gestão interna do portfólio fotovoltaico da Corticeira.

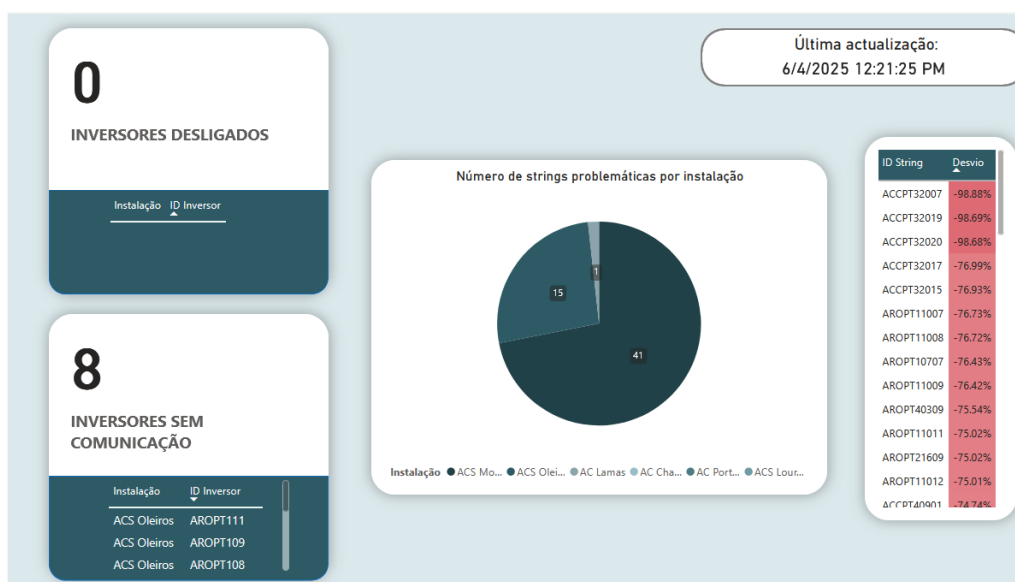


Figura 3.10: Dashboard de monitorização

Capítulo 4

Guia de Serviços de Manutenção

4.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo avaliar a eficácia e o valor acrescentado dos serviços de manutenção atualmente oferecidos no mercado. A análise foca-se na atribuição de valor a cada tipo de intervenção de manutenção, considerando o seu impacto direto no desempenho do sistema fotovoltaico e na prevenção de falhas.

Adicionalmente, procura-se estimar as perdas energéticas e financeiras associadas a falhas ao longo do tempo, de modo a quantificar o custo da ineficiência ou da ausência de manutenção adequada. Com base nestes dados, serão avaliados os serviços de manutenção existentes, identificando-se lacunas e oportunidades de melhoria na gestão fotovoltaica.

4.2 Manutenção corretiva

Para avaliar a necessidade de realizar ações de manutenção corretiva é necessário conduzir uma análise de custo entre as perdas causadas pelo incidente e o preço cobrado pela empresa de O&M para a intervenção. Na maioria dos contratos de O&M, a manutenção corretiva assume um custo separado por intervenção, não estando contempladas ações corretivas nos contratos.

Após contacto com diversas empresas, os valores atualmente praticados no mercado são os seguintes:

Tabela 4.1: Custo horário de manutenção corretiva

Interveniente	Preço (€/h)
Técnico	30
Ajudante	18

A adicionar ao valor da mão-de-obra existe o valor variável de custos de deslocação, podendo-se assumir uma média de 150€ por deslocação.

Na totalidade, uma intervenção de 8h custaria cerca de 530€. Este é o valor através do qual é preciso comparar com as perdas de energia causadas pelo problema. Pode-se analisar situações de erro comuns em instalações fotovoltaicas para estabelecer um método de decisão acerca de quando chamar um técnico e o período de tempo admissível para a resolução do problema.

- **Perda de produção total numa *string***

Assumindo que ocorre um problema desconhecido numa *string*, baixando a sua produção para zero. As perdas diárias causadas por este problema são calculadas da seguinte forma.

Utilizando um exemplo real, de uma *string* à qual estão conectados 18 módulos de 540Wp, durante um dia com 6h de produção solar.

$$\text{Perdas diárias numa } string = 18 \times 0,54 \times 6 = 58,32\text{kWh} \quad (4.1)$$

Para calcular o custo monetário que a perda de uma *string* implica, multiplica-se as perdas energéticas pelo valor do kWh quando adquirido à rede.

Nesta instalação, a eletricidade é adquirida a um preço de 110 €/MWh, logo:

$$\text{Perdas monetárias} = 58,32 \times 0,11 = 6,41\text{€} \quad (4.2)$$

Como podemos observar, as perdas diárias causadas por este problema são muito menos custosas do contratar um ação de manutenção corretiva pontual. O intervalo de tempo até as perdas causadas pela *string* danificada ultrapassarem os custos de manutenção é de 82 dias. Durante este período de tempo é natural que surjam outras complicações na instalação, pelo que se deve aguardar por problemas maiores para depois agrupar a sua resolução na mesma ação de manutenção.

- **Falha grave num inversor**

Quando ocorre uma falha grave num inversor toda a sua produção pode parar. O processo de estimativa de perdas é semelhante ao anteriormente apresentado, assumindo apenas uma magnitude superior, dado que um inversor é responsável pela operação de múltiplas *strings*.

Utilizando um exemplo real de um inversor com 11 *strings* conectadas:

$$\text{Perdas diárias de um inversor} = 6,41 \times 11 = 70,58\text{€} \quad (4.3)$$

Comparativamente com o preço de um dia de manutenção, as perdas de um inversor igualam este valor em apenas uma semana, pelo que a manutenção deve ser realizada neste espaço de tempo.

4.3 Manutenção preventiva

4.3.1 Limpeza

Para valorizar o serviço de limpeza, é necessário obter um perfil da sujidade da instalação ao longo do tempo. Dependendo da zona geográfica em que se encontra e tipo de montagem, irão existir necessidades muito distintas de frequência de limpeza. Apresenta-se um caso teórico exemplo para avaliar o valor de uma limpeza e a sua frequência.

De modo a obter uma referência para o custo de limpeza de módulos fotovoltaicos, foram contactadas duas empresas de O&M, Empresa A e Empresa C, que apresentarem valores de 50 cêntimos por módulo e 70 cêntimos por módulo respetivamente.

Numa instalação de potência instalada de 800kWp com perdas estimadas de 2 a 3% anualmente, pretende-se avaliar quando e com que frequência se deverá solicitar uma limpeza dos módulos. Dado que a instalação possui cerca de 1400 módulos fotovoltaicos, obtém-se então o valor total de 700€ e 980€ para a limpeza. A partir de estudos realizados antes da construção da mesma, obtêm-se os valores de produção objetivo para os primeiros meses do ano.

Tabela 4.2: Estimativas de produção para os primeiros meses do ano

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai
Produção objetivo (MWh)	46,3	63,6	83,3	96,4	115,7

Com o perfil de perdas traçado, nos primeiros 5 meses do ano haveria perdas estimadas de 10,5MWh, que, ao serem adquiridos à rede iriam custar cerca de 1165€.

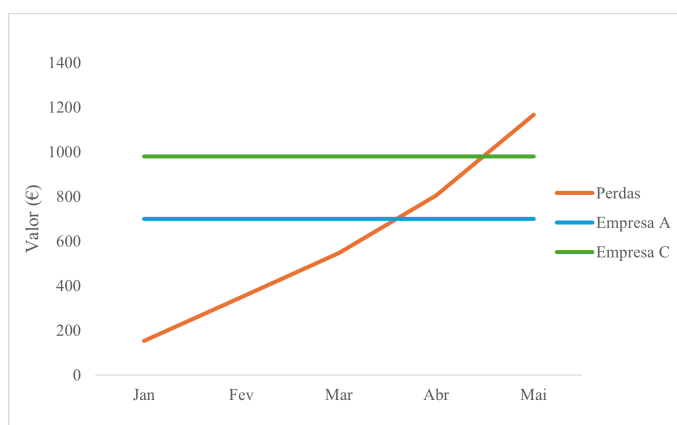


Figura 4.1: Custo de perdas por sujidade comparativamente ao custo de limpeza

Como se pode observar na figura 4.1, ao escolher a Empresa A para prestar o serviço de limpeza, esta deveria ser agendada para Março, mês onde as perdas causadas por sujidade ultrapassam o custo de uma limpeza. Caso a Empresa C seja a prestadora do serviço, este deverá ser realizado no mês seguinte.

Na eventualidade de não se conhecer o perfil de perdas da instalação, pode-se estimar quando será o momento de requisitar uma intervenção. Apresenta-se um exemplo para a mesma instalação apresentada anteriormente, onde são registados os valores presentes na figura 4.2 para a produção fotovoltaica nos primeiros meses do ano.

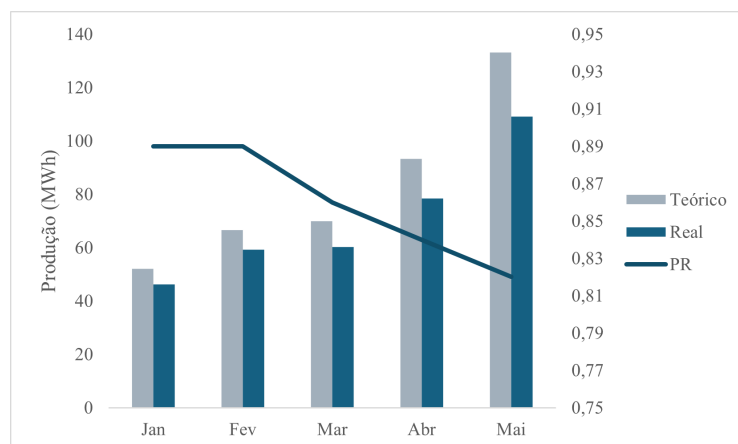


Figura 4.2: Evolução de produção teórica e real de uma instalação

Como se pode observar, existe uma diferença progressivamente maior entre a produção teórica e a real, algo verificável pela redução do PR ao longo dos meses. Embora a diferença entre produções não seja totalmente explicada pelas perdas associadas a sujidade, no fim do mês de Maio, a energia potencialmente perdida encontra-se nos 20MWh. Ao ser adquirida da rede a um preço de 110€/MWh, este decréscimo de desempenho pode já ter causado perdas de até 2226€, um valor superior ao custo de uma limpeza geral do sistema.

4.3.2 Termografia

Uma análise termográfica completa revela defeitos que outrora poderiam passar despercebidos. Muitas vezes, as propostas oferecidas apenas contemplam análises por amostragem, ou seja, apenas uma pequena parte dos módulos é alvo de inspeção. Este cenário não é ideal, uma vez que os defeitos nos módulos ocorrem de forma dispersa e nem sempre seguem um padrão identificável. Assim, a amostragem pode falhar na deteção de problemas localizados mas críticos, como pontos quentes, células partidas ou falhas em ligações, que afetam o desempenho do sistema e podem evoluir para falhas mais graves.

Como é observado no subcapítulo 5.2.3, uma análise termográfica completa revelou que cerca de 1% dos módulos da instalação necessitavam de substituição. Este valor é congruente com a taxa de falha esperada que os módulos apresentam. A substituição destes módulos não seria possível nem detetável sem uma termografia completa.

De modo a proceder a uma avaliação da inclusão da termografia num plano de manutenção foram requisitados orçamentos para a realização de termografias completas a duas empresas de O&M. A Empresa C cotou o valor de 0,5€ por kWp enquanto que a Empresa D cobra 0,92€ por kWp.

A título de exemplo, e tendo em conta os resultados do caso de estudo da termografia efetuada e os preços praticados no mercado, é analisado o proveito económico desta componente de manutenção.

Numa instalação de 1MWp, contendo 1850 módulos, a inclusão de uma termografia completa anual custaria 500€ ou 920€. Com a deteção de falhas em 1% dos módulos, uma estimativa conservadora, cerca de 19 módulos teriam de ser substituídos. Realizando cálculos semelhantes aos da secção 4.2, conclui-se que os módulos defeituosos detetados através de uma análise termográfica provocariam perdas de cerca de 7€ diários. Dada a termografia ser realizada anualmente, estes 19 módulos provocariam perdas de 2471€.

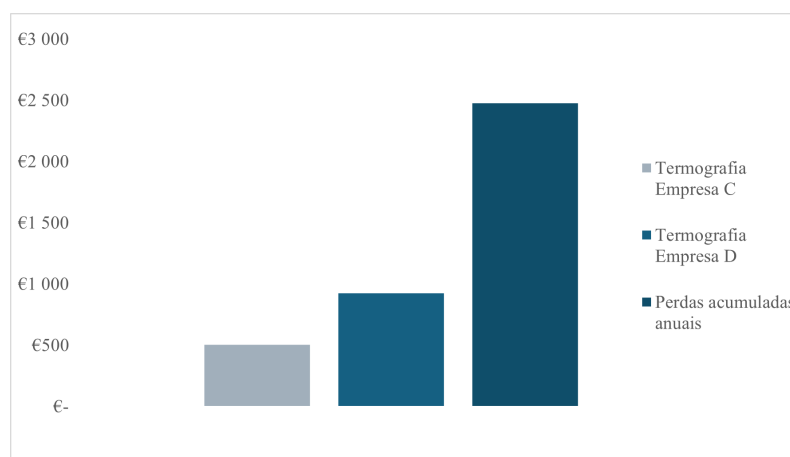


Figura 4.3: Comparação do custo da termografia com as perdas evitadas pela deteção de módulos defeituosos

Como se pode observar na figura 4.3, a dimensão das perdas evitadas pela substituição dos módulos ultrapassa largamente o custo de uma termografia completa por ambas as empresas. É de notar que este modelo assume a deteção de 1% de módulos defeituosos, sendo que habitualmente este valor é ainda superior.

4.3.3 Curvas I-V

A medição de curvas I-V é uma importante componente da manutenção preventiva, ao permitir acompanhar o processo de envelhecimento do sistema e identificar falhas, fornecendo mais dados para a decisão de substituição do mesmo. No subcapítulo 2.2.2 estão presentes os defeitos identificáveis através desta análise. Para a deteção de falhas através desta medida, faz-se uma comparação da curva registada com a curva teórica. Existem vários recursos *online* que permitem obter a curva ótima do sistema.

4.3.4 Gestão de partes sobressalentes

A gestão de partes sobressalentes é uma componente frequentemente subvalorizada na elaboração de contratos de O&M mas pode evitar várias complicações no processo de manutenção.

Várias instalações sofrem de problemas relacionados com o tempo de espera de peças novas, muitas vezes associados à grande procura que equipamentos fotovoltaicos possuem, devido ao elevado ritmo de instalações novas atual.

De modo a avaliar o risco de não possuir inversores sobressalentes faz-se uma análise de risco, obtendo probabilidades de falha num inversor consoante o número total na instalação, tempo de reposição dos mesmos e perdas esperadas causadas pela demora.

Nos primeiros cinco anos de operação, os inversores apresentam taxas de falha aproximadas de 1,5%, sendo este valor superior no primeiro ano de operação (*infant mortality*), aproximando-se dos 5% [39, 41].

Conduz-se portanto uma análise da probabilidade de ocorrer, pelo menos, uma falha de um inversor consoante o tamanho da instalação.

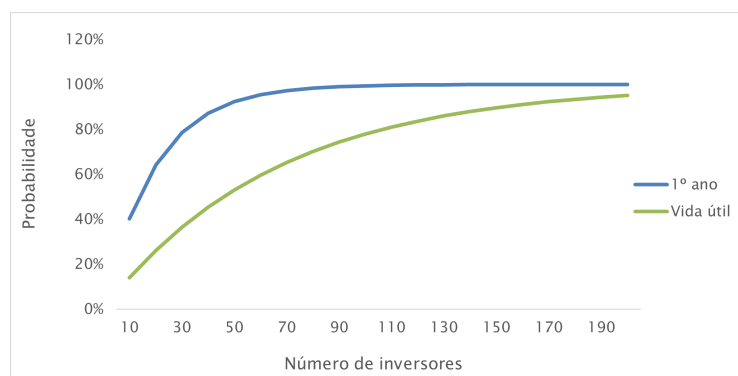


Figura 4.4: Probabilidade de falha de, pelo menos, um inversor

Pela análise da figura 4.4 pode-se observar que, mesmo em instalações de menor dimensão, existe uma probabilidade muito alta de ocorrer uma falha. Isto implicaria perder a produção dos inversores em falha durante o tempo de reposição do mesmo.

Percebe-se que não assegurar um *stock* de peças sobressalentes revela-se custoso na operação de uma instalação fotovoltaica. Previsivelmente, este custo aumenta com o tamanho da instalação.

Torna-se, portanto, essencial assegurar um *stock* equilibrado das componentes mais críticas do sistema, uma vez que manter peças de reserva em excesso pode levantar problemas relacionados com garantias. Armazenar componentes durante demasiado tempo pode levar à expiração da garantia fornecida pelo fabricante, como é o caso dos inversores, que normalmente contam com apenas cinco anos de cobertura.

Podem ser adotadas várias estratégias para manter *stock* de inversores. A mais simples delas consiste manutenção de apenas um inversor de reserva, que irá ser utilizado mal ocorra necessidade de substituição de um em falha. Quando se dá esta troca, é feito um pedido de um novo inversor que irá ser mantido de reserva. Esta estratégia pressupõe que no período de espera por um novo inversor não se irá dar uma nova falha.

De acordo com duas empresas de O&M contactadas, o tempo de espera para um inversor Huawei encontra-se em duas semanas, sendo este valor superior para marcas como a Growatt. Neste caso, pode atingir mais de um mês, dependendo da resposta da empresa.

Para a calcular a probabilidade desta estratégia falhar e existirem momentos em que há rutura de *stock*, assume-se um modelo de Poisson, utilizado para modelar eventos com baixa frequência de ocorrência, com taxa média previsível [63]. A sua equação encontra-se detalhada abaixo.

$$P(X = x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (4.4)$$

- λ - Taxa média de ocorrência
- x - Número de ocorrências em análise

Adaptando a equação 4.4 de modo a obter a probabilidade de ocorrer uma falha em dois ou mais inversores, tem-se que:

$$P(x \geq 2) = 1 - P(x < 1) \quad (4.5)$$

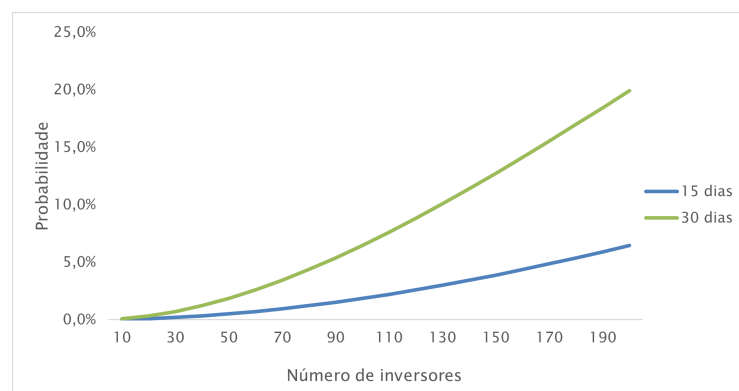


Figura 4.5: Probabilidade de ocorrerem duas ou mais falhas de inversores durante o período de espera no primeiro ano

Na figura 4.6 encontra-se uma análise semelhante à presente na figura 4.5, mas com a taxa de falha adaptada para os seguintes anos de operação.

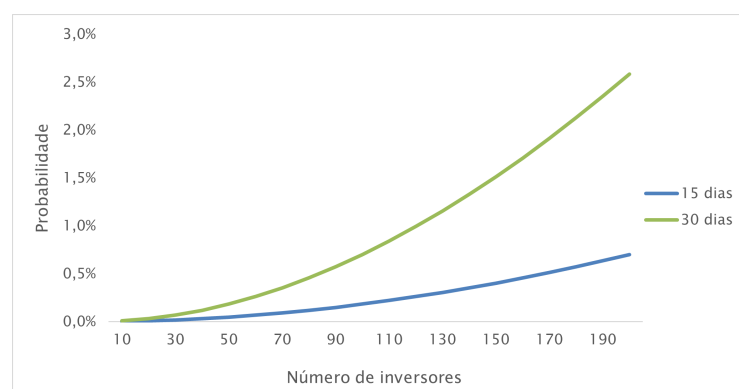


Figura 4.6: Probabilidade de ocorrerem duas ou mais falhas de inversores durante o período de espera nos anos seguintes

Para avaliar o valor de possuir gestão de *stock* de inversores por parte do fornecedor de serviços de O&M, estabelece-se uma relação entre tempos de espera possíveis e as perdas acumuladas pela

falta de equipamento, como calculado no subcapítulo 4.2.

$$\text{Perdas por espera} = 70,58 \times 15 \text{ dias} = 1058\text{€} \quad (4.6)$$

Utilizando as probabilidades de falha de dois ou mais inversores calculadas anteriormente em junção com o valor monetário perdido no período de espera, é possível estimar as perdas esperadas com a adoção desta estratégia de reposição de inversores.

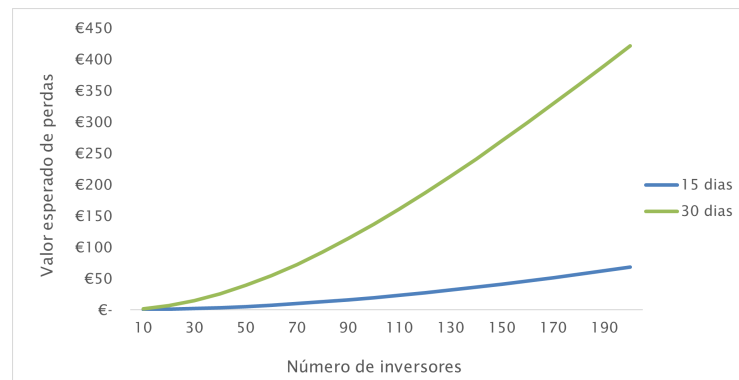


Figura 4.7: Valor esperado de perdas devido a falhas de inversores, com diferentes tempos de reposição - 1.º ano de operação

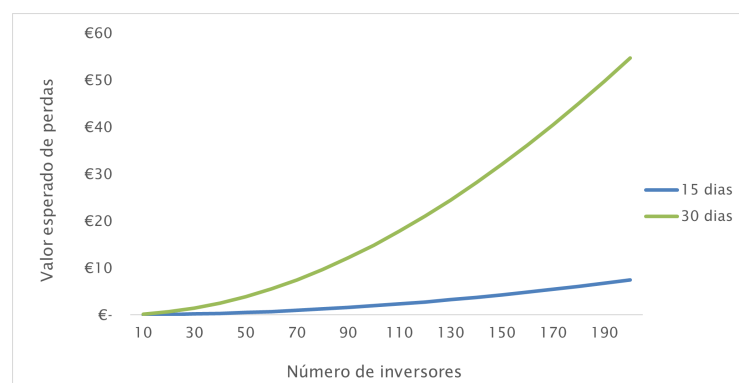


Figura 4.8: Valor esperado de perdas devido a falhas de inversores, com diferentes tempos de reposição - anos seguintes

Através da análise dos gráficos é notável o quão dependente do tempo de reposição esta estratégia se encontra. No caso do inversor ser reposto em duas semanas, são raras as ocorrências de rutura de *stock*. Mesmo em instalações com um tamanho considerável (200 inversores), ao longo dos primeiros cinco anos de vida, o valor esperado de perdas causado pela falta de inversores de *backup* é de apenas 54€. No caso do tempo de reposição ser o dobro, as perdas esperadas rapidamente aumentam, atingindo os 420€ numa instalação da mesma dimensão.

Elabora-se então uma previsão de *stock* de inversores a manter durante estes primeiros anos de operação para uma instalação que possua 50 inversores, adotando uma estratégia adversa ao risco:

Tabela 4.3: *Stock* de inversores a manter

Ano	1	2	3	4	5
Nº de inversores	2	1	1	1	1

Relativamente a módulos fotovoltaicos, embora não possuam o mesmo impacto na produção de que os inversores, é frequente a substituição de módulos. As suas falhas são detetadas através de inspeções visuais ou termografia, sendo substituídos vários simultaneamente. Têm uma taxa de falha estimada de 0,5% a 1% anualmente, devendo-se então manter um *stock* desta ordem. Por exemplo, numa central com 1400 módulos, deve-se manter um *stock* de 7 a 14 módulos.

4.4 Componentes contratuais

4.4.1 Tempo de resposta

O tempo de resposta é um dos principais indicadores de qualidade na O&M de sistemas fotovoltaicos. Perdas significativas de produção exigem intervenções rápidas e eficazes, especialmente em casos em que a falha representa uma redução imediata e relevante do rendimento energético.

Para definir tempos de resposta num contrato, é recomendado estabelecer diferentes níveis de gravidade e definir tempos de acordo com as perdas de produção. De modo a poder valorizar a componente do tempo de resposta, deve ser calculado o valor de perdas monetárias diárias consoante a gravidade da falha.

Apresenta-se o exemplo de uma central com potência instalada de cerca de 1,2 MWp, com uma produção diária média de 4 MWh.

Tabela 4.4: Exemplo de níveis de tempo de resposta

Escalão de perdas	Perdas diárias (MWh)	Perdas diárias (€)
>30%	[1,2 ; 4]	[132 ; 440]
5-30%	[0,2 ; 1,2]	[22 ; 132]
<5%	[0 ; 0,2]	[0 ; 22]

De modo a poder avaliar o desempenho das empresas de O&M é aconselhado manter registo das suas intervenções, nomeadamente do tempo que demoraram a ocorrer. Através do KPI referido na equação 2.7 pode-se medir o desempenho neste campo. Como valor recomendado, deve-se impor, no mínimo, 90% [31].

4.4.2 Garantias de desempenho

A inclusão de garantias de desempenho é um aspeto crucial num contrato de O&M fotovoltaico, atribuindo responsabilidade à empresa de manutenção pelo bom desempenho da instalação.

Em garantias de desempenho, estabelece-se uma distinção entre as garantias a requisitar no caso da empresa de O&M ser a mesma que realizou a construção da instalação e as garantias a pedir no caso de ser uma empresa alheia à construção da mesma.

No caso de ser uma empresa que não foi responsável pela construção, não faz sentido pedir garantias de desempenho baseadas no PR, pois é uma medida altamente dependente dos equipamentos utilizados e da correta instalação. Uma empresa externa não se irá responsabilizar por defeitos técnicos causados por terceiros.

Como tal, para contratos com terceiros, recomenda-se a inclusão de garantias de disponibilidade, calculadas ao nível do inversor, como exemplificado na equação 2.6. Esta garantia assegura que os inversores estão funcionais durante o tempo estipulado, independentemente da quantidade de energia produzida. O valor mínimo recomendado para esta garantia é de 98% [31].

Da medição deste valor devem ser excluídos os seguintes períodos:

- Nível de irradiância abaixo de 150 W/m^2 (valor indicativo, pode ser escolhido outro valor de baixa irradiância)
- Eventos de força maior (eventos meteorológicos extremos, vandalismo, conflitos políticos)
- Impossibilidade de acesso às instalações

E outros eventos a serem acordados entre os dois intervenientes. Deste modo apenas são contabilizados os períodos de tempo onde a instalação deveria estar a produzir energia.

4.4.3 Ajustes de preço consoante desempenho

De modo a assegurar o bom serviço por parte do prestador de serviços de O&M devem ser incluídos mecanismos de ajuste de preço de acordo com o cumprimento do contrato. Estes ajustes devem incluir um teto máximo, nunca excedendo o valor total anual do contrato de O&M.

Podem funcionar como bónus, no caso da produção exceder as expectativas, ou como penalização para a empresa de manutenção caso fiquem aquém do esperado. Um exemplo deste mecanismo seria:

$$PD = D_Y \times PE \quad (4.7)$$

- PD = Prémio/penalização (€)
- D_Y = Desvio de produção (MWh)
- PE = Preço de energia (€/MWh)

O ajuste acima apresentado assume duas modalidades:

- Se $D_Y > 0$, considera-se um *prémio*, com $PE = 20 \text{ €/MWh}$
- Se $D_Y < 0$, aplica-se uma *penalização*, com $PE = 80 \text{ €/MWh}$.

Este sistema introduz uma gestão de risco assimétrica, penalizando o prestador quatro vezes mais por falhas do que recompensa por excedentes. No entanto, esta assimetria é também justificada pelo facto de, se a produção for abaixo da prometida, essa energia irá ser adquirida à rede por parte do dono da instalação a um preço superior à penalização.

Capítulo 5

Avaliação de Serviços de Manutenção

Este capítulo tem como objetivo avaliar o desempenho das empresas responsáveis pela O&M em colaboração a Corticeira Amorim, com base no trabalho efetuado, ações contratualizadas e grau de cumprimento de acordos.

5.1 Contratos de O&M atuais

A manutenção das instalações foi assegurada durante os primeiros anos de operação pela respetiva empresa instaladora, incorporando o contrato de O&M na adjudicação inicial. Existem portanto quatro agentes de O&M ao serviço da Corticeira Amorim e, apesar de existirem semelhanças entre eles, os contratos de manutenção divergem bastante dependendo da empresa. Nas próximas subsecções são salientados os principais aspetos diferenciadores dos contratos.

5.1.1 Empresa A

Do contrato com a Empresa A surgem duas inspeções formais por ano, em períodos determinados, sendo a primeira entre Março-Abril e a segunda entre Julho-Agosto.

Em termos de manutenção corretiva, o tempo de reação após alerta no sistema de monitorização é de dois dias úteis. O tempo de resolução foi definido como quatro dias úteis.

O âmbito da manutenção preventiva inclui:

- Inspeção dos equipamentos
- Reparações ou substituições de equipamentos
- Inspeção termográfica de módulos e BoS
- Manutenção de um registo compreensivo de todas as atividades

O contrato inclui uma garantia de disponibilidade de 98%, sendo calculada do seguinte modo:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i \times S_i)}{S_i} \quad (5.1)$$

Onde:

- D - Disponibilidade da instalação
- D_i - Disponibilidade do inversor i
- S_i - Potência de pico nominal dos painéis ligados ao inversor i (kWp)

Para o cálculo desta garantia apenas são consideradas as horas em que a irradiância medida no plano horizontal é superior a 150 Wh/m^2 . A disponibilidade é de natureza binária, sendo apenas considerada como 0 quando o inversor está desconectado ou 100% quando produz energia.

5.1.2 Empresa B

A Empresa B acordou uma visita anual à instalação fotovoltaica, realizando uma verificação visual do equipamento e efetuar a manutenção preventiva. As ações compreendidas nesta manutenção são detalhadas no contrato, explicitando periodicidade e descrição, estando disponíveis no anexo A.

Este contrato também inclui garantias de desempenho, assegurando contratualmente o bom funcionamento da instalação. Possui uma garantia de disponibilidade e uma garantia relativa ao PR.

Durante o período contratual, o PR real deverá corresponder ao PR estimado durante as simulações previamente feitas no *software* PVSyst, assumindo uma degradação anual de 0,7%. Em termos de disponibilidade, a Empresa B assume responsabilidade de garantir 98% de disponibilidade.

As fórmulas de cálculo para estas garantias são expostas no contrato, sendo as seguintes:

$$PR (\%) = \frac{E}{P_p \times \frac{G_{tilted}}{G}} \times 100 \quad (5.2)$$

Onde:

- E - Energia produzida pela instalação (kWh)
- P_p - Potência de pico instalada (kWp)
- G_{tilted} - Irradiância anual incidente no plano dos painéis ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$)
- G - Irradiância de referência em condições STC - 1000 W/m^2

$$A_{sys} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i \times A_{INVi}}{P_{SYS}} \quad (5.3)$$

Onde:

- P_{SYS} - Capacidade total da instalação FV (kWp)
- P_i - Capacidade total dos módulos ligados ao inversor i (Wp)

- A_{INVi} - Disponibilidade do inversor i

Para o cálculo da disponibilidade de cada inversor, a fórmula utilizada é a seguinte:

$$A_{INV} = \frac{H_{PERi} - H_{UNA}}{H_{PER}} \quad (5.4)$$

Onde:

- H_{PER} - Horas de período relevante, excluindo os períodos onde a irradiância solar é inferior a 90 Wh/m^2 e o inversor não está disponível devido a uma situação de força maior
- H_{UNA} - Horas onde o inversor se encontra indisponível por motivos diferentes aos incluídos em H_{PER}

5.1.3 Empresa D

O contrato com a Empresa D é de menor complexidade comparativamente aos apresentados acima, fornecendo apenas uma visão geral dos serviços de manutenção preventiva. A Empresa D também se responsabiliza pela monitorização remota do estado dos inversores. São acordadas duas visitas anuais durante cinco anos que englobam as seguintes ações:

- Limpeza dos módulos
- Inspeção visual
- Medições para comprovação do estado dos principais elementos
- Termografia dos módulos, quadros e cablagens
- Reapertos de estruturas e/ou ligações elétricas

Existe um mecanismo de compensação utilizando garantias de desempenho onde, assim como na garantia de PR com a Empresa B, é definido através de simulação um valor objetivo para o PR de cada ano. Se o PR real for abaixo de 90% do definido, é ativado um mecanismo de ajuste onde a Empresa D pagará ao Grupo Amorim uma cláusula penal proporcional à diferença de energia. O mesmo acontece na situação inversa, no caso da operação obter mais sucesso do que o previsto, existe uma *success fee*, paga pelo Grupo Amorim à prestadora de O&M.

5.1.4 Empresa C

O contrato com a Empresa C engloba uma manutenção preventiva anual, sendo definidas as ações no anexo B. A Empresa C assumiu uma monitorização diária da produção, existindo também uma garantia de produção. Com esta garantia há uma penalização de 80€ por cada MWh produzido abaixo do estimado. Existe um teto para a penalização, não podendo exceder 50% do valor total do contrato. A *success fee* é de 16€ por cada MWh produzido acima do estimado.

Apesar de não existir tempo máximo de resolução definido, o contrato especifica um tempo de resposta de 72h para deteção e aviso de defeitos.

Existe também o compromisso de elaboração de um relatório mensal e um anual acerca da produção, estabelecendo comparações com os valores previamente estimados.

5.1.5 Comparação de custo

Estabelecer uma comparação de preços objetiva demonstra-se desafiante devido a todas as variáveis que não podem ser contabilizadas. Os preços apresentados pelos prestadores de serviços de manutenção podem ser influenciados pelo tipo de cliente (ao apresentar preços mais baixos por querer entrar em atividade com grandes grupos), experiência da empresa e disposição do prestador para assumir mais encargos. No caso de estudo da Corticeira Amorim, apresentam-se na tabela 5.1 os valores praticados pelos atuais prestadores de O&M.

Tabela 5.1: Preço dos contratos atuais

Empresa	Custo (€/kWp)
Empresa A	5,8
Empresa B	7
Empresa D	7
Empresa C	5,5

É de notar que estes são os valores praticados pelas mesmas empresas responsáveis pela instalação dos sistemas tornando-os mais reduzidos. Na contratação de novas empresas, não responsáveis pela instalação, é de esperar que sejam praticados valores mais elevados.

5.2 Atividades de manutenção efetuadas

5.2.1 Limpezas

A avaliação do impacto das limpezas nas instalações fotovoltaicas do grupo Amorim apresenta limitações metodológicas significativas, uma vez que a produção teórica é calculada com base na irradiância medida pela estação meteorológica que, tal como o restante sistema, é limpa durante a operação de manutenção. Deste modo, a referência utilizada para estimar a produção ideal é igualmente afetada pela intervenção, comprometendo a fiabilidade da comparação entre os dados pré e pós-limpeza e dificultando a quantificação precisa dos ganhos associados à remoção da sujidade. Como tal, procede-se à avaliação das empresas de manutenção através do cumprimento da frequência de limpezas estabelecida em contrato.

Nas tabelas abaixo encontram-se as datas das limpezas efetuadas no ano de 2024, discriminadas por empresa de manutenção e a respetiva unidade industrial.

Tabela 5.2: Limpezas efetuadas pela Empresa A Tabela 5.3: Limpezas efetuadas pela Empresa B

Data	U.I.
15/03	Mozelos
15/03	Granaz
04/04	Oleiros
05/04	Socori
05/04	Lourosa
22/04	Pólo Lamas
30/04	Oleiros
02/05	Pólo Lamas
27/06	Pólo Lamas
25/09	Granaz
07/11	Lourosa
29/11	Oleiros
13/11	Pólo Lamas
18/11	Socori
22/11	Mozelos

Data	U.I.
19/04	Vendas Novas
24/04	Ponte Sor
16/05	Coruche

Tabela 5.4: Limpezas efetuadas pela Empresa D

Data	U.I.
26/07	Elfverson
26/07	Biocape

Tabela 5.5: Limpezas efetuadas pela Empresa C

Data	U.I.
30/04	Equipar

Pela análise das tabelas, a Empresa A foi a empresa que efetuou o maior número de limpezas, dado que têm o compromisso de realizar duas limpezas anuais, um objetivo que cumpriram em todas as instalações. A Empresa D e a Empresa C também cumpriram o seu compromisso de efetuar uma limpeza anual.

O destaque vai para o baixo número de limpezas efetuadas pela Empresa B, que está encarregue de oito unidades industriais. Com apenas três limpezas durante todo o ano, a Empresa B cumpriu apenas 43% dos seus compromissos contratuais relacionados com a limpeza das instalações.

5.2.2 Ações de manutenção

Tabela 5.6: Manutenções anuais efetuadas pela Empresa A

Data	U.I.
01/05	Oleiros
01/05	Lourosa
01/05	Granaz
03/05	Pólo Lamas
19/09	Granaz
26/09	Pólo Lamas
30/10	Mozelos

Tabela 5.7: Manutenções anuais efetuadas pela Empresa B

Data	U.I.
13/11	Ponte de Sor
13/11	Salteiros
19/11	Coruche
26/11	Equipar

Ao contrário das limpezas, as ações de manutenção ficaram muito aquém do objetivo, com apenas 4 visitas por parte da Empresa B (50% do acordado) e 7 da Empresa A (também 50% do estabelecido em contrato). As restantes empresas de manutenção (Empresa D e Empresa C) não realizaram a manutenção preventiva planeada.

É de notar que não foi enviado o relatório de manutenção de nenhuma destas ações, algo que é de elevada importância para o cliente adquirir um maior entendimento da relevância da manutenção e transparência de serviços.

5.2.3 Incidentes passados

A partir de relatórios de manutenção previamente elaborados, pode-se analisar as principais falhas detetadas nas instalações.

5.2.3.1 Equipar

Dada a instalação faseada na unidade industrial Equipar, duas empresas distintas assumiram responsabilidade de manutenção da mesma. A primeira ação de manutenção nesta U.I. foi realizada a 02/05/2023, cerca de dois anos após a data de início de operação. De notar que esta manutenção apenas incidiu sobre 1MW, a secção instalada pela Empresa C.

Como seria expectável após tanto tempo do início de operação, a instalação apresentava altos níveis de sujidade, observável na figura 5.1. A empresa recomendou limpezas mais frequentes.



Figura 5.1: Antes e depois da limpeza

Foi realizada uma manutenção preventiva constituída pelas seguintes ações:

- Inspeção visual aos módulos e restante equipamento
- Medições DC
- Verificação de conexões elétricas do sistema

De notar que não foi possível realizar o registo termográfico devido a condições climatéricas adversas. A empresa não regressou ao local para efetuar nova tentativa.

Com exceção da sujidade acima do normal, esta intervenção não identificou qualquer situação anómala.

5.2.3.2 Lamas

A instalação de Lamas foi alvo da primeira manutenção em Junho de 2022, cerca de 6 meses após a data de início de operação. Na altura desta manutenção, Lamas tinha instalado 1MW de energia fotovoltaica. A manutenção foi conduzida pela empresa instaladora Empresa A.

A manutenção preventiva realizada pela Empresa A compreende as seguintes ações:

- Inspeção visual aos módulos e restante equipamento
- Reapertos estruturais
- Inspeção termográfica completa
- Verificação de conexões elétricas do sistema
- Verificação de parâmetros elétricos e limpeza dos inversores
- Limpeza de estação meteorológica

Após a manutenção da Empresa A, a única situação problemática identificada foi um ponto de sombreamento que causava *hotspots* nalguns módulos.

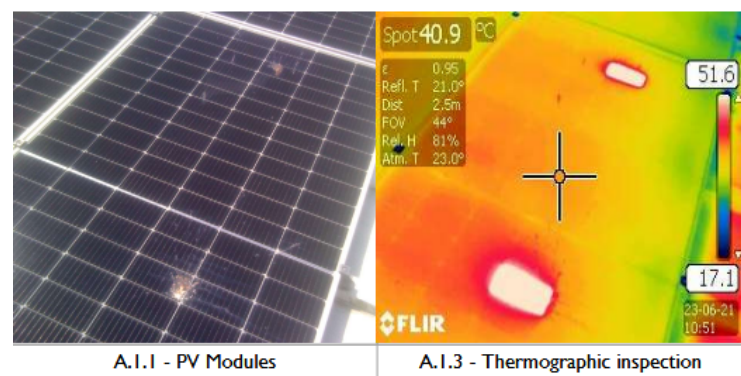


Figura 5.2: *Hotspots* identificados em Lamas

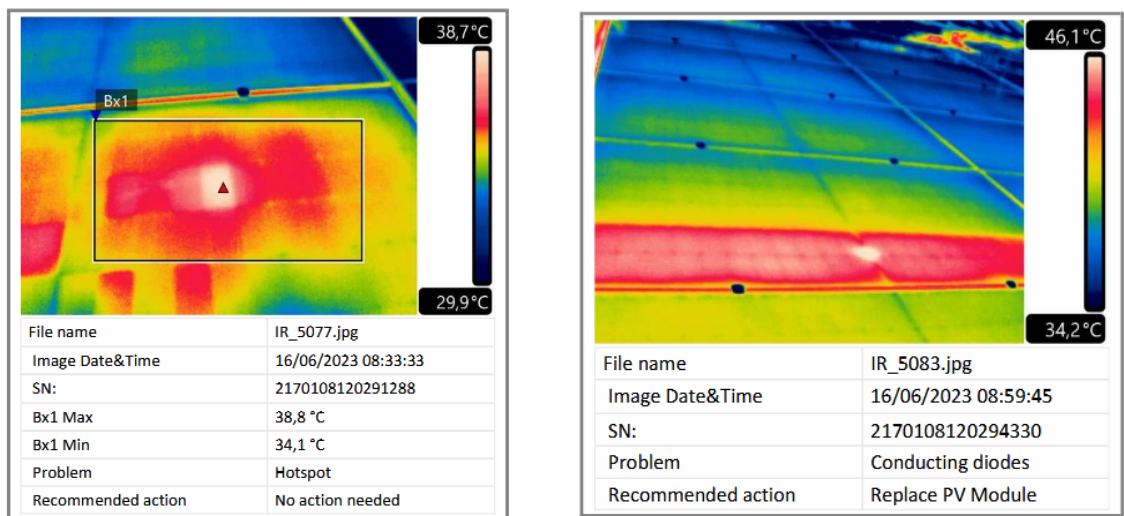
5.2.3.3 Lourosa

A instalação de Lourosa foi alvo de manutenção a Junho de 2022, meio ano após o início de operação. A manutenção foi conduzida pela Empresa A, abrangendo os mesmos pontos da manutenção acima referida de Lamas. Assim como em Lamas, dois módulos foram sinalizados como problemáticos através de termografia.

5.2.3.4 Oleiros

A manutenção em Oleiros foi realizada mais tarde comparativamente com Lamas e Lourosa. A sua primeira intervenção surgiu a Julho de 2023, cerca de um ano e meio após a sua instalação. Também foi realizada pela Empresa A.

Através da inspeção termográfica foram detetados 15 problemas nos módulos, causados por díodos danificados e *hotspots*. De acordo com a severidade de cada defeito, foi recomendada a ação a tomar. Na totalidade, foram substituídos 12 módulos. Este número corresponde a cerca de 1% dos módulos instalados na altura.



(a) Hotspot causado por uma árvore (b) Dano permanente no díodo

Figura 5.3: Situações relevantes captadas em Oleiros

A Maio de 2025 foi detetado um problema sério que afetou cinco dos inversores da instalação, fazendo os perder 100% de produção. A sua causa foi uma explosão de um disjuntor do QGBT, como retratado na figura 5.4. O incidente foi detetado através de uma visita aleatória, vários dias após a ocorrência. Neste caso, o sistema de alarmística não foi capaz de alertar pois o dispositivo de monitorização também foi desligado após a explosão, perdendo a capacidade de comunicação.



Figura 5.4: Danos causados pela explosão de um disjuntor

Após contactar a empresa de manutenção Empresa A, foi realizada uma intervenção no dia seguinte, durante a qual foram substituídos três disjuntores e a respetiva cablagem. Em dois dos casos, a substituição foi motivada pela exposição a temperaturas elevadas resultantes da explosão.

5.3 Produção fotovoltaica em 2024

Nesta secção irá ser explorada a relação entre produção teórica e real de acordo com a empresa de O&M, numa tentativa de relacionar ambas. De todos os dados obtidos em 2024, houve uma desagregação por prestador de serviços de manutenção, apresentado os resultados nas figuras abaixo.

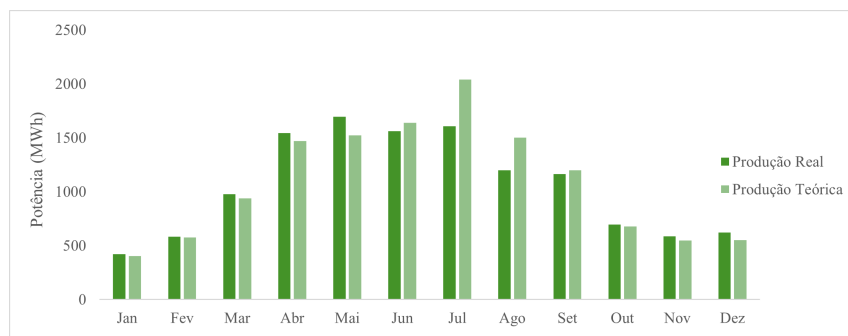


Figura 5.5: Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa A

Nas instalações ao cuidado da Empresa A, verifica-se que a produção real esteve sempre bastante próxima da esperada, havendo uma maior desagregação nos meses de maior calor, Agosto e Julho.

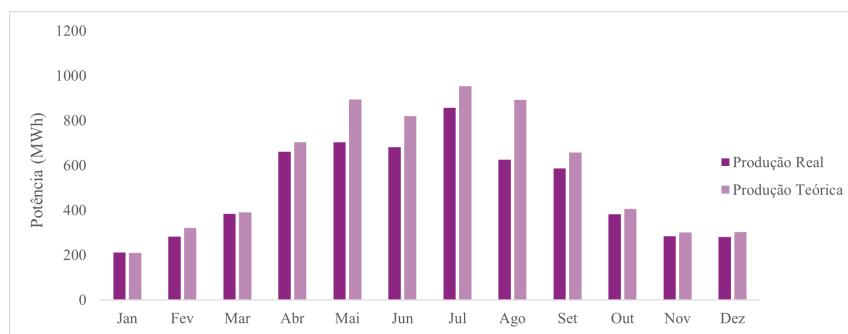


Figura 5.6: Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa B

As instalações ao cuidado da Empresa B obtiveram um desempenho abaixo do registado pela Empresa A, existindo uma maior diferença entre produção real e esperada.

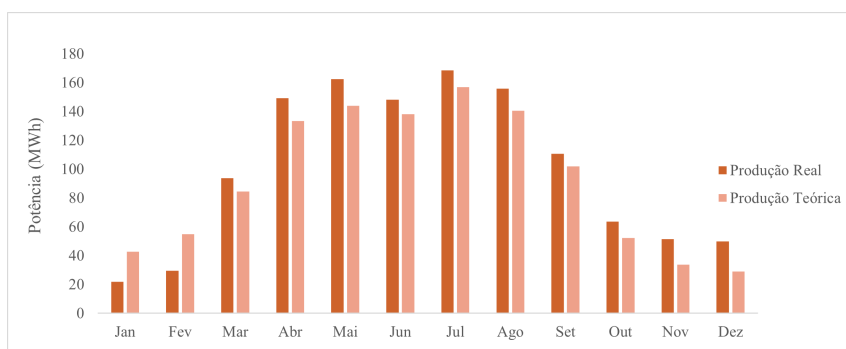


Figura 5.7: Comparação entre produção real e teórica das U.I. da Empresa D

A comparação das instalações acompanhadas pela Empresa D com as duas empresas anteriores de O&M revela-se menos pertinente, na medida em que as instalações analisadas no caso da Empresa D são de tamanho significativamente mais reduzido, tratando-se apenas de duas instalações totalizando cerca de 1 MWp. Esta diferença de potência instalada limita a robustez e representatividade da comparação.

No entanto, podemos observar que estas duas U.I. (Elfverson e Biocape) excederam os seus objetivos teóricos de produção.

Esta análise revela-se infrutífera devido às limitações técnicas mencionadas no subcapítulo 5.2.1, não sendo possível conectar as atividades de manutenção efetuadas a qualquer variação ou padrão na produção.

5.4 Variação de produção das U.I.

Com recurso aos dados de produção real dos primeiros cinco meses do ano atual e de 2024, pode-se calcular a variação de produção de cada unidade industrial, utilizando a fórmula presente na equação 2.5. Deste cálculo, foram excluídas as U.I. que foram alvo de expansões durante o ano de 2024 ou estiveram sujeitas a outras limitações que prejudiquem a validade dos dados.

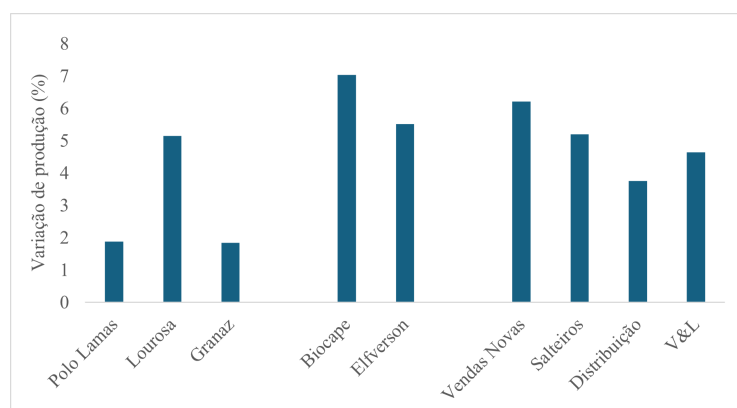


Figura 5.8: Variação de produção de diferentes U.I.

Na figura 5.8, as U.I. encontram-se agrupadas de acordo com o seu prestador de O&M. De modo a obter um melhor enquadramento dos dados, em termos de potência instalada, os três grupos representam 5,6MWp, 1MWp e 2,3MWp, respetivamente.

Comparando as ações de manutenção realizadas pelas empresas de O&M, presentes no subcapítulo 5.2, com a variação de produção apresentada na figura 5.8, podem-se retirar conclusões acerca da eficácia das ações de manutenção realizadas.

As instalações geridas pela Empresa D (Elfverson e Biocape) apenas foram sujeitas a uma limpeza anual, não tendo sido alvo de ações de manutenção preventiva durante 2024. Como tal, são as duas U.I. que apresentam valores mais elevados de variação.

As três instalações aqui apresentadas que se encontram afiliadas à Empresa A são as que demonstram das variações de produção mais baixas. Ao observar as tabelas 5.2 e 5.6, conclui-se que estas três U.I. foram sujeitas a uma boa manutenção, tendo sido cumprido a limpeza semestral e todas tiveram, pelo menos, uma ação de manutenção preventiva. As instalações do Pólo de Lamas e Granaz, são as que apresentam os valores mais baixos e foram alvo de duas limpezas e duas inspeções para manutenção preventiva.

As U.I. da Empresa B apresentam, em média, valores mais elevados do que Empresa A, mas inferiores às da Empresa D. Estes resultados são congruentes com o trabalho demonstrado, dado que a Empresa B realizou manutenção de algumas das instalações.

5.5 Processo de seleção para novos contratos

5.5.1 Enquadramento

Durante o período de estágio na Corticeira Amorim, uma das empresas de O&M abriu processo de insolvência, forçando uma busca no mercado por novos prestadores de serviço. O processo de seleção foi extenso, tendo em conta o elevado número de unidades industriais sujeitas a esta mudança. Uma agravante foi a fraca prestação da empresa anterior, que deixou as instalações numa má condição, requerendo um *check-up* completo antes do início de um novo contrato.

5.5.2 Processo de contacto

Foram contactadas quatro empresas, tendo todas submetido propostas que foram sujeitas a um processo de negociação. Durante esse processo, os planos de manutenção foram ajustados de acordo com as preferências da Corticeira. As negociações centraram-se em requisitos previamente definidos, nomeadamente elementos que, habitualmente, não estavam incluídos nas propostas iniciais. Destes elementos destacam-se: a medição da curva I-V, inclusão de garantias de desempenho, a definição de tempos máximos de reação e resolução e prazos máximos para envio de relatórios de manutenção. Estes assuntos possuíram atenção especial devido às falhas na prestação de serviços dos contratos atuais.

5.5.3 Avaliação de propostas

Os critérios utilizados para avaliar as propostas foram os seguintes:

- Inclusão de todas as componentes básicas de manutenção preventiva (inspeção visual completa, reapertos de estruturas, limpeza de todos os componentes do sistema anualmente)
- Relação custo/benefício das propostas
- Prazos menores para o envio dos relatórios de manutenção
- Tempo de reação estabelecido
- Inclusão de garantia de desempenho impactante
- Agregação geográfica dos serviços de manutenção
- Adição da medição de curvas I-V de todas as *strings* do sistema
- Familiaridade com o serviço prestado pela empresa
- Supervisão diária (opcional, já que esse serviço é feito também internamente na Corticeira Amorim)

5.5.4 Apresentação de resultados

5.5.4.1 Garantias de desempenho

De modo a comparar as diferentes garantias de desempenho oferecidas pelas empresas de manutenção fotovoltaica, foram realizados cálculos com base em dados do ano anterior. Esta análise procurou estimar os ganhos potenciais com a inclusão de garantias de desempenho nas propostas recebidas.

A análise revelou que nenhuma das garantias de PR oferecidas teria impacto real na produção, com exceção da garantia de cumprimento de 100% do PR esperado incluída no plano *premium* da Empresa A. Como referido anteriormente, na transição para contratos com entidades externas à construção, não se recomenda a inclusão de garantias de performance baseadas na produção, justificando a relutância das empresas em apresentar garantias robustas. Estas garantias foram, portanto, desvalorizadas, especialmente por implicarem custos adicionais significativos.

5.5.4.2 Tempos de resposta e *stock* de peças Sobressalentes

Todas as propostas apresentaram tempos de reação e resolução semelhantes. Além disso, todas as empresas mostraram-se disponíveis para manter um *stock* de peças sobressalentes, pelo que este critério não constituiu um fator diferenciador entre as propostas analisadas.

5.5.4.3 Monitorização

A monitorização e supervisão diária já é assegurada pela unidade de negócio de Gestão da Corticeira Amorim. Assim, a inclusão de monitorização adicional nas propostas revelou-se redundante e economicamente desvantajosa.

5.5.4.4 Avaliação económica

Em termos de custo, a Empresa A destacou-se pela negativa, apresentando valores significativamente superiores à concorrência. Dada a disparidade de preços, os dois planos apresentados por esta empresa foram excluídos do processo de seleção.

5.5.4.5 Critérios estratégicos

Uma questão decisiva para a escolha na U.I. de Vendas Novas foi o facto da Empresa C possuir uma visita agendada com objetivo de realizar uma manutenção completa à instalação. Esta visita iria permitir adquirir familiaridade com a instalação, pelo que se decidiu atribuí-la à empresa.

Um aspeto particularmente valorizado durante a análise foi a agregação geográfica dos serviços de manutenção. Com o intuito de evitar situações como a da U.I. Equipar, onde duas empresas distintas eram responsáveis pela manutenção da mesma instalação, foi recomendada a adjudicação dos contratos a uma única empresa por zona geográfica.

Como tal, no caso do Pólo de Coruche, que inclui as unidades da Equipar e de Coruche, propôs-se que a responsabilidade pela manutenção fosse atribuída a uma única entidade, permitindo maior simplicidade administrativa e uma resposta mais célere e eficiente.

5.5.4.6 Ferramentas de suporte à decisão

Com o objetivo de facilitar a comunicação com os restantes departamentos da empresa, foi desenvolvida uma tabela comparativa. Esta tabela categoriza as ações de manutenção de forma abrangente, utilizando termos como "Inspeção visual" ou "Reapertos", e encontra-se disponível no anexo C. A sua utilização promove uma leitura clara e uma compreensão transversal das propostas.

5.5.4.7 Resultados finais por unidade industrial

Foi realizada uma desagregação das propostas recebidas por unidade industrial, com o intuito de identificar a melhor opção para cada caso. Esta análise teve em consideração os valores anteriormente pagos à Empresa B, permitindo destacar as diferenças de custo associadas às novas propostas contratuais. As opções finais foram selecionadas pela equipa de engenharia da Corticeira Amorim e submetidas às direções das respetivas unidades de negócio, que tomaram a decisão final.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Introdução e visão geral

Com a crescente consciencialização ambiental e no caminho para a neutralidade carbónica, a energia fotovoltaica tornou-se um tópico incontornável na área da energia. A versatilidade de instalações fotovoltaicas tornam-na uma opção para os mais diversos cenários, desde instalações domésticas a grandes parques solares. No entanto, a manutenção destes sistemas é muitas vezes desvalorizada, existindo ainda pouco interesse por parte das empresas em efetuar este serviço, dando prioridade a novas instalações.

Esta dissertação teve como objetivo a exploração do tema da manutenção fotovoltaica, com foco em sistemas industriais para autoconsumo. Foi efetuada em colaboração com a Corticeira Amorim, que dispõe de 24 MW de potência instalada fotovoltaica.

A primeira fase do trabalho consistiu na compilação de vários aspetos teóricos relativos ao campo da manutenção. São explorados os diferentes tipos de manutenção e respetivos elementos constituintes, assim como regulamentação aplicável, boas normas para a operação de uma instalação fotovoltaica e métodos de registar e analisar o desempenho da instalação e de prestadores de serviço.

É efetuada de seguida a avaliação técnica das componentes de manutenção compiladas no estado de arte. Foram traçados métodos de avaliação para estas componentes e demonstrados com recurso a valores obtidos de empresas com experiência no setor. Comprova-se que componentes como a termografia completa e a gestão de peças sobressalentes rapidamente se provam valiosas para a boa operação das instalações fotovoltaicas, prevenindo perdas de valor superior ao custo da manutenção. São também expostos exemplos de componentes contratuais como tempo de resposta e bónus por desempenho, de modo a elucidar acerca das suas vantagens e modo de aplicação.

Finalmente, dá-se o culminar de todas as questões abordadas anteriormente, ao avaliar os serviços de manutenção fotovoltaica da Corticeira Amorim. A proposição inicialmente avançada verifica-se nitidamente. O acompanhamento das instalações após a construção das mesmas ficou muito aquém do esperado, sendo que todas as empresas apresentam baixo cumprimento dos

trabalhos contratualizados. No entanto, as boas práticas de manutenção estão maioritariamente presentes nas ações descritas nos contratos, faltando apenas a execução das mesmas.

Após a análise de cumprimento de contrato, foram explorados métodos para validar a relação entre a manutenção e o bom desempenho das instalações. Este processo foi alvo de vários entraves, nomeadamente a baixa fidedignidade dos dados recolhidos nas estações meteorológicas. Esta infiabilidade limitou bastante o processo de análise, inviabilizando dados fulcrais como a produção teórica. No entanto, dado o grande alcance histórico dos dados recolhidos na empresa, foi possível analisar o padrão de decadência de cada instalação a partir da variação de produção das mesmas. Com esta análise estabeleceu-se uma relação direta entre o cumprimento do serviço de manutenção e a variação de produção das instalações, sendo observável que as instalações melhor cuidadas apresentam um menor decréscimo de produção comparativamente com o ano anterior.

Uma vez que o processo ocorreu durante o período de estágio, foi também adicionada uma secção relativa ao processo de escolha de novos prestadores de serviços de O&M, onde foi possível negociar a inclusão de algumas das medidas estudadas ao longo da dissertação nos novos contratos.

6.2 Cumprimento dos objetivos

- **Analisar e sistematizar estratégias e ferramentas de manutenção aplicáveis a sistemas fotovoltaicos industriais**

Este objetivo foi concretizado principalmente no capítulo 2, onde se procedeu a uma revisão das abordagens corretiva, preventiva e preditiva, bem como das ferramentas e normas associadas. Foram abordadas práticas como inspeções visuais, reapertos, limpezas regulares, termografia, análise de curvas I-V e o uso de sensores e algoritmos de ML para manutenção preditiva.

No capítulo 5, este objetivo ganha uma abordagem prática, ao analisar-se um conjunto real de contratos e planos de manutenção atualmente em vigor na Corticeira Amorim, contratados a quatro empresas distintas. Esta análise permitiu observar as práticas correntes no setor industrial português no que respeita à manutenção de sistemas fotovoltaicos, expondo limitações como a ausência de uniformização nos planos, ambiguidade nas ações contratadas e escassez de indicadores objetivos para verificação da execução. Através da comparação entre os contratos, foram identificadas diferenças nos serviços prestados, tanto ao nível da frequência e tipo de intervenções previstas, como na definição de prazos de resposta e penalizações por incumprimento. Este estudo real permitiu não apenas sistematizar as estratégias existentes, mas também detetar oportunidades de melhoria nos processos contratuais.

- **Valorizar e estabelecer comparações entre diferentes estratégias de manutenção, demonstrando métodos de análise técnica de diferentes componentes**

A valorização das diferentes abordagens foi realizada com base em métricas técnicas e financeiras. O trabalho quantificou o impacto de estratégias de manutenção no desempenho energético e económico dos sistemas. De modo a obter uma análise congruente com as práticas reais, todos

os valores assumidos nas análises são aplicados no mercado atual, obtidos através de contacto direto com diferentes empresas de O&M.

No capítulo 4, é explorada a importância da gestão de *stock* de peças sobressalentes. Esta análise é mais aprofundada para o caso dos inversores, apresentado o valor esperado de perdas devido a falhas nos mesmos, demonstrando como diferentes tempos de reposição afetam diretamente a produção e os custos implicados por falhas. É inicialmente analisado o caso de não possuir inversores sobressalentes, que apresenta probabilidade muito alta de ocorrência de falhas, provando-se portanto ser uma estratégia ineficaz. É analisada depois a estratégia de manter um inversor de reposição para dois casos distintos de tempos de entrega dos mesmos. Conclui-se que a eficácia desta estratégia está fortemente dependente do tempo de reposição dos inversores, provando-se eficaz se a entrega for garantida em duas semanas.

Aqui é importante salientar a diferença de eficácia consoante o tamanho da instalação, sendo que em instalações de maior dimensão a não inclusão de partes sobressalentes se prova muito danosa à operação de uma central.

Para traçar planos de limpeza são também expostos dois métodos distintos, dependendo dos conhecimentos que se possuem da instalação. São analisados dois valores distintos de custo de limpeza, onde é feita uma comparação com um perfil de perdas conhecido *a priori* e com valores exemplo de produção real e teórica.

Relativamente à termografia, é realizada uma análise considerando taxas de falha previstas de módulos, impacto de termografias prévias e custo de uma análise termográfica, concluindo que o benefício da termografia ultrapassa largamente o seu custo inicial.

- **Estabelecer critérios comparativos para avaliar o desempenho de diferentes prestadores de serviços de manutenção, com base em métricas objetivas**
- **Aplicar a metodologia desenvolvida a serviços prestados em sistemas reais da Corticeira Amorim**

Este objetivo foi concretizado através da aplicação prática da metodologia às instalações fotovoltaicas da Corticeira Amorim.

Um dos grandes entraves desta investigação foi a falta de dados fiáveis. Existe pouco esforço para manter a validade dos dados provenientes das instalações em níveis aceitáveis, não existindo qualquer rotina de limpeza das estações meteorológicas, por exemplo. Outro grande entrave foi a falta de registos históricos de falhas ocorridas, pondo em causa a validade de dados de produção.

Dada esta infiabilidade, foram procurados outros métodos de análise que lidassem apenas com dados objetivos, como o cumprimento de ações contratuais ou dados de produção elétrica das centrais fotovoltaicas.

A análise revelou que a maioria empresas prestadoras de serviço apresentam uma taxa elevada de incumprimento das ações previstas, sendo que muitas das instalações em análise não foram sujeitas a qualquer tipo de manutenção no último ano. Estes resultados validaram a hipótese apresentada inicialmente referente à subvalorização dos serviços de manutenção.

A análise também permitiu concluir que existe uma ausência significativa de verificação objetiva da execução das tarefas. Constatou-se, por exemplo, que em várias unidades não existem evidências documentadas de limpezas nem registos completos das ações de manutenção. Em muitas das ações realizadas, a empresa de O&M não forneceu qualquer tipo de relatório ou documento relativo aos trabalhos executados.

Esta avaliação permitiu fundamentar a proposta de critérios de desempenho a exigir nos contratos, demonstrando-se essencial a inclusão dos mesmos de modo a penalizar quebras de contrato.

De modo a relacionar as ações de manutenção efetuadas com o desempenho foram exploradas duas hipóteses distintas, a primeira através da relação entre produção teórica e real e a segunda através da variação de produção anual. A primeira hipótese foi rapidamente descartada, não sendo observada qualquer relação entre as duas variáveis. Esta desconexão é suportada pelo entrave mencionado acima, dado que a produção teórica é fortemente afetada pela sujidade da estação meteorológica. Com a variação de produção foi possível estabelecer uma relação clara, com as U.I. que tiveram manutenções regulares a demonstrarem variações de produção três vezes inferiores a U.I. onde não existiram qualquer tipo de limpeza ou manutenção.

Em síntese, os objetivos inicialmente definidos foram maioritariamente cumpridos, faltando uma análise de maior complexidade e abrangendo um maior número de indicadores de desempenho. Os resultados obtidos fornecem um contributo relevante tanto para a melhoria dos processos de contratação e verificação de serviços de manutenção, como para a consolidação de boas práticas replicáveis noutras unidades industriais com sistemas de autoconsumo fotovoltaico.

6.3 Utilidade do trabalho

Espera-se que o trabalho efetuado se prove útil para os interessados no setor fotovoltaico, seja proprietários de instalações ou empresas prestadoras de serviços de O&M, ao fornecer uma visão sobre as práticas atualmente adotadas na indústria e ao estudar a eficácia de diferentes abordagens.

Para a Corticeira Amorim, espera-se que os entraves encontrados motivem uma especial atenção à validade dos dados das centrais fotovoltaicas. Este cuidado permitiria uma melhor monitorização do desempenho, viabilizando a aplicação efetiva das garantias de desempenho contratualmente estipuladas, cuja utilidade depende diretamente da fiabilidade dos dados recolhidos. Além disso, recomenda-se que futuros contratos de manutenção incluam cláusulas explícitas de verificação e cumprimento de serviço, baseadas em indicadores técnicos objetivos, bem como mecanismos de responsabilização em caso de incumprimento. Desta forma, seria possível garantir maior transparência na relação com os prestadores e assegurar a maximização do retorno energético dos sistemas fotovoltaicos.

Referências

- [1] European Commission. *The European Green Deal*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>. COM(2019) 640 final, Brussels, Dez. de 2019.
- [2] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). *Relatório Anual de Energia e Geologia 2025*. <https://www.dgeg.gov.pt/media/b4fhd0lv/dgeg-aen-2025e.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2025.
- [3] S. Al-Ali, A. Olabi e M. Mahmoud. *A review of solar photovoltaic technologies: developments, challenges, and future perspectives*. Jul. de 2025. DOI: 10.1016/j.ecmx.2025.101057.
- [4] C. Duarte. *O Impacto do Soiling nos Painéis Fotovoltaicos*. Dissertação de Mestrado. Estudo realizado em Portugal. Universidade de Lisboa, 2022.
- [5] A. Talayero et al. «Operation and maintenance in solar plants: Eight study cases». Em: *Renewable Energy and Power Quality Journal* 1 (16 abr. de 2018), pp. 499–504. ISSN: 2172038X. DOI: 10.24084/repqj16.363.
- [6] A. Thakfan e Y. B. Salamah. «Development and Performance Evaluation of a Hybrid AI-Based Method for Defects Detection in Photovoltaic Systems». Em: *Energies* (2025). DOI: 10.3390/en18040812.
- [7] H. Abdulla, A. Sleptchenko e A. Nayfeh. «Photovoltaic systems operation and maintenance: A review and future directions». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 195 (mai. de 2024), p. 114342. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2024.114342.
- [8] M. Perdue e R. Gottschalg. «Energy yields of small grid connected photovoltaic system: effects of component reliability and maintenance». Em: *IET Renewable Power Generation* (2015). ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2014.0389.
- [9] S. R. Madeti e S. N. Singh. *Monitoring system for photovoltaic plants: A review*. Jan. de 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.088.
- [10] L. Peters e R. Madlener. «Economic evaluation of maintenance strategies for ground-mounted solar photovoltaic plants». Em: *Applied Energy* 199 (2017), pp. 264–280. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.04.060.
- [11] A. Syamsuddin et al. «Predictive maintenance based on anomaly detection in photovoltaic system using SCADA data and machine learning». Em: *Results in Engineering* 24 (dez. de 2024), p. 103589. ISSN: 2590-1230. DOI: 10.1016/J.RINENG.2024.103589.
- [12] A. Constantin et al. «Importance of Preventive Maintenance in Solar Energy Systems and Fault Detection for Solar Panels based on Thermal Images». Em: *EEA - Electrotehnica, Electronica, Automatica* 71 (1 2023), pp. 1–12. ISSN: 2392828X. DOI: 10.46904/eea.23.71.1.1108001.

- [13] M. Fathi, M. Abderrezek e P. Grana. «Technical and economic assessment of cleaning protocol for photovoltaic power plants: Case of Algerian Sahara sites». Em: *Solar Energy* 147 (2017), pp. 358–367. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2017.03.053.
- [14] B. Stridh. «Evaluation of economical benefit of cleaning of soiling and snow in PV plants at three European locations». Em: *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2012, pp. 001448–001451. DOI: 10.1109/PVSC.2012.6317869.
- [15] R. Conceição et al. «Soiling and rainfall effect on PV technology in rural Southern Europe». Em: *Renewable Energy* 156 (2020), pp. 743–747. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.119>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120306571>.
- [16] Y. Jiang, L. Lu e H. Lu. «A novel model to estimate the cleaning frequency for dirty solar photovoltaic (PV) modules in desert environment». Em: *Solar Energy* 140 (dez. de 2016), pp. 236–240. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2016.11.016.
- [17] N. Najmi e A. Rachid. «A Review on Solar Panel Cleaning Systems and Techniques». Em: *Energies* 16 (2023), p. 7960. DOI: 10.3390/en16247960.
- [18] S. Zakaria Said et al. «Dust impact on solar PV performance: A critical review of optimal cleaning techniques for yield enhancement across varied environmental conditions». Em: *Energy Reports* 12 (2024), pp. 1121–1141. ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.06.024>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724003792>.
- [19] Speedywash Australia. *RoboKleen – Solar Panel Cleaning with RoboKleen*. <https://www.speedywash.com.au/robokleen>. Acesso em: 31 mar. 2025. 2025.
- [20] A. W. Kandeal et al. «Infrared thermography-based condition monitoring of solar photovoltaic systems: A mini review of recent advances». Em: *Solar Energy* 223 (jul. de 2021), pp. 33–43. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2021.05.032.
- [21] M. Meribout et al. *Solar panel inspection techniques and prospects*. Mar. de 2023. DOI: 10.1016/j.measurement.2023.112466.
- [22] A. Et-taleby, M. Boussetta e M. Benslimane. «Faults Detection for Photovoltaic Field Based on K-Means, Elbow, and Average Silhouette Techniques through the Segmentation of a Thermal Image». Em: *International Journal of Photoenergy* 2020.1 (2020), p. 6617597. DOI: <https://doi.org/10.1155/2020/6617597>. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1155/2020/6617597>.
- [23] S. Sarikh et al. «Fault diagnosis in a photovoltaic system through I-V characteristics analysis». Em: *2018 9th International Renewable Energy Congress, IREC 2018* (mai. de 2018), pp. 1–6. DOI: 10.1109/IREC.2018.8362572.
- [24] W. Lin et al. «Fault Diagnosis in Solar Array I-V Curves Using Characteristic Simulation and Multi-Input Models». Em: *Applied Sciences* (2024). DOI: 10.3390/app14135417. URL: <https://doi.org/10.3390/app14135417>.
- [25] Atonometrics. *What is a PV Module I-V Curve?* <https://www.atonometrics.com/applications/what-is-a-pv-module-iv-curve/>. Acesso em: 15 abr. 2025.
- [26] G. G. Kim et al. «Fault Detection for Photovoltaic Systems Using Multivariate Analysis with Electrical and Environmental Variables». Em: *IEEE Journal of Photovoltaics* 11 (1 jan. de 2021), pp. 202–212. ISSN: 21563403. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2020.3032974.

- [27] F. Grimaccia et al. «Planning for PV plant performance monitoring by means of unmanned aerial systems (UAS)». Em: *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 6 (1 mar. de 2015), pp. 47–54. ISSN: 22516832. DOI: 10.1007/s40095-014-0149-6.
- [28] C. Henry et al. «Automatic Detection System of Deteriorated PV Modules Using Drone with Thermal Camera». Em: *Applied Sciences* 10.11 (2020). ISSN: 2076-3417. DOI: 10.3390/app10113802. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/11/3802>.
- [29] R. Mousavi et al. «Revolutionizing solar energy resources: The central role of generative AI in elevating system sustainability and efficiency». Em: *Applied Energy* 382 (mar. de 2025), p. 125296. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2025.125296.
- [30] A. Mellit e S. Kalogirou. *Artificial intelligence and internet of things to improve efficacy of diagnosis and remote sensing of solar photovoltaic systems: Challenges, recommendations and future directions*. Jun. de 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110889.
- [31] SolarPower Europe. *Operation & Maintenance Best Practice Guidelines – Version 6.0*. Available at: <https://www.solarpowereurope.org>. SolarPower Europe. 2025.
- [32] T. Berghout et al. «Machine learning-based condition monitoring for pv systems: State of the art and future prospects». Em: *Energies* 14 (19 out. de 2021). ISSN: 19961073. DOI: 10.3390/en14196316.
- [33] I. S. Ramírez e F. G. Márquez. «Machine Learning for Fault Detection and Diagnosis of Large Photovoltaic Plants Through Internet of Things Platform». Em: *SN Computer Science* 5 (1 jan. de 2024). ISSN: 26618907. DOI: 10.1007/s42979-023-02348-1.
- [34] S. U. Ahmed et al. «Inspecting Mega Solar Plants through Computer Vision and Drone Technologies». Em: *Proceedings - 2022 International Conference on Frontiers of Information Technology, FIT 2022*. Institute of Electrical e Electronics Engineers Inc., 2022, pp. 18–23. ISBN: 9798350345933. DOI: 10.1109/FIT57066.2022.00014.
- [35] Y. Ledmaoui et al. «Review of Recent Advances in Predictive Maintenance and Cybersecurity for Solar Plants». Em: *Sensors* (2025). DOI: 10.3390/s25010206. URL: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.
- [36] G. Rediske et al. «A proposed set of indicators for evaluating the performance of the operation and maintenance of photovoltaic plants». Em: *Applied Energy* 354 (2024). DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122158.
- [37] G. Rediske et al. «Management of operation and maintenance practices in photovoltaic plants: Key performance indicators». Em: *International Journal of Energy Research* 46 (6 2022), pp. 7118–7136. DOI: 10.1002/er.7737.
- [38] T. Dierauf et al. *Weather-Corrected Performance Ratio*. Technical Report NREL/TP-5200-57991. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, abr. de 2013. DOI: 10.2172/1078057. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>.
- [39] Md. M. Rahman, I. Khan e K. Alameh. *Potential measurement techniques for photovoltaic module failure diagnosis: A review*. Nov. de 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111532.
- [40] I. Lillo-Bravo et al. «Impact of energy losses due to failures on photovoltaic plant energy balance». Em: *Energies* 11 (2 fev. de 2018). ISSN: 19961073. DOI: 10.3390/en11020363.

- [41] E. A. Filho, J. P. Fernandes e P. Branco. *Failure Rates in Photovoltaic Systems: A Careful Selection of Quantitative Data Available in the Literature*. Rel. téc. Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, 2020. URL: <https://www.researchgate.net/publication/344194402>.
- [42] W. Tang et al. «Module defect detection and diagnosis for intelligent maintenance of solar photovoltaic plants: Techniques, systems and perspectives». Em: *Energy* 297 (jun. de 2024), p. 131222. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/J.ENERGY.2024.131222.
- [43] A. M. Salazar, E. Queen e B. Macabebe. *Hotspots Detection in Photovoltaic Modules Using Infrared Thermography*. Rel. téc. School of Engineering e Architecture, Davao City, Philippines, 2016.
- [44] P. Kumar et al. «Assessing Power Degradation and Temperature Due to Hotspots in Solar PV Panels». Em: *2024 3rd International Conference on Power Electronics and IoT Applications in Renewable Energy and its Control, PARC 2024*. Institute of Electrical e Electronics Engineers Inc., 2024, pp. 500–505. ISBN: 9798350309409. DOI: 10.1109/PARC59193.2024.10486764.
- [45] S. Djordjevic, D. Parlevliet e P. Jennings. «Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia». Em: *Renewable Energy* 67 (2014), pp. 215–221. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2013.11.036.
- [46] M. Bdour e A. Al-Sadi. «Analysis of different microcracks shapes and the effect of each shape on performance of PV modules». Em: *IOP Conference Series* (2020). DOI: 10.1088/1757-899X/876/1/012005.
- [47] A. Dolara et al. «Investigation on performance decay on photovoltaic modules: Snail trails and cell microcracks». Em: *IEEE Journal of Photovoltaics* 4 (5 2014), pp. 1204–1211. ISSN: 21563381. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2330495.
- [48] S. Meyer et al. «Silver nanoparticles cause snail trails in photovoltaic modules». Em: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 121 (fev. de 2014), pp. 171–175. ISSN: 09270248. DOI: 10.1016/j.solmat.2013.11.013.
- [49] Maysun Solar. *Snail Trails on The Solar Panels*. <https://www.maysunsolar.com/blog-snail-trails-on-the-solar-panels/>. Acesso em: 12 abr. 2025. Dez. de 2023.
- [50] A. Bouaichi et al. «Experimental evaluation of the discoloration effect on PV-modules performance drop». Em: *Energy Procedia*. Vol. 119. Elsevier Ltd, 2017, pp. 818–827. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.07.107.
- [51] M. Aghaei et al. «A Holistic Study on Failures and Diagnosis Techniques in Photovoltaic Modules, Components and Systems». Em: *2023 International Conference on Future Energy Solutions, FES 2023*. Institute of Electrical e Electronics Engineers Inc., 2023. ISBN: 9798350332308. DOI: 10.1109/FES57669.2023.10182941.
- [52] M. C. Da Silva et al. «Evaluating the Impact of Dirt Accumulation on Photovoltaic Performance: Insights from an Experimental Plant in Brazil». Em: *Energies* (2025). DOI: 10.3390/en18051214. URL: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.
- [53] L. Micheli et al. «Extracting and Generating PV Soiling Profiles for Analysis, Forecasting, and Cleaning Optimization». Em: *IEEE Journal of Photovoltaics* 10 (1 jan. de 2020), pp. 197–205. ISSN: 21563403. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2019.2943706.

- [54] A. Ahadi, N. Ghadimi e D. Mirabbasi. «Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems». Em: *Journal of Power Sources* 264 (out. de 2014), pp. 211–219. ISSN: 03787753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.04.041.
- [55] L. B. Bosman et al. «PV system predictive maintenance: Challenges, current approaches, and opportunities». Em: *Energies* 16 (3 mar. de 2020). ISSN: 19961073. DOI: 10.3390/en13061398.
- [56] K. Osmani et al. «A critical review of PV systems’ faults with the relevant detection methods». Em: *Energy Nexus* 12 (dez. de 2023). ISSN: 27724271. DOI: 10.1016/j.nexus.2023.100257.
- [57] M. Khalil e P. Soulatiantork. *Reliability assessment of PV inverters*. Rel. téc. Politecnico di Milano, 2016.
- [58] Z. Wu et al. «A Review for Solar Panel Fire Accident Prevention in Large-Scale PV Applications». Em: *IEEE Access* 8 (2020). DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3010212.
- [59] Corticeira Amorim – Amorim Group. *Sobre Nós*. <https://www.amorim.com/pt/corticeira-amorim/sobre-nos/>. Acesso em: 10 jun. 2025. 2025.
- [60] National Renewable Energy Laboratory. *Fall 2024 Solar Industry Update*. Rel. téc. NREL, out. de 2024.
- [61] Google LLC. *Google Earth: São Paio de Oleiros, Portugal*. <https://earth.google.com/>. Fonte da imagem: Landsat / Copernicus. 2025.
- [62] Alusín Solar. *Gulpiyuri 30 Bar System – Roof Structures*. <https://alusinsolar.com/en/products/roof-structures/gulpiyuri-30-bar-system/>. Acesso em: 6 mai. 2025.
- [63] G. T. Klise, O. Lavrova e R. L. Gooding. *PV System Component Fault and Failure Compilation and Analysis*. Technical Report. Golden, CO, USA: Sandia National Laboratories, fev. de 2018. DOI: 10.2172/1424887. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1424887>.

Anexo A

Tabela A.1: Ações de manutenção contempladas no contrato da Empresa B

Área de Inspeção	Atividades de Verificação
Módulos Fotovoltaicos	• Verificação de possíveis danos na superfície dos painéis - verificação 100% geral e 0,1% detalhada • Inspeccionar visualmente qualquer caixa de conexão, caso aplique, 100% verificação geral e 0,1% detalhada • Inspeção visual de conectores e cabos • Limpeza de painéis • Verificação visual da estabilidade, rigidez e fixação dos painéis - 100% geral • Verificar as <i>backsheets</i> dos painéis quanto a danos, mofo, algas e delaminação - 0,1% de amostragem
Estrutura	• Rigidez da estrutura • Inspeção visual da corrosão e degradação • Módulo fotovoltaico reapertado de acordo com o especificado
Baixa Tensão	• Verificar o estado das condutas e da ligação à terra das peças metálicas - 100% geral e 0,1% detalhada • Verificação do estado de contenção dos cabos - 100% geral e 0,1% detalhada • Verificação visual dos conectores - 100% geral e 0,1% detalhada • Inspeccionar visualmente o isolamento acessível e quaisquer juntas • Inspeção visual de quadros de distribuição elétrica, caso se aplique • Inspeção visual de cablagem de comunicações acessível

Área de Inspeção	Atividades de Verificação
	• Teste elétrico de cablagem de terra
Painéis elétricos secundários	• Inspeção visual para montagem e estado geral • Limpar o armário, se necessário • Inspeção visual do recinto • Inspeção visual dos terminais e condutores • Verificação do estado dos fusíveis não monitorizados • Teste elétrico de cablagem de terra • Verificação visual de ligações soltas • Inspeção visual de interruptores e disjuntores • Inspeção visual dos para-raios, caso se aplique • Teste de resistência do isolamento • Verificação visual da porta e da fechadura • Verificação visual de quaisquer etiquetas e indicadores de controlo • Aplicar o produto de limpeza de contacto • Reaparafusamento dos parafusos • Reaparafusamento dos terminais dos anéis do quadro de distribuição • Verificar as luzes e indicadores do painel de controlo
Trabalhos civis	• Inspeção visual do parafuso de terra • Verificação da integridade do aperto • Verificação da corrosão na estrutura • Ensaio elétrico da ligação da estrutura à terra
Inversores	• Inspeção geral do inversor • Inspeccionar o estado dos cabos e terminais • Apertar parafusos e terminações • Verificação visual das ligações • Verificar a humidade nos armários do inversor • Verificar se o inversor está montado com segurança • Verificar a ventilação correta do inversor • Limpar a grelha de ar dianteira e os filtros traseiros • Verificar o estado ambiental

Área de Inspeção	Atividades de Verificação
	• Verificar a ausência de alarmes nos inversores • Testar a ligação à terra do inversor
Estruturas auxiliares	• Manter o sistema de drenagem de água

Anexo B

Tabela B.1: Ações de manutenção contempladas no contrato da Empresa C

Área de Inspeção	Atividades de Verificação
Estrutura	• Estruturas Fornecidas • Suportes de Fixação • Calhas e tensores (fixadores e cintas) de apoio dos painéis • Reapertos na estrutura, se necessário
Montagem	• Pontos de oxidação • Falhas no aparafusamento • Terras no painel/estrutura
Cortes Elétricos	• Caixas DC (Valores e Avarias) • Caixas AC e componentes (Valores e Avarias)
Passagem de Cabos	• Completa em todo o seu comprimento • Substituição de algum componente
Painéis Solares	• Vidro - Limpeza dos painéis, com água à pressão ou via Robot Solar • Camada anti-refletante homogênea • Defeitos no encapsulamento (delaminações <i>back-sheet</i>) • Depressões no <i>back-sheet</i> • Agressões mecânicas no <i>back-sheet</i> • Bucins caixa de junção • Existência de humidade • Pontos Negros (<i>Hotspots</i>) - Registo Visual - com utilização de Garantia de Fabrico • Intervalo de tensão nas <i>strings</i> • Caixas de junção

Área de Inspeção	Atividades de Verificação
	• Verificação de desvios de coloração
Perdas de rendimento	• Sombreamento pós obra • Alteração relativamente ao desenho inicial
Proteções	• Ensaio de proteção da rede
Inversores	• Existência de ferrugem • Limpeza de elementos arrefecimento (grelhas, ventilador, chassis) • Registo de valores de energia e potência • Verificação de conectores e buçins
Inversores	• Atualização de Firmware dos Inversores • Ensaio das proteções dos inversores
Termografia	• Medição Termográfica do Campo Solar • Medição Termográfica dos Quadros elétricos
Sistemas de Monitorização	• Verificação dos valores apresentados e comparação com medições em tempo real • Atualização do Firmware dos Inversores

Anexo C

Principais critérios	Média ponderada do custo	GV Basic	GV Care	GV Premium	Helexia Standard	Helexia Premium	Galp	Contratos atuais	
		3,09€/kWp	5,15€/kWp	8,09€/kWp	13,82€/kWp	17,11€/kWp	9,2€/kWp	Enzen	Helexia
								59,850€ (7€/kWp)	(5,8€/kWp)
Monitorização e supervisão diária		✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Relatório mensal		✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Prazo envio relatório			5 dias úteis	5 dias úteis	20 dias		15 dias		
Inspeção visual		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reapertos		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Termografia BoS		✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
Termografia módulos		✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
Curva I-V		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
Medição Riso,Isc,Voc		✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Limpeza de condutas de ar		✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓
Limpeza dos módulos		✗	1x	1x	1x	2x	1x	1x	1x
Garantias de Performance (após 1 ano)		✗	✗	95% do PR esperado	90% da Produção esperada	100% da Produção esperada	Garantia de Disponibilidade	98% do PR esperado	98% do PR esperado
Tempo de reação		✗	2 dias	2 dias	2 dias	2 dias			2 dias
Tempo de resolução		✗	5 dias*	5 dias*	5 dias	5 dias	6 dias**		4 dias

✗ (possivelmente incluído, não detalhado na proposta)
✓ (por amostragem, termografia completa em análise)
* após recepção de equipamentos ou 2 dias no caso de falhas sem necessidade de compra de equipamento
** para troca de equipamentos, disponibilidade para armazenamento de peças sobressalentes
Nota: No valor de preço final está incluído o custo opcional para a medição da curva I-V. Representa 0,5€/kWp para a GV, 5€/kWp para a Helexia e 0,92€/kWp para a Galp