

**Análise da criticidade das falhas e a sua monitorização
em sistemas solares fotovoltaicos: proposta de uma
nova metodologia "Custo da Detecção"**

Filipe Miguel Martins Franco Monteiro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia e Gestão da Energia

Orientador: Prof. Paulo José da Costa Branco

Júri

Presidente: Prof. Luís Filipe Moreira Mendes

Orientador: Prof. Paulo José da Costa Branco

Vogal: Prof. Carlos Augusto Santos Silva

Julho 2019

Agradecimentos

Ao longo da tese foram várias as pessoas que me ajudaram e motivaram, de uma maneira ou outra, na elaboração desta dissertação. A todas elas um obrigado.

Acima de tudo aos meus pais que sempre me apoiaram em todos os momentos e que permitiram que realiza-se esta tese sem qualquer pressão.

Aos meus amigos Cristiano, Red, Bounty, Luigi, Mota, Meyrelles, Fred e outros mais, que sempre me motivaram e ajudaram ao longo da dissertação.

Um agradecimento especial ao mestre Eduardo Sarquis, pela orientação prestada, pelos conhecimentos e explicações transmitidas assim como a disponibilidade total em ajudar-me. Todo o apoio prestado desde do início da dissertação foi essencial para que no final apresentasse um trabalho com mais qualidade.

Ao Professor Paulo Branco pela a orientação e toda a ajuda prestada durante a dissertação mesmo tendo uma agenda preenchida com outros alunos de mestrado e douturamento. Pelos conselhos sábios e pelo ambiente de descontração providenciado, o qual permitiu que realiza-se esta dissertação com menos pressão e com mais motivação.

Resumo

Esta dissertação estuda o impacto das falhas em sistemas fotovoltaicos nos vários cenários fotovoltaicos, assim como a monitorização que permite detetar e alertar a presença de falhas no sistema.

Estudam-se os alertas de falhas a partir do sistema de monitorização dos vários tipos de inversores existentes de 15 fabricantes presentes no mercado europeu. Foi aplicada a metodologia Análise dos Modos de Falha e os seus Efeitos (FMEA), a qual permitiu ordenar os modos de falha pela sua criticidade em três cenários de diferentes potências. Tendo em consideração as diferenças de alertas encontrados nas diversas soluções de monitorização analisadas, esta tese propõe uma nova metodologia designada por Custo da Detecção (CDD) que permite calcular o impacto económico de cada falha usando determinada solução de monitorização.

Após o conjunto de testes e análises anteriores, verificou-se para todos os cenários analisados que o inversor é o componente mais crítico para o desempenho energético de um sistema fotovoltaico, enquanto o sistema de apoio do painel fotovoltaico é o mais crítico na segurança. Na comparação do desempenho económico dos vários sistemas de monitorização, concluiu-se que o retorno económico tende a variar consoante a solução de monitorização utilizada e quais falhas não poderam ser detetadas.

A metodologia CDD não pode ser interpretada como uma ferramenta completa na escolha de um inversor devido a não considerar os custos da reparação, mas sim fornecer ao utilizador o conhecimento da abrangência de determinada solução de monitorização na deteção dos modos de falhas.

Abstract

This thesis studies the photovoltaic (PV) system failures in several PV applications and the monitorization which alerts the presence of a failure in a PV system.

Failure alerts are studied according to the monitoring system of various types of existing inverters from 15 manufacturers. Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) methodology was applied, which allowed the ordering of failure modes due to their criticality in three different scenarios. Taking into account the alert differences found in the various monitoring solutions analyzed, this thesis proposes a new methodology named “Cost of Detection” which allows to calculate the economic impact of each failure, using a particular monitoring solution.

Following the set of tests and previous analysis, it was verified for all the analyzed scenarios that the inverter is the most critical component in the energy performance of a PV system, and the rack system of the PV panel is the most critical in the safety. When comparing the economic performance of the monitoring systems, it was found that the economic results differs with the monitorization system used and thus the failures that weren't detected have a relevant economic impact.

The new proposed methodology cannot be seen as a complete tool for choosing an inverter as not include repair costs, but rather, to provide the user the knowledge of the comprehensiveness of a particular monitoring solution on the detection of failure modes.

Keywords: Solar photovoltaic system, FMEA, Monitorization, Economic cost

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	iv
Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Acrónimos	xi
Lista de Símbolos	xiii
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento geral.....	1
1.2. Objetivos e Metodologia	2
1.3. Organização do texto	3
2. Sistema solar fotovoltaico	5
2.1. Princípio de funcionamento	5
2.2. Painel fotovoltaico	6
2.3. Inversor fotovoltaico	7
2.3.1. Inversor central	9
2.3.2. Inversor de <i>string</i>	9
2.3.3. Micro-inversor	10
2.3.4. Optimizador	10
3. Cenários de aplicação	11
3.1. Residencial	11
3.2. Edifícios comerciais e instalações industriais	12
3.3. Parques fotovoltaicos	12
3.4. Cenário global: Económico e regulação.....	13
3.4.1. Fatores de influência económica.....	13
3.4.2. Incentivos e preços	15
4. Manutenção e Monitorização	17
4.1. Manutenção preventiva	17
4.2. Manutenção corretiva	18
4.3. Monitorização	19
4.4. Análise aos sistemas de monitorização automáticos	20
4.4.1. Comunicação de falhas	21
4.4.2. Alertas de falhas	23
4.4.3. Níveis de monitorização	26
4.4.4. Custos.....	29
5. Falhas nos sistemas fotovoltaicos	31
5.1. Definição de “falha” e “modo de falha”	31

5.2.	Fiabilidade e Disponibilidade.....	31
5.3.	Metodologia FMEA.....	33
5.4.	Aplicação da metodologia FMEA.....	34
5.5.	Componentes principais do sistema fotovoltaico e os seus modos de falha.....	36
5.5.1.	Painel fotovoltaico.....	36
5.5.2.	Células fotovoltaicas.....	36
5.5.3.	Encapsulamento.....	37
5.5.4.	Vidro frontal.....	37
5.5.5.	Painel traseiro.....	38
5.5.6.	Caixa de junção.....	38
5.5.7.	Díodos <i>bypass</i>	39
5.5.8.	Sistema mecânico de apoio do painel fotovoltaico.....	39
5.5.9.	Inversor.....	39
5.5.10.	Cabos e conexões CC/CA.....	40
5.5.11.	Proteção CC/CA.....	40
5.5.12.	Transformador.....	41
5.6.	Ferramentas de deteção de falhas.....	41
	Termografia.....	41
5.7.	Critérios de classificação.....	42
5.8.	Resultados da análise FMEA realizada.....	43
5.8.1.	Resultados FMEA: cenário para um parque fotovoltaico.....	49
5.8.2.	Resultados FMEA: cenário para um sistema FV industrial/comercial.....	50
5.8.3.	Resultados FMEA: cenário para um sistema FV residencial.....	51
5.9.	Discussão dos resultados FMEA.....	52
5.10.	Criticidade económica das falhas usando um índice CPN (<i>Cost Priority Number</i>).....	53
5.10.1.	CPN: Metodologia.....	54
5.10.2.	Definição de custos e resultados da Solar Bankability.....	55
6.	Custo económico na deteção de falhas – Metodologia e sua aplicação.....	61
6.1.	Metodologia Custo da Deteção (CDD).....	61
6.2.	Aplicação.....	64
6.3.	Resultados.....	69
6.3.1.	Análise económica (Valor Atual Líquido).....	74
6.3.2.	Considerações no cálculo do VAL.....	74
6.3.3.	Resultados VAL.....	75
7.	Conclusão.....	77
	Bibliografia.....	81
	Anexo A.....	89
	Anexo B.....	92
	Anexo C.....	95
	Anexo D.....	101
	Anexo E.....	103

Lista de Figuras

Figura 1-1: Capacidade mundial instalada de painéis fotovoltaicos, por país ou continente (2007 a 2017). Baseado em [1].	1
Figura 2-1: Elementos base constituintes de um sistema fotovoltaico.	5
Figura 2-2: Configuração de elementos fotovoltaicos. Baseado em [8].	6
Figura 2-3: Curva corrente-tensão e curva de potência [9].	6
Figura 2-4: Representação do <i>maximum power point</i> , consoante a irradiância disponível [11].	7
Figura 2-5: Exemplo de dois painéis idênticos expostos a diferentes níveis de irradiância. Painel A exposto a alta irradiância e painel B exposto a baixa irradiância. Baseado em [12].	8
Figura 2-6: Exemplo de um inversor central (Sunny Central 1000CP XT) [13].	9
Figura 2-7: Inversor de <i>string</i> monofásico Huawei FusionHome (esquerda) e trifásico Huawei SUN2000-36KTL (direita) [17].	9
Figura 2-8: Micro-inversor Enphase IQ 7+ [18].	10
Figura 2-9: SolarEdge P370 otimizador [19].	10
Figura 3-1: Habitação com painéis FV instalados no telhado [20].	11
Figura 3-2: Instalação FV no telhado de uma instalação industrial [22].	12
Figura 3-3: Parque fotovoltaico [24].	13
Figura 3-4: Valores típicos da O&M em Itália (2013). Baseado em [32].	14
Figura 4-1: Diagrama ligações de inversores Huawei com <i>data-logger</i> (Smart-logger 1000). Baseado em [54].	21
Figura 4-2: Percentagem de inversores que emitem alerta de falha no lado CA para cada tipo de inversor.	23
Figura 4-3: Percentagem de inversores que emitem alerta de falha no inversor para cada tipo de inversor.	24
Figura 4-4: Percentagem de falhas detetadas no lado CC por cada de cada tipo de inversor.	25
Figura 4-5: Exemplo de um sistema com inversor central e uma caixa de combinação com monitorização de <i>strings</i> da SMA. Baseado em [58].	27
Figura 4-6: Comparativo de preços por kilowatt das várias soluções de monitorização.	30
Figura 4-7: Custo relativo (em percentagem) à solução de monitorização com inversores de <i>string</i> .	30
Figura 5-1 - Curva da banheira típica de equipamentos electrónicos. Baseado em [71].	32
Figura 5-2: Ciclos de estado de um sistema/componente reparável (conceito de disponibilidade).	32

Figura 5-3: Diagrama do sistema FV residencial.	35
Figura 5-4: Diagrama do sistema FV industrial/comercial.	35
Figura 5-5: Diagrama do parque fotovoltaico.	35
Figura 5-6: a) Ponto quente [78]; b) <i>Snail-track</i> [79] ; c) Células quebradas [80].	37
Figura 5-7: a) Descoloração do EVA [82]; b) Delaminação entre o vidro e o encapsulamento EVA [83].	37
Figura 5-8: a) Painel FV sujo [84]; b) Vidro frontal partido de um painel do Instituto Superior Técnico.	37
Figura 5-9: Delaminação do painel traseiro [80].	38
Figura 5-10: Termografia de uma caixa de junção com sobreaquecimento devido a má soldagem [86]; b) Caixa de junção mal fixada [80].	38
Figura 5-11: a) Estrutura partida [88]; b) Encaixe solto [89].	39
Figura 5-12: Conectores queimados devido à escolha errada dos conectores [90].	40
Figura 5-13: A percentagem das 6 maiores falhas relativamente ao número total de falhas em painéis FV. Baseado em [93].	44
Figura 5-14: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) em painéis fotovoltaicos em todos os cenários FV. Baseado em [93].	57
Figura 5-15: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) em inversores em todos os cenários FV. Baseado em [93].	58
Figura 5-16: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) no cabeamento em todos os cenários FV. Baseado em [93].	59
Figura 5-17: Diferenças do cenário base e do cenário do pior caso, do impacto económico da falha em painéis FV, se a falha não for detetada. Baseado em [93].	60
Figura 6-1: Comparativo da <i>Monitorização Base e Adicional</i> nas soluções estudadas num cenário residencial.	72
Figura 6-2: Comparativo da <i>Monitorização Base e Adicional</i> nas soluções estudadas num cenário industrial/comercial.	73
Figura 6-3: Comparativo da <i>Monitorização Base e Adicional</i> nas soluções estudadas num cenário parque FV.	73

Lista de Tabelas

Tabela 3-1: Incentivos para sistemas FV em Portugal, Itália e Alemanha em 2017. Baseado em [34].	16
Tabela 4-1: Tarefas implementadas em 8 contratos O&M de projetos em FR, UK, NL e IT. Baseado em [28].	18
Tabela 4-2: Formas de comunicação dos inversores ao <i>software</i> de monitorização.	22
Tabela 4-3: Níveis de monitorização.	28
Tabela 5-1: Dados dos sistemas fotovoltaicos usados na FMEA.	34
Tabela 5-2: Ferramentas disponíveis para deteção de falhas nos sistemas. Baseado em [80].	41
Tabela 5-3: Critério para o <i>ranking</i> da deteção (<i>D</i>).	42
Tabela 5-4: Critério para o <i>ranking</i> da ocorrência (<i>O</i>).	42
Tabela 5-5: Critério para o <i>ranking</i> da severidade no desempenho (<i>S desempenho</i>).	43
Tabela 5-6: Critério para o <i>ranking</i> da severidade na segurança (<i>S segurança</i>).	43
Tabela 5-7: Número de casos de falhas em painéis fotovoltaicos em 772 projetos FV. Baseado em [93].	44
Tabela 5-8: Proposta de taxa de falha (falhas por hora) para os modos de falha identificados na secção 5.5, assim como distribuição das falhas por subcomponente a partir da Tabela 5-7 e, por fim, a classificação da Ocorrência (<i>O</i>) para cada modo de falha com o <i>ranking</i> especificado na Tabela 5-4.	45
Tabela 5-9: Proposta de classificação da severidade na segurança para os modos de falha do painel fotovoltaico.	46
Tabela 5-10: Perda de desempenho (potência) num determinado componente relativamente a cada modo de falha.	47
Tabela 5-11: Classificação dos valores da Ocorrência (<i>O</i>), da Deteção (<i>D</i>), da Severidade no desempenho (<i>S_d</i>) e da Severidade na segurança (<i>S_s</i>) para os três cenários estudados: parque FV de 1 MW, industrial/comercial de 100 kW e residencial de 5 kW.	48
Tabela 5-12: FMEA (Desempenho) parque fotovoltaico. Modos de falha com maior valor RPN.	50
Tabela 5-13: FMEA (Segurança) parque fotovoltaico. Modos de falha com maior valor RPN.	50
Tabela 5-14: FMEA (Desempenho) industrial/comercial. Modos de falha com maior valor RPN.	51
Tabela 5-15: FMEA (Segurança) industrial/comercial. Modos de falha com maior valor RPN.	51
Tabela 5-16: FMEA (Desempenho) residencial. Modos de falha com maior valor RPN.	52
Tabela 5-17: FMEA (Segurança) residencial. Modos de falha com maior valor RPN.	52

Tabela 5-18: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em painéis fotovoltaicos. Baseado em [93].	57
Tabela 5-19: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em inversores. Baseado em [93].	58
Tabela 5-20: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em cabeamento. Baseado em [93].	59
Tabela 5-21: Valores CPN das falhas nos painéis FV. Cenário base e pior caso se a falha não for detetada. Baseado em [93].	60
Tabela 6-1: Dados das cidades analisadas (Preços de 2017).	65
Tabela 6-2: Média das eficiências (norma Europeia) dos inversores estudados na secção 4.4.	67
Tabela 6-3: Alertas de falhas com <i>Monitorização Base e Adicional</i> dos inversores estudados na secção 4.4, no cenário residencial (modos de falha críticos da secção 5.8.3).	68
Tabela 6-4: Custos associados ao intervalo de tempo (1 ano) entre a avaria dum componente até à sua deteção através da <i>Monitorização Base e Adicional</i> . Exemplo de sistema de 100 kW usando inversores de <i>string</i> trifásicos em Lisboa. Os três modos de falha que apresentam o custo mais elevado, estão realçados a cor “laranja”	69
Tabela 6-5: Dados do sistema FV de 100 kW com inversores de <i>string</i> trifásicos em Lisboa	70
Tabela 6-6: Valor Atual Líquido residencial 5 kW (taxa de desconto 2,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.	75
Tabela 6-7: Valor Atual Líquido industrial/comercial 100 kW (taxa de desconto 3,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.	76
Tabela 6-8: Valor Atual Líquido parque fotovoltaico 1 MW (taxa de desconto 4,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.	76
Tabela B-1: Alertas de falhas nos inversores de <i>string</i> monofásicos.	92
Tabela B-2: Alertas de falhas nos inversores de <i>string</i> trifásicos.	93
Tabela B-3: Alertas de falhas nos inversores centrais.	94
Tabela B-4: Alertas de falhas nos micro-inversores.	94

Lista de Acrónimos

C.A.	Circuito aberto
CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
C.C.	Curto-circuito
CDD	Custo da Detecção
CAPEX	<i>Capital expenditures</i>
CPN	<i>Cost priority Number</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
EVA	<i>Ethylene vinyl acetate</i>
FiT	<i>Feed-in Tariff</i>
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i>
FV	Fotovoltaico
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operation expenditures</i>
PID	<i>Potential Induced Degradation</i>
RPN	<i>Risk Priority Number</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UPP	Unidade de pequena produção
UPAC	Unidade de produção para autoconsumo
UV	Ultra violeta
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de Símbolos

<i>D</i>	Deteção
<i>I_{sc}</i>	<i>Short-circuit current</i>
<i>I_{MP}</i>	<i>Current maximum power point</i>
<i>O</i>	Ocorrência
<i>S</i>	Severidade
<i>S_d</i>	Severidade no desempenho
<i>S_s</i>	Severidade na segurança
<i>V_{oc}</i>	<i>Open circuit voltage</i>
<i>V_{MP}</i>	<i>Maximum power point voltage</i>

1. Introdução

1.1. Enquadramento geral

A cada dia que passa, o uso das energias renováveis tem uma importância maior, quer devido à preocupação com a poluição e a não sustentabilidade do uso dos combustíveis fósseis, quer devido ao crescimento da população mundial. Estima-se que no final de 2017 cerca de 26,5% da energia mundial produzida teve origem de tecnologias renováveis [1].

Analisando a evolução da energia fotovoltaica ao longo dos últimos anos, tem-se verificado um grande crescimento da instalação de painéis fotovoltaicos, sendo de realçar que a capacidade mundial instalada em 2007 era de 8 gigawatts e em 2017 de 402 gigawatts (Figura 1-1). Isto deveu-se principalmente ao custo dos painéis fotovoltaicos terem descido com a entrada da China no mercado dos painéis fotovoltaicos com preços muito competitivos como também aos avanços tecnológicos na produção de células fotovoltaicas mais eficientes e mais baratas de fabricar. O aumento do tempo de vida útil dos painéis, uma melhor eficiência destes como também a baixa do preço (mas menos acentuada) de todos os outros componentes do sistema fotovoltaico ajudaram a aumentar a capacidade mundial de sistemas fotovoltaicos [2].

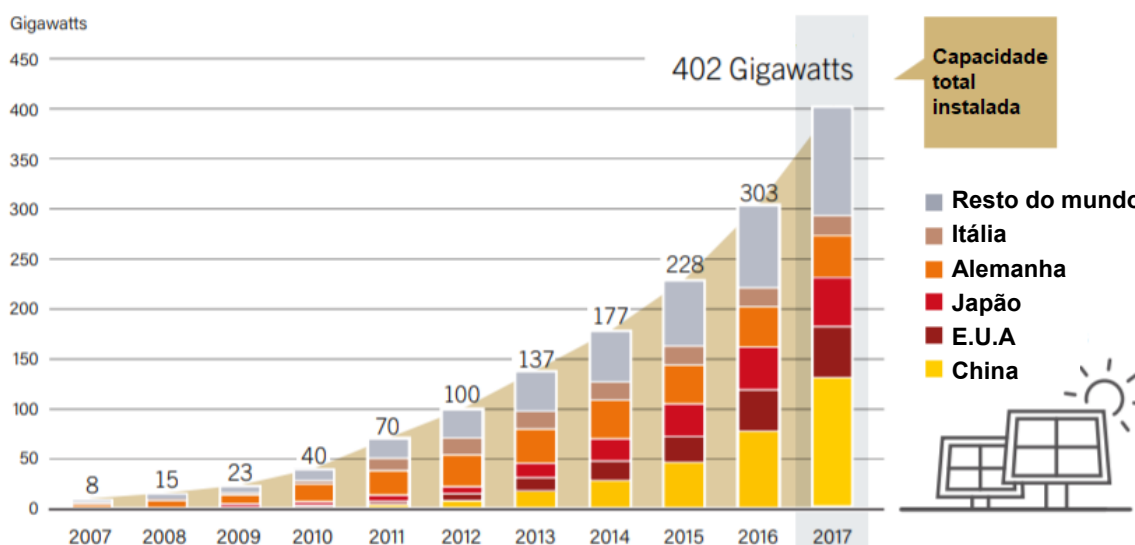


Figura 1-1: Capacidade mundial instalada de painéis fotovoltaicos, por país ou continente (2007 a 2017). Baseado em [1].

Para acelerar a adoção e o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, foram criados vários incentivos pelos governos de todo o mundo para expandir a tecnologia fotovoltaica. Com a contínua queda de preços de sistemas fotovoltaicos, estes tornaram-se competitivos em relação a outras tecnologias [3], tendo então vários incentivos vindo a diminuir ou mesmo terminados para novas instalações, como no Reino Unido e Itália [4] [5].

Com a tendência da estabilização do preço da instalação [6] assim como a diminuição dos incentivos, a indústria fotovoltaica está a apostar fortemente em novas estratégias de operação e

manutenção (O&M) para aumentar a competitividade e diminuir custos variáveis ao longo do projeto fotovoltaico.

Para um bom planeamento da estratégia O&M e maximizar o desempenho do sistema FV é essencial ter o conhecimento de como é que o sistema FV está a operar. Isso é conseguido através da monitorização e aquisição e tratamento da data relativa ao sistema FV.

Devido aos projetos fotovoltaicos terem um período longo de vida útil, irão ocorrer falhas, devido a eventos meteorológicos, má manutenção ou outras causas, no qual terão impacto económico se não forem detetadas e corrigidas atempadamente. Uma monitorização em que detete e alerte a falha o mais cedo possível é aquela que permitirá ao investidor um maior ganho financeiro, além de evitar que a falha afete outros componentes e que tenha consequências na segurança do sistema ou pessoal.

Neste contexto, é fundamental conhecer não apenas as principais vulnerabilidades dos sistemas fotovoltaicos, assim como perceber o impacto económico das falhas e prever o seu custo. O inversor exerce uma função central na monitorização de sistemas fotovoltaico, portanto é importante saber que falhas nos sistemas fotovoltaicos o inversor deteta e as diferenças na monitorização consoante o tipo de inversor usado.

1.2. Objetivos e Metodologia

Esta dissertação tem como principais objetivos estudar as falhas e componentes mais críticos em sistemas fotovoltaicos assim como o estudo dos sistemas de monitorização que alertam a presença de falhas num sistema fotovoltaico. Os objetivos são:

- Identificação dos cenários fotovoltaicos e sistematização dos respetivos fatores de influência económica;
- Análise dos vários tipos de inversores na ótica da monitorização e alertas de falhas em sistemas fotovoltaicos;
- Identificação das falhas críticas e os componentes críticos nos sistemas fotovoltaicos em cada cenário fotovoltaico;
- Desenvolvimento de uma metodologia para calcular o custo na deteção de falhas em sistemas fotovoltaicos de modo a comparar o desempenho económico dos sistemas de monitorização dos vários tipos de inversores assim como a abrangência na deteção de falhas.

Metodologia

Inicialmente, foi efetuada uma revisão do funcionamento e características de um sistema fotovoltaico e dos cenários onde são aplicados os sistemas fotovoltaicos. Esta revisão permitiu realizar os capítulos seguintes com maior conhecimento e confiança.

Para análise dos alertas dos inversores e respetivo sistema de monitorização, recorreu-se aos *websites* e manuais de utilização e operação dos respetivos inversores. Foi também feita uma procura pelos manuais de utilização do *software* de monitorização para cada tipo de inversor.

Para identificação das falhas críticas, estudou-se e aplicou-se a metodologia Análise dos Modos de Falha e os seus Efeitos a três cenários fotovoltaicos: residencial de baixa potência, industrial/comercial

de média potência e parque fotovoltaico de grande potência. Recorrendo à literatura existente sobre a FMEA, assim como estudos de falhas em sistemas fotovoltaicos, a utilização desta metodologia permitiu identificar quais modos de falhas/componentes são mais críticos. Além da FMEA, fez-se uma análise à metodologia *Cost Priority Number* criada pelo projeto europeu Solar Bankability [7] o qual calcula o custo do impacto da falha. A análise da metodologia CPN serviu de ponto de partida para o desenvolvimento de uma nova metodologia para calcular o custo das falhas usando determinado sistema de monitorização, já que naquele estudo não é tida em conta a monitorização usada.

O estudo dos alertas a partir do sistema de monitorização dos inversores e dos modos de falha existentes em sistemas fotovoltaicos, quer pela metodologia FMEA, assim como a análise da metodologia CPN, permitiu o desenvolvimento e a aplicação da nova metodologia designada por Custo da Detecção (CDD). Para comparar o desempenho económico na deteção de falhas pelos diversos sistemas de monitorização, utilizou-se Valor Atual Líquido (VAL), o qual é um indicador de avaliação de projetos. Para o cálculo do VAL, foi necessário procurar preços de inversores o qual foram obtidos em *websites* de venda de material fotovoltaico.

1.3. Organização do texto

No Capítulo 1 referente à introdução, é apresentado o enquadramento geral, o objetivo da dissertação e a metodologia usada.

No Capítulo 2, faz-se uma breve revisão do funcionamento de um sistema fotovoltaico e exposição das características e funcionamento dos painéis fotovoltaicos e inversores.

No Capítulo 3, são apresentadas aplicações fotovoltaicas com ligação à rede. De seguida é feita uma revisão dos fatores de influência económica em sistemas fotovoltaicos e incentivos existentes para sistemas fotovoltaicos.

No Capítulo 4, é feita uma revisão aos vários tipos de manutenção em sistemas fotovoltaicos existentes. De seguida é realizado uma pesquisa sobre o sistema de monitorização e alertas de falhas transmitidos a partir do sistema de monitorização de várias gamas de potência de inversores.

No Capítulo 5, é introduzido os conceitos de “falha” e “modo de falha” assim como fiabilidade e disponibilidade. É apresentado a metodologia Análise dos Modos de Falha e os seus Efeitos (em inglês, *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA)) e de seguida é aplicado em três cenários propostos: residencial de baixa potência (5 kWp), industrial/comercial de média potência (100 kWp) e parque fotovoltaico de grande potência (1 MWp). No fim do capítulo é feito uma revisão à metodologia CPN e são analisados os resultados do projeto realizado pela Solar Bankability.

No Capítulo 6, é proposta uma nova metodologia de cálculo dos custos das falhas tendo em conta o sistema de monitorização usado e aplicada aos mesmos cenários propostos no Capítulo 5. É apresentado e aplicado Valor Atual Líquido o qual é um indicador de avaliação de projetos a fim de comparar o desempenho económico das várias soluções de monitorização.

Por fim o Capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas nesta dissertação assim como propostas para trabalhos futuros.

2. Sistema solar fotovoltaico

Neste capítulo irá ser descrito o princípio de funcionamento de um sistema fotovoltaico (FV), focando posteriormente no funcionamento do painel fotovoltaico e dos vários tipos de inversores existentes.

2.1. Princípio de funcionamento

Um sistema fotovoltaico genérico e simples é composto essencialmente por (Figura 2-1):

- Painéis fotovoltaicos (FV);
- Inversores;
- Cabos de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA);
- Dispositivos de segurança;
- Outros elementos do circuito elétrico (contadores, *data-loggers*...)

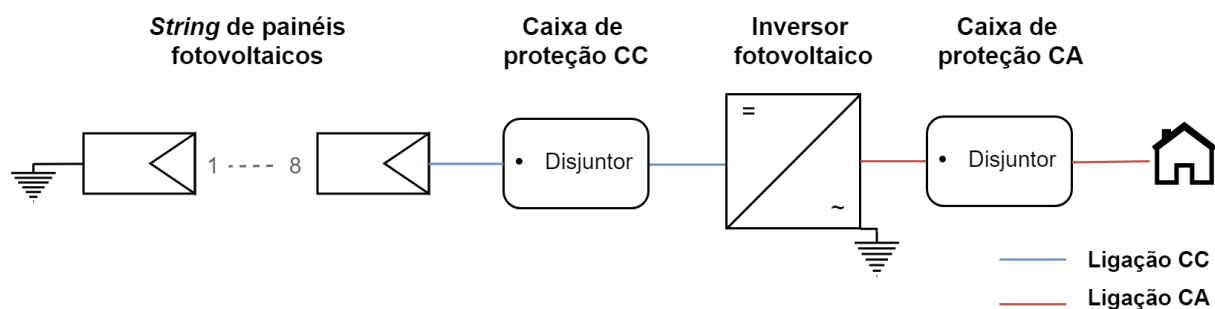


Figura 2-1: Elementos base constituintes de um sistema fotovoltaico.

O painel vai receber irradiação solar e converter em energia elétrica. Os painéis fotovoltaicos, ligados em série ou em paralelo, irão conectar-se ao inversor para converter potência CC, proveniente dos painéis FVs, em potência CA para ser posteriormente injetada na rede ou consumida localmente. Também é possível ligar a um sistema de armazenamento de energia podendo essa energia ser guardada e usada posteriormente. No caso de sistemas fotovoltaicos de grande potência poderá ser necessário um transformador para poder ligar à rede elétrica de média ou alta tensão. A instalação de dispositivos de proteção é essencial para garantir o correto funcionamento da instalação e a proteção dos equipamentos elétricos e das pessoas. Estas proteções passam por o uso de fusíveis, disjuntores, relés e proteção de terra e raios e são instaladas tanto no circuito elétrico CC como no circuito elétrico CA.

Assim, dependendo da aplicação e cenário inserido, o sistema fotovoltaico pode-se tornar mais complexo com o uso de baterias, dispositivos de segurança e *data-logger* (aparelho de recolha e envio de data do desempenho e falhas do sistema fotovoltaico).

2.2. Painel fotovoltaico

A célula fotovoltaica, constituída por um material semicondutor, é o elemento principal num sistema fotovoltaico pois é através dela que a irradiância solar é convertida em eletricidade. Como uma só célula tem uma potência elétrica reduzida na ordem dos 1,5 W, para obter uma potência maior, as células são ligadas em séries e/ou em paralelo para obter uma maior produção de eletricidade, formando assim os painéis FV. A eficiência dessa conversão varia do tipo de material semicondutor usado, sendo o mais normal o silício cristalino. É possível ligar vários painéis fotovoltaicos em série, formando assim uma *string*. Um conjunto de *strings* em paralelo é denominado de *array* (Figura 2-2).

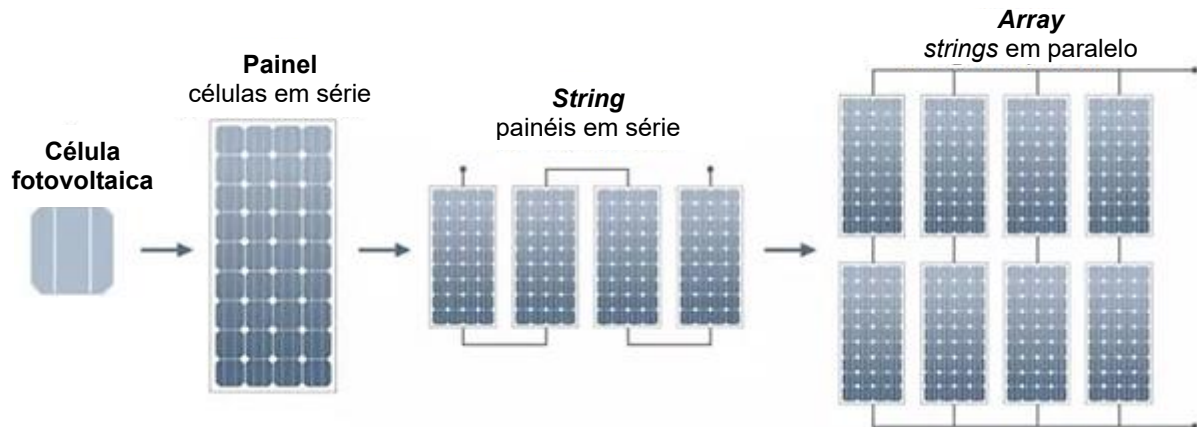


Figura 2-2: Configuração de elementos fotovoltaicos. Baseado em [8].

A potência dos painéis é, geralmente, dada pela sua potência pico ou potência nominal. A potência pico define-se como a potência máxima CC (corrente contínua) nas condições STC (*Standart Test Conditions*), isto é, para uma irradiância incidente de 1000 W/m^2 e uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ nas células fotovoltaicas. Outros parâmetros associados a este último, que caracterizam eletricamente o funcionamento, são: a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão e corrente à potência máxima (V_{MP} , I_{MP}). As curvas características do funcionamento de um painel fotovoltaico estão representadas na Figura 2-3.

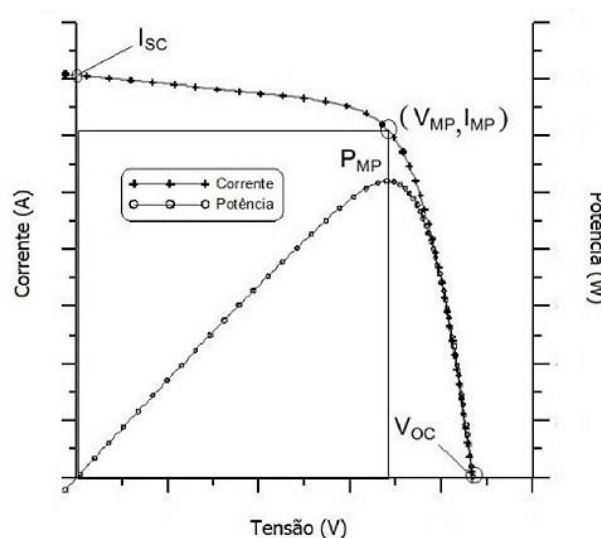


Figura 2-3: Curva corrente-tensão e curva de potência [9].

Os principais fatores que podem influenciar o painel FV na produção de energia são a intensidade da irradiância solar e a temperatura das células. Quando a irradiância incidente aumenta, existe um aumento linear da corrente, e conseqüentemente uma maior produção de energia. Contrariamente, o aumento da temperatura das células fotovoltaicas, devido ao aumento da irradiância, irá provocar uma diminuição da eficiência do módulo.

2.3. Inversor fotovoltaico

O inversor é considerado o “coração” de um sistema fotovoltaico. É através dele que a potência CC proveniente dos painéis fotovoltaicos é convertida em potência CA para ser possível de ser injetada na rede pública ou utilizada localmente. Os inversores modernos operam com uma eficiência de conversão de 98% [10]. É um aparelho complexo devido às várias tecnologias que podem estar presentes neste além da conversão de potência CC em CA, como:

- Monitorizar o desempenho e falhas do inversor;
- Monitorizar corrente, tensão e falhas no circuito elétrico CC e CA;
- Uso da tecnologia *Maximum Power Point Tracking* (MPPT);
- Proteção contra variações e picos de corrente e tensão;
- Comunicação de dados via cabo ou por tecnologias de comunicação sem fios.

Como referido, as curvas características de um painel fotovoltaico são fortemente dependentes da irradiância e da temperatura, no qual, os valores dessas, vão mudando continuamente ao longo do dia. Um MPPT é um conversor eletrónico CC para CC que permite extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos consoante as condições climáticas e do painel. Assim, o MPPT verifica continuamente o ponto ótimo de funcionamento para obter a máxima potência dos painéis FV. Esse ponto ótimo de funcionamento ou em inglês *maximum power point*, está ilustrado na Figura 2-4. Atualmente, os inversores comercializados integram um ou mais MPPTs.

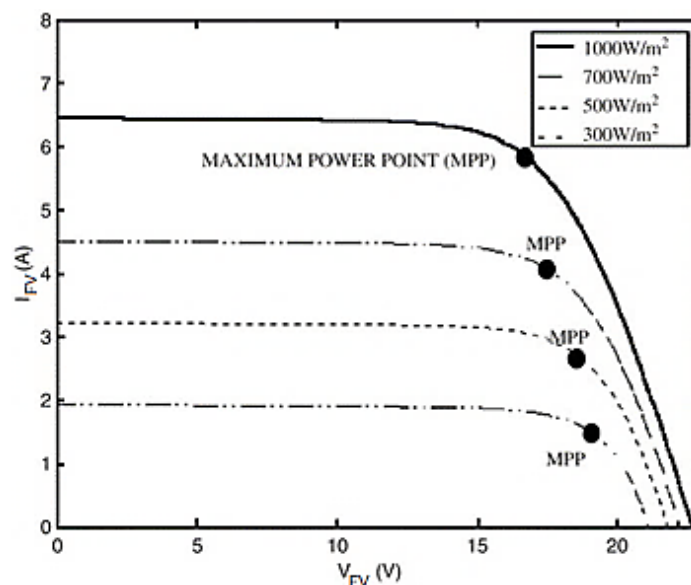


Figura 2-4: Representação do *maximum power point*, consoante a irradiância disponível [11].

Existe uma grande oferta de vários inversores no mercado. Estes são classificados baseando em três características importantes: potência, tipologia do circuito e tipologia da conexão dos módulos com o inversor. Na potência podemos ter inversores desde os 250 W (micro-inversores) até vários megawatts (inversores centrais). Quando se fala em tipologia do circuito faz-se distinção entre inversores de uma fase (monofásico) e de três fases (trifásico). Já no tipo de conexão dos módulos com o inversor, podemos caracterizar o inversor como:

- inversor central se recebe vários *arrays* de painéis fotovoltaicos conectado apenas a um MPPT;
- inversor de *string* se recebe uma ou mais *strings*, conectados a um ou vários MPPTs;
- micro-inversor se está conectado a um ou dois painéis.

Quando estamos perante uma *string* ligada a um MPPT, um painel que esteja em sub-rendimento, por causa da sombra, degradação anormal ou falha, vai afetar o desempenho de todos os outros painéis FV. Devido à Lei Kirchoff's que determina que num circuito elétrico, todos os componentes em série têm de funcionar com a mesma corrente ou seja, numa *string*, a corrente tem que ser igual em todos os painéis. Assim, a existência de perdas de potência devido a um painel (ou mais) em sub-rendimento tem o nome de *mismatch*. O *mismatch* ocorre quando os parâmetros elétricos de uma célula/painel/*string* são diferentes das outras. O seguinte exemplo Figura 2-5 mostra duas curvas I-V de dois painéis FV idênticos, estando um a funcionar normalmente (A) e outro exposto a menor irradiância (B).

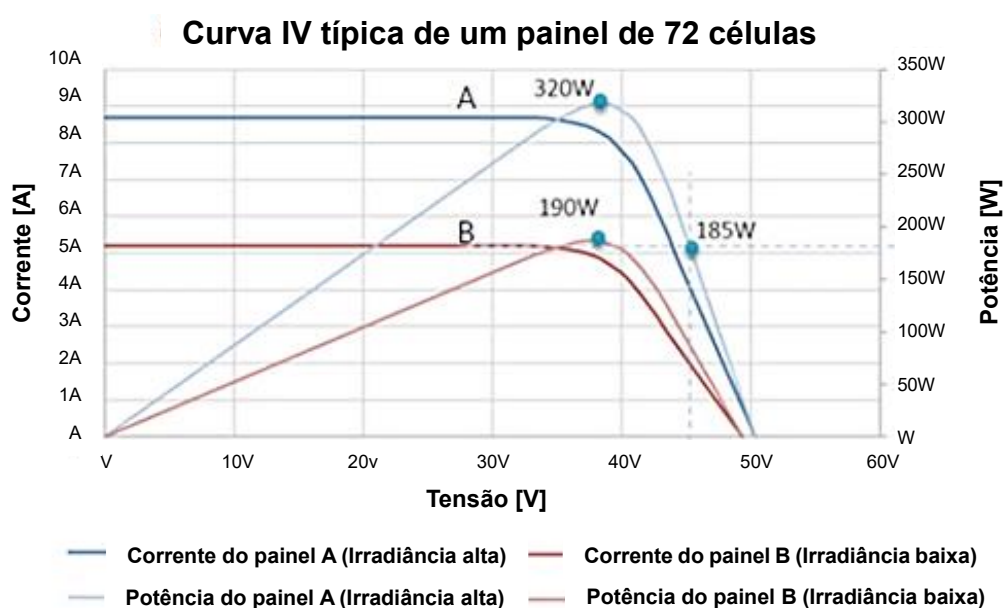


Figura 2-5: Exemplo de dois painéis idênticos expostos a diferentes níveis de irradiância. Painel A exposto a alta irradiância e painel B exposto a baixa irradiância. Baseado em [12].

Como a mesma corrente tem de ser aplicada a ambos os painéis o MPPT terá de funcionar entre o ponto máximo de potência do ponto A (8,7 amperes) e do ponto B (5,2 amperes) ou qualquer ponto entre os dois. Neste caso o painel A irá produzir 185 W em vez de 320 W, devido aos painéis terem que estar à mesma corrente. Isto pode ser contornado com uso de micro-inversores e optimizadores, que permite que cada painel trabalhe independentemente devido a estas soluções permitirem um MPPT por painel. Com o uso destas soluções o painel A iria produzir 320 W.

2.3.1. Inversor central

O inversor central (Figura 2-6) tem como uma das características a sua potência elevada que pode ir desde os 250 kW até vários megawatts. Usualmente possuindo só um MPPT é ideal em terrenos planos onde os *arrays* FVs têm a mesma inclinação e orientação. Devido a grande parte ou toda a planta fotovoltaica estar conectado ao inversor central, uma falha neste, implica perda parcial ou total de produção de energia. O seu tamanho, peso e complexidade deste inversor, requer mão de obra qualificada para a instalação e manutenção.



Figura 2-6: Exemplo de um inversor central (Sunny Central 1000CP XT) [13].

2.3.2. Inversor de *string*

O nome de inversor de *string* vem do facto de ligar uma ou mais *strings* de painéis FV ao inversor. É possível distinguir estes inversores em inversores monofásicos e trifásicos (Figura 2-7). Os inversores monofásicos podem ir desde os 700 W até 5 kW, já os trifásicos podem ir desde os 3 kW até aos 130 kW. À medida que a potência do inversor aumenta, o número de MPPTs também aumenta. Isto permite conectar ao inversor *strings* com orientações e inclinações diferentes. Dependendo do modelo/gama do inversor, por cada MPPT também é possível ligar várias *strings* em paralelo. Os inversores de *string* trifásicos têm sido uma grande aposta dos fabricantes de inversores, surgindo novos inversores com entrada de 1500 V com o mesmo tamanho que os de 1000 V, permitindo obter mais potência com o mesmo tamanho e assim, reduzir custos de aquisição e operacionais [14] [15] [16].



Figura 2-7: Inversor de *string* monofásico Huawei FusionHome (esquerda) e trifásico Huawei SUN2000-36KTL (direita) [17].

Existem inversores de *string* denominados de híbridos que permitem funcionar com ligação à rede ou isolados da rede consoante a produção e consumo de energia. É possível também ligar um sistema de armazenamento diretamente ao inversor. Estes integram um controlador de carga e software que faz a gestão do armazenamento da energia.

2.3.3. Micro-inversor

O micro-inversor (Figura 2-8) é um inversor de baixa potência que é conectado a cada um ou dois painéis FVs. Como a conversão CC-CA acontece em cada painel o uso deste mitiga os impactos negativos de sombra parcial ou total do painel e de falhas do painel, isto é, um painel em sub-rendimento não irá afetar o desempenho dos outros painéis.

Não têm a mesma eficiência de conversão CC-CA de um inversor de *string* e ainda há pouco conhecimento em termos de fiabilidade a longo prazo, no entanto, possuem uma garantia de 25 anos e lidam com pouca carga e calor, o que pode permitir uma maior longevidade deste inversor. Com o uso do micro-inversor é possível monitorizar o desempenho do sistema FV ao nível do painel.

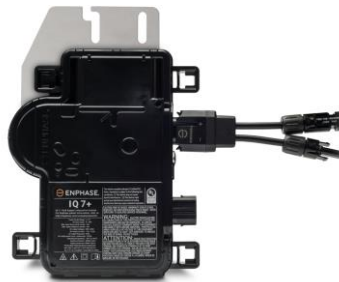


Figura 2-8: Micro-inversor Enphase IQ 7+ [18].

2.3.4. Optimizador

Para mitigar problemas de painéis em sub-rendimento afetar o desempenho dos outros painéis foi desenvolvido o optimizador (Figura 2-9). Este instalado em cada painel, vai permitir que cada painel trabalhe no seu ponto máximo de potência e seja possível variar a inclinação e orientação de cada um deles, devido ao uso de MPPT ao nível do painel. No entanto, continua a ser necessário o uso de um inversor de *string* e que este seja compatível com esta solução. Esta solução permite monitorização ao nível do painel.



Figura 2-9: SolarEdge P370 optimizador [19].

3. Cenários de aplicação

A crescente eficiência e a redução do custo de investimento são as vantagens dos sistemas fotovoltaicos que levaram a uma ampla gama de aplicações, como por exemplo, parques de geração de eletricidade, sistemas fotovoltaicos integrados em construções, instalações de dessalinização de água e sistemas solares domésticos. Em geral, todas as instalações fotovoltaicas podem ser distinguidas de acordo com sua capacidade instalada e sua ligação à rede elétrica. Este capítulo faz uma descrição dos três principais cenários com ligação à rede: residencial, industrial/comercial e parque fotovoltaico. Por fim, é apresentado o panorama atual dos incentivos e fatores econômicos inerentes a um sistema FV.

3.1. Residencial

Define-se como cenário residencial, casas destinadas a habitação com sistema FV com uma potência até 10 kWp (Figura 3-1). O objetivo principal é reduzir o consumo da rede elétrica e consequentemente as contas de energia elétrica, utilizando a energia proveniente do sistema FV. Nos momentos onde existe excesso de energia proveniente do sistema FV, dependendo da legislação, tanto pode ser injetada na rede e ser renumerada, como usar sistema de *net-metering* onde permite que o excedente seja injetado na rede, gerando créditos de energia para serem usados quando a produção de energia for inferior ao consumo. Em alternativa, há a possibilidade de acrescentar baterias ao sistema, armazenando o excesso produzido durante o dia e utilizar em períodos sem sol, sendo assim, possível alcançar um sistema autônomo a partir da energia solar.



Figura 3-1: Habitação com painéis FV instalados no telhado [20].

No cenário residencial, os módulos FV são tipicamente instalados paralelos ao telhado com uma estrutura de baixo perfil e peso restrito, de forma a evitar excesso de carga sobre os telhados. Normalmente estes sistemas são instalados com inversores ao nível da *string*, mas observa-se um crescimento do uso de micro-inversores em novas instalações residenciais, principalmente no norte dos Estados Unidos [21].

3.2. Edifícios comerciais e instalações industriais

Em edifícios comerciais e instalações industriais, os painéis fotovoltaicos instalados são ligados à rede com o objetivo principal de reduzir custos com a eletricidade (Figura 3-2). Como este tipo de infraestruturas funcionam maioritariamente durante o horário diurno, a instalação de painéis fotovoltaicos torna-se um investimento bastante atrativo. Estes sistemas possuem uma capacidade que podem ir desde os 10 kWp até vários megawatts.

Grande parte dos painéis instalados encontram-se nos telhados para obter um aproveitamento eficiente do espaço da instalação industrial/comercial. Estes são instalados nos telhados sem ou com pouco declive (entre 5° a 20°), para não serem obstruídos uns pelos outros e assim, conseguir instalar mais painéis na mesma área. A instalação de painéis com maior declive e o uso de sistemas com seguimento solar são limitados pelos aspetos estruturais do telhado e pela presença de ventos fortes, pois estes podem comprometer a estrutura e a segurança do sistema FV e dos operários que efetuam as rotinas de monitorização e manutenção.



Figura 3-2: Instalação FV no telhado de uma instalação industrial [22].

Neste tipo de cenário encontram-se sistemas fotovoltaicos com inversor central, de *string* ou até micro-inversores [23]. Em sistemas de maior capacidade (500 kWp – 1 MWp) instalados antes de 2013 é usual encontrar inversores centrais devido nessa altura apresentarem menor custo por kW e os inversores de *string* apenas possuírem uma fase de tensão [24]. No entanto, desde 2013 com a introdução de inversores de *string* trifásicos, esses têm ganho força nas instalações industriais/comerciais e parques FV. Atualmente, os inversores de *string* trifásicos, são os dominantes em novas instalações [25].

Além de haver instalações no telhado, há a possibilidade de acoplar à infraestrutura, um sistema FV montado no chão. Neste caso, há maior liberdade em variar a orientação, o declive dos painéis assim como instalar sistemas de seguimentos solar para obter um maior nível de radiação solar. As configurações e componentes destes sistemas são similares aos que são instalados nos telhados.

3.3. Parques fotovoltaicos

O cenário onde há uma grande aplicação de painéis FVs é em parques fotovoltaicos. Neste cenário insere-se as aplicações que possuem uma capacidade superior a 1 MWp podendo atingir a ordem dos

gigawatts. Não sendo consensual a partir de que capacidade se pode considerar parque FV, a autoridade Wiki-Solar definiu como limite inferior 5 MWp [26].

Os parques FVs têm como objetivo principal de produzir energia para vender à rede. Estes ocupam uma vasta área de terreno (Figura 3-3) e estão localizados perto de redes de distribuição de energia que irão alimentar indústrias e civilizações próximas. Neste cenário poderá ser de maior importância um bom planeamento da O&M do que no industrial e residencial, pois enquanto no cenário residencial e industrial/comercial um mau planeamento O&M não tem tanto impacto nas contas, já que a remuneração a partir do sistema FV poderá ser secundário e não ser a fonte principal de receita de quem investiu nesses cenários. No cenário parque FV os resultados financeiros, de quem investiu nesse cenário, poderão estar totalmente dependentes do desempenho do parque fotovoltaico.

Usualmente são compostos por inversores centrais ou inversores de *string*. Tem-se assistido a um crescimento no uso dos inversores de *string*, tendo em 2017 passado as vendas de inversores centrais pela primeira vez [27]. Os parques estão configurados de forma a minimizar o impacto no ambiente, mitigar o risco de cheias e facilitar o desmantelamento no final de vida.

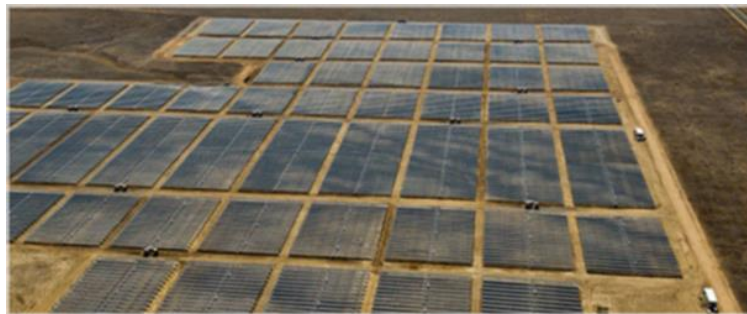


Figura 3-3: Parque fotovoltaico [24].

3.4. Cenário global: Económico e regulação

3.4.1. Fatores de influência económica

A análise da viabilidade económica para o investimento de um projeto FV deve prever os custos a curto, médio e longo prazo. Quanto maior for a precisão da previsão desses custos, maior será a certeza de que o projeto é ou não viável economicamente.

Num projeto FV, desde o início desse até ao final da sua operação, podemos dividir os custos em dois grupos: *Capital expenditure* (CAPEX) e *Operation expenditure* (OPEX).

O CAPEX refere-se ao montante do dinheiro gasto na aquisição e instalação de equipamentos e bens de capital, ou mesmo na introdução de melhorias. Em projetos FV, o CAPEX poderá ser composto por:

- *Engineering, Procurement and Construction* (EPC);
- Custos relacionados com serviços;
- Custos de financiamento, taxas, licenças e seguros;
- Custos do desmantelamento do projeto.

O EPC envolve todo o processo de *design*, especificação e aquisição de equipamentos, construção e teste do sistema FV sendo naturalmente a parcela do CAPEX com maior representatividade, situando normalmente nos 70-87% [28]. Ao longo da última década tem-se assistido a uma contínua diminuição dos custos do CAPEX, apresentando uma redução nos custos, de 2011 a 2016, de 33% para parques fotovoltaicos e de 58% e 56% para sistemas industriais/comerciais e residências respectivamente [29]. No entanto, projeções indicam uma tendência de estabilização dos custos do CAPEX [6] [29].

O OPEX está relacionado com a manutenção dos equipamentos e todos os gastos e despesas operacionais necessárias para o funcionamento do sistema. Nos Projetos FV, o OPEX pode estar dividido em:

- Operação e Manutenção (denominado de O&M);
- Juros relativos a financiamento, taxas e seguro;
- Acordos de serviços/extensão da garantia;
- Renda do terreno.

Um questionário feito a 18 projetos FV situados na Europa [28], mostra que nos modelos financeiros usados nos projetos o CAPEX representa 70% a 90% de todos os gastos da vida útil do projeto. Ainda nesse estudo conclui-se que o O&M e EPC têm a maior contribuição para o OPEX e CAPEX respectivamente. A O&M tem uma grande representatividade em termos financeiros no OPEX, variando entre 30% e 70% [28]. Os custos têm esta variabilidade pois engloba projetos que iniciaram de 2010 até 2015, no qual verificou-se que os projetos com início em 2013-2015 apresentam custos entre os 12 e 15 €/kWp/ano enquanto os de 2010-2011 variam entre 15 e 40 €/kWp/ano. Estas variabilidades também são explicadas por os contratos da O&M variarem de projeto para projeto, preços de mão de obra diferentes assim como o tamanho da planta, complexidade do sistema, acesso ao local [30].

No entanto tem-se verificado uma baixa gradual no custo da O&M ao longo dos anos, tendo descido desde 2008 a 2015 cerca de 50% nos custos da O&M [31]. Em 2015, foram encontrados casos de custos da O&M entre 5 a 10 €/kWp/ano, no entanto estes preços baixos normalmente não incluem manutenção extensiva em componentes importantes ou extensão da garantia do inversor [32].

Nos custos da O&M a componente manutenção preventiva é usualmente a que tem maior peso (Figura 3-4) [31] [32].

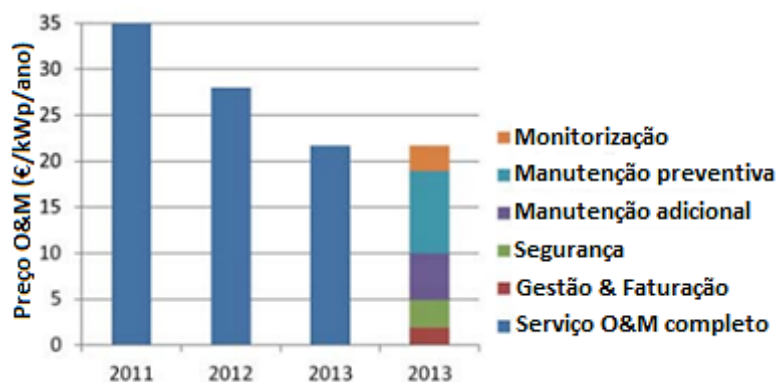


Figura 3-4: Valores típicos da O&M em Itália (2013). Baseado em [32].

Estima-se que em 2014 os custos do OPEX na Europa andavam à volta de 20 €/kWp/ano para sistemas residenciais, comerciais e de plantas de 1 MWp e 15 €/kWp/ano para plantas de 50 MWp [32]. Para o ano 2030 estima-se que esses valores sofrerão uma redução de cerca 30% devido às constantes melhorias nos processos de manutenção e competitividade.

3.4.2. Incentivos e preços

Na aquisição ou instalação de um sistema FV, dependendo do país em que se encontra, é importante saber que incentivos disponibilizados pelo governo existem. Assim, dependendo da potência instalada, do ano de instalação, e qual o tipo de ligação à rede, poderão haver incentivos por parte do governo com *Feed-in Tariffs* (FiT), *Feed-in Premium* (FiP), benefícios fiscais, facilidades de financiamento e acesso a leilões para contratação de capacidade. Enquanto que o FiT garante um preço fixo por MWh durante certo tempo, o FiP representa um subsídio pago em relação ao preço de referência do mercado [33].

A Tabela 3-1 mostra os incentivos disponíveis em Portugal, Itália e Alemanha para 2017. Em Portugal, estando em vigor decreto lei n.º 153/2014 [34], tem-se o regime Unidades de Pequena Produção (UPP) apenas com injeção de energia na rede (até 250 kWp) com uma remuneração que é atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência decidido pelo governo. Além desse regime, tem-se as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), no qual podem-se inserir habitações, prédios e indústrias com sistemas FV desde os 200 Wp até 1 MWp ou mais. No regime UPAC, de 200 W até 1,5 kWp, há a possibilidade de inserir na rede o excedente sem ou com remuneração (a 90% do preço de mercado de energia OMIE). Sem remuneração, evita-se taxas de exploração e o uso obrigatório de contador bidirecional.

Na Itália, existe o sistema de “*Ritiro dedicato*” que minimiza a burocracia na venda de energia e através deste sistema pode-se escolher vender a energia no mercado eléctrico (a um intermediário, à *Gestore Servizi Energetici*) ou escolher um tarifário mínimo, que é estabelecido anualmente. Tem como restrição a potência ser inferior a 1 MWp ou inferior a 100 kWp se estiver a usufruir de um outro incentivo. Também está disponível o sistema de *net-metering* para sistemas inferiores a 500 kWp, o qual se pode usar a rede eléctrica como um “banco” de energia. Existe também benefício fiscal para quem possua sistemas FV, o qual o IVA é reduzido para serviços relacionados com o sistema FV.

Já na Alemanha, existe distinção entre sistemas isolados e sistemas ligados à rede, no qual estes últimos recebem mais 85 €/MWh em relação à primeira situação. Por outro lado, os sistemas isolados têm isenção de taxas relacionadas com o sistema FV. Também existem facilidades de financiamento como baixas taxas de juro.

Tabela 3-1: Incentivos para sistemas FV em Portugal, Itália e Alemanha em 2017. Baseado em [35].

	Portugal	Itália	Alemanha
Feed-In Tariff	-	-	<p>Sistemas no chão e telhados ligados à rede:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <10 kWp = 123,1 €/MWh • 10-40 kWp = 119,7 €/MWh • 40-100 kWp = 107,1€/MWh • >100-750 kWp = 88,4 €/MWh <p>Habitações sem ligação à rede: intervalos iguais, mas deduz 85 €/MWh</p> <p>Nota: ambos os casos têm duração de 20 anos</p>
Outro tipo de remuneração	<p>UPAC (200 Wp - 1 MWp): excedente a 90% do preço de mercado</p> <p>UPP (<250 kWp): Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção (15 anos). Tarifa de referência = 95 €/MWh</p>	<p>Ritiro dedicato (<1 MWp): preço mínimo garantido de 39 €/MWh (Calculado todos os anos)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 0,75-10 MWp = sujeito a preço de leilão (preço em Outubro de 2017 de 49,1 €/MWh [36])
Benefícios fiscais	<p>UPAC (<1,5 kWp): isento de taxas ao abdicar da venda do excedente</p>	<p>Redução no IVA de 20% para 10% em serviços</p>	<p>Sistemas em habitações sem ligação à rede estão isentas de taxas, taxa de ligação, etc.</p>
Leilão de capacidade	<p>Sim (UPP, quota máxima 20 MWp anual)</p>	-	<p>Sim (<i>Feed-In Premium</i>)</p>
Facilidade de financiamento	-	-	<ul style="list-style-type: none"> • Projetos FV até 50 milhões de euros a baixa taxa de juro • Projetos FV com armazenamento de energia até 30 kWp a baixa taxa de juro <p>Nota: os dois não podem ser combinados</p>

4. Manutenção e Monitorização

A manutenção (O&M) de sistemas fotovoltaicos é essencial para que esses possam operar normalmente e para minimizar a ocorrência de falhas futuras e/ou corrigir falhas presentes. Sendo uma das componentes com maior relevo em termos económicos no OPEX, vários esforços e estudos têm sido realizados para desenvolver as melhores práticas de manutenção de sistemas FVs [37].

Várias tarefas podem ser inseridas na O&M [28] como:

- Monitorização do sistema FV;
- Manutenção preventiva e corretiva;
- Limpeza dos painéis;
- Gestão de armazenamento de peças;
- Relatórios do estado do sistema FV;
- Gestão da garantia e da segurança do sistema FV;
- Salários de funcionários.

Neste capítulo serão apresentados os vários tipos de manutenção existentes. De seguida é feita uma introdução à monitorização e por fim, é feito um levantamento dos alertas dados pelos sistema de monitorização dos diversos inversores em caso de existência de falha nos sistemas fotovoltaicos.

4.1. Manutenção preventiva

A manutenção preventiva em sistemas FV é um aspeto fundamental pois permite corrigir falhas que não foram detetadas pelo sistema de monitorização, manter a garantia dos componentes respeitando o manual de operação e manutenção desses e garantir que, durante o intervalo de tempo entre as intervenções, o sistema FV funcione plenamente e que não ocorram falhas de maior gravidade.

Normalmente é incluído na manutenção preventiva inspeção visual geral do sistema FV, incluindo painéis FV, inversores, conexões dos cabos, ajustamento de parâmetros e recalibração de sensores e substituição/arranjo dos componentes defeituosos. Poderá ser inserido na manutenção preventiva a limpeza dos módulos assim como a inspeção de módulos, inversores e cabos com câmaras infravermelhas que permitem detetar defeitos que não são visíveis a olho nu (como por exemplo pontos-quentes). Limpeza e manutenção da vegetação (se existente) no local poderá também ser incluída.

O trabalho [38] reuniu informação sobre recomendações de intervalos de manutenção no qual se encontrou intervalos de manutenção preventiva mensal, trimestral, anual ou até bi-anual dependente da tarefa de manutenção e de acordo com o recomendado do fabricante do componente.

No entanto, no estudo [28] verificou-se que todos os projetos em estudo adotaram uma manutenção preventiva com uma janela de intervalo de tempo anual (Tabela 4-1). Nesse estudo e em [30], critica-se o facto de as manutenções preventivas de cerca de metade dos projetos estudados não incluírem inspeção ao sistema de monitorização, falta ou baixa frequência na limpeza dos módulos FV e inadequação ou falta de dispositivos para detetar defeitos e falhas invisíveis a olho nu.

O inversor é uma das maiores fontes de problemas reportados em vários parques FV com um grande impacto económico. Tais aspetos justificariam contabilizar no início do projeto a sua substituição no ano 10, considerando que o tempo de vida útil do inversor é de 10-15 anos. Essa prática é referida como manutenção preditiva. No entanto, não foram encontrados registos do uso desta forma de manutenção nos projetos FV observados em [28] e [30].

Tabela 4-1: Tarefas implementadas em 8 contratos O&M de projetos em FR, UK, NL e IT. Baseado em [28].

Tarefa	A	B	C	D	E	F	G	H
Monitorização	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Manutenção preventiva	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Manutenção predictiva								
Frequência da manutenção preventiva	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
Limpeza dos painéis				✓	✓	✓	✓	
Inspeção termográfica						✓ ¹	✓ ²	✓ ³
Manutenção corretiva	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Relatórios	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gestão de peças	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Gestão da garantia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Segurança local & manutenção local					✓	✓	✓	✓

¹ bi-anualmente em todos os componentes

² anualmente em todos os painéis fotovoltaicos

³ anualmente em todos os inversores, caixas de junção, cabines elétricas, transformadores e numa amostra de painéis FVs

4.2. Manutenção corretiva

Mesmo com o melhor planeamento da manutenção preventiva, podem ocorrer falhas a qualquer momento e ser necessário reparar/substituir o componente com falha. Assim, refere-se à manutenção corretiva quando ocorre uma falha e é necessária uma intervenção não prevista para sua reparação/substituição. Este tipo de manutenção requer horas de trabalho para identificar, analisar e corrigir a falha. Quanto mais moroso for esse processo, mais gastos haverá em mão de obra quer pela diminuição da potência devido à falha.

Normalmente, as ações corretivas têm as seguintes etapas [39]:

1. Notificação da falha (sistema de monitorização);
2. Diagnóstico, análise e solução;
3. Avaliação da criticidade da falha (se apresenta riscos de incêndio ou se provoca grandes perdas no desempenho do sistema);
4. Estimativa do custo de reparação;
5. Planeamento da intervenção e, por fim, a reparação.

Para obter uma ação rápida no arranjo/substituição é importante ter em armazenamento peças de substituição para os problemas mais comuns. Pela Tabela 4-1 verifica-se que é usual incluir uma gestão de armazenamento de peças no planeamento da manutenção.

Uma das qualidades necessárias para uma manutenção corretiva efetiva é, assim que a falha ocorre, poder detetá-la rapidamente, com uma elevada precisão do local da falha e com informação que tipo de falha ocorreu. Essas informações vão estar dependentes da monitorização utilizada.

4.3. Monitorização

Quando acontece uma falha, é crucial deteta-la e localiza-la o mais rapidamente possível para evitar perdas de desempenho do sistema FV e o desencadeamento de falhas secundárias. Isso é possível através de uma manutenção proactiva, isto é, analisar e receber alertas em tempo real sobre o estado atual do sistema FV recorrendo a um sistema de monitorização. O sistema de monitorização permite observar se o sistema FV está a operar aos níveis esperados de produção de energia e se existe alguma redução de desempenho evidente no qual possa indicar a existência de algum problema. Assim, a rapidez da ação sobre uma falha está dependente do nível e complexidade do sistema de monitorização.

O sistema de monitorização pode ser feito ao nível do inversor, *string* e painel fotovoltaico [40]. À medida que se avança no nível de monitorização, isto é, ao nível do inversor até ao nível do painel, tem-se acesso a mais informação detalhada sobre desempenho do componente e do local. Por outro lado, mais componentes de medição e informação poderão ser necessários, sendo importante verificar se o ganho dessa informação a cada nível compensa financeiramente. Além do custo de aquisição aumentar, irá verificar-se um maior gasto na manutenção do sistema de monitorização.

Para verificar se existe algum problema num componente ou do sistema FV, não basta receber informação detalhada, é necessário processá-la e entender se, por exemplo, um baixo desempenho de um painel ou *string* se deve à sombra das nuvens ou é devido a uma falha. Atualmente, o processamento da informação dada pelo sistema de monitorização é feito por meio de numa abordagem comparativa ou de desempenho [41].

Na abordagem comparativa, são comparadas as correntes e/ou tensões de certos elementos (por exemplo uma *string* com outra *string*) que, em princípio, estarão expostos às mesmas condições. A desvantagem desta abordagem é poder induzir falsos alertas se parte do sistema FV está sujeito a sombras, quer das nuvens ou do próprio local.

Na abordagem de desempenho, verifica-se se o desempenho medido corresponde ao expectável. Nesta abordagem é necessário um sistema de análise de data mais sofisticado. Para uma análise mais precisa, requer-se que no início do projeto se faça medições de desempenho e simulações de falhas, para que quando ocorra uma discrepância entre o expectável e o medido se possa associar a desgaste ou então comparar com padrões de falhas e associar a um certo tipo de falha [42].

Um sistema monitorização inteligente analisa as características e mudanças nos parâmetros de um sistema FV, como por exemplo através de curvas I-V do painel FV [42], conseguindo diagnosticar qual a causa dessa perda de desempenho, isto é, se existe uma falha, qual seu tipo e localização [30]. Um estudo previu que, num sistema FV hipotético de 100 MWp passando de uma monitorização *standard* para uma monitorização inteligente com deteção automática de falhas, teria um ganho no rácio de desempenho de 0,45% a 2,2% e disponibilidade do sistema FV de 0,16% a 0,92% [30].

4.4. Análise aos sistemas de monitorização automáticos

Como referido anteriormente neste trabalho, os inversores, além da função principal de conversão de energia CC em CA, tem presente outras tecnologias, como a monitorização do sistema fotovoltaico. Esta monitoriza tanto o inversor, como os circuitos elétricos CC e CA. Pode-se considerar um sistema de monitorização automático pois é o sistema de monitorização do inversor que emite alertas assim que ocorre uma falha, sem necessitar intervenção humana para a recolha de dados sobre algum componente/sistema e análise desses dados.

Com o objetivo de verificar que soluções de monitorização para sistemas fotovoltaicos existem atualmente no mercado, além de se procurar uma sistematização que alertas de falhas estes emitem, realizou-se uma procura de várias gamas de inversores e respetivos sistemas de monitorização. Esta sistematização abrange desde o cenário residencial até aos parques fotovoltaicos, incluindo assim os micro-inversores, inversores de *string* e inversores centrais, focando em empresas que vendem soluções para o mercado europeu. Entre elas, empresas líderes no sector, como a SMA, SolarEdge, Huawei e Sungrow.

A Huawei, a qual desde 2015 é líder de vendas de inversores, obteve em 2017 um *market share* de 26,4%, enquanto a Sungrow e SMA obtiveram 16,7% e 8,7%, respetivamente [43]. A SMA sendo a empresa que tem obtido maior lucro no mercado de inversores desde que este começou, em 2017 foi ultrapassada pela Sungrow em lucros. Já a SolarEdge, a qual tem vindo a crescer ano após ano aproximando-se dos seus concorrentes, obteve já no primeiro trimestre de 2018 os mesmos resultados que a SMA [44]. Outras empresas, também importantes, como ABB, Fronius, Delta e Enphase foram analisadas, assim como empresas com menos representatividade como a KACO, ZeverSolar, SolaX, Solis e GWL [45] [46] [47] [48] [49] [50] [51] [52] [53].

A Enphase, juntamente com a APSystem e AEconversion, são as únicas empresas de relevo com micro-inversores atualmente disponíveis. Tanto a SMA e a ABB disponibilizavam micro-inversores, mas ambas descontinuaram os modelos, tendo a SMA começado a apostar nos optimizadores modulares da Tigo (adquirindo esta em 2016) e a ABB, sem referir o porquê da descontinuação, continuando a empenhar-se fortemente nos inversores de *string* [54]. Além da Tigo, encontram-se optimizadores na SolarEdge no qual aposta apenas em inversores com funcionamento em conjunto com optimizadores desta, dando também a possibilidade de utilizar os optimizadores em inversores de outras marcas. Por último, a Huawei recentemente lançou optimizadores que só podem ser associados à sua gama residencial de inversores. Assim, para compreender que alertas os inversores emitem foi estudado para cada marca:

- gama de micro-inversores com potência de saída entre 250-500 W;
- gama de inversores de *string* monofásicos com potência de saída de 2 kW e 5 kW;
- gama de inversores de *string* trifásicos com potência de saída de 10 kW, 25 kW e 50 kW;
- gama de inversores centrais com potência de saída de 1 MW.

Quando a marca não possui nenhuma gama nas potências mencionadas, ajustou-se a gama mais próxima dessa potência. O Anexo A contém o nome, potência e preços dos inversores estudados, como também de optimizadores e *data-loggers*.

4.4.1. Comunicação de falhas

Atualmente, verifica-se que, das empresas estudadas, todas elas fornecem a possibilidade de monitorizar o desempenho do inversor remotamente com *software* próprio da marca, quer através de um portal web, computador e/ou aplicação para *smartphone*, à exceção da GWL que só permite monitorizar pelo visor do inversor. Na Tabela 4-2 encontra-se as formas de comunicação disponibilizadas pelos inversores. Foram encontradas as seguintes formas de comunicação:

- *Wi-Fi*;
- Rede móvel;
- Cabo de rede *Ethernet*;
- RS485 (utilizada para ligar o inversor a *data-loggers*);
- *ZigBee*;
- *Powerline* (PLC), que é só usado pelos micro-inversores.

Os inversores de *string* monofásicos estudados estão preparados para transmitir esses dados via comunicação sem fios, via *Wi-Fi*, *ZigBee* ou por cabo de rede *Ethernet* sem a obrigatoriedade de aparelhos extra de recolha de dados (*data loggers*). Alguns disponibilizam a ligação RS485 quer para usar *data-loggers* proprietários como de terceiros. Algumas marcas de inversores de *string* trifásicos, como a Delta e Huawei e alguns modelos da Sungrow, requerem o uso de *data-loggers* para disponibilizar a informação do inversor remotamente (Figura 4-1). Todas as marcas oferecem a opção de utilizar *data-loggers* através da *interface* RS485, ficando ao critério do utilizador de utilizar estes.

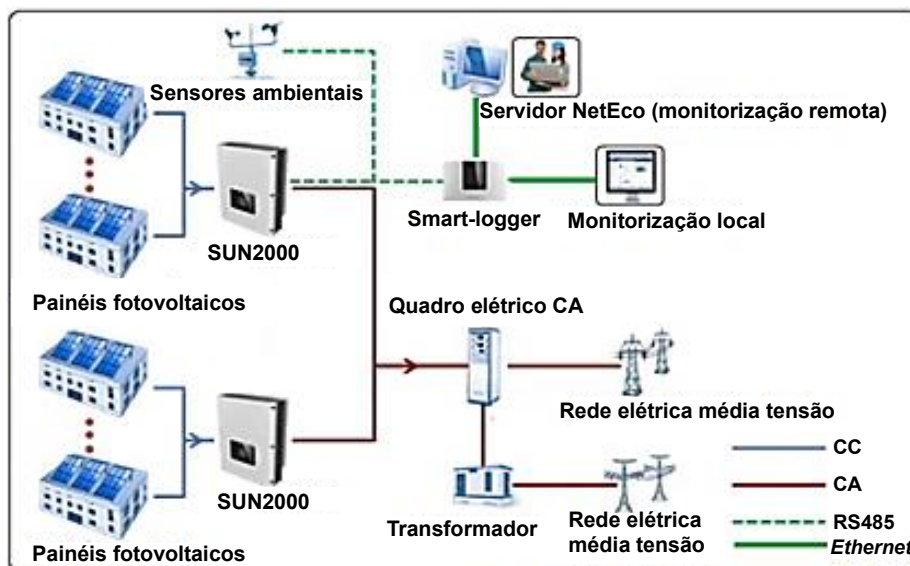


Figura 4-1: Diagrama ligações de inversores Huawei com *data-logger* (Smart-logger 1000). Baseado em [55].

No caso dos micro-inversores, estes necessitam do *data-logger* para aceder ao sistema de monitorização do micro-inversor. Para o funcionamento normal do micro-inversor, o uso do *data-logger* e do *software* de monitorização é opcional em todos os casos, à exceção do micro-inversor da SMA que necessita obrigatoriamente de um *data-logger* para funcionar. No entanto, ao não usar *data-logger*, fica-se limitado às informações que o inversor disponibiliza através do seu visor ou então por sinais luminosos, como no caso dos micro-inversores e alguns modelos de inversores da SMA e Sungrow.

Tabela 4-2: Formas de comunicação dos inversores ao *software* de monitorização.

Marca	Comunicação		
Micro-inversor	Data-logger obrigatório	Série	Opcional
AConversion	Sim	Powerline (PLC)	-
APSystem	Sim	Powerline (PLC); Zigbee	-
Enphase	Sim	Powerline (PLC); Zigbee	-
SMA	Sim	Powerline (PLC)	-
Inversor <i>string</i> monofásico			
ABB	Não	Wi-Fi	RS485; <i>Ethernet</i> ; ZigBee
Delta	Não	Wi-Fi	-
Fronius	Não	Wi-Fi	-
GWL	-	-	-
Huawei	Não	Wi-Fi; RS485	-
KACO	Não	<i>Ethernet</i> ; RS485	-
SMA	Não	Wi-Fi; <i>Ethernet</i>	-
SolarEdge	Não	<i>Ethernet</i> ; RS485	Wi-Fi; Rede móvel
SolaX	Não	RS485	Wi-Fi
Solis	Não	Wi-Fi; RS485	Rede móvel
Zeversolar	Não	RS485	Wi-Fi; <i>Ethernet</i>
Inversor <i>string</i> trifásico			
ABB	Não	Wi-Fi; <i>Ethernet</i> ; RS485 (apenas modelo ABB PVS-50_60-TL)	Wi-Fi; <i>Ethernet</i> ; RS485 (restante gama)
Delta	Sim	RS485	-
Fronius	Não	Wi-fi; <i>Ethernet</i> ; RS485	-
Huawei	Sim	RS485; PLC	-
KACO	Não	RS485; <i>Ethernet</i>	-
SMA	Não (modelos SMA TP (5000-25000) TL-30 até 4 inversores)	<i>Ethernet</i> ; Wi-Fi (apenas SMA Sunny Tripower Core 1 STP 50 kW)	RS485
SolarEdge	Não	<i>Ethernet</i> ; RS485	Wi-Fi; Rede móvel
SolaX	Não	RS485; <i>Ethernet</i> (apenas SolaX X3 30/36 kW)	Wi-Fi
Solis	Não	Wi-Fi; RS485 (Apenas SOLIS (20-50)K Three Phase Quad MPPT)	Rede móvel
Sungrow	Não (apenas Sungrow (10-20) KTL-M)	RS485; <i>Ethernet</i> (apenas SunGrow (10-20) KTL-M)	Wi-Fi (Apenas Sungrow (10-20) KTL-M)
Zeversolar	Sim	RS485	-
Inversor Central			
ABB	Não	<i>Ethernet</i>	-
KACO	Não	Wi-Fi; RS485; <i>Ethernet</i>	-
SMA	Não	<i>Ethernet</i>	-

4.4.2. Alertas de falhas

Serão aqui observados os alertas que são possíveis serem visualizados sem a necessidade de aparelhos extras assim como com o uso de dispositivos opcionais. Foi feito um levantamento dos alertas dos inversores estudados através dos manuais de utilização/serviço destes. Foi também feita uma procura pelos manuais de utilização do *software* de monitorização para cada tipo de inversor. No Anexo B, consta a Tabela B-1, B-2, B-3 e B-4 com o levantamento de alertas ao nível do inversor, do lado elétrico CC e do lado elétrico CA para as várias potências estudadas dos inversores de *string* monofásicos, inversores de *string* trifásicos, inversores centrais e micro-inversores, respetivamente.

Ao nível do inversor, os alertas mais relevantes que podem ser emitidos por este no lado da ligação à rede elétrica (CA) são os seguintes:

1. Alta ou baixa tensão/impedância/frequência;
2. Ausência de sinal de tensão, e;
3. Falha no relé de proteção.

Pela Figura 4-2, verifica-se que os alertas (1) e (2) são reportados por todo o tipo de inversores. No estudo realizado constata-se que o alerta (3) não é emitida pelos inversores de *string* monofásicos da SMA, GWL, Huawei e uma gama da Solax, pelos inversores *string* trifásicos da Huawei, uma gama da Solis e da SMA, e pelos inversores centrais da SMA e KACO. No alerta (3) não há dados suficientes dos micro-inversores para análise.

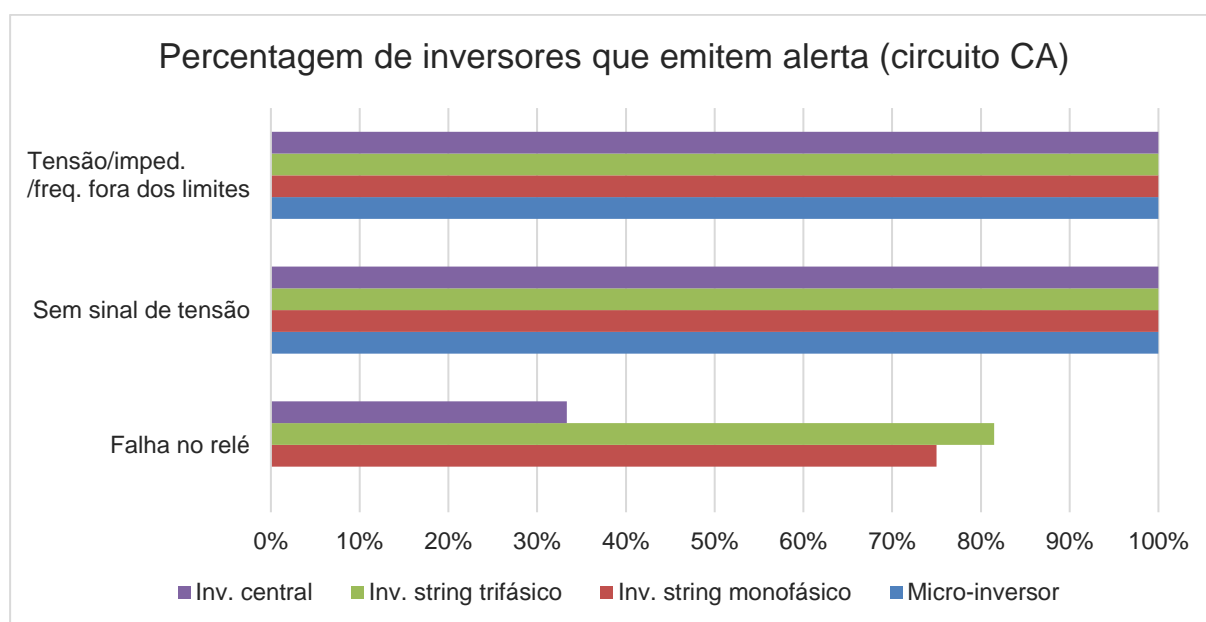


Figura 4-2: Percentagem de inversores que emitem alerta de falha no lado CA para cada tipo de inversor.

Os alertas que estão relacionados às falhas que podem ocorrer dentro dos inversores são:

1. Sobreaquecimento do inversor;
2. *Derating*¹ devido a uma temperatura ambiente elevada junto ao inversor;
3. Falha na ventoinha (quando existente);
4. Falha interna (problema do *hardware* e/ou curto-circuito), e;
5. Falha no *software* (mal configurado e/ou falha no *update* do *software*).

O alerta (1) apenas não é emitido pelo inversor monofásico da GWL. Quando ocorre a falha (2) apenas cerca 30% dos inversores de *string* quer monofásicos quer trifásicos emitem esse alerta (Figura 4-3), nomeadamente os inversores da SMA, ABB e Fronius. Já os alertas (3) e (5), são emitidos por cerca de 50% dos inversores de *string* monofásicos, enquanto os inversores de *string* trifásicos atingem os 75% no alerta (3). Isto pode ser explicado pelo facto de a ventoinha não ser tão importante nos monofásicos visto estes lidarem com menos potência que os trifásicos. Quando o inversor para de trabalhar devido a um problema interno (alerta (4)) todos os inversores emitem um alerta. Todos os inversores centrais estudados emitem todos os alertas referidos. Os alertas (3) e (5) não se aplicam aos micro-inversores e não foi possível recolher dados sobre os alertas (1) e (4) nos micro-inversores. Os micro-inversores da APSystem, Enphase e SMA, segundo o manual de operação, operam na potência nominal até ao limite da temperatura ambiente declarado, isto é, não apresentam *derating* e consequentemente não possuem o alerta (2). Apenas os micro-inversores da AEconversion apresentam *derating* devido a uma temperatura ambiente elevada, no entanto não há informação disponível se emite um alerta devido ao *derating*.

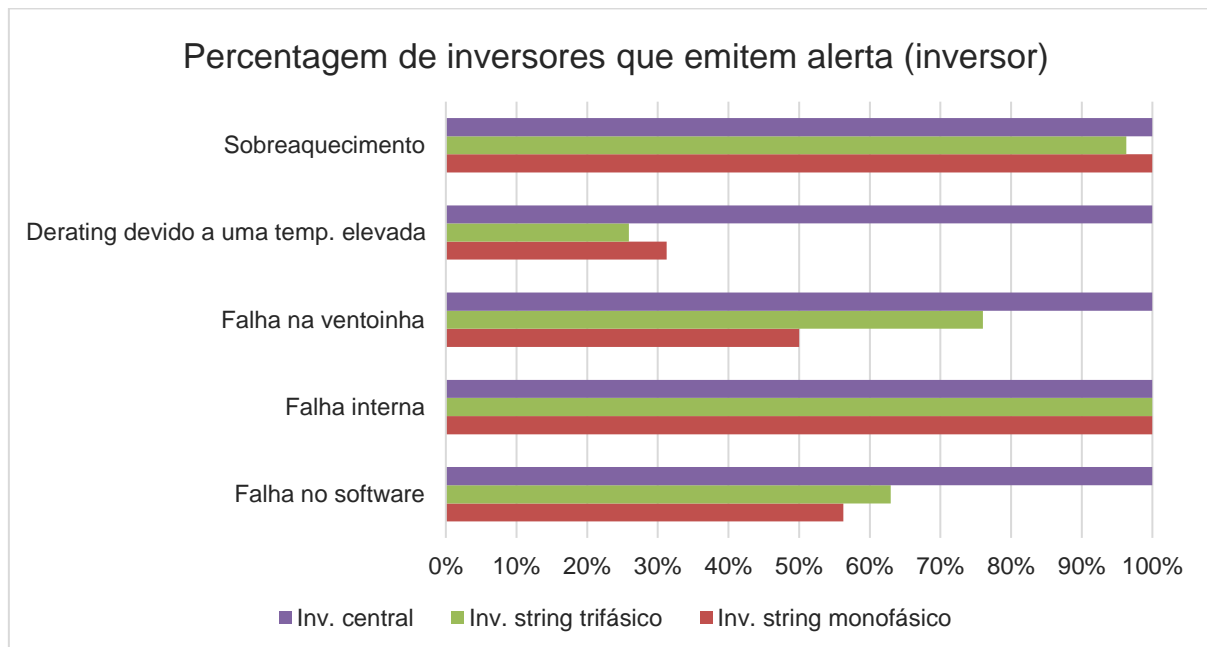


Figura 4-3: Percentagem de inversores que emitem alerta de falha no inversor para cada tipo de inversor.

¹ *Derating* é uma técnica de proteção à alta temperatura, usada em equipamentos eletrónicos, para estes operarem abaixo da capacidade máxima de funcionamento.

Os alertas do lado da produção de energia (circuito CC) são:

1. Baixa produção de energia;
2. Sobretensão;
3. Falha no isolamento do sistema fotovoltaico;
4. Sobrecorrente;
5. Fusível quebrado;
6. Corrente de fuga alta, e;
7. Arco elétrico no circuito CC.

Os alertas (1) e (2) são reportados por todos os inversores (Figura 4-4). Apenas o inversor de *string* monofásico da GWL não tem o alerta (3). O alerta (4) não é reportado pelos inversores de *string* monofásicos da Zeversolar, por toda a gama de inversores da Delta e uma gama de inversores de *string* trifásicos da Solis. Poucos inversores alertam fusíveis quebrados (alerta (5)), como os inversores de *string* da ABB, uma gama da Fronius (*string* monofásico), da Zeversolar (*string* trifásico) e da Sungrow (*string* trifásico). O alerta (6) é detetado pela maioria dos inversores, excluindo o inversor da GWL, os inversores de *string* monofásicos da Delta e Fronius, e uma gama de inversores de *string* trifásicos da Solis. Já quanto ao alerta de existência de arco elétrico (alerta (7)), só um número reduzido de inversores de algumas empresas, como a ABB, Solis e Sungrow é que contempla este alerta, devido na Europa ainda ser opcional a proteção contra arcos elétricos. Como exceção, a SolarEdge oferece proteção e deteção de arco elétrico em todos os seus inversores das gamas estudadas. Já grande parte dos inversores vendidos nos Estados Unidos possuem esta proteção pois é mandatária em sistemas que funcionem a mais de 80 V desde 2011 [56].

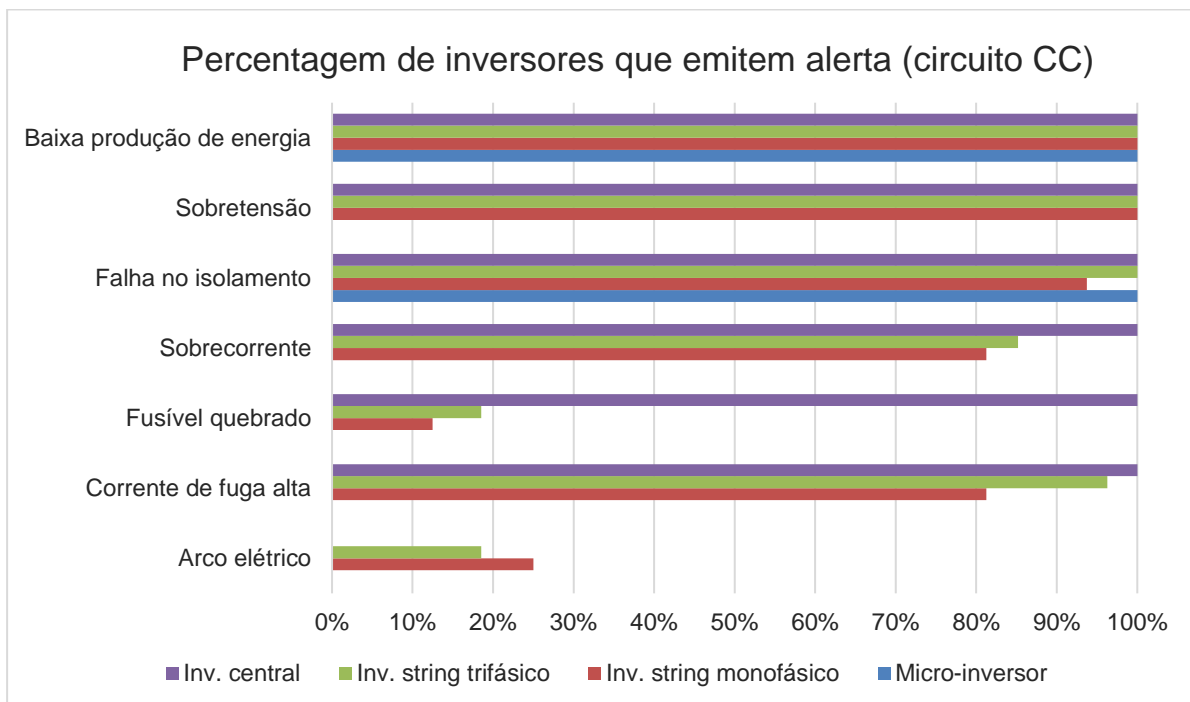


Figura 4-4: Percentagem de falhas detetadas no lado CC por cada de cada tipo de inversor.

4.4.3. Níveis de monitorização

Na monitorização de um sistema fotovoltaico, é possível ter informação do desempenho de cada painel, cada *string* e de cada inversor, consoante o tipo de solução de monitorização usada, tendo a monitorização ao nível painel como o melhor nível de monitorização. O pior caso seria só ter disponível informação ao nível do inversor, isto é, não ser possível distinguir o desempenho de cada *string*. Assim, o acesso a mais informação do sistema fotovoltaico permite minimizar o tempo de deteção do local da falha quando ocorre uma falha. Os inversores de *string* podem ter vários MPPTs e *strings* por cada MPPT, é essencial perceber se o inversor é capaz de monitorizar e emitir alertas em cada *string* ou MPPT.

No estudo dos inversores foram encontrados quatro níveis de monitorização:

- Monitorização ao nível do inversor: não distingue em qual MPPT ou *string* existe uma falha;
- Monitorização ao nível do MPPT: refere em qual MPPT existe uma falha, mas não distingue *strings*;
- Monitorização ao nível da *string*: refere em que *string* existe uma falha;
- Monitorização ao nível do painel: refere em que painel existe uma falha.

A Tabela 4-3 apresenta os níveis de monitorização encontrados em cada tipo de inversor vendido de cada marca estudada.

Os inversores de *string* monofásicos até aos 2,5 kW de potência possuem normalmente apenas um MPPT e uma *string* a este associado. Inversores de maior potência (a partir de 3 kW) podem apresentar dois MPPTs, podendo ir até aos seis ou mais em inversores de *string* de grande capacidade (mais de 50 kW). A mesma lógica se aplica ao número de *strings* que o inversor suporta.

Verifica-se que os inversores de *string* da ABB, SMA, Fronius, Delta, Huawei, alguns modelos da Sungrow e KACO conseguem referir em qual MPPT ocorreu a falha. No entanto, eles apenas conseguem referir se ocorreu um evento de falha devido a alta/baixa tensão/corrente e se está a produzir abaixo do esperado. A Huawei, ABB e um modelo da SMA são as únicas que conseguem identificar em que *string* ocorreu a falha.

No caso de inversores centrais, é possível ter monitorização em cada *string* com a utilização de caixas de combinação com monitorização de *strings* (Figura 4-5). Tanto a ABB e a SMA oferecem essas soluções [57] [58], assim como empresas com sistemas de monitorização independentes como a Inaccess ou a Solar-log.

Só com os optimizadores da SolarEdge, a solução da Tigo e micro-inversores é possível ter monitorização ao nível do painel FV. Todas estas soluções requerem o uso de *software* apropriado da própria marca para ter acesso ao sistema de monitorização e, à exceção da SolarEdge, são necessários *data-loggers* para ter acesso aos alertas das falhas. No entanto, ao usar os optimizadores da SolarEdge com inversores de outras marcas é também necessário o uso de um *data-logger* da SolarEdge.

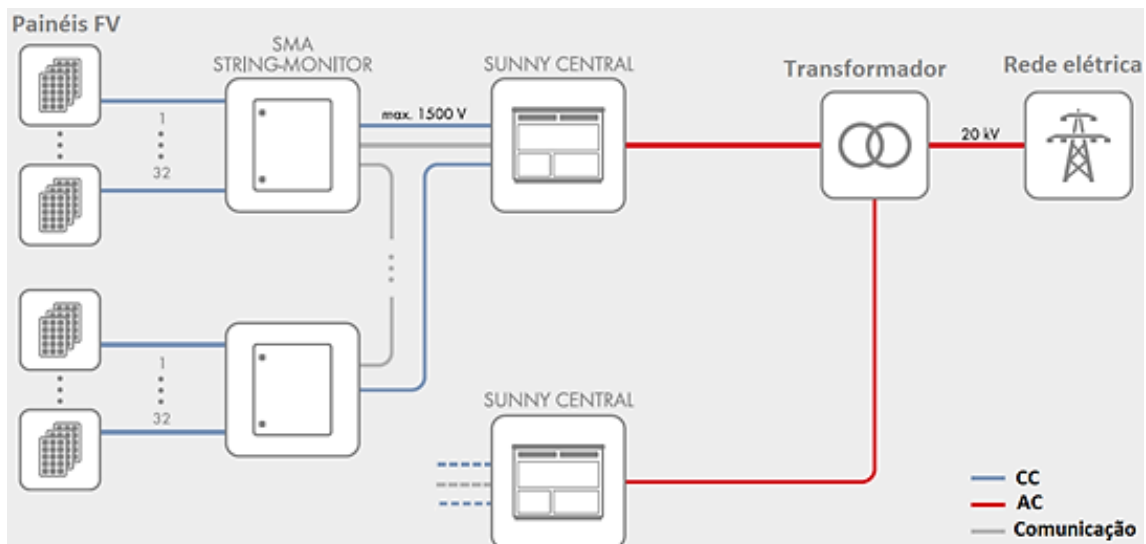


Figura 4-5: Exemplo de um sistema com inversor central e uma caixa de combinação com monitorização de *strings* da SMA. Baseado em [59].

Com o uso do *software* proprietário da marca do inversor, é possível ter acesso a mais tipos de alertas de falha como no caso dos micro-inversores referido anteriormente. Nos inversores de *string* passa a ser possível ter informação em que MPPT ocorreu uma falha, no caso da Fronius e Solis, ou em que *string*, no caso da ABB e Sungrow. No entanto, apenas falhas relacionadas com tensão, corrente e de produção de energia são alertadas.

Existem *softwares* de monitorização que possuem algoritmos que permitem detetar e alertar falhas nas *strings* e/ou nos módulos, pela análise do desempenho das *strings* e/ou parâmetros dos painéis FVs. A Huawei desenvolveu um *software* de diagnóstico da curva I-V através do qual efetua uma análise de todas as *strings* num segundo e devolve um relatório em dez minutos com as possíveis falhas (apenas disponível para as gamas de inversores de *string* trifásicos). O *software* consegue detetar mais de 21 estados do sistema fotovoltaico, no qual inclui 14 falhas dos painéis fotovoltaicos, tais como: degradação induzida pelo potencial (em inglês *Potential Induced Degradation*, PID), vidro partido do painel, delaminação, produção da *string* abaixo do esperado, circuito aberto, falha no diodo *bypass*, sombras, módulos sobreaquecidos, falha numa célula e descoloração do EVA [60] [61]. No entanto, esse diagnóstico é feito mediante execução da rotina de análise pelo operador, podendo assim acontecer alguma falha e apenas ser detetado na próxima rotina.

Com a solução da empresa Tigo é possível verificar se uma *string* ou painel está a trabalhar abaixo do esperado, alertando em tempo real o operador se existe alguma falha no sistema como: falha no diodo *bypass*, sujidade nos painéis e falha no cabeamento [62].

Os optimizadores da SolarEdge em conjunto com *software* desta permitem detetar rapidamente falhas ao nível do painel ou *string* como, por exemplo, díodos *bypass* queimados, se existe sombra ou sujidade, e mesmo se existem *strings* ou painéis com um desempenho abaixo do esperado [63] [64].

Outras empresas como a Fronius, SMA e ABB referem que possuem um sistema automático e/ou avançado de deteção de falhas nas *strings*. No entanto, não referem que tipo de falhas podem ser detetadas [65] [66] [67].

Já as empresas de micro-inversores apenas relatam que é possível conseguir uma deteção e localização mais rápida e eficaz das falhas. [68] [69].

Tabela 4-3: Níveis de monitorização.

Marca	Nível monitorização			
	Painel FV	String	MPPT	Inversor
Micro-inversores				
AEconversion	m	m ¹	m ¹	m ¹
APSystem	m	m ¹	m ¹	m ¹
Enphase	m	m ¹	m ¹	m ¹
SMA	m	m	m	m
Inversores string monofásicos				
ABB	-	ns=MPPT	m	x
Delta	-	ns=MPPT	x (tensão)	x
Fronius	-	-	x (tensão)	x
GWL	-	-	-	x
Huawei	-	ns=MPPT	x (tensão)	x
KACO	-	ns=MPPT	x (corrente)	x
SMA	-	-	m (tensão e corrente)	m ¹
SolarEdge	m	m	na	x
SolaX	-	-	-	x
Solis	-	-	m	x
Zeversolar	-	-	-	x
Inversores string trifásicos				
ABB	-	m	m	x
Delta	-	-	x (tensão e corrente)	x
Fronius	-	-	x (tensão)	x
Huawei	-	x (tensão)	x	x
KACO	-	-	x (1)	x
SMA	-	m (2)	x (tensão e corrente)	x
SolarEdge	m	m	na	x
SolaX	-	-	-	x
Solis	-	-	m	x
Sungrow	-	m (corrente e tensão)	x (3)	x
Zeversolar	-	-	-	x
Inversores centrais				
ABB	-	e	-	x
KACO	-	-	-	x
SMA	-	e	-	x
Optimizadores				
Tigo	m	m	na	na
SolarEdge	m	m	na	na

Legenda:

m: informação disponível a partir do software de monitorização;

m¹: informação disponível a partir do software de monitorização e (limitada) por Leds;

(1): apenas disponível no modelo de 10 kW;

(2) e (3): apenas disponível no modelo de 50 kW;

e: disponível através de caixas de combinação de strings com monitorização;

ns=MPPT: número de strings iguais ao número de MPPTs

na: não aplicado

4.4.4. Custos

Foi feito um estudo dos preços dos inversores estudados para comparar custos entre as várias soluções de monitorização apresentadas anteriormente. Foram comparados preços para as potências dos inversores anteriormente estudados, isto é, 2 kW, 5 kW, 10 kW, 25 kW, 50 kW como também para 100 kW, 500 kW e 1 MW. Como a SolarEdge e a Tigo oferecem optimizadores para cada dois painéis (mas só tendo um MPPT), foi considerado uma solução de monitorização. Devido à disponibilidade de preços de inversores centrais ser de difícil acesso devido a estes não estarem disponíveis ao consumidor e apenas em canais empresariais. Assim, não havendo preços para os modelos em estudo, estes não foram incluídos na comparação. Contudo, espera-se um preço idêntico ou menor que o inversor de *string* na potência de 1 MW. Nesta comparação de preços foram consideradas quatro soluções de monitorização:

- Monitorização ao nível do inversor de *string*;
- Monitorização ao nível do painel usando inversor de *string* com optimizador (da SolarEdge ou Tigo) a cada dois painéis;
- Monitorização ao nível do painel usando inversor de *string* com optimizador (da SolarEdge ou Tigo) em cada painel;
- Monitorização ao nível do painel usando micro-inversor.

A Figura 4-6 apresenta o preço médio da solução em euros por kW em cada potência estudada. Como se verificou que os preços/kW a partir de 100 kW se mantinham praticamente estáveis, focou-se apenas em soluções até 100 kW. Para determinar os preços foi feita a seguinte metodologia:

- Obtenção dos preços dos inversores de cada potência estudada (até 50 kW) e dispositivos (*data-loggers*, optimizadores) incluindo IVA a 23% e excluindo preços de transporte, instalação e de garantia adicional;
- Nos inversores de *string*, para cada potência estudada até aos 50 kW, utilizou-se um inversor dessa potência de cada marca (quando disponível), com a exceção da SolarEdge, que para a potência de 50 kW utilizou-se dois inversores de *string* de 25 kW;
Para as restantes potências maiores que 50 kW, para cada marca, utilizou-se vários inversores de maior potência disponível (que coincidiu com os inversores de melhor preço/kW) até perfazer a potência requerida. Para a potência 2 kW e 5 kW foi utilizado inversores de *string* monofásicos e para as demais potências inversores de *string* trifásicos;
- Para saber o número de micro-inversores e optimizadores a usar em cada potência (para posteriormente calcular o custo total destes), estimou-se o número de painéis FVs monocristalinos (de 300 W) a serem usados na potência em estudo. Utilizou-se gamas de micro-inversores com potência de saída de 300 W para o cálculo;
- Para o custo de cada solução se for obrigatório *data-logger* para acesso remoto à monitorização de falhas, foi considerado esse preço adicional no preço dos inversores. Isto aplicou-se a todos os micro-inversores e alguns inversores de *string* trifásicos (Delta, Huawei e Zenersolar);

- No cálculo do preço da solução com micro-inversores, usou-se o micro-inversor de cada marca que permitisse o melhor preço/kW de potência de saída, considerando a gama com a potência de saída do micro-inversor igual à do painel FV. Com essa consideração foram excluídos, da comparação, os micro-inversores da SMA por estes terem apenas uma potência de saída de 240 W (apesar de suportarem painéis de 300 W). A APSystem é a única (das marcas estudadas) que oferece uma solução de um micro-inversor para dois painéis com um MPPT para cada um, permitindo um melhor preço/kW. Assim, foi considerado esse micro-inversor para a marca APSystem.
- No cálculo dos preços das soluções com otimizadores da Tigo foi tido em conta o preço médio dos inversores de *string* suportados por este.

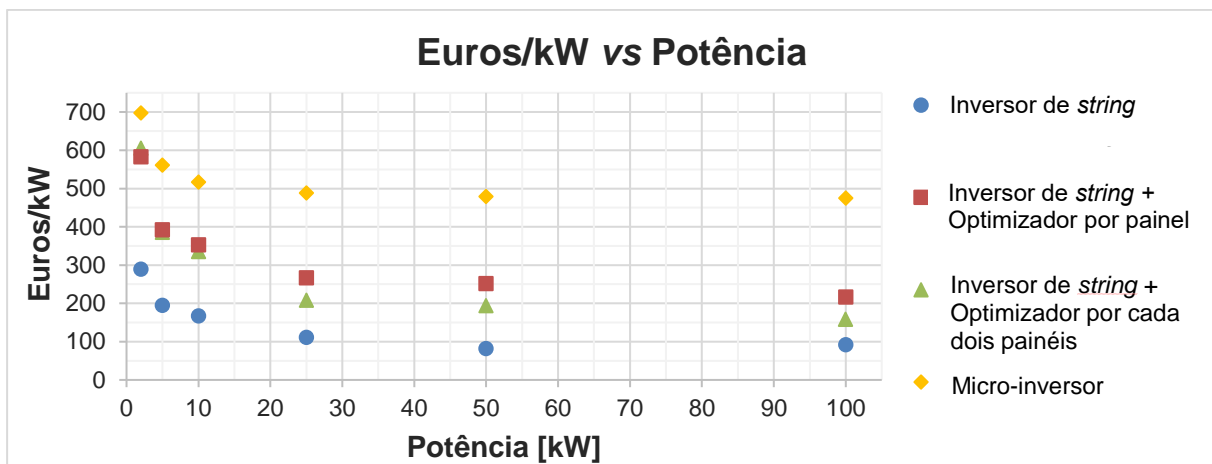


Figura 4-6: Comparativo de preços por kilowatt das várias soluções de monitorização.

Observa-se que para todas as potências a solução de monitorização com micro-inversor é a mais cara tendo a potência de 2 kW no qual o micro-inversor tem um preço próximo às soluções com optimizadores. Isto deve-se principalmente da obrigatoriedade do uso do *data-logger* para ter acesso remoto à monitorização de falhas. A solução só com inversor de *string* é a mais barata em todas as potências estudadas. Verifica-se que a partir dos 100 kW, o custo/kW estabiliza em todas as soluções (Figura 4-7) e a solução com optimizadores a cada dois painéis é a que se aproxima mais à solução só com o inversor de *string*, sendo 72% mais caro. Até aos 10 kW, ambas as soluções com optimizadores tendo preços muito próximos, compensará sempre investir na solução com um optimizador por painel pelos ganhos que aí advém (minimizar *mismatch*, detalhes de cada painel em vez de dois).

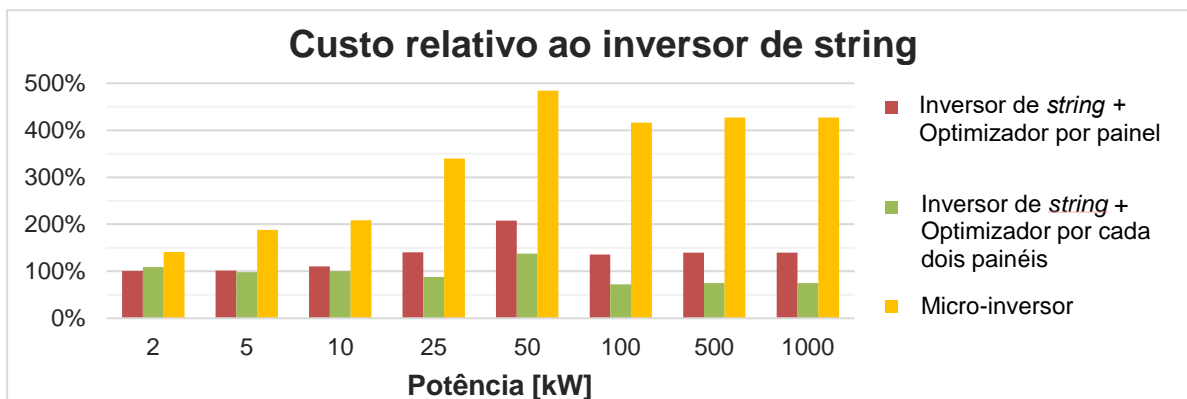


Figura 4-7: Custo relativo (em percentagem) à solução de monitorização com inversores de *string*.

5. Falhas nos sistemas fotovoltaicos

Num modelo financeiro de um projeto FV, é essencial prever com exatidão quais os custos a suportar na sua operação e manutenção desse, já que uma estimativa muito superior ou inferior desses custos pode inviabilizar o projeto ou, no caso de o projeto avançar, constatar-se que os custos são superiores aos estimados pondo em causa a viabilidade do mesmo.

A ocorrência de falhas é um aspeto crítico quando se fala na manutenção dos painéis FV pois estas são aleatórias. Assim, é importante saber que componentes contribuem para a maior perda de potência, qual a sua taxa de ocorrência, além da previsão dos custos associados à reparação do sistema FV afetado pela falha e o custo da energia perdida e não contabilizada de um elemento.

Neste capítulo, exploram-se inicialmente os conceitos de fiabilidade e disponibilidade de um elemento. De seguida, a metodologia *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) é apresentada e usada para propor um *ranking* de criticidade das falhas. Por fim, é feita uma abordagem ao método de *Cost Priority Number* (CPN) desenvolvido pela Solar Bankability, o qual é um projeto fundado pelo programa horizonte 2020 da Comissão Europeia [7].

5.1. Definição de “falha” e “modo de falha”

Segundo a norma IEC 60812 [70], uma “falha” é o fim da capacidade de um equipamento para executar uma função requerida enquanto modo de falha é a evidência de presença de uma falha ou o modo como a falha ocorre e é composta por três elementos: efeito, causa e deteção.

No entanto, o conceito de falha pode diferenciar dependendo dos objetivos pretendidos e exigidos no funcionamento de determinado equipamento/sistema. Num exemplo hipotético de um sistema simples composto por um painel FV e um inversor, para atingir um retorno de investimento em 5 anos verifica-se que, o painel (incluindo a degradação expectável de 0,5-1,5%) não pode ter uma degradação anual superior a 3%. Se alguma falha reduz o desempenho do painel, mas este continua a operar dentro dos 3%, o que ocorreu pode não ser considerado uma falha já que não está a afetar o funcionamento esperado do painel.

Neste trabalho considera-se falha a todos os efeitos que possam ocorrer num sistema fotovoltaico e que causem uma diminuição significativa ou gradual mas constante da produção de energia e/ou que comprometa a segurança do sistema FV ou mesmo do pessoal.

5.2. Fiabilidade e Disponibilidade

Fiabilidade de um componente ou sistema é definida como a probabilidade dos mesmos desempenharem a sua função corretamente, durante um certo período de tempo e com determinadas condições de funcionamento [71]. A variável tempo é a mais importante quando se fala em fiabilidade. É através do tempo que se pode definir a taxa de falha.

Quando se analisa a taxa de falha de um componente eletrónico é usual verificar-se um padrão denominado de “curva da banheira” (Figura 5-1). Verificam-se três fases na curva: a 1ª fase das falhas

prematuras, caracterizado pelas falhas no início de vida do equipamento, sendo normalmente causadas por defeitos de fabrico. Muitas fabricantes aplicam um teste de *burn-in* aos seus produtos antes de estes irem para o mercado para despistar problemas de fabrico; a fase seguinte é designada por fase de maturidade onde a taxa de falha é praticamente constante e onde é referido como a fase de vida útil do equipamento. Nesta fase é onde acontecem falhas não previstas, podendo ser provocadas por fatores aleatórios, eventos e cargas externas ao sistema ou mesmo desconhecidos; por último tem-se a fase de desgaste onde existe uma tendência para a taxa de falha aumentar devido ao desgaste material ou efeitos cumulativos como corrosão, por exemplo.

O projeto de equipamentos com melhores e duráveis materiais, com uma inspeção e manutenção preventiva regular, tendo ainda o controlo de fatores externos, estas são algumas das medidas que podem ser tomadas para aumentar a longevidade dos equipamentos.

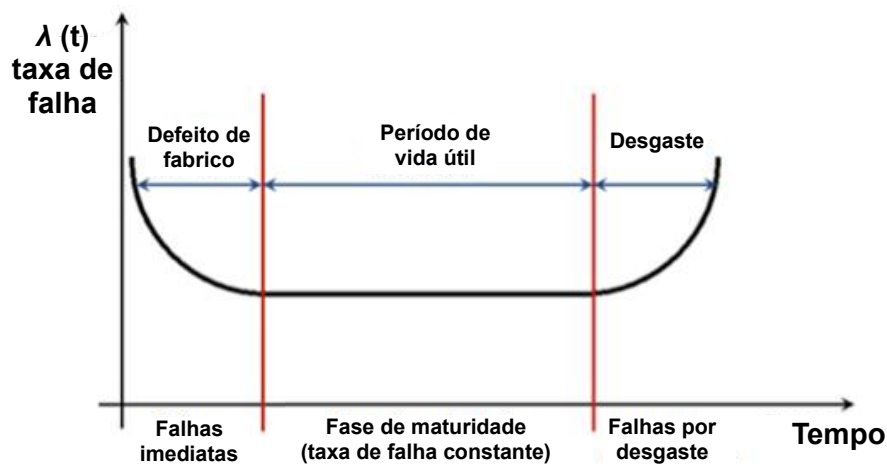


Figura 5-1 - Curva da banheira típica de equipamentos electrónicos. Baseado em [72].

Existindo ainda pouca informação sobre a fiabilidade e taxas de falha dos componentes de um sistema FV, estudos apontam que o inversor é o componente com maior taxa de falha [73] [74].

O conceito de fiabilidade, no entanto, não engloba uma interrupção no funcionamento de um componente. Em caso de manutenção agendada, esta tem de ser feita quer esteja ou não a funcionar o componente. Em sistemas reparáveis, o sistema fica indisponível numa reparação ou manutenção. Assim, *disponibilidade* vai englobar o conceito de *fiabilidade* e manutenção de um sistema. É um conceito que se refere sistemas/componentes reparáveis. Para esses sistemas, a Figura 5-2 ilustra que o tempo de operação não é contínuo, tendo ciclos em que está a funcionar até falhar, assim como ciclos em que o sistema está em reparação. Após a reparação, o sistema volta a entrar num estado funcional.

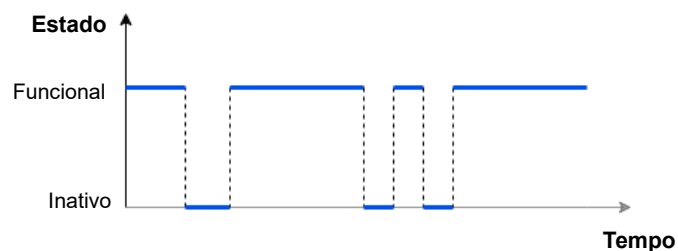


Figura 5-2: Ciclos de estado de um sistema/componente reparável (conceito de disponibilidade).

Segundo a norma IEC 60050 (191), a disponibilidade de um componente/sistema pode ser definida como: "A habilidade de um componente estar num estado capaz de realizar a sua função em determinadas condições numa dada altura ou num determinado intervalo de tempo, assumindo que qualquer material/recurso externo é assegurado." [75]. A disponibilidade de um componente/sistema também pode ser definida pela percentagem de tempo que o sistema/componente está a funcionar num determinado período de tempo considerado (Equação 5.1).

$$Disponibilidade = \frac{Tempo\ no\ estado\ Funcional}{Tempo\ total} \quad (5.1)$$

5.3. Metodologia FMEA

Um dos métodos de análise de fiabilidade muito usado na engenharia e na área dos sistemas fotovoltaicos é a Análise dos Modos de Falhas e os seus Efeitos ou em inglês *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) [73]. É um método sistemático semi-qualitativo no qual se identificam, analisam e descreve-se os modos de falhas de um sistema, processo, produto ou componente e, através da identificação das suas causas e efeitos, mitigar/eliminar qualquer situação não esperada ou indesejada.

A metodologia FMEA, tendo como objetivo principal a melhoria do projeto do sistema/componente [70], tem outros objetivos tais como:

- Identificar e prevenir perigos para a segurança do sistema e humana;
- Desenvolver planos de manutenção preventiva para os equipamentos;
- Melhorar processos de manufatura, teste, verificação ou de controlo;
- Minimizar a perda de desempenho do componente ou a sua degradação.

Para cada modo de falha é estabelecido um ranking de Severidade, Ocorrência e Detecção de acordo com escalas subjetivas que são baseadas na informação disponível e pela experiência e avaliação de profissionais [76]. As três em conjunto são usadas para definir um valor de risco (*Risk Priority Number* (RPN) em inglês) o qual é permite (usando uma escala numérica usualmente de 1 a 10) ordenar os modos de falha pelo impacto (negativo) que cada um tem no sistema. O *Risk Priority Number* é calculado pela multiplicação do grau da Severidade (*S*), grau de Ocorrência (*O*) e também pelo grau de Detecção (*D*), tendo a seguinte Equação 5.2:

$$RPN = (S \cdot O \cdot D) \quad (5.2)$$

As etapas principais para efetuar uma análise FMEA podem ser organizadas em sete etapas [77]:

1. Determinar o enquadramento referente à análise FMEA;
2. Reunir a equipa;
3. Descrever o sistema a ser analisado;
4. Definição dos modos de falha de cada componente e os seus efeitos no sistema;
5. Determinar a ocorrência, deteção e severidade associadas a cada modo de falha;
6. Calcular o valor RPN para cada modo de falha identificado;
7. Priorizar os modos de falha para ações preventivas;

8. Realizar um relatório FMEA com o sumário dos resultados;
9. Recalcular o RPN dos modos de falha corrigidos ou eliminados.

Após feito o ranking dos vários modos de falha do sistema em análise, ter-se-á um foco maior nas falhas com um resultado maior, pois estas representam um maior risco, no qual posteriormente, serão tomadas medidas para corrigir/eliminar ou mitigar os problemas causados pelos modos de falha.

5.4. Aplicação da metodologia FMEA

Para cada cenário, residencial, industrial/comercial e parque fotovoltaico, será realizada uma análise FMEA com objetivo de analisar quais as falhas críticas que provocam maiores perdas de energia para o sistema, e analisar também quais as falhas que representam um perigo para a segurança do sistema e/ou do pessoal. Para cada cenário foi então escolhido o tipo de inversor que é representativo de ser empregue do cenário em questão, ou seja, residencial, industrial/comercial e parque fotovoltaico.

A Tabela 5-1 apresentada para cada cenário um sistema fotovoltaico típico a ser usado neste estudo: parque fotovoltaico de 1 MW, industrial/comercial de 100 kW e, por fim, um sistema FV de residencial de 5 kW. A Figura 5-3, 5-4 e 5-5 mostram os respectivos diagramas para cada sistema FV, com os respectivos componentes representados. Para a escolha do número de painéis por *string* teve-se em conta de distribuir igualmente os painéis pelas *strings*.

Tabela 5-1: Dados dos sistemas fotovoltaicos usados na FMEA.

	Parque FV	Industrial/Comercial	Residencial
Potência instalada	1 MW	100 kW	5 kW
Tipo de inversor	Central de 1 MW	<i>String</i> trifásico de 25 kW	<i>String</i> monofásico de 5 kW
Nº de inversores	1	4	1
Nº de painéis de 300 W	3350	336	16
Nº de painéis por <i>string</i>	25	21	8
Nº de <i>strings</i>	134	16	2
Nº de <i>strings</i> por inversor	134	4 (2 <i>strings</i> por MPPT)	2
Proteção CC	5 caixas de combinação ² cada uma com disjuntor e 27/28 fusíveis	4 caixas de proteção ³ cada uma com disjuntor e 4 fusíveis	1 caixa de proteção com disjuntor
Proteção CA	Caixa de proteção com disjuntor e relé	4 caixas de proteção cada uma com disjuntor e relé	Caixa de proteção com disjuntor e relé
Transformador	Sim	Sim	Não

² Caixa de combinação é uma caixa o qual vai receber várias *strings* FVs e combinar em uma para posteriormente ligar ao inversor. Usualmente contem dispositivos de proteção e é mais usado em sistemas de grande potência.

³ Caixa de proteção é uma caixa onde constam os dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis, relés).

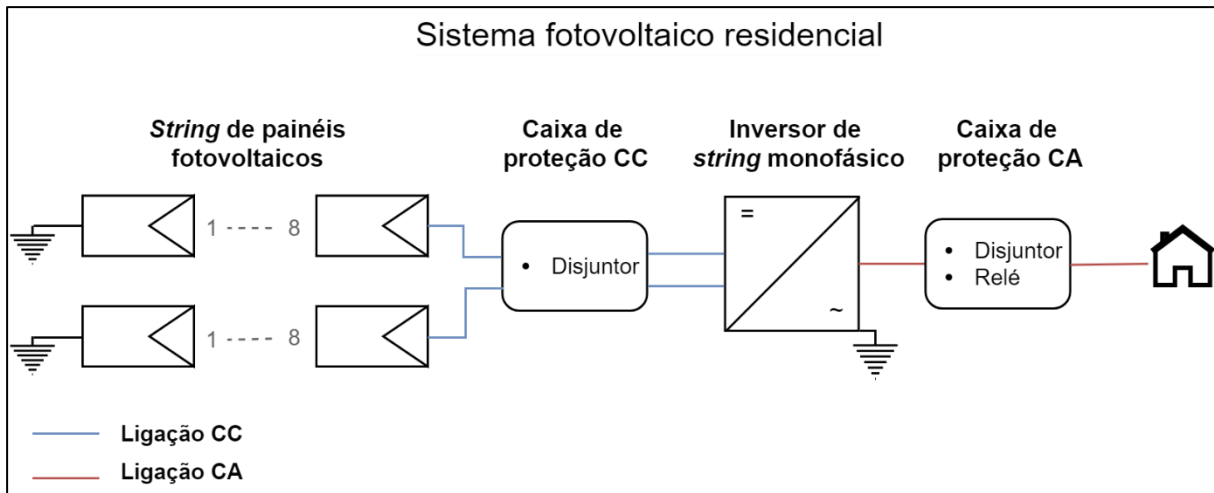


Figura 5-3: Diagrama do sistema FV residencial.

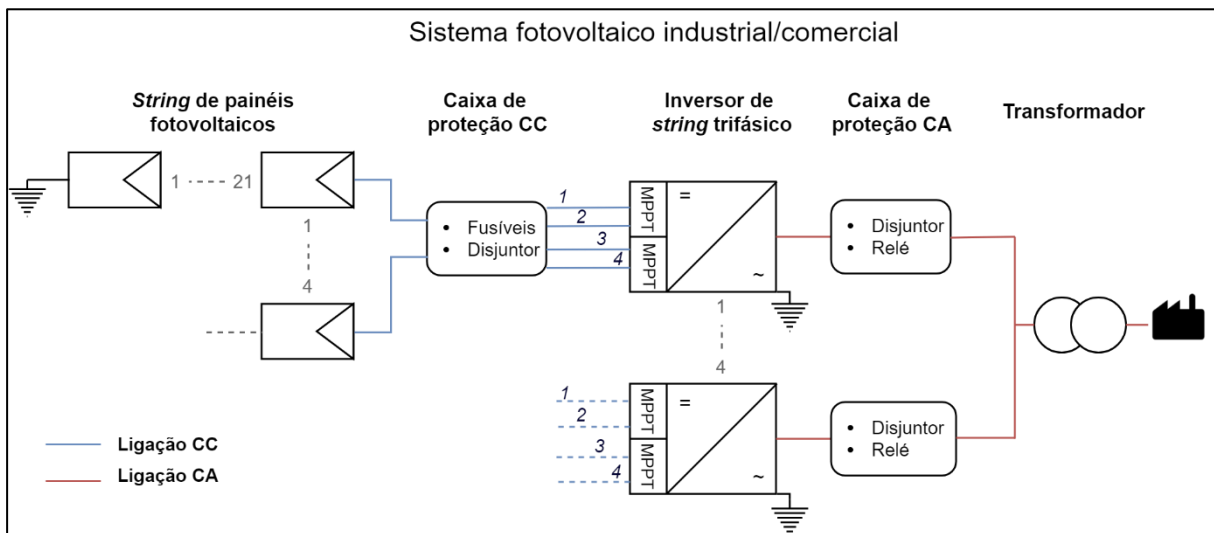


Figura 5-4: Diagrama do sistema FV industrial/comercial.

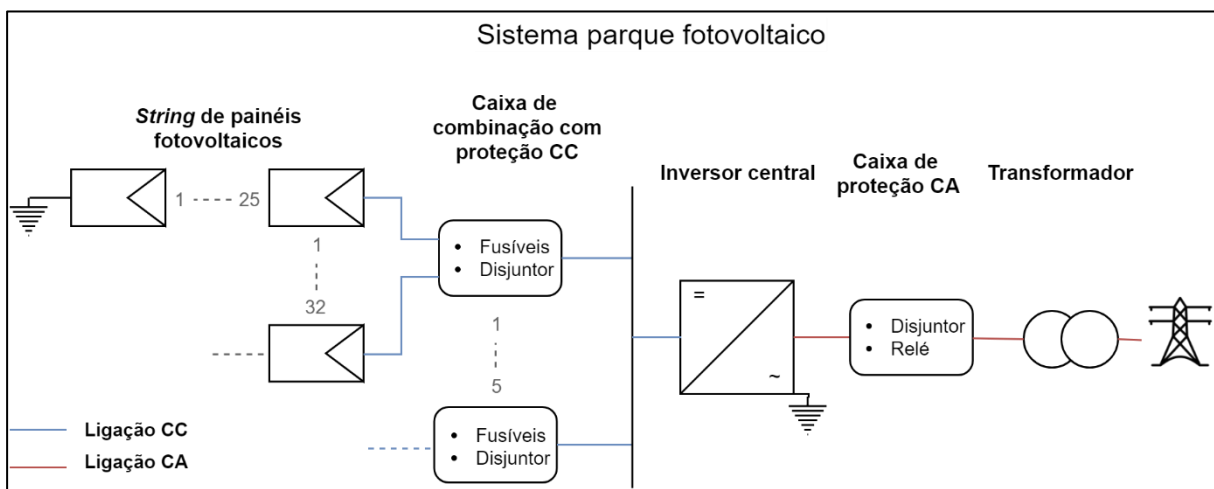


Figura 5-5: Diagrama do parque fotovoltaico.

5.5. Componentes principais do sistema fotovoltaico e os seus modos de falha

5.5.1. Painel fotovoltaico

São vários os elementos que fazem parte da constituição do painel fotovoltaico, entre eles:

- Moldura;
- Vidro;
- Encapsulamento;
- Três *strings* de células fotovoltaicas (painel de 60 células);
- Painel traseiro;
- Caixa de junção.

Além desses, pode-se incluir a estrutura que suporta o painel fotovoltaico e a proteção de terra e para-raios.

5.5.2. Células fotovoltaicas

As células FVs vão converter a irradiância proveniente do Sol em eletricidade. Os modos de falha aqui considerados são para células fotovoltaicas de silício cristalino. Os modos considerados são:

- Pontos quentes (Figura 5-6a), causados por elevada resistência entre células ou por alguma célula ter apresentado corrente inversa;
- *Snail-track* (Figura 5-6b), que é caracterizado pela descoloração da camada metálica usada na serigrafia das células FV. Causado pelo material de encapsulamento usado, células quebradas e raios UV;
- Células quebradas (Figura 5-6c), causado por pontos quentes, defeito de fabrico, transporte e impactos mecânicos;
- Degradação induzida pelo potencial ou *potential induced degradation* (PID) em inglês. Este fenómeno ocorre com mais frequência nos painéis que estão próximos do terminal negativo. Em operação, a tensão das células pode ser -350 V, num sistema de 400 V CC, no terminal negativo. Em contraste, a moldura do painel FV está a 0 V porque está aterrado por razões de segurança. A diferença de tensão entre as células e a moldura pode fazer com que os eletrões se soltem dos materiais e migrarem para outros materiais através de correntes de fuga em fissuras/defeitos do encapsulamento e vidro, migrarem para o campo elétrico e por fim serem descarregados através da moldura aterrada. Isto resulta na polarização das cargas elétricas. Essas polarizações geralmente podem ser reversíveis. Se este efeito não for detetado, pode afetar negativamente o desempenho do painel FV [78]. Causas que provocam o PID, estão relacionadas com a configuração do sistema fotovoltaico e materiais usados no painel FV. Temperaturas, humidade e tensões altas aceleram este processo de degradação eletroquímico.



Figura 5-6: a) Ponto quente [79]; b) *Snail-track* [80] ; c) Células quebradas [81].

5.5.3. Encapsulamento

O encapsulamento tem como função isolar eletricamente as células FVs, proteger do calor, humidade e radiação ultravioleta (UV). O material mais usado é o acetato-vinilo de etileno [82] ou *ethylene vinyl acetate* (EVA) em inglês. Os modos de falha considerados são:

- Descoloração do EVA (Figura 5-7a);
- Delaminação do EVA (Figura 5-7b).

Ambos causados por pontos quentes, esforços térmicos, exposição UV.

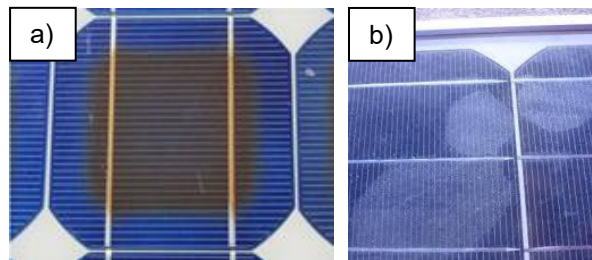


Figura 5-7: a) Descoloração do EVA [83]; b) Delaminação entre o vidro e o encapsulamento EVA [84].

5.5.4. Vidro frontal

O vidro frontal protege as células fotovoltaicas contra eventos meteorológicos, impactos físicos e entrada de água para o interior do painel fotovoltaico. Os modos de falha considerados são:

- Sujidade (Figura 5-8a), causado por causas naturais (dejetos, neve, poeira...);
- Fissuras (Figura 5-8b) causadas por má instalação, impactos acidentais, pontos quentes ou eventos meteorológicos.

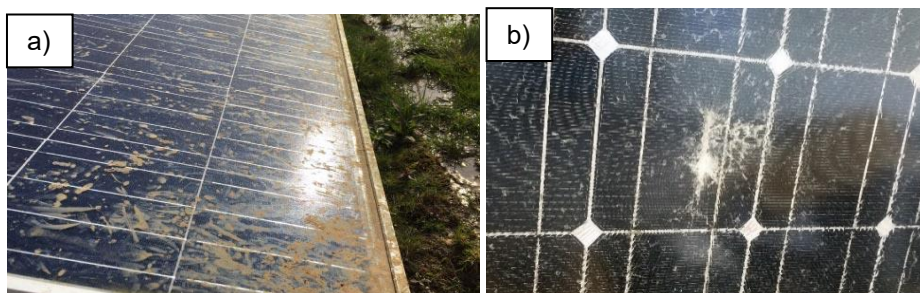


Figura 5-8: a) Painel FV sujo [85]; b) Vidro frontal partido de um painel do Instituto Superior Técnico.

5.5.5. Painel traseiro

O painel traseiro irá proteger o painel FV da humidade, do pó, de impactos e raios UV. Nos módulos cristalinos pode-se encontrar polietileno tereftalato (conhecido como PET em inglês), fluoreto de polivinilideno (conhecido como PVDF em inglês) ou a melhor solução que é composta por uma camada multinível, *Tedlar film - PET - Tedlar film* (conhecido como TPT em inglês) [86]. Apenas foi considerado um modo de falha neste elemento:

- Delaminação (Figura 5-9), causada normalmente por esforços térmicos e impactos acidentais.



Figura 5-9: Delaminação do painel traseiro [81].

5.5.6. Caixa de junção

A caixa de junção é uma caixa que contém e protege as conexões do painel FV e os díodos *bypass*. Os modos de falha considerados são:

- Sobreaquecimento em alguma ligação na caixa de junção, devido a cabos de baixa qualidade/mal conectados e má soldagem (Figura 5-10a);
- Caixa de junção partida/mal fixada (Figura 5-10b), devido a má instalação, defeito de fabrico e eventos meteorológicos.

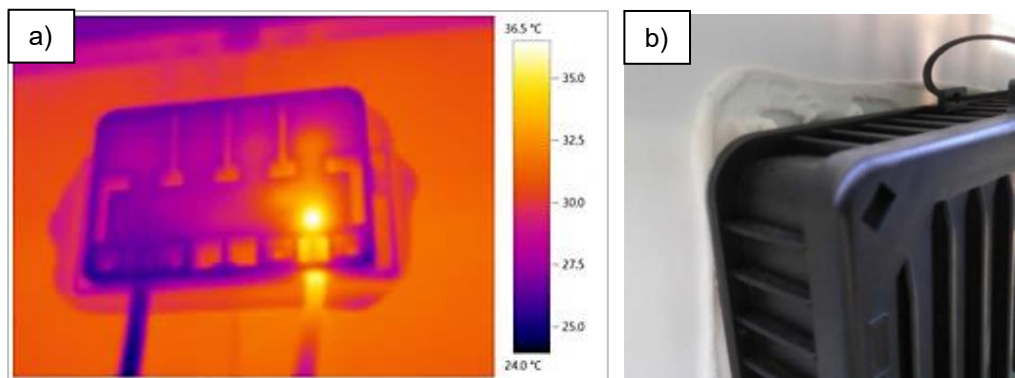


Figura 5-10: Termografia de uma caixa de junção com sobreaquecimento devido a má soldagem [87]; b) Caixa de junção mal fixada [81].

5.5.7. Díodos *bypass*

Os díodos *bypass* têm a função permitir o *bypass* de células defeituosas ou com sombra. Cada painel FV possui, normalmente, três díodos *bypass* estando cada díodo ligado a um determinado número de células fotovoltaicas em série. O modo de falha considerado é:

- Díodo com funcionamento impróprio (curto-circuito (C.C.) ou circuito aberto (C.A.)), tendo causas como material defeituoso e o seu envelhecimento.

5.5.8. Sistema mecânico de apoio do painel fotovoltaico

O sistema de apoio dos painéis FV permite fixar estes ao solo quando instalados no chão ou no telhado. Juntamente com o sistema mecânico está instalado o sistema de proteção de terra e para-raios que permite um caminho de baixa resistência dos painéis até à terra para proteger de raios e alguma anomalia elétrica no sistema. Os modos de falha considerados na estrutura de apoio são:

- Estrutura partida (Figura 5-11a), causado por eventos meteorológicos, impactos acidentais, projeto mecânico inadequado e instalação;
- Peças em falta ou soltas (Figura 5-11b), causado por má instalação e falta de manutenção.

O modo de falha considerado na proteção de terra e para-raios é:

- Não funcional, causado por falha no isolamento do condutor [88], má instalação ou dano físico.

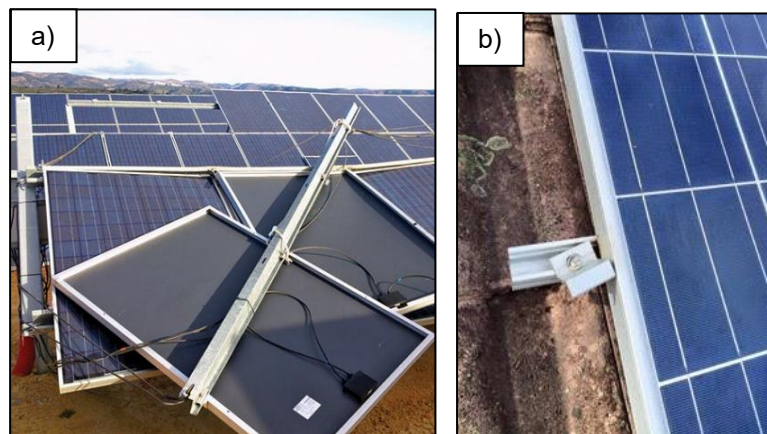


Figura 5-11: a) Estrutura partida [89]; b) Encaixe solto [90].

5.5.9. Inversor

O inversor é um componente eletrônico que tem como função principal converter potência CC, proveniente dos painéis FVs em potência CA para ser posteriormente injetada na rede ou consumida localmente. Os modos de falha considerados tanto para os inversores de *string* como para o inversor central são:

- Não funcional, devido a instalação/configuração errada, falha na ventoinha e consequente sobreaquecimento, falha no *hardware/software* do inversor;

- Funcionamento impróprio, normalmente causado por temperatura ambiente elevada, falha na ventoinha e filtro de ar sujo. Este modo de falha significa que o inversor está a funcionar abaixo do expectável ou abaixo da sua capacidade nominal devido a causas que têm impacto diretamente no inversor e não por falhas provenientes do circuito elétrico externo CC e CA.

5.5.10. Cabos e conexões CC/CA

Os cabos e as conexões têm a função de conduzir a potência entre os painéis FVs ao(s) inversor(es), assim como dos inversores à rede elétrica ou à carga a alimentar. Os modos de falha considerados são:

- Circuito aberto, tendo causas como: má instalação, conexão errada ou ausente, ausência de cabo, cabo danificado;
- Curto-circuito, tendo causas como: má instalação, cabo queimado ou danificado, falha na conduta do cabo.

A Figura 5-12 mostra um caso o qual foram utilizados conectores incompatíveis provocando danos nos conectores.



Figura 5-12: Conectores queimados devido à escolha errada dos conectores [91].

5.5.11. Proteção CC/CA

Para proteger o circuito CC e CA contra picos de corrente e sobrecarga utiliza-se elementos disjuntores. É utilizado também um relé de proteção da interligação no lado CA para acionar o disjuntor e isolar a produção no caso de exceder limites pré-estabelecidos como a tensão, corrente e frequência. Quando há mais que duas *strings*, utilizam-se fusíveis para proteção contra picos de corrente e corrente inversa nas *strings*. Os modos de falha considerados são:

- Fusível falha ou é lento a abrir.
- Fusível abre prematuramente;
- Disjuntor falha a abrir;
- Disjuntor abre prematuramente ou falha a fechar;
- Relé falha a abrir;
- Relé abre prematuramente.

As causas mais comuns são: defeitos de fabrico e projeto inadequado do sistema FV.

5.5.12. Transformador

O transformador tem como função de ligar a tensão do sistema FV à média tensão da rede elétrica, garantindo um isolamento galvânico entre as duas partes. Os modos de falha considerados são:

- Circuito aberto, causado por eventos meteorológicos extremos, envelhecimento;
- Curto-circuito, tendo causas como uma manutenção incorreta, contaminação do óleo e sobretensão contínua;
- Mau funcionamento, no qual o transformador vai funcionar abaixo do seu valor nominal. Tem como causa comum uma manutenção incorreta.

5.6. Ferramentas de detecção de falhas

Resumem-se nesta seção as principais ferramentas utilizadas para detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos. São elas: inspeção visual, a curva I-V de cada painel, uso de técnicas análise termográfica, eletroluminescência e também UV fluorescência. A Tabela 5-2 resume os componentes monitorizados por cada ferramenta, assim como os modos de falha detetáveis. Além destas ferramentas, é possível ainda verificar a existência de uma falha com medição da corrente e/ou tensão em todos os componentes.

Tabela 5-2: Ferramentas disponíveis para detecção de falhas nos sistemas. Baseado em [81].

Inspeção visual	
Componente	Modo de falha
Painel FV	Delaminação do painel traseiro, descoloração do material EVA, célula quebrada, pontos quentes, <i>snail-track</i> , caixa de junção partida, sujidade, fissuras no vidro frontal
Cabos e conexões	Curto-circuito, circuito aberto
Inversor	Não funcional
Sistema de apoio do painel FV	Partida, falta de peças ou peças soltas
Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar, falha a abrir
Relé	Falha a abrir, abre prematuramente
Transformador	Curto-circuito, circuito aberto, mau funcionamento
Curva I-V	
Painel FV	Pontos quentes, célula quebrada, PID, descoloração do EVA, sujidade, diodo <i>bypass</i> aberto, diodo <i>bypass</i> em curto-circuito
Inversor	Não funcional, funcionamento impróprio
Termografia	
Painel FV	Pontos quentes, célula quebrada, diodo em curto circuito
Cabos e conexões	Curto circuito
Eletroluminescência	
Painel FV	Célula quebrada, PID
UV fluorescência	
Painel FV	Célula quebrada

5.7. Critérios de classificação

Para o *ranking* Detecção (Tabela 5-3) e Ocorrência (Tabela 5-4) o critério foi desenvolvido e adaptado a partir das referências [73] [92] e da norma IEC 601812:2006 [70].

Sabendo o impacto quantitativo de uma falha num determinado componente, é possível quantificar esse impacto no sistema e, assim, atribuir um valor de *ranking* para o grau de Severidade relativo à perda de potência (desempenho) do sistema FV (Tabela 5-5). Por exemplo, caso uma falha provocasse uma redução de mais de 25% de potência no sistema, a falha seria de Severidade nível 5.

Neste trabalho, a severidade da falha na segurança do sistema e pessoal, foi separada da severidade da falha no desempenho do sistema FV. O critério desenvolvido foi baseado no estudo da IEA [81], o qual aborda exaustivamente os efeitos de algumas falhas no painel fotovoltaico na segurança (Tabela 5-6).

Tabela 5-3: Critério para o *ranking* da detecção (*D*).

Ranking Detecção (<i>D</i>)	Critério
1	A falha é detetada imediatamente pelo sistema de monitorização.
2	Alta probabilidade de que a falha seja detetada pelo sistema de monitorização.
3	Média probabilidade de que a falha seja detetada.
4	Baixa probabilidade de que a falha seja detetada.
5	Remota probabilidade de que a falha seja detetada.

Tabela 5-4: Critério para o *ranking* da ocorrência (*O*).

Ranking Ocorrência (<i>O</i>)	Critério
1	Improvável que ocorra a falha – taxa de falha por hora até 5×10^{-7} .
2	Remota probabilidade de ocorrência da falha – taxa de falha por hora até 5×10^{-6} .
3	Baixa probabilidade de ocorrência da falha – taxa de falha por hora até 5×10^{-5} .
4	Média probabilidade de ocorrência da falha – taxa de falha por hora até 5×10^{-4} .
5	Alta probabilidade de ocorrência de falha – taxa de falha por hora até 5×10^{-3} ou maior.

Tabela 5-5: Critério para o *ranking* da severidade no desempenho (*S desempenho*).

Ranking S desempenho	Critério	Severidade
1	<= 1% redução de desempenho	Baixa
2	<= 5% redução de desempenho	
3	<= 15% redução de desempenho	Moderada
4	<= 25% redução de desempenho	
5	> 25% ou mais de redução de desempenho	Elevada

Tabela 5-6: Critério para o *ranking* da severidade na segurança (*S segurança*).

Ranking S segurança	Critério
1	Falha não tem efeito na segurança
2	Falha pode ter efeito na segurança a longo prazo
3	Falha apresenta risco de incendio (i), choque (e), dano físico (f) se uma segunda falha ocorre e/ou provocado por outra falha sequencial
4	Falha apresenta risco elevado de incendio (i), choque (e), dano físico (f) se uma segunda falha ocorre e/ou provocado por outra falha sequencial
5	Falha causa de imediato um problema de segurança

5.8. Resultados da análise FMEA realizada

Os aspetos qualitativos da análise FMEA, incluindo a identificação dos modos de falha, as suas causas e os seus efeitos, estão disponíveis em literatura relacionada com a fiabilidade de sistemas fotovoltaicos e estudos de degradação. Assim, para reunir esses modos de falha, causas e efeitos, foi efectuado um levantamento de modos de falha em cada componente do sistema fotovoltaico nos estudos [81] [38] [93] [94], apresentado anteriormente.

Relativamente aos aspetos quantitativos, principalmente as taxas de falha dos componentes e subcomponentes, existe muito pouca literatura a disponibilizar de forma gratuita valores relativamente a falhas de componentes ou subcomponentes eletrónicos específicos. Além disto, para obter o valor da ocorrência (*O*) de cada modo de falha, a taxa de falha de cada subcomponente tem que ser distribuída pelos modos de falha considerados onde o subcomponente participa.

Em [94] foi realizado um levantamento de falhas em projetos de sistemas FVs através de questionários e assim se obter uma distribuição estatística dos mesmos. A Tabela 5-7 lista o número de casos de falhas encontrados em cada projeto dos 772 analisados para painéis fotovoltaicos e na Figura 5-13 constam as falhas com maior percentagem de casos do total.

Na Tabela 5-8 constam as taxas de falha de cada componente/subcomponente do estudo [73] que reuniu informação de taxas de falha e que posteriormente aplicou a metodologia FMEA. Com os dados da Tabela 5-7 foi então possível calcular a frequência de cada modo de falha em cada subcomponente do painel fotovoltaico. No estudo [94] também constam falhas relativas a inversores e cabeamento. No

entanto, devido, no caso do inversor, não especificar se as falhas provocam o não funcionamento deste ou um funcionamento incorreto (eficiência inferior), fez-se uma distribuição equitativa das taxas de falhas pelos modos de falha.

No caso do cabeamento, não foram considerados os dados desse estudo [94] devido às várias falhas terem carácter subjetivo em termos de causa da falha. Como exemplo, nesse estudo, há a falha “cabo danificado” que tanto pode ser causa do modo de falha curto-circuito, assim como circuito aberto. Para os restantes componentes, devido a falta de dados, considerou-se uma distribuição equitativa. Assim, na Tabela 5-8, penúltima coluna a contar da esquerda, constam para cada modo de falha as taxas de falha propostas e usadas nesta tese. Com as taxas de falha definidas foi possível classificar a taxa de ocorrência (O) para cada modo de falha considerado. Como não é clarificado que tipo de inversor foi analisado em [73], se central ou de *string*, assume-se uma taxa de falha igual entre ambos.

Tabela 5-7: Número de casos de falhas em painéis fotovoltaicos em 772 projetos FV. Baseado em [94].

Nº da Falha	Falhas	Número de casos	Percentagem do total
{1}	Sujidade	158 578	23%
{2}	Má instalação (suporte partido, moldura danificada)	145 990	22%
{3}	Sombra	113 982	17%
{4}	Descoloração do EVA	78 952	12%
{5}	Vidro partido	43 851	6%
{6}	PID (<i>Potential Induced Degradation</i>)	33 619	5%
{7}	<i>Snail-track</i>	28 975	4%
{8}	Painel traseiro defeituoso	19 835	3%
{9}	Delaminação	16 045	2%
{10}	Ponto quente	13 311	2%
{11}	Caixa de junção sobreaquecida	6 714	1%
{12}	Falha no díodo <i>bypass</i> e caixa de junção	6 533	1%
{13}	Painel partido	5 555	1%
{14}	Corrosão das conexões das células FV	4 924	1%
{15}	Células FV partidas	921	0%
{16}	Roubo de painéis FV	431	0%
{17}	Corrosão na caixa de junção	354	0%
{18}	Painéis em falta	39	0%
{19}	Painel danificado devido a fogo	31	0%

As 6 falhas mais representativas em painéis fotovoltaicos

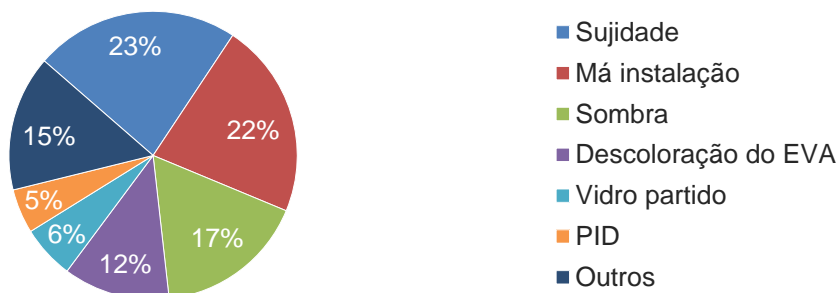


Figura 5-13: A percentagem das 6 maiores falhas relativamente ao número total de falhas em painéis FV. Baseado em [94].

Tabela 5-8: Proposta de taxa de falha (falhas por hora) para os modos de falha identificados na secção 5.5, assim como distribuição das falhas por subcomponente a partir da Tabela 5-7 e, por fim, a classificação da Ocorrência (O) para cada modo de falha com o *ranking* especificado na Tabela 5-4.

Componente	Subcomponente	Taxa de falha (falhas por hora) [73]	Modos de falhas	Distribuição das falhas	Correspondência da Tabela 5-7	Taxa de falha (falhas por hora)	O
Painel FV	Módulo frontal (células FV e vidro frontal)	$1,35 \times 10^{-6}$	Pontos quentes	4,8%	{10}	$6,4 \times 10^{-8}$	1
			<i>Snail-track</i>	10,4%	{7}	$1,4 \times 10^{-7}$	1
			Célula quebrada	0,3%	{15}	$4,5 \times 10^{-9}$	1
			PID	12,0%	{6}	$1,6 \times 10^{-7}$	1
			Sujidade	57%	{1}	$7,7 \times 10^{-7}$	2
			Fissuras	16%	{5}	$2,1 \times 10^{-7}$	1
	Caixa de junção/díodos <i>bypass</i>	$6,77 \times 10^{-7}$	Díodo com funcionamento impróprio	48%	{12}	$1,7 \times 10^{-7}$	1
			Sobreaquecimento	49,4%	{11}	$3,4 \times 10^{-7}$	1
			Partida/má fixada	2,6%	{14}	$1,7 \times 10^{-7}$	1
	Encapsulamento	$4,06 \times 10^{-6}$	Descoloração EVA	83%	{4}	$3,4 \times 10^{-6}$	2
Delaminação			17%	{9}	$6,9 \times 10^{-7}$	2	
Módulo traseiro	-	Delaminação	-	-	$6,9 \times 10^{-7}$ (1)	2	
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	$2,44 \times 10^{-5}$	Estrutura partida	50%	-	$1,22 \times 10^{-5}$	3
			Peças em falta ou soltas	50%	-	$1,22 \times 10^{-5}$	3
	Sistema de proteção de terra e raios	$1,62 \times 10^{-5}$	Não funcional	-	-	$1,62 \times 10^{-5}$	3
Inversor	-	$1,75 \times 10^{-4}$	Não funcional	50%	-	$8,75 \times 10^{-5}$	4
			Funcionamento impróprio	50%	-	$8,75 \times 10^{-5}$	4
Sistema de proteção CC/CA	Fusível	$2,17 \times 10^{-7}$	Lento ou falha a abrir	50%	-	$1,09 \times 10^{-7}$	1
			Abre prematuramente	50%	-	$1,09 \times 10^{-7}$	1
	Disjuntor	$4,00 \times 10^{-7}$	Abre prematuramente ou falha a fechar	50%	-	$2,00 \times 10^{-7}$	1
			Falha a abrir	50%	-	$2,00 \times 10^{-7}$	1
	Relé	$2,28 \times 10^{-7}$	Falha a abrir	50%	-	$1,14 \times 10^{-7}$	1
			Abre prematuramente	50%	-	$1,14 \times 10^{-7}$	1
Transformador	-	$4,22 \times 10^{-7}$	Circuito aberto	33,3%	-	$1,41 \times 10^{-7}$	1
			Curto circuito	33,3%	-	$1,41 \times 10^{-7}$	1
			Mau funcionamento	33,3%	-	$1,41 \times 10^{-7}$	1
Cabos e conexões CC	Cabo aéreo	$2,20 \times 10^{-6}$ (2)	Curto-circuito	50%	-	$1,10 \times 10^{-6}$	2
	Cabo subterrâneo						
	Conectores FV						
Cabos e conexões CA	Cabo aéreo	$1,75 \times 10^{-6}$ (3)	Curto-circuito	50%	-	$8,75 \times 10^{-7}$	2
	Cabo subterrâneo						

Legenda:

(1) Por falta de dados, foi considerada a mesma taxa de falha da delaminação do encapsulamento;

(2) No cálculo da taxa de falha do componente "Cabos e conexões CC" foram somadas as taxas de falha dos subcomponentes "Conectores FV" = $4,51 \times 10^{-7}$, "Cabos aéreos" = $1,05 \times 10^{-6}$ e "Cabos subterrâneos" = $7,00 \times 10^{-7}$

(3) Para o cálculo da taxa de falha do componente "Cabos e conexões CA" foram somadas as taxas de falha dos subcomponentes "Cabos aéreos" = $1,05 \times 10^{-6}$ e "Cabos subterrâneos" = $7,00 \times 10^{-7}$;

Na atribuição da pontuação da detecção, teve-se em conta a tipologia do sistema FV, isto é, se estava instalado um inversor central ou de *string*. Com o estudo realizado no Capítulo 3 sobre a manutenção e monitorização foi possível classificar, de forma subjetiva, o grau de detecção para cada modo de falha.

No estudo [81] foram classificados os impactos das falhas de painéis fotovoltaicos na segurança do painel fotovoltaico. Na Tabela 5-9 consta a classificação feita pelo estudo [81] e na última coluna a contar da esquerda consta o valor da severidade na segurança usado nesta tese. Para os restantes modos de falha, quer do painel, quer dos outros componentes do sistema FV, propôs-se de forma subjetiva a sua pontuação tendo em conta os efeitos provocados pelos modos de falha.

Tabela 5-9: Proposta de classificação da severidade na segurança para os modos de falha do painel fotovoltaico.

Falhas no painel fotovoltaico	Severidade na segurança [81]	Proposta de classificação para a severidade (segurança)
Células quebradas	B (i)	2 (i)
Pontos quentes	B (i,e,f)	3 (i,e,f)
Delaminação do EVA	B (e)	3 (e)
<i>Snail-track</i>	B (i)	2 (i)
Delaminação do painel traseiro	B (e)	3 (e)
Díodo <i>bypass</i> em curto-circuito ou circuito aberto	B/C (i)	4 (i)
PID	A	1
Descoloração do EVA	A	1

Legenda:

A: Falha não tem efeito na segurança;

B: Falha apresenta risco de incêndio (i), choque (e), dano físico (f) se uma segunda falha ocorre e/ou provocado por outra falha sequencial;

C: Falha causa de imediato um problema de segurança.

No cálculo da severidade, do impacto de uma determinada falha na produção de energia do sistema FV, fizeram-se as seguintes considerações:

- Para saber o impacto de uma falha nos subcomponentes do painel FV, exceto díodo *bypass*, recorreu-se à referência [38]. Essa informação está presente na Tabela 5-10;
- Para o impacto do “Funcionamento impróprio” de um díodo *bypass* assumiu-se um impacto de 33%, que equivale à falha no díodo desconectar uma *string* de células do painel;
- Para os dois modos de falha dos cabos e conexões CC assumiu-se que uma *string* deixaria de fornecer energia. Para os modos de falha CA, assumiu-se também um impacto de 100%;
- Para o modo de falha “Partida” referente à estrutura de apoio do painel FV assumiu-se também que uma *string* deixaria de fornecer energia;
- Para o modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor de *string* trifásico e central assumiu-se uma redução no seu desempenho em 50% [95] [96] [97] [98]. Para o inversor de *string* monofásico assumiu-se uma redução no seu desempenho de 20% [95] [97]. Para o modo de falha “Mau funcionamento” do transformador assumiu-se que reduziria o seu desempenho em 50%.

Na Tabela 5-10 encontra-se a perda de potência (desempenho) num determinado componente devido ao modo de falha.

Tabela 5-10: Perda de desempenho (potência) num determinado componente relativamente a cada modo de falha.

Componente	Sub-componente	Modo de Falha	Perda de desempenho
Painel FV	Células FV	Pontos quentes	4% [38]
		<i>Snail-track</i>	0,3% [38]
		Célula Quebrada	3% [38]
		PID	9% [38]
	Encapsulamento	Descoloração EVA	0,3% [38]
		Delaminação	7% [38]
	Vidro frontal	Sujidade	5% [38]
		Fissuras	2% [38]
	Díodo <i>bypass</i>	Díodo com funcionamento impróprio	33% [38]
	Caixa de junção	Sobreaquecimento	10% [38]
		Partida/má fixada	10% [38]
	Painel traseiro	Delaminação	3% [38]
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	100% (afecta toda a <i>string</i>)
		Peças em falta ou soltas	-
	Proteção terra e raios	Não funcional	-
Inversor	-	Não funcional	100%
		Funcionamento impróprio	50% (inv. central e inv. <i>string</i> trifásico)
			20% (inv. <i>string</i> monofásico)
Cabos e conexões CC e CA	-	Circuito aberto	100%
		Curto-circuito	100%
Fusível	-	Lento a abrir ou falha a abrir	-
		Abre prematuramente	100%
Disjuntor CC e CA	-	Abre prematuramente ou falha a fechar	100%
		Falha a abrir	-
Relé	-	Falha a abrir	-
		Abre prematuramente	100%
Transformador	-	Circuito aberto	100%
		Curto-circuito	100%
		Mau funcionamento	50%

Sabendo a perda de desempenho que cada modo de falha provoca no subcomponente, foi possível calcular o impacto no cenário considerado e assim, obteve-se uma classificação no índice da severidade.

Na Tabela 5-11 encontra-se para cada modo de falha a classificação proposta e usada nesta tese, do valor da Ocorrência (O), da Detecção (D), da Severidade no desempenho (Sd) e da Severidade na segurança (Ss) para os três cenários estudados: parque fotovoltaicos de 1 MW, industrial/comercial de 100 kW e residencial de 5 kW.

Tabela 5-11: Classificação dos valores da Ocorrência (O), da Detecção (D), da Severidade no desempenho (Sd) e da Severidade na segurança (Ss) para os três cenários estudados: parque FV de 1 MW, industrial/comercial de 100 kW e residencial de 5 kW.

Componente	Sub-componente	Modos de falhas	Parque FV				Industrial/Comercial				Residencial			
			O	D	Sd	Ss	O	D	Sd	Ss	O	D	Sd	Ss
Painel FV	Células FV	Pontos quentes	1	3	1	3	1	3	1	3	1	5	1	3
		<i>Snail-track</i>	1	4	1	2	1	4	1	2	1	5	1	2
		Célula quebrada	1	3	1	2	1	3	1	2	1	5	1	2
		PID	1	5	1	1	1	5	1	1	1	5	1	1
	Encapsulamento	Descoloração EVA	1	5	1	1	1	5	1	1	2	4	1	1
		Delaminação	1	4	1	2	1	4	1	2	2	5	1	2
	Vidro frontal	Sujidade	2	4	1	1	2	4	1	1	2	4	1	1
		Fissuras	2	4	1	2	2	4	1	2	1	5	1	2
	Díodos <i>bypass</i>	Díodo com funcionamento impróprio	2	4	1	4	2	4	1	4	1	5	2	4
	Caixa de junção	Sobreaquecimento	1	4	1	3	1	4	1	3	1	5	1	3
		Partida/má fixada	1	4	1	3	1	4	1	3	1	5	1	3
	Painel traseiro	Delaminação	2	4	1	3	2	4	1	3	2	5	1	3
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	3	3	1	5	3	2	2	5	3	2	5	5
		Peças em falta ou soltas	3	4	-	2	3	3	-	2	3	5	-	2
	Sistema de proteção de terra e raios	Não funcional	3	2	-	4	3	2	-	4	3	2	-	4
Inversor	-	Não funcional	4	1	5	1	4	1	4	-	4	1	5	1
		Funcionamento impróprio	4	2	5	1	4	2	2	-	4	2	4	1
Cabos e conectores	CC	Circuito aberto	2	4	1	3	2	3	2	3	2	2	5	3
		Curto-circuito	2	4	1	5	2	3	2	5	2	2	5	5
	CA	Circuito aberto	2	1	5	3	2	1	4	3	2	1	5	3
		Curto-circuito	2	1	5	5	2	1	4	5	2	1	5	5
Proteção CC	Fusível	Lento ou falha a abrir	1	4	1	5	1	4	2	5	-	-	-	-
		Abre prematuramente	1	4	1	1	1	2	2	-	-	-	-	-
	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	1	2	4	1	1	1	4	-	1	1	5	1
		Falha a abrir	1	4	1	5	1	4	2	5	1	4	2	5
Proteção CA	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	1	1	5	1	1	1	4	-	1	1	5	1
		Falha a abrir	1	4	1	5	1	4	2	5	1	4	2	5
	Relé	Falha a abrir	1	2	1	5	1	2	2	5	1	2	2	5
		Abre prematuramente	1	1	5	1	1	1	4	-	1	1	5	1
Transformador	-	Circuito aberto	1	1	5	1	1	1	5	-	-	-	-	-
		Curto-circuito	1	1	5	3	1	1	5	3	-	-	-	-
		Mau funcionamento	1	2	5	2	1	2	5	2	-	-	-	-

No Anexo C, listam as tabelas FMEA que contêm os modos de falha dos componentes mencionados na secção 5.5, as causas e os seus efeitos, as pontuações para a deteção (*D*), ocorrência (*O*) e severidade (*S*) e, por fim, o *ranking* RPN calculado, quer para o desempenho do sistema FV quer para a segurança do mesmo. Para os modos de falha que não apresentam qualquer severidade no desempenho não foi calculado o valor RPN.

De salientar que, os índices RPN obtidos para o desempenho e para a segurança, foram determinados usando de considerações subjetivas e imprecisas quer por falta de dados, quer pela subjetividade da metodologia usada na atribuição da pontuação nos critérios.

5.8.1. Resultados FMEA: cenário para um parque fotovoltaico

No cenário relativo a um parque fotovoltaico e descrito na Tabela 5-12, verifica-se que o inversor é o componente que contém os modos de falha com maior valor RPN (desempenho). Isto deve-se principalmente pelo elevado número de ocorrência (*O*) de falhas e, quando estas acontecem, têm um impacto bastante negativo no desempenho do parque. O cabo CA aparece em seguida, pois um dano neste provocará um grande impacto na produção do sistema FV, por consistir só num cabo CA. Com a mesma pontuação o modo de falha “Mau funcionamento” do transformador, o qual provocará uma perda significativa no desempenho (produção) do parque. Examinando agora o *ranking* RPN relativo à segurança (Tabela 5-13), verifica-se um elevado valor RPN associado aos modos de falha “Curto-circuito” do cabo CC e “Estrutura partida”. Os cabos CC quando estão danificados há a possibilidade de choque elétrico e de criar arcos elétricos na estrutura, os quais podem originar incêndios devido à elevada tensão que passa neles. Isto aliado a muitas vezes serem apenas detetados pela manutenção preventiva (*D* = 4), ocorre um elevado valor RPN para este modo de falha.

O modo de falha “Estrutura partida”, causada principalmente por condições extremas ambientais, tem um impacto elevado devido aos danos provocados sobre o sistema (painéis partidos, cabos danificados). De seguida aparece dois modos de falha associados ao sistema de apoio do painel FV: a proteção contra raios e a estrutura de apoio. Um sistema de proteção de raios e terra não funcional pode comprometer a segurança do parque de diversas formas, como por exemplo, choques elétricos a causarem vários danos a componentes do sistema. Uma das maiores causas apontada na literatura [88] deve-se à falha do isolamento do condutor. Por último, a delaminação do painel traseiro do painel fotovoltaico aparece como o modo de falha mais crítico na segurança. Esta falha quebra o isolamento e proteção do interior do painel FV, permitindo assim entrada de água e humidade, o que vai provocar corrosão ao longo do tempo. Além desse facto, a delaminação expõe os componentes do painel PV, originando perigo de choque elétrico.

Tabela 5-12: FMEA (Desempenho) parque fotovoltaico. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN = (O · D · S) (Desempenho)
Inversor	-	Funcionamento impróprio	4	2	5	40
	-	Não funcional	4	1	5	20
Cabos e conexões	Cabo CA	Curto-circuito	2	1	5	10
		Circuito aberto	2	1	5	10
Transformador	-	Mau funcionamento	1	2	5	10

Tabela 5-13: FMEA (Segurança) parque fotovoltaico. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN (Segurança)
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	3	3	5 (i, f)	45
Cabos e conexões	Cabo CC	Curto-circuito	2	4	5 (i, e, f)	40
Sistema de apoio do painel	Proteção de terra e raios	Não funcional	3	2	4 (e, i)	24
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Peças em falta ou soltas	3	4	2	24
Cabos e conexões	Cabo CC	Circuito aberto	2	4	3 (e)	24
Painel FV	Painel traseiro	Delaminação	2	4	3 (e)	24

5.8.2. Resultados FMEA: cenário para um sistema FV industrial/comercial

Para o cenário relativo a um sistema FV industrial/comercial, a Tabela 5-14 lista os resultados para o índice RPN de desempenho após análise FMEA.

Numa primeira análise verifica-se que em comparação com o parque fotovoltaico o ranking RPN (desempenho) do cabo CA⁴ e inversor são mais baixos (Tabela 5-14). Isto deve-se principalmente ao uso do inversor de *string*. Quando acontece uma falha neste ou nos cabos e conexões CA, apenas afeta uma parte do sistema. Por outro lado, verifica-se um valor RPN maior, de 8⁵ para 12, nos modos de falha do cabeamento CC, devido à falha ter um maior impacto no desempenho do sistema, apesar de ser mais fácil a sua deteção.

Na Tabela 5-15, FMEA da segurança, verifica-se que, tanto os dois modos de falha do cabo CC como o modo de falha da estrutura de apoio (estrutura partida), apresentam uma descida no ranking RPN de 40 para 30 (curto-circuito), de 24 para 18⁶ (circuito aberto) e 45 para 30, respetivamente. Isto deveu-se à deteção da localização da falha ser agora facilitada pelo uso do inversor de *string*.

⁴ Ver no Anexo C, tabela FMEA industrial/comercial, RPN = 8;

⁵ Ver no Anexo C, tabela FMEA parque fotovoltaico

⁶ Ver Anexo C, tabela FMEA industrial/comercial

Tabela 5-14: FMEA (Desempenho) industrial/comercial. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN (Desempenho)
Inversor	-	Não funcional	4	1	4	16
	-	Funcionamento impróprio	4	2	2	16
Cabos e conexões	Cabo CC	Curto-circuito	2	3	2	12
		Circuito aberto	2	3	2	12
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	3	2	2	12
Transformador	-	Mau funcionamento	1	2	5	10

Tabela 5-15: FMEA (Segurança) industrial/comercial. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN (Segurança)
Cabos e conexões	Cabo CC	Curto-circuito	2	3	5 (i, e, f)	30
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	3	2	5 (i, f)	30
	Proteção de terra e raios	Não funcional	3	2	4 (e, i)	24
Painel FV	Painel traseiro	Delaminação	2	4	3 (e)	24

5.8.3. Resultados FMEA: cenário para um sistema FV residencial

Na Tabela 5-16 encontra-se a FMEA (desempenho) para o cenário residencial. Neste cenário, o modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor é o que tem maior ranking RPN (desempenho), seguindo-se a estrutura de apoio partida e inversor não funcional. Só havendo um inversor, um funcionamento abaixo da sua capacidade irá afetar severamente a produção de energia. Uma falha nos cabos CC ou CA, tem um grande impacto no sistema fotovoltaico pois neste tipo de cenário há apenas duas *strings* CC e um inversor. O mesmo aplica-se à estrutura de apoio. Como é usual os painéis FVs estarem instalados no telhado, verifica-se uma subida⁷ na pontuação da deteção (*D*) em praticamente todos os modos de falha do painel FV devido ao acesso dificultado e menor frequência na verificação visual de falhas nos painéis.

Na FMEA da segurança (Tabela 5-17) verifica-se uma subida⁷ do *ranking* RPN para os modos de falha do painel FV aplicando a mesma explicação da deteção anteriormente referida. Já no cabeamento CC verifica-se uma descida no *ranking* RPN de 30 para 20⁷. Havendo apenas duas *strings* CC quando há um corte de energia num cabo a sua deteção é mais fácil e há grande probabilidade de o inversor emitir um alerta. Havendo uma pior deteção das falhas no painel fotovoltaico, devido a estes ficarem no telhado e consequentemente um acesso difícil, os modos de falhas deste têm um maior valor RPN. O sistema de apoio também apresenta um elevado valor RPN, principalmente pelo acesso difícil e manutenção do sistema de apoio.

⁷ Ver Anexo C, tabela FMEA residencial

Tabela 5-16: FMEA (Desempenho) residencial. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN (Desempenho)
Inversor	-	Funcionamento impróprio	4	2	4	32
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	3	2	5	30
Inversor	-	Não funcional	4	1	5	20
Cabos e conexões	Cabo CC	Curto-circuito	2	2	5	20
		Circuito aberto	2	2	5	20
	Cabo CA	Curto-circuito	2	1	5	10
		Circuito aberto	2	1	5	10
Painel FV	Díodos <i>bypass</i>	Díodo com funcionamento impróprio	1	5	2	10
	Painel traseiro	Delaminação	2	5	1	10
	Encapsulamento	Delaminação	2	5	1	10

Tabela 5-17: FMEA (Segurança) residencial. Modos de falha com maior valor RPN.

Componente	Subcomponente	Modo de falha	O	D	S	RPN (Segurança)
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Peças em falta ou soltas	3	5	2	30
Painel FV	Painel traseiro	Delaminação	2	5	3 (e)	30
Sistema de apoio do painel	Proteção de terra e raios	Não funcional	3	2	4 (e, i)	24

5.9. Discussão dos resultados FMEA

Numa análise geral das várias tabelas FMEA (desempenho), constata-se que o inversor é o componente com maior ranking RPN nos três cenários estudados. Isto deve-se ao inversor ser um componente de grande importância num sistema FV onde uma falha neste conduz a um grande impacto no desempenho do sistema. O uso de inversores de *string* em vez de central, ou micro-inversores, permitiria baixar o ranking RPN, já que uma falha nestes apenas afetará uma parte do sistema.

No cenário industrial/comercial e residencial, uma falha nos cabos e conexões no lado CC tem um impacto significativo no sistema. Tendo as causas principais dos modos de falha, má instalação e conexões erradas, uma correta escolha e instalação destes cabos é essencial para evitar problemas futuros. Usando uma monitorização ao nível da *string*, permitiria reduzir o RPN nos cenários parque FV e industrial/comercial.

Nos painéis fotovoltaicos verifica-se que os modos de falha do encapsulamento, em conjunto com a delaminação do painel traseiro e sujidade do vidro frontal são os que aparecem com maior RPN em todos os cenários. Para mitigar os modos de falha do encapsulamento e painel traseiro sugere-se a compra de painéis com boa qualidade de construção e materiais mais resistentes a problemas de delaminação. Naturalmente, ao transitar de um cenário de grande capacidade para um de menor, a falha num painel vai tendo um impacto cada vez maior no sistema, verificando-se isso no RPN do

cenário residencial. No cenário residencial aparece o modo de falha “Funcionamento impróprio” do díodo *bypass* com um dos maiores RPN no painel fotovoltaico. O uso de otimizadores ou micro-inversor permitiria a sua deteção devido ao díodo ter um grande impacto no desempenho do painel FV (Tabela 5-10).

O modo de falha “Funcionamento impróprio” do transformador aparece nas falhas críticas em todos os cenários onde é usado, devido ao grande impacto no sistema causado por um mau funcionamento. Uma correta monitorização e manutenção do transformador permitiria este funcionar na sua totalidade e prevenir futuras falhas que comprometessem o desempenho do sistema.

Em termos de segurança verifica-se que os modos de falha do sistema de apoio do painel aparecem com elevado ranking RPN em todos os cenários. Os modos de falha “Estrutura partida” e proteção de terra e raios “Não funcional” representam uma severidade alta, pois comprometem seriamente tanto o sistema FV assim como as pessoas. O modo de falha “Curto-circuito” do cabo CC aparece com elevado ranking RPN tanto no cenário parque FV e industrial/comercial. Um cabo danificado, queimado, pode comprometer seriamente o sistema e a segurança dos operadores, através de choques elétricos ou incêndios. No cenário residencial o risco é mitigado pelo fato de só haver duas *strings* o que permite uma rápida deteção. Para uma rápida deteção de falhas nos cabos e conexões CC, sugere-se o uso de monitorização ao nível da *string* (inversores de *string* que monitorizem cada *string* ou no caso dos inversores centrais o uso de caixa de combinação com monitorização de cada *string*). O uso de otimizadores ou micro-inversores iria também permitir uma rápida deteção no cabeamento CC assim como eliminação de tensões altas no cabeamento CC. No painel fotovoltaico aparece a delaminação do painel traseiro como prioridade neste, pelos motivos explicados na secção 5.8.1.

5.10. Criticidade económica das falhas usando um índice CPN (*Cost Priority Number*)

Para perceber o impacto económico das falhas principais num sistema fotovoltaico, a metodologia FMEA revela-se limitada por ser baseada numa análise mais técnica sem providenciar ferramentas necessárias a um cálculo económico.

A Solar Bankability é um projeto fundado pelo programa horizonte 2020 da Comissão Europeia. Neste contexto, de forma a usar um índice similar ao RPN, desenvolveu recentemente um método de cálculo do custo económico de falhas através de um coeficiente designado em inglês, por *Cost Priority Number* (CPN) [94]. Este índice prioriza as falhas a nível de impacto económico no projeto, correspondendo pois ao RPN utilizado no FMEA. O coeficiente CPN irá “traduzir-se” num valor em €/kWp ou em €/kWp/ano, resultando numa estimativa do impacto económico de uma determinada falha. Nesta secção irá-se fazer uma revisão à metodologia CPN assim como apresentar os resultados obtidos pela Solar Bankability.

5.10.1. CPN: Metodologia

O custo total de uma falha (C_{falha}) é dividido em dois tipos de custos: de inatividade ($C_{inatividade}$) e custos de reparação ($C_{reparação}$) (Equação 5.3).

$$C_{falha} = C_{inatividade} + C_{reparação} \quad (5.3)$$

O custo da inatividade ($C_{inatividade}$) reflete o custo associado ao intervalo de tempo desde que o componente falhou até à deteção dessa falha, reflete também o custo do tempo desde que foi detetada a falha até começar a reparação/substituição do componente e, por fim, deve refletir também o custo associado ao tempo de arranjo desse componente até o sistema fotovoltaico voltar a operar normalmente. As etapas que permitem o cálculo do custo por inatividade são os seguintes:

- Cálculo do tempo de inatividade provocado por uma falha específica ($t_{inativ,falha}$) num componente específico é realizado pela expressão (5.4):

$$t_{inativ,falha} = (t_{td} + t_{tr,ts}) \cdot (PD \cdot M) + (t_{arranjo} \cdot M) \quad [\text{horas}] \quad (5.4)$$

Nesta, considera-se o tempo até à deteção da falha (t_{td}), o tempo até à reparação/substituição ($t_{tr,ts}$), isto é, o tempo entre a deteção e a intervenção, e também o tempo para consertar o componente (por exemplo, o tempo que demora a substituir um painel fotovoltaico ou arranjar o inversor). O termo PD representa a perda de desempenho expressa em % e o termo M é um número que considera que a falha pode causar problemas a um nível superior. Um valor M igual a 1 significa que a falha não provoca problemas em outros componentes. Um valor superior a 1 significa que provoca problemas em outros componentes (por exemplo, o roubo do painel afeta a *string* de painéis).

- Cálculo do tempo total de inatividade durante um ano (t_{inativ}) para componentes afetados por uma falha específica (n_{falhas}) (por exemplo, o número de painéis afetados por pontos quentes) [horas/ano]:

$$t_{inativ} = t_{inativ,falha} \cdot n_{falhas,1 \text{ ano}} \quad [\text{horas/ano}] \quad (5.5)$$

- Cálculo do tempo total de inatividade normalizado ($t_{inativ,comp}$) pelo total número de componentes (n_{comp}) (por exemplo, número total de painéis afetados e não afetados de todos os projetos fotovoltaicos na base de dados). A variável $t_{inativ,comp}$ é o tempo de inatividade devido a uma falha específica em todos os componentes e não só os afetados:

$$t_{inativ,comp} = t_{inativ}/n_{comp} \quad [\text{horas/ano}] \quad (5.6)$$

- Cálculo da ocorrência (O_{CPN}) durante um determinado tempo [é expresso em % equivalente à redução de desempenho devido a uma falha específica em todo o conjunto de projetos FV durante um ano]:

$$O_{CPN} = t_{inativ,comp}/t_{ref} \quad (5.7)$$

onde t_{ref} , dado em horas/ano, pode ser o número total de horas equivalentes a um ano ou o número de horas de sol por ano. Assim, O_{CPN} , é um indicador da redução do desempenho de todo o conjunto de projetos FV durante um ano.

- Cálculo das perdas de produção (L) devido à inatividade:

$$L = O_{CPN} \cdot S_{CPN} \quad [\text{kWh}] \quad (5.8)$$

onde S_{CPN} representa a produção total sem falhas de um projeto FV ou todos os projetos FV no portfólio durante um ano.

- Por último, o cálculo do custo da inatividade ($C_{inatividade}$) devido perda de remuneração resultante da perda de produção:

$$C_{inatividade} = L \cdot Ren \quad [\text{Euros}] \quad (5.9)$$

onde Ren representa a remuneração em euros, da energia não produzida que poderia ser usada pela instalação (definido pelo custo da eletricidade) assim como o preço de venda à rede quer por *feed-in tariffs* quer por acordos de venda de energia.

O custo total da reparação ($C_{reparação}$) pode ser repartido em custos de deteção (C_{det}), reparação/substituição ($C_{rep/sub}$), transporte (C_{transp}) e custos de mão de obra (C_{Mdo}):

$$C_{reparação} = [(C_{det} + C_{rep/sub} + C_{transp}) \cdot n_{falhas}] + [C_{Mdo} \cdot t_{arranjo} \cdot n_{falhas}] \quad (5.10)$$

Os custos de deteção (C_{det}) podem incluir inspeção visual, testes em campo, e mesmo opiniões especializadas externas. Os custos de reparação/substituição ($C_{rep/sub}$) cobrem os custos relacionados com a reparação do(s) componente(s) ou a substituição total dos componentes. Os custos de transporte (C_{transp}) englobam o transporte dos componentes e outros custos relacionados com procedimentos de proteção e segurança para o procedimento da reparação. Por fim, têm-se os custos de mão de obra (C_{Mdo}), os quais cobrem os custos relacionados com a mão de obra que vai ser usada durante a reparação e/ou substituição do(s) componente(s).

5.10.2. Definição de custos e resultados da Solar Bankability

No estudo realizado pela Solar Bankability [94], foram analisadas cerca de 1 milhão de falhas de 772 plantas FV (desde residenciais a grandes parques), totalizando 450 MWp com uma média de 3 anos. Tendo todas as informações sobre as ocorrências das falhas em cada componente do sistema FV dos sistemas estudados, utilizaram-se dois cenários de comparação: um cenário seria a falha nunca ser detetada após um ano de operação (Equação 5.11), e o segundo seria a falha ser detetada mas com um intervalo de um mês entre a deteção e intervenção e com um tempo de reparação de até 2 horas (Equação 5.12). Ambos os cenários têm por base as considerações de não haver sistema de

monitorização instalado, não há contrato O&M ou inspeção, não há peças de substituição em *stock*, e além do multiplicador M da relação (5.4) igual a um para não haver uma sobrestimação da inatividade.

- Obtenção do índice CPN para o cenário 1: falha nunca ser detetada após um ano de operação do sistema FV.

$$CPN_{nunca\ detetado} = \frac{(t_{td} \cdot PD \cdot M) \cdot n_{falha}}{n_{comp} \cdot t_{ref}} \cdot S_{CPN} \cdot Ren \quad (5.11)$$

O $CPN_{nunca\ detetado}$ será igual à ao custo da inatividade ($C_{inatividade}$) (Equação 5.9) devido ao impacto económico estar só relacionado com inatividade provocada pela falha. Para obter a Equação 5.11 realizou-se as seguintes etapas:

- 1) A variável (L) da Equação 5.9 foi substituída pela Equação 5.8;
 - 2) A variável (O_{CPN}) da Equação 5.8 foi substituída pela Equação 5.7;
 - 3) A variável ($t_{inativ,comp}$) da Equação 5.7 foi substituída pela Equação 5.6;
 - 4) A variável (t_{inativ}) da Equação 5.6 foi substituída pela Equação 5.5;
 - 5) A variável ($t_{inativ,falha}$) da Equação 5.5 será igual à Equação 5.4 mas só contabilizando o tempo até à deteção da falha (t_{td}), ou seja, as parcelas ($t_{tr,ts}$) e ($t_{tr,ts}$) serão igual a zero.
- Obtenção do índice CPN para o cenário 2: falha detetada imediatamente com uma intervenção após 1 mês e tempo de reparação de até 2 horas.

$$CPN_{falha\ reparada} = \left[\frac{(t_{tr/ts} \cdot PD \cdot M + t_{arranjo} \cdot M) \cdot n_{falha}}{n_{comp} \cdot t_{ref}} \cdot S_{CPN} \right] \cdot Ren + [(C_{det} + C_{rep/sub} + C_{transp}) \cdot n_{falhas}] + [C_{Mdo} \cdot t_{arranjo} \cdot n_{falhas}] \quad (5.12)$$

Já o $CPN_{falha\ reparada}$ será igual ao custo de reparar as falhas ($C_{reparação}$) (Equação 5.10) mais a adição dos custos de inatividade devido ao tempo de espera entre a deteção e o arranjo.

Para obtenção da parcela, da Equação 5.12, dos custos de inatividade devido ao tempo de espera entre a deteção e o arranjo foram realizadas as mesmas etapas de 1) a 5) anteriormente referidas para o cálculo da Equação 5.11, com a diferença de na etapa 5) não ser contabilizado o tempo até à deteção da falha.

Na Figura 5-14, 5-15 e 5-16 constam as falhas com maior impacto económico em painéis fotovoltaicos, em inversores e no cabeamento, respetivamente. Na Tabela 5-18, 5-19, 5-20 constam os valores CPN obtidos no estudo [94] das falhas nos painéis fotovoltaicos, nos inversores e no cabeamento respetivamente. O estudo concluiu que nos painéis (Figura 5-14) a diminuição da produção no cenário da falha nunca ser detetada (durante um ano) tem um impacto muito pequeno em comparação com o arranjo/substituição. O fator dominante nos custos é a de substituição, pois só em alguns casos é possível reparar, como por exemplo limpar a superfície ou mudar o díodo *bypass*. Muitas vezes é preferível substituir a arranjar por questões de garantia.

Verificou-se que as falhas com maior impacto económico no arranjo/substituição no painel fotovoltaico são: má instalação⁸, seguindo de vidro partido, PID, *snail-track*, painel traseiro defeituoso, delaminação do encapsulamento e pontos quentes (Figura 5-14). No entanto, apesar de no cenário da falha nunca ser detetada existir um baixo impacto económico, salientou-se que a perda de desempenho durante os anos vai aumentando, e as falhas poderão originar problemas de segurança no sistema FV (risco de incêndio, choque eléctrico). Neste último cenário a sujidade do painel destacou-se como a falha com maior impacto económico.

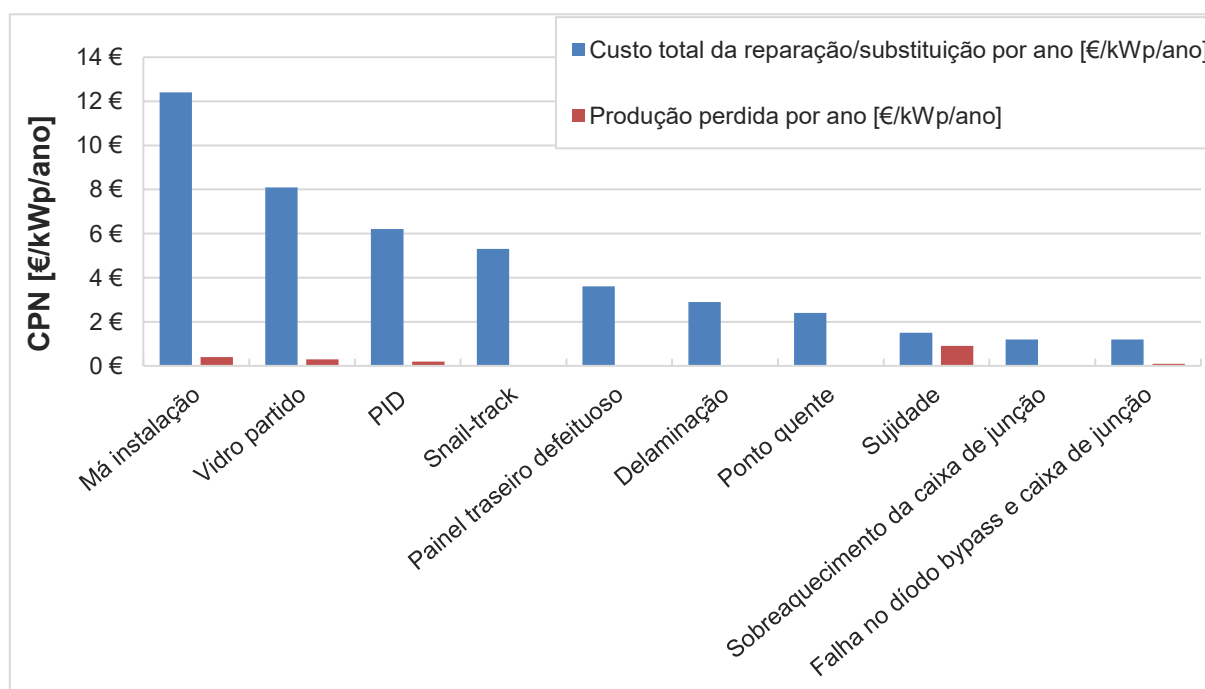


Figura 5-14: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) em painéis fotovoltaicos em todos os cenários FV. Baseado em [94].

Tabela 5-18: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em painéis fotovoltaicos. Baseado em [94].

Falhas	(Cenário 2)	(Cenário 1)
	Custo total da reparação [€/kWp/ano]	Produção perdida [€/kWp/ano]
Má instalação	12,4	0,4
Vidro partido	8,1	0,3
PID	6,2	0,2
Snail-track	5,3	0,0
Painel traseiro defeituoso	3,6	0,0
Delaminação	2,9	0,0
Ponto quente	2,4	0,0
Sujidade	1,5	0,9
Sobreaquecimento da caixa de junção	1,2	0,0
Falha no diodo <i>bypass</i> e caixa de junção	1,2	0,1

⁸ Má instalação inclui falhas como moldura do painel danificada e suporte do painel partido.

No caso dos inversores (Figura 5-15), ao contrário dos módulos, as falhas têm um grande impacto económico na produção se as falhas não forem detetadas. As três falhas com maior impacto económico são: inversor não operacional, seguindo de mensagem de erro e falha na ventoinha e sobreaquecimento. Assim, a reparação do inversor deverá ser feita o mais rapidamente possível, assim que detetada a falha.

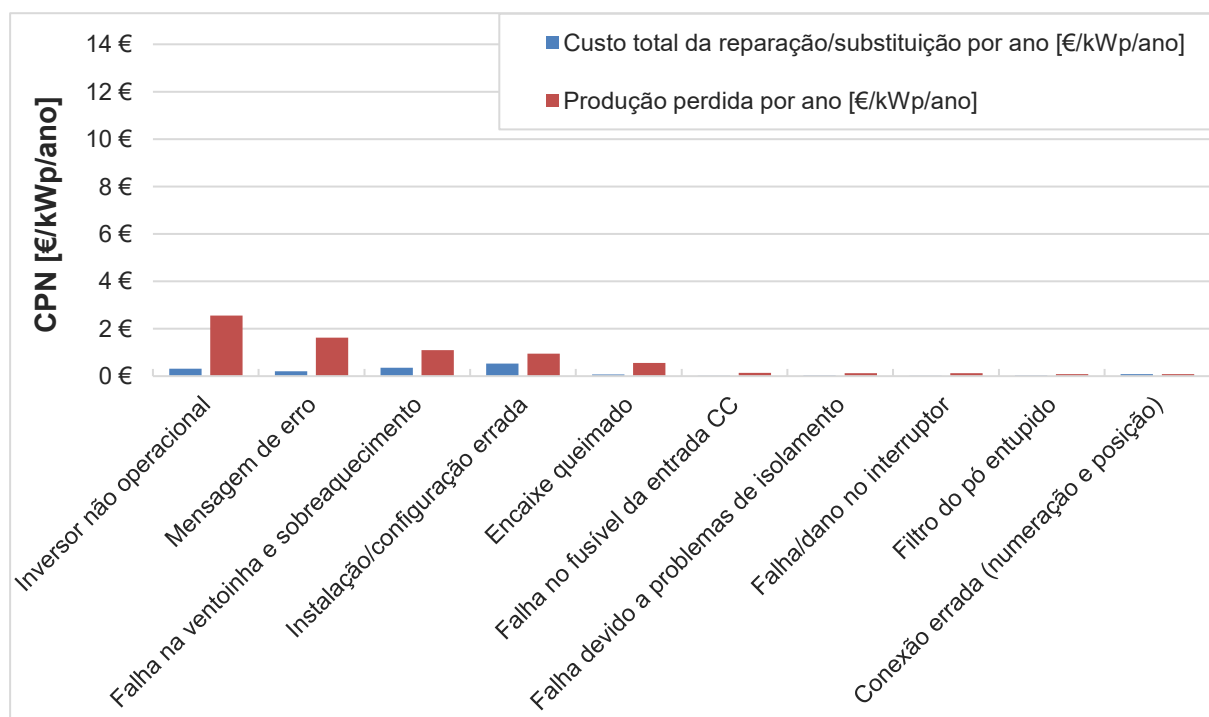


Figura 5-15: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) em inversores em todos os cenários FV. Baseado em [94].

Tabela 5-19: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em inversores. Baseado em [94].

Falhas	(Cenário 2) Custo total da reparação/substituição por ano [€/kWp/ano]	(Cenário 1) Produção perdida por ano [€/kWp/ano]
Inversor não operacional	0,32	2,56
Mensagem de erro	0,21	1,62
Falha na ventoinha e sobreaquecimento	0,35	1,10
Instalação/configuração errada	0,53	0,95
Encaixe queimado	0,07	0,56
Falha no fusível da entrada CC	0,02	0,14
Falha devido a problemas de isolamento	0,03	0,12
Falha/dano no interruptor	0,02	0,12
Filtro do pó entupido	0,03	0,09
Conexão errada (numeração e posição)	0,09	0,08

Além dos painéis e inversores, há falhas nos cabos com grande impacto na produção se não forem detetadas como a má escolha das conexões dos cabos e conectores partidos/queimados (Figura 5-16). A falha com maior custo de reparação/substituição é o cabo errado/ausente.

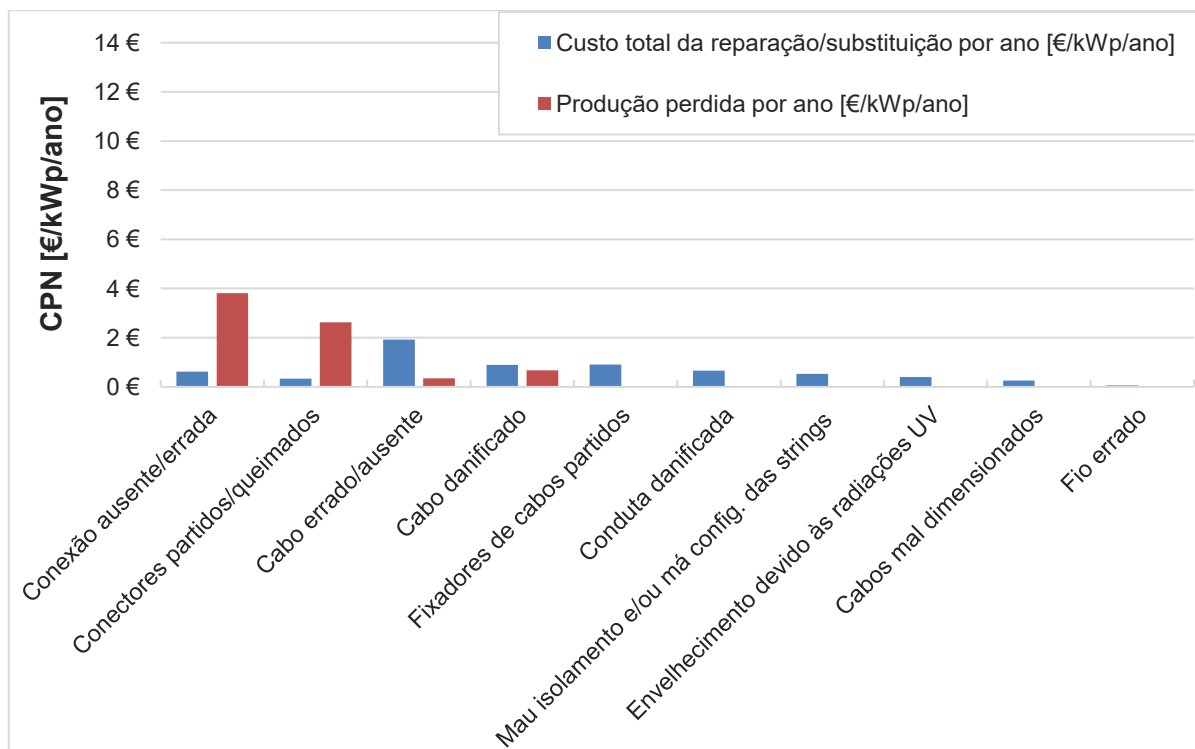


Figura 5-16: CPN, custo de arranjar a falha (azul) e desempenho perdido por não ter sido detetado (vermelho) no cabeamento em todos os cenários FV. Baseado em [94].

Tabela 5-20: Resultados CPN das 10 falhas mais relevantes em cabeamento. Baseado em [94].

Falhas	(Cenário 2) Custo total da reparação/substituição por ano [€/kWp/ano]	(Cenário 1) Produção perdida por ano [€/kWp/ano]
Conexão ausente/errada	0,62	3,81
Conectores partidos/queimados	0,33	2,63
Cabo errado/ausente	1,92	0,35
Cabo danificado	0,89	0,67
Fixadores de cabos partidos	0,91	0,00
Conduto danificada	0,66	0,00
Mau isolamento e/ou configuração das <i>strings</i> errada	0,53	0,00
Envelhecimento devido às radiações UV	0,40	0,01
Cabos mal dimensionados	0,25	0,00
Fio errado	0,06	0,00

Por fim, o estudo fez uma comparação entre o cenário base de perda de produção do módulo devido a uma falha, comparando com o pior cenário de perda de desempenho para o caso de a falha nunca ter sido detetada (Figura 5-17). Na Tabela 5-21 constam os valores CPN obtidos do cenário base e no cenário de pior caso, assim como o valor da perda de desempenho (potência) usado no estudo [94]. A Figura 5-17 demonstra a incerteza do quão uma falha pode afetar o desempenho do sistema FV com a sujidade do painel, sombra, má instalação, PID e vidro partido terem um custo maior que as restantes falhas no pior cenário.

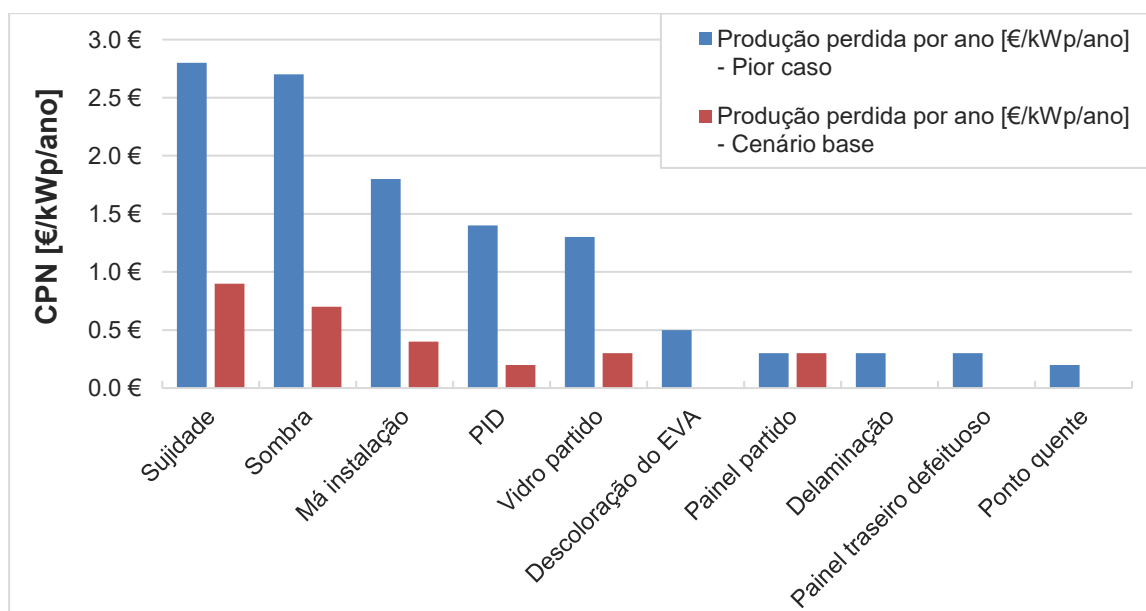


Figura 5-17: Diferenças do cenário base e do cenário do pior caso, do impacto económico da falha em painéis FV, se a falha não for detetada. Baseado em [94].

Tabela 5-21: Valores CPN das falhas nos painéis FV. Cenário base e pior caso se a falha não for detetada. Baseado em [94].

Falhas	Produção perdida por ano [€/kWp/ano]		Perda de potência no painel FV	
	Cenário base	Pior caso	Cenário base	Pior caso
Sujidade	0,9	2,8	10%	30%
Sombra	0,7	2,7	10%	40%
Má instalação	0,4	1,8	5%	20%
PID	0,2	1,4	10%	70%
Vidro partido	0,3	1,3	10%	50%
Descoloração do EVA	0,0	0,5	0%	10%
Painel partido	0,3	0,3	100%	100%
Delaminação	0,0	0,3	1%	30%
Painel traseiro defeituoso	0,0	0,3	1%	20%
Ponto quente	0,0	0,2	2%	20%

Aspetos relacionados com o sistema de monitorização, sistema de armazenamento de peças, documentação, tempo da resolução da garantia/seguradora, o modo de funcionamento da manutenção e operação não foram contabilizados nesta metodologia de cálculo do índice CPN.

Uma otimização do sistema de monitorização de acordo com o cenário inserido pode ser uma das vias para reduzir custos, pois uma monitorização que detete logo a falha, permite uma maior rapidez e planeamento atempado da correção da falha.

Além desses aspetos, o método CPN não considera o perigo que a falha representa para a segurança do sistema FV. O que poderá influenciar na hora, depois de detetada a falha, se é urgente substituir/reparar o componente ou se é razoável prolongar a espera para a intervenção na falha.

6. Custo económico na deteção de falhas – Metodologia e sua aplicação

A metodologia CPN, como referido anteriormente, não tem em conta a monitorização, nem faz distinção entre os vários tipos de inversores usados. Como visto no Capítulo 4, quando ocorre uma falha, os alertas variam dependendo do tipo de inversor/solução de monitorização usada. Há soluções de monitorização que irão alertar imediatamente e outras que não irão alertar. Se a falha não é detetada e alertada atempadamente esta poderá provocar perdas significativas na produção de energia e, como consequência, uma remuneração menor ou menos energia disponível para uso no local de consumo associado ao sistema FV.

Assim, com a metodologia proposta neste capítulo pretende-se calcular os custos na deteção das falhas para um determinado cenário e também uma determinada solução de monitorização. O estudo das características da monitorização e alertas de falhas dos inversores no Capítulo 4, os modos de falha existentes em cada cenário usando a metodologia FMEA, e a análise da metodologia CPN da Solar Bankability no Capítulo 5 permitiu assim o desenvolvimento desta nova metodologia.

Os objetivos deste capítulo serão comparar os custos na deteção de falhas num determinado cenário pelas diversas soluções de monitorização associadas aos inversores, saber que falhas poderão ter um maior impacto económico se não forem detetadas, assim como verificar qual o tipo de solução de inversor que permite um maior retorno financeiro na deteção de falhas.

6.1. Metodologia Custo da Deteção (CDD)

Nesta secção é proposta uma nova metodologia “Custo da Deteção” (CDD) para o cálculo do impacto económico das falhas até à sua deteção usando determinada solução de monitorização para um período de um ano. Todos os aspetos relacionados com custos de pós-deteção, como reparação ou substituição não serão tidos em conta na metodologia que se propõe, focando-se principalmente nos custos até à deteção da falha a partir do sistema de monitorização dos inversores. A metodologia também não tem em conta a manutenção preventiva (como por exemplo inspeção visual).

Tendo por base a metodologia CPN desenvolvida em [94], aplicou-se a mesma lógica de quantificar, em termos de custos, a produção de energia que seria afetada pelas falhas. No entanto, enquanto para aplicar a metodologia CPN, é necessário ter o conhecimento do número de falhas que ocorreram num projeto ou num componente de projetos fotovoltaicos durante um certo período de tempo, a metodologia proposta nesta dissertação pode ser aplicada a qualquer sistema para o qual se tenha conhecimento das taxas de falha de cada componente.

Para o cálculo do impacto económico das falhas usando determinado sistema de monitorização são necessários as seguintes etapas:

- 1) Definir a potência do sistema FV a analisar e a quantidade de cada componente que constitui esse sistema, ou seja: número de inversores e qual a potência de cada um, número de painéis

e respetiva potência unitária, número de *strings*, a potência de cada *string* por inversor, assim como o número de disjuntores, fusíveis e relés empregues.

- 2) Definir a localização do sistema FV e o cálculo da energia anual (Equação 6.1). Utilizar-se-á uma simplificação recorrendo às horas pico de sol diárias durante um ano para planos inclinados (que equivale à inclinação do painel). As horas de pico indicam o número de horas equivalentes a uma irradiância de 1 kW/m² [99]. Por exemplo, Lisboa que, durante num ano, recebe em média 5,34 kWh/m² por dia [100], equivale dizer que recebe 5,34 horas de sol por dia a 1 kW/m². Sabendo o número de horas de pico para planos inclinados do local escolhido e multiplicando pela potência de instalação do sistema, obtém-se a energia anual expectável ($E_{anual\ do\ sistema}$). É tido em conta a eficiência (segundo a norma CENELEC – EN 50530 [101]) do inversor utilizado, desprezando as perdas por cabo. Perdas devido ao *mismatch* não são tidas em conta.

$$E_{anual\ do\ sistema} = P_{CC,STC} \cdot N_{painéis} \cdot h_{pico\ de\ sol/dia} \cdot 365\ dias \cdot \eta_{inversor} \quad (6.1)$$

onde:

- $E_{anual\ do\ sistema}$: Energia produzida pelo sistema anualmente [kWh];
- $P_{CC,STC}$: Potência do painel fotovoltaico (nas condições *Standard Test Conditions*) [kW];
- $N_{painéis}$: Número de painéis fotovoltaicos;
- $h_{pico\ de\ sol/dia}$: Horas pico de sol por dia [horas];
- $\eta_{inversor}$: Eficiência do inversor.

- 3) Cálculo da energia anual de um componente (Equação 6.2). Para calcular o custo do modo de falha de determinado componente do sistema fotovoltaico é necessário saber que energia é produzida ou percorrida nesse componente. A energia anual do componente será igual à energia anual do sistema a dividir pelo número de componentes no sistema fotovoltaico. No cálculo do custo dos modos de falha do circuito CC do sistema FV não é tido em conta a eficiência do inversor.

$$E_{anual\ do\ componente} = E_{anual\ do\ sistema} / N_{componentes} \quad (6.2)$$

onde:

- $E_{anual\ do\ componente}$: Energia percorrida no componente;
- $N_{componentes}$: Número total de componentes afetado pelo modo de falha.

- 4) Cálculo da energia perdida devido à ocorrência do modo de falha num componente (Equação 6.3). Multiplicando a perda de desempenho do componente que o modo de falha provoca com a energia anual que é produzida ou percorrida nesse componente, obtém-se a perda de energia anual num componente provocado pela falha.

$$E_{perdida} = E_{anual\ do\ componente} \cdot PD \quad (6.3)$$

onde:

- $E_{perdida}$: Energia perdida devido ao componente estar com falha [kWh];
- PD : Perda de desempenho provocado pela falha [%].

- 5) Cálculo do nº de falhas num ano num componente (Equação 6.4). Assumindo uma taxa de falha por hora constante ao longo do ano (curva da banheira plana) e sabendo o número de horas anuais de funcionamento do sistema, as quais equivalem ao número de horas de radiação solar num ano, obtém-se a taxa de falha anual de um componente.

$$Falhas\ Anuais_{componente} = \lambda_{por\ hora} \cdot H_{sol} \quad (6.4)$$

onde:

- $Falhas\ Anuais_{componente}$: Taxa de falha anual de um componente;
- $\lambda_{por\ hora}$: Taxa de falha por hora;
- H_{sol} : Horas de radiação solar anual [horas].

- 6) Cálculo do custo do modo de falha em determinado componente (Equação 6.5). O custo do modo de falha vai equivaler ao “dinheiro perdido” por não produzir essa energia (dependendo do tipo de remuneração). Multiplicando os resultados dos passos 3) e 4) com o preço da remuneração e com o número total de falhas anuais determinado componente obtém-se assim o custo anual do modo de falha.

$$C_{falha} = E_{perdida} \cdot Falhas\ Anuais_{componente} \cdot Ren \cdot N_{componentes} \quad (6.5)$$

onde:

- C_{falha} : Custo anual do modo de falha [Euros];
- Ren : Preço da Remuneração [Euros/kWh];

- 7) Cálculo do custo total na deteção das falhas. No Capítulo 4 foi possível verificar que, dependendo do tipo de inversor, à ocorrência de uma determinada falha ocorre um alerta e em outros não. No caso dos inversores de *string*, há inversores que conseguem emitir alertas referente a cada *string*, outros só a cada MPPT ou mesmo só a nível do inversor (isto é, não diferencia as *strings* nem MPPT). Tendo em conta isto, para cada tipo de solução de monitorização é designada uma *Monitorização Base* e uma *Monitorização Adicional*.

Definição “Monitorização Base”: Fazem parte da *Monitorização Base*, falhas que são garantidas que a solução de monitorização detete e alerte independentemente da marca do inversor/solução de monitorização.

Definição “Monitorização Adicional”: Na *Monitorização Adicional* fazem parte as falhas que são detetadas e alertadas só por alguns inversores ou sistema de monitorização.

Assim, se a falha for imediatamente detetada pelo sistema de monitorização considera-se que essa falha não implica custos. O custo total da deteção será o somatório de todos custos dos modos de falha que não são detetados pela monitorização de cada tipo de inversor com a sua *Monitorização Base* ou *Adicional* (Equação 6.6).

$$C_{total_deteção} = \sum C_{falha} \quad (6.6)$$

onde:

- $C_{total_deteção}$: Somatório de todos os custos dos modos de falha num sistema FV.

Sabendo o custo total da deteção dos modos de falha, consegue-se calcular o impacto dos modos de falhas no rendimento anual de um sistema FV usando determinada solução de monitorização. O rendimento anual descontado do custo das falhas pode ser calculado pela seguinte Equação 6.7:

$$RD = (E_{\text{anual do sistema}} \cdot Ren) - C_{\text{total_deteção}} \quad (6.7)$$

onde:

- RD : Rendimento anual descontado do custo das falhas que não foram detetadas.

6.2. Aplicação

Para ilustrar o impacto económico das falhas na sua deteção usando um inversor com *Monitorização Base* ou *Adicional*, o que equivale respetivamente ao pior cenário e melhor cenário, e qual a solução de inversor nos permite um maior retorno de investimento na deteção de falhas, foram analisadas os três cenários com as potências propostas na secção 5.4: 5 kW, 100 kW e 1 MW, os quais correspondem respetivamente a um cenário residencial, industrial/comercial e parque fotovoltaico. Para cada cenário foram consideradas as seguintes soluções de inversor:

Residencial (5 kW)

- Inversor de *string* monofásico;
- Inversor de *string* monofásico com um otimizador por painel;
- Micro-inversor.

Neste cenário não foi considerado a solução inversor de *string* com otimizador por cada dois painéis devido ao custo ser idêntico à solução com um otimizador por painel (Figura 4-6).

Industrial/Comercial (100 kW)

- Inversor de *string* trifásico;
- Inversor de *string* trifásico com um otimizador por painel;
- Inversor de *string* trifásico com um otimizador por cada dois painéis;
- Micro-Inversor.

Parque fotovoltaico (1 MW)

- Inversor de *string* trifásico;
- Inversor de *string* trifásico com um otimizador por painel;
- Inversor de *string* trifásico com um otimizador por cada dois painéis;
- Inversor central;
- Inversor central com caixas de combinação com monitorização de *strings*.

Para cada cenário foram designadas três cidades da Europa onde o sistema está localizado: Lisboa, Roma e Berlim. Como cada país tem a sua política de remuneração para sistemas fotovoltaicos (secção 3.3.2), foram feitas as seguintes considerações/simplificações em cada cenário:

Residencial (5 kW)

- Sistema de auto-consumo com ligação à rede, mas sem injeção na rede para Portugal e Berlim e sistema de *net-metering* para Itália;
- Para Portugal e Berlim, tudo o que é produzido é consumido pela instalação residencial;
- Em todos os países foi considerado que a remuneração seria igual ao preço da energia para instalações residenciais.

Industrial/Comercial (100 kW)

- Para Lisboa tudo o que é produzido é injetado na rede elétrica sob um sistema de remuneração igual à tarifa de referência, e para Berlim, sob um sistema de remuneração FiT (Tabela 3-1);
- Em Itália, tudo o que é produzido é vendido à rede elétrica a preços de mercado de energia. Para o cálculo do preço médio anual foram considerados os preços disponibilizados da *Gestore Servizi Energetici* para o ano 2017, para a região centro-sul de Itália para o esquema “*retiro dedicato*” [102].

Parque fotovoltaico (1 MW)

- Para Itália, é a mesma situação descrita para o cenário industrial/comercial;
- Para Berlim a energia é injetada na rede sob um preço de leilão;
- Em Portugal, o regime de unidades de pequena produção (UPP) só está disponível até sistemas de 250 kW. Assim, considerou-se que seria uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC) no qual 50% da produção era consumido por uma instalação de consumo acoplada ao parque fotovoltaico. A remuneração desse consumo seria igual ao preço de venda de eletricidade para instalações não residenciais [103] e com os restantes 50% injetados na rede elétrica a 90% do preço do mercado energético em Portugal.

Na Tabela 6-1 consta a informação sobre as horas pico de sol para planos inclinados⁹ usando a ferramenta em [100], as horas de radiação solar [104] e o tipo de remuneração¹⁰ considerada para cada país e cenário.

Tabela 6-1: Dados das cidades analisadas (Preços de 2017).

Cidade	Horas pico de sol diárias durante um ano	Horas de radiação solar anual	Remuneração (cenário residencial)	Remuneração (cenário industrial/comercial)	Remuneração (cenário parque fotovoltaico)
Berlim	3,03 h	1 626 h	0,3048 €/kWh [103]	0,1071 €/kWh (1)	0,0491 €/kWh (1)
Lisboa	5,34 h	2 800 h	0,2284 €/kWh [103]	0,095 €/kWh (1)	0,0809 €/kWh (2)
Roma	5,21 h	2 473 h	0,2134 €/kWh [103]	0,0472 €/kWh [102]	0,0472 €/kWh [102]

Legenda:

(1): Valores retirados da Tabela 3-1;

(2): Valor calculado a partir de 90% do preço da energia no mercado em Portugal (0,0525 €/kWh [105]) e do valor de venda de energia para instalações não residenciais (0,1145 €/kWh [103])

⁹ Valores tendo em conta a inclinação ótima disponibilizada pela ferramenta em [100] e usada para Berlim (37°), Lisboa (38°), e Roma (26°), tendo os painéis apontados para Sul.

¹⁰ Preços e sistema de remuneração de 2017.

Do Capítulo 5 retiraram-se os modos de falha, as taxas de falha e as perdas de desempenho provocado por cada modo de falha. Foram feitas as seguintes considerações:

- Tendo já feita a consideração que a taxa de falha para um inversor central e de *string* fossem iguais, realizou-se uma simplificação para a taxa de falha do micro-inversor por falta de dados. A taxa de falha será um quinto da taxa de falha do inversor central/*string*, devido ao micro-inversor possuir normalmente 25 anos de garantia e os inversores centrais e de *string* 5 anos;
- Para o modo de falha “Funcionamento impróprio” do micro-inversor, foi considerada uma perda de potência de 50% [106];
- Não foram consideradas falhas nos otimizadores, devido à inexistência de dados sobre falhas nesses.

Para cada tipo de solução foi designado que falhas são detetadas e alertadas pela *Monitorização Base* e *Adicional* (definido na etapa 7 da secção 6.1). Isto foi possível com os resultados obtidos na secção 4.4. Como se verifica que os inversores centrais detetam de modo igual todas as falhas, não foi designada *Monitorização Adicional* neste caso. Outras considerações foram feitas tanto na *Monitorização Base* como na *Monitorização Adicional*, tais como:

Considerações na *Monitorização Base*:

- Se o inversor possuir um MPPT e uma *string* (no caso dos inversores monofásicos), a deteção dos modos de falhas dos cabos e conexões CC, assim como o modo de falha “Estrutura partida” da estrutura de apoio do painel fotovoltaico, são todos considerados que são detetados pela *Monitorização Base*;
- Nas soluções com um otimizador por painel e micro-inversor, nos modos de falha do painel FV, apenas falhas que provoquem perda de desempenho (potência) maior que 5% é assumido que o sistema deteta, ou seja, é considerado parte da *Monitorização Base*. Já com um otimizador por cada dois painéis é considerado se a perda for maior que 10%;
- Devido à escassa informação disponibilizada sobre alertas dos micro-inversores para o modo de falha “falha a abrir” do relé de proteção, assumiu-se que podem haver micro-inversores que não detetem e alertem.

Considerações na *Monitorização Adicional*:

- Quer para soluções com otimizador por painel ou micro-inversor, havendo pouco informação sobre que alertas estes emitem de falhas em painéis FVs, assume-se que pode haver no mercado algum micro-inversor que detete e alerte falhas no painel FV. Já para a solução de um otimizador para cada dois painéis assume-se novamente que só são detetadas falhas no painel com perda de energia maior a 10%;
- Para uma solução com micro-inversores assume-se que possa existir no mercado algum dispositivo que detete quando o inversor está com funcionamento impróprio, e emitindo o alarme de *derating* devido a uma temperatura elevada de funcionamento ou que existem micro-inversores sem o modo de falha funcionamento impróprio.

Para exemplificar como designar se um modo de falha (do Capítulo 5) é detetado e alertado pela *Monitorização Base* ou *Adicional* do inversor, exemplifica-se na Tabela 6-3 está exemplificado uma análise para o cenário residencial (baixa potência), das respetivas falhas críticas detetadas, além do possível tipo de alarme que o sistema transmite (usando os dados obtidos no estudo dos inversores na secção 4.4). Olhando para o 2º modo de falha da lista (estrutura de apoio do painel FV partida), o qual é um modo de falha que afeta a *string*, só é possível de ser detetado se existir monitorização ao nível da *string*. Como só alguns dos fabricantes de inversores de *string* monofásicos é que possuem monitorização ao nível da *string*, como a ABB, Huawei, SMA e SolarEdge, o alerta desta falha é apenas contemplada na *Monitorização Adicional*. A utilização de optimizador ou micro-inversor independentemente da marca, permite que seja possível a monitorização de cada *string*, fazendo com que essa falha seja alertada pela *Monitorização Base* nesses casos. O mesmo raciocínio é feito para os outros modos de falha.

O Anexo D, lista os modos de falhas que são detetados e alertados pela *Monitorização Base* e *Adicional* usando o mesmo procedimento da Tabela 6-3. O Anexo E, mostra a composição dos sistemas fotovoltaicos, incluindo o preço médio para cada solução de inversor considerado (retirado da secção 4.4.4). De realçar que esse preço apenas inclui: preço médio do inversor mais *data-logger* (se obrigatório), preço do optimizador (se usado) e, no caso de um inversor central com caixa de combinação com monitorização de *string*, tem-se em conta o preço dessa caixa de combinação com monitorização. Havendo escassa informação de preços de inversores centrais disponíveis ao público, considerou-se que o seu preço seria similar a um sistema composto por apenas inversores de *string* trifásico.

Para a eficiência de cada tipo de inversor foi calculada a média das eficiências (segundo a norma Europeia) dos inversores estudados na secção 4.4, tendo chegado aos valores listados na Tabela 6-2.

Tabela 6-2: Média das eficiências (norma Europeia) dos inversores estudados na secção 4.4.

Eficiência Europeia do inversor	
Inversor de <i>string</i> monofásico (5 kW)	97,1%
Inversor de <i>string</i> monofásico (5 kW) com optimizador	97,3%
Inversor de <i>string</i> trifásico (25 kW)	98,1%
Inversor de <i>string</i> trifásico (25 kW) com optimizador	98,1%
Micro-Inversor (300 W)	95,7%
Inversor Central (1 MW)	98,4%

Tabela 6-3: Alertas de falhas com *Monitorização Base* e *Adicional* dos inversores estudados na secção 4.4, no cenário residencial (modos de falha críticos da secção 5.8.3).

Modos de falha críticas Residencial		Inversor <i>string</i> monofásico				Inv. <i>string</i> monofásico com optimizador				Micro-inversor			
		Monitorização		Alarme	Marcas que alertam	Monitorização		Alarme	Marcas que alertam	Monitorização		Alarme	Marcas que alertam
Componente	Modo de falha	Base	Adicional			Base	Adicional			Base	Adicional		
Inversor	Funcionamento impróprio	Não	Sim	Derating devido a uma temperatura elevada	ABB; Fronius; SMA	Não	Sim	Derating devido a uma temperatura elevada	ABB; Fronius; SMA	Não	Sim	Derating devido a uma temperatura elevada	(1)
Estrutura de apoio do painel FV	Partida	Não	Sim	Baixa produção de energia	ABB; Huawei; SolarEdge; SMA	Sim	-	Baixa produção de energia	ABB; Huawei; SolarEdge; SMA – Todos os optimizadores	Sim	-	Baixa produção de energia	Todas
Inversor	Não funcional	Sim	-	Falha interna	Todas	Sim	-	Falha interna	Todas	Sim	-	Falha interna	Todas
Cabos e conexões CA	Curto-circuito	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas
	Circuito aberto	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas	Sim	-	Sem sinal de tensão	Todas
Cabos e conexões CC	Curto-circuito	Não	Sim	Baixa produção de energia	ABB; Huawei; SMA	Sim	-	Baixa produção de energia	-ABB; Huawei; SMA – Todos os optimizadores	Sim	-	Baixa produção de energia	Todas
				Arco elétrico	ABB; Solis; SolarEdge			Arco elétrico	ABB; Solis; SolarEdge; Sungrow				
	Circuito aberto	Não	Sim	Baixa produção de energia	ABB; Huawei; SMA	Sim	-	Baixa produção de energia:	ABB; Huawei; SMA – Todos os optimizadores	Sim	-	Baixa produção de energia	Todas
Díodos <i>bypass</i>	Díodo com funcionamento impróprio (C.C. ou C.A.)	Não	Não	-	-	Sim	-	Falha no díodo <i>bypass</i>	Todos os optimizadores	Sim	-	Desempenho abaixo do esperado	Todas
Encapsulamento	Delaminação	Não	Não	-	-	Sim	-	Desempenho abaixo do esperado	Todos os optimizadores	Sim	-	Desempenho abaixo do esperado	Todas
Painel traseiro	Delaminação					Não	Sim			(1)			
Estrutura de apoio do painel FV	Peças em falta ou soltas	Não	Não	-	-	Não	Não	-	-	Não	Não	-	-
Proteção terra e raios	Não funcional	Não	Sim	Falha no isolamento	Todos exceto GWL	Sim	-	Falha no isolamento	Todas exceto GWL	Sim	-	Falha no isolamento	Todas

Legenda:

(1): é assumido que existem inversores que detetam a falha

6.3. Resultados

A Tabela 6-4 lista, para um sistema de 100 kW, os custos associados a cada componente para um intervalo de tempo de um ano de funcionamento do sistema FV entre o funcionamento incorreto do componente e a sua deteção para um sistema de 100 kW, usando inversores de *string* trifásicos, em Lisboa. Para se estimar aos valores do custo da deteção de cada modo de falha foi aplicada a metodologia da secção 6.1.

Tabela 6-4: Custos associados ao intervalo de tempo (1 ano) entre a avaria dum componente até à sua deteção através da *Monitorização Base e Adicional*. Exemplo de sistema de 100 kW usando inversores de *string* trifásicos em Lisboa. Os três modos de falha que apresentam o custo mais elevado, estão realçados a cor “laranja”.

Sistema de 100 kW com inversor <i>string</i> trifásico em Lisboa								
Componentes	Modo de Falha	Falhas anuais	Custo (Euros)	Perda desempenho	Alerta de falha		Custo na deteção	
					Monit. Base	Monit. Adicional	Monit. Base	Monit. Adicional
Células FV	Pontos quentes	0,0002	13 cêntimos	4%	Não	Não	13 cêntimos	13 cêntimos
	<i>Snail-Track</i>	0,0004	2 cêntimos	0,30%	Não	Não	2 cêntimos	2 cêntimos
	Célula Quebrada	0,0000	0	3%	Não	Não	0	0
	PID (<i>potential induced degradation</i>)	0,0004	75 cêntimos	9%	Não	Não	75 cêntimos	75 cêntimos
Encapsulamento do painel	Descoloração EVA	0,0095	53 cêntimos	0,30%	Não	Não	53 cêntimos	53 cêntimos
	Delaminação	0,0019	3 €	7%	Não	Não	3 €	3 €
Vidro Frontal do painel	Sujidade	0,0022	2 €	5%	Não	Não	2 €	2 €
	Fissuras	0,0006	22 cêntimos	2%	Não	Não	22 cêntimos	22 cêntimos
Caixa de Junção do painel	Diodo com funcionamento impróprio	0,0005	3 €	33%	Não	Não	3 €	3 €
	Sobreaquecimento	0,0010	2 €	10%	Não	Não	2 €	2 €
	Partida/má fixada	0,0005	89 cêntimos	10%	Não	Não	89 cêntimos	89 cêntimos
Painel traseiro FV	Delaminação	0,0019	1 €	3%	Não	Não	1 €	1 €
Estrutura de apoio do painel	Estrutura partida	0,0342	638 €	100%	Não	Sim	638 €	0
	Peças em falta ou soltas	0,0342	0	0%	Não	Não	0	0
Proteção de terra e raios	Não funcional	0,0454	0	0%	Não	Sim	0	0
	Inversor de <i>string</i> trifásico	Não funcional	0,2450	4 488 €	100%	Sim	-	0
Cabos e conexões CC	Funcionamento impróprio	0,2450	2 244 €	50%	Não	Sim	2 244 €	0
	Circuito aberto	0,0031	57 €	100%	Não	Sim	57 €	0
Cabos e conexões CA	Curto circuito	0,0031	57 €	100%	Não	Sim	57 €	0
	Circuito aberto	0,0025	45 €	100%	Sim	-	0	0
Fusível	Curto circuito	0,0025	45 €	100%	Sim	-	0	0
	Lento ou falha a abrir	0,0003	0	0%	Não	Sim	0	0
Disjuntor CC	Abre prematuramente	0,0003	6 €	100%	Não	Sim	6 €	0
	Abre prematuramente ou falha a fechar	0,0006	10 €	100%	Sim	-	0	0
Disjuntor CA	Falha a abrir	0,0006	0	0%	Não	Não	0	0
	Abre prematuramente ou falha a fechar	0,0006	108 €	100%	Sim	-	0	0
Relé CA	Falha a abrir	0,0006	0	0%	Não	Não	0	0
	Abre prematuramente	0,0003	63 €	100%	Sim	-	0	0
Transformador	Circuito aberto	0,0004	76 €	100%	Sim	-	0	0
	Curto circuito	0,0004	76 €	100%	Sim	-	0	0
	Mau funcionamento	0,0004	38 €	50%	Não	Não	38 €	38 €
Total							3 053 €	57 €

Para exemplo da aplicação da metodologia, demonstrar-se-á passo a passo os cálculos para o custo do modo de falha “Funcionamento impróprio” dos inversores de *string* trifásicos:

- 1) Dados do sistema fotovoltaico a analisar (Tabela 6-5).

Tabela 6-5: Dados do sistema FV de 100 kW com inversores de *string* trifásicos em Lisboa

Remuneração	0,095 €/kWh
Horas pico de sol média anual (Lisboa)	5,34 horas
Horas de radiação solar anual (Lisboa)	2 800 horas
Nº de inversores de <i>string</i> trifásicos (25 kW)	4
Eficiência do inversor	98,14%
Número de painéis FV (300 W)	336
Perda de desempenho do inversor devido ao modo de falha “Funcionamento impróprio”	50%
Taxa de falha por hora do modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor	$8,75 \cdot 10^{-5}$

- 2) Cálculo da energia anual do sistema fotovoltaico (utilizando a Equação 6.1):

$$E_{\text{anual do sistema}} = 0,3 \text{ kW} \cdot 336 \text{ painéis} \cdot 5,34 \text{ h} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 0,9814 = 192\,815 \text{ kWh} \quad (6.8)$$

- 3) Cálculo da energia anual de um inversor (utilizando a Equação 6.2):

$$E_{\text{anual do inversor}} = E_{\text{anual do sistema}} / 4 \text{ inversores} = 48\,204 \text{ kWh} \quad (6.9)$$

- 4) Cálculo da energia perdida devido à ocorrência do modo de falha num inversor (utilizando a Equação 6.3):

$$E_{\text{perdida}} = E_{\text{anual do inversor}} \cdot 0,50 = 24\,102 \text{ kWh} \quad (6.10)$$

- 5) Cálculo do número de falhas “Funcionamento impróprio” anuais de um inversor (utilizando a Equação 6.4): 423189

$$\text{Falhas Anuais}_{\text{inversor}} = 8,75 \cdot 10^{-5} \cdot 2\,800 \text{ h} = 0,245 \quad (6.11)$$

- 6) Cálculo do custo do modo de falha “Funcionamento impróprio” dos inversores de *string* trifásicos (utilizando a Equação 6.5):

$$C_{\text{falha}} = E_{\text{perdida}} \cdot \text{Falhas Anuais}_{\text{inversor}} \cdot 0,095 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 4 \text{ inversores} = 2\,244 \text{ €} \quad (6.12)$$

Analisando a Tabela 6-4, que corresponde a um sistema FV utilizando inversores de *string*, os modos de falha com o custo mais elevados são: o não funcionamento do inversor e o funcionamento impróprio desse assim como o modo de falha “Estrutura partida” da estrutura de apoio do painel FV.

No entanto, verifica-se que o modo de falha “Não funcional” do inversor é detetado imediatamente pela *Monitorização Base* não apresentando custos na sua deteção. Isto também se verificou em todos os outros tipos de inversor.

Constata-se que os modos de falha “Funcionamento impróprio” do inversor e “Estrutura partida” do suporte do painel FV representam cerca de 95% do custo total na *Monitorização Base*. Observou-se valores próximos nos sistemas de 5 kW e 1 MW para os inversores de *string*, representando

respetivamente, 92% e 94% do custo total da deteção. Isto deve-se ao facto de ambos terem uma taxa de falha maior comparativamente com outros modos de falha e de terem um grande impacto no desempenho quando estas ocorrem.

Nos sistemas FV com inversores de *string* e optimizadores, micro-inversores e inversor central com monitorização de *strings*, o modo de falha “Estrutura partida” é mitigado devido a estas soluções terem monitorização e alertas que permitem distinguir cada *string*, ficando assim o modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor com a maior percentagem de impacto no custo total nesses casos. Só na solução com inversor central o modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor é detetado pela *Monitorização Base* não apresentando qualquer custo na sua deteção, ficando com o modo de falha “Estrutura partida” como o modo de falha com maior custo na deteção.

Verifica-se que, em todas as situações, os modos de falha mais relevantes nos painéis fotovoltaicos é a “Delaminação” do encapsulamento, o funcionamento impróprio do díodo *bypass* e a sujidade do vidro frontal. No entanto, estes têm um custo muito baixo comparativamente aos modos de falha da estrutura do painel e do inversor tendo as falhas no painel o menos impacto no custo total da deteção.

Nos sistemas de 100 kW e 1 MW, na *Monitorização Adicional* verifica-se, para todas as soluções de inversores, o modo de falha com maior custo é o “Mau funcionamento” do transformador. Isto deve-se ao facto do sistema de monitorização dos inversores não dar nenhum alerta em relação ao desempenho do transformador. Uma manutenção adequada e monitorização do transformador permite mitigar este modo de falha. No entanto, é um valor bastante inferior comparativamente aos modos de falhas do inversor e estrutura do painel.

Foi feito uma comparação do rendimento anual descontado do custo da falha se esta não for detetada, para os casos anteriormente referidos, 5 kW, 100 kW e 1 MW (Figura 6-1, 6-2 e Figura 6-3 respetivamente).

Nos cenários de 5 kW e 100 kW verifica-se que em todas as cidades na *Monitorização Base* o inversor de *string* é o que tem menor rendimento e que o micro-inversor é o que permite um maior rendimento (à exceção em Berlim nos 5 kW).

No cenário de 1 MW, o inversor de central, é o que permite maior rendimento na *Monitorização Base* devido ao facto de ser o único tipo de inversor no qual se terá a certeza que dará o alerta quando o inversor está com funcionamento impróprio. A diferença elevada da remuneração de Lisboa para Berlim e Roma tem haver com as diferentes situações de remuneração. Enquanto em Roma considerou-se um sistema de venda à rede e em Berlim um preço de leilão, em Lisboa, considerou-se que metade da energia produzida era consumida por uma instalação e outra metade vendida a 90% do preço de mercado, permitindo no final obter uma remuneração maior que nos dois casos iniciais.

Nos cenários 100 kW e 1 MW não existe diferenças de rendimento usando um optimizador por painel ou a cada dois painéis, devido às falhas do painel fotovoltaico terem um custo negligenciável, o que pode indicar que é preferível optar por optimizador a cada dois painéis em vez de individual devido a ser mais barato a solução de um optimizador para cada dois painéis.

Comparando os rendimentos anuais das três cidades em estudo verifica-se que existe um maior rendimento em Lisboa, devido a ser o local com maior número de horas pico de sol e com uma remuneração que se situa entre as dos outros dois países, à exceção da situação do parque FV.

Verifica-se que em todas as situações, usando uma solução com *Monitorização Adicional*, permite ter sensivelmente o mesmo rendimento anual independentemente da solução de monitorização usada, com o micro-inversor a ter um menor rendimento no geral, devido a ter uma eficiência mais baixa que os outros tipos de inversor. Comparando o ganho económico obtido pelas soluções de passar de uma *Monitorização Base* para *Monitorização Adicional*, a solução com o inversor de *string* foi a que apresentou maiores ganhos na remuneração anual (descontando o custo das falhas não serem detetadas), em média de 8%, 11% e 16% para o cenário residencial (5 kW), industrial/comercial (100 kW) e parque FV (1 MW), respetivamente.

Assim, tendo em conta os modos de falha com maior custo na *Monitorização Base*, para passar de uma *Monitorização Base* para uma *Monitorização Adicional* nas soluções com inversores de *string* ou micro-inversores, recomenda-se:

- No caso das soluções com inversor de *string*, verificar se este emite alerta de produção baixa de energia em cada *string* ou em cada MPPT no caso de possuir uma *string* por MPPT. Isto permite detetar e alertar de imediato o modo de falha “Estrutura partida” do suporte de um painel. Verificar se possui alerta de *derating* devido a uma temperatura ambiente alta junto ao inversor. Isto permite alertar quando o inversor está com um desempenho abaixo do esperado. Se o inversor possuir ventoinhas e estas falharem, o alerta da falha da ventoinha poderá ajudar a prevenir o modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor;
- No caso dos micro-inversores, verificar se a potência do micro-inversor não é afetada pela temperatura ambiente elevada até à temperatura limite de operação. Isto garante que o inversor funcionará na sua potência nominal até à temperatura limite de operação. No caso do micro-inversor possuir *derating*, verificar se emite alerta quando apresenta este estado (*derating*).

No entanto, de notar que, esta metodologia não tem em conta os ganhos de usar um MPPT por painel, isto é, minimizar perdas por *mismatch* ou sombras, o que na realidade poderá existir um maior rendimento anual, no caso dos micro-inversores e inversores de *string* com optimizadores.

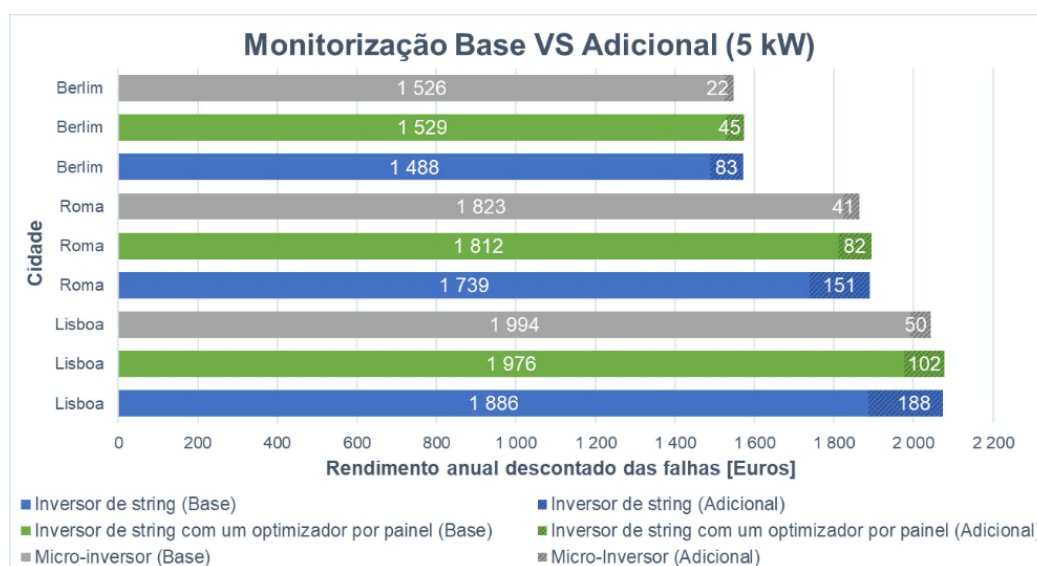


Figura 6-1: Comparativo da *Monitorização Base* e *Adicional* nas soluções estudadas num cenário residencial.

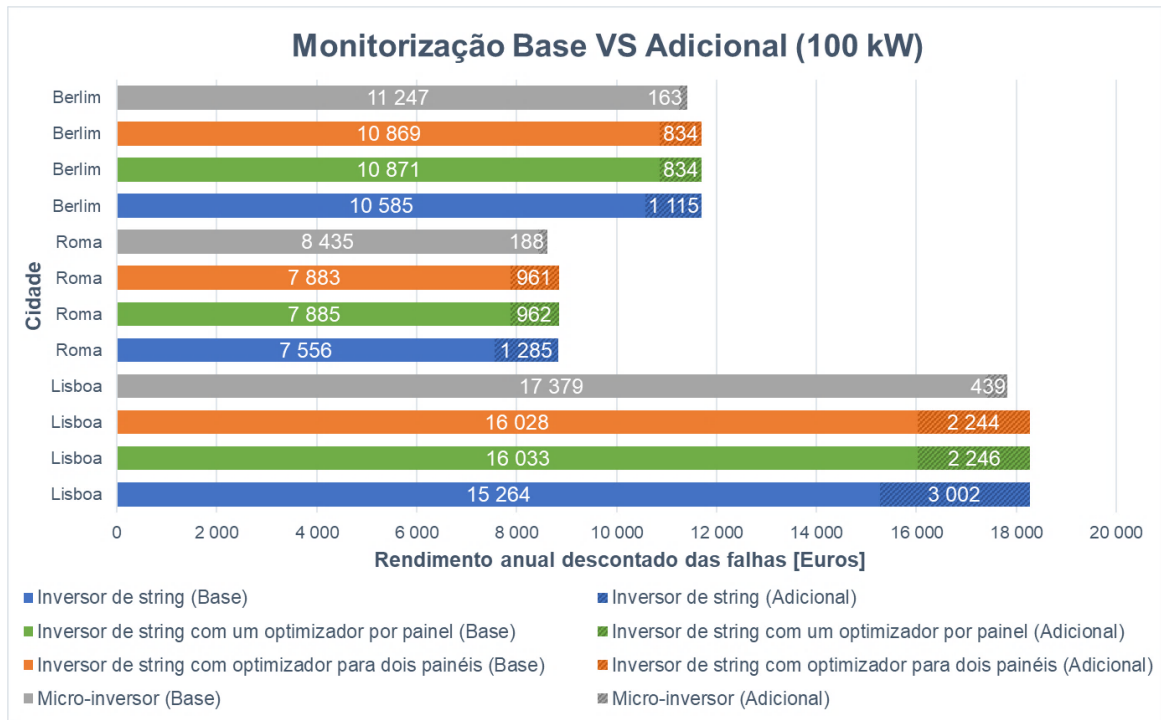


Figura 6-2: Comparativo da *Monitorização Base e Adicional* nas soluções estudadas num cenário industrial/comercial.

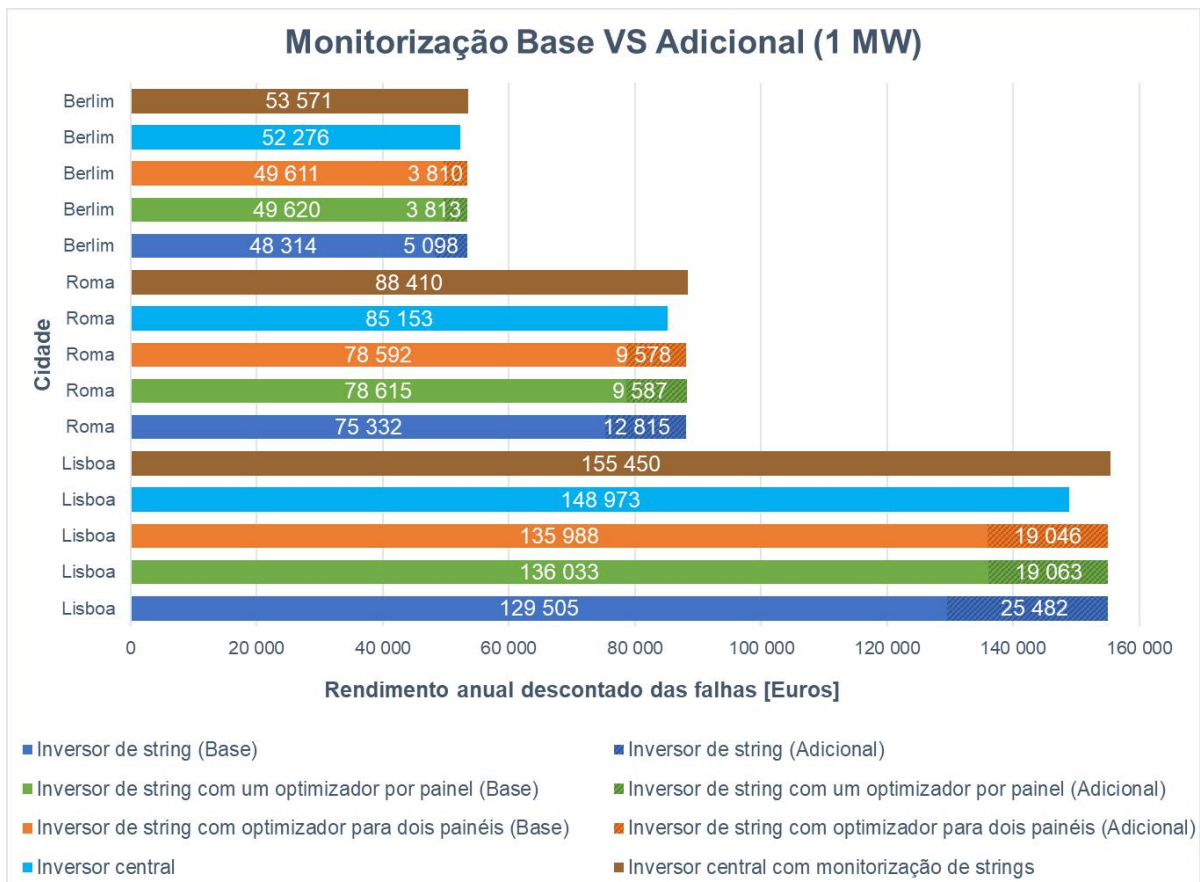


Figura 6-3: Comparativo da *Monitorização Base e Adicional* nas soluções estudadas num cenário parque FV.

6.3.1. Análise económica (Valor Atual Líquido)

Após verificado qual o impacto das falhas numa base anual para cada potência e cidade, e tendo em conta que cada tipo de solução apresentada tem um preço de aquisição, é relevante comparar o desempenho económico dos diferentes tipos de soluções para um período longo. Irá-se comparar o desempenho económico de cada solução e em cada cidade utilizando um indicador de avaliação de projetos/investimentos, o Valor Atual Líquido (VAL).

O Valor Atual Líquido (VAL) tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os fluxos monetários (*cash-flow*) [107]. Por valor atual entende-se, o valor no presente de um determinado fluxo monetário futuro. Para atualizar os *cash-flows* futuros é utilizada uma taxa de desconto. A taxa de desconto poderá incluir [107]:

- O custo de oportunidade de poder aplicar esse dinheiro num outro investimento;
- Taxa de prémio de risco, que envolve o risco relacionado com a conjuntura e evolução económica, financeira, global e políticas do sector do projeto de investimento;
- Taxa de inflação anual.

O VAL é então a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, os chamados fluxos monetários (*cash-flow*), devidamente atualizados durante o período de análise, normalmente correspondente à vida útil do projeto ou a um período de análise (equação 6.13). O investimento inicial é normalmente tido em conta no ano zero e o início do projeto a partir do ano um.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+a)^t} \quad (6.13)$$

Onde:

- n : Vida útil do projeto (ou período de análise);
- CF : *Cash-flow* no ano t (receita anual subtraindo a despesa anual)
- a : Taxa de desconto.

Um VAL positivo significa que o projeto poderá ser viável. Isto permite concluir que os resultados permitem cobrir o investimento inicial, assim como a remuneração mínima exigida pelo investidor (representada pela taxa de desconto) e ainda obter um excedente financeiro. Um VAL negativo indicia uma inviabilidade económica do investimento/projeto. Já um VAL nulo, significa que o investimento inicial foi totalmente recuperado, bem como a remuneração mínima exigida, mas sem excedentes financeiros, tornando a viabilidade do projeto algo incerta.

6.3.2. Considerações no cálculo do VAL

Tendo como objetivo de usar o VAL apenas comparar o desempenho económico dos inversores na deteção de falhas, custos relacionados com a O&M, licenças, taxas, não são considerados. Na rubrica do investimento, apenas é considerado o custo do sistema de monitorização, isto é, o custo dos inversores, optimizadores e caixa de combinação com monitorização de *strings* (se usados). Foi considerado um período de análise de 5 anos. A escolha deste período de análise deve-se ao facto de

a tecnologia fotovoltaica estar em contínuo desenvolvimento, tornando a janela de 25 anos (período de vida útil) extensa para análise e um período de análise a curto-prazo permite verificar qual a solução que poderá originar um retorno do investimento mais rápido. Devido às cidades em estudo inserirem-se em países com estabilidade económica não se fez distinção entre estas na inflação anual do preço da eletricidade e taxa de desconto. No cálculo do *cash-flow* anual foi considerado:

- Inflação anual do preço da eletricidade para instalações residenciais e não residenciais em 2,8%. Valor médio anual de crescimento desde 2008 até 2017 para a União Europeia [108];
- Considerou-se o preço de mercado da energia (de 2017) constante ao longo dos anos para Itália e Portugal, devido ao preço da energia na União Europeia, de 2010 até 2018, ter sido em média constante;
- O preço de leilão de capacidade (de 2017) constante ao longo dos anos para Berlim;
- Os preços de 2017 para a FiT (Berlim) e a tarifa de referência (Lisboa) para o cenário industrial;
- Degradação anual dos painéis fotovoltaicos de 1%, visto que a maioria dos fabricantes garantem 80% do desempenho de fábrica após 25 anos e estatísticas apontam para depreciação média de 0,8%/ano [109];

Considerando, como referência, a taxa de desconto calculada (4,6%) em [110] para uma planta FV de 1 MW em Itália, para o cenário 1 MW em estudo nesta tese, foi usada uma taxa de desconto de 4,6%. Para simplificação e tendo em conta que o risco diminui para investimentos menores, para os cenários industrial/comercial e residencial, foram usadas taxas de 3,6% e 2,6% respetivamente.

6.3.3. Resultados VAL

Tendo em conta as considerações feitas para o cálculo do VAL, não é possível tirar conclusões sobre a viabilidade de um projeto com o uso de um ou outro tipo de solução de monitorização, mas sim, comparar do VAL entre eles, no qual um VAL maior significará que a solução trará um maior retorno financeiro para o mesmo período de análise.

A Tabela 6-6 apresenta os resultados para o cenário residencial de 5 kW. Verifica-se que o inversor de *string* monofásico com *Monitorização Adicional*, é o que permite um maior VAL na deteção de falhas em todas as cidades. Verifica-se também que em todos os casos o micro-inversor é o que tem o VAL mais baixo, tornando a opção do inversor de *string* com optimizadores mais vantajosa para quem deseja monitorização ao nível do painel, independentemente de possuir *Monitorização Base* ou *Adicional*.

Tabela 6-6: Valor Atual Líquido residencial 5 kW (taxa de desconto 2,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.

Valor Atual Líquido (Euros)	Inversor de <i>string</i>	Inv. de <i>string</i> + optimizador	Micro-inversor
Lisboa (<i>Monit. Base</i>)	7 890	7 337	6 592
Lisboa (<i>Monit. Adicional</i>)	8 742	7 801	6 817
Roma (<i>Monit. Base</i>)	7 200	6 568	5 791
Roma (<i>Monit. Adicional</i>)	7 886	6 942	5 972
Berlim (<i>Monit. Base</i>)	6 017	5 239	4 399
Berlim (<i>Monit. Adicional</i>)	6 392	5 443	4 498

Nota: A vermelho está indicado qual a solução com maior VAL para cada cidade.

A Tabela 6-7 apresenta os resultados do VAL para o cenário industrial/comercial de 100 kW. Igualmente ao cenário residencial, o inversor de *string* trifásico é o que possui maior VAL na *Monitorização Adicional* assim como na Base em todas as cidades. Mais uma vez os micro-inversores apresentam o VAL mais baixo em todas as situações.

Tabela 6-7: Valor Atual Líquido industrial/comercial 100 kW (taxa de desconto 3,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.

Valor Atual Líquido (Euros)	Inversor de <i>string</i>	Inversor de <i>string</i> + otimizador	Inversor de <i>string</i> com opt. para dois painéis	Micro-inversor
Lisboa (<i>Monit. Base</i>)	54 576	42 720	48 365	28 301
Lisboa (<i>Monit. Adicional</i>)	67 136	52 115	57 752	30 093
Roma (<i>Monit. Base</i>)	21 579	7 882	13 540	-9 872
Roma (<i>Monit. Adicional</i>)	26 956	11 904	17 559	-9 105
Berlim (<i>Monit. Base</i>)	34 476	20 597	26 256	2 103
Berlim (<i>Monit. Adicional</i>)	39 142	24 087	29 744	2 769

Nota: A vermelho está indicado qual a solução com maior VAL para cada cidade.

A Tabela 6-8 apresenta os resultados do VAL para o cenário de um parque fotovoltaico de 1 MW. Constata-se que nas três cidades, as melhores opções são o inversor central e o inversor de *string* trifásico com *Monitorização Adicional*. Em todas as cidades, o inversor de *string*, com *Monitorização Adicional*, é o que permite maiores ganhos financeiros. No caso de o investidor querer uma monitorização ao nível do painel neste cenário também é preferível optar por optimizadores a cada dois painéis. De notar que a diferença elevada dos valores de Lisboa para Roma e Berlim deve-se ao facto de se ter considerado que metade do que era produzido era consumido por alguma instalação perto parque fotovoltaico e outra metade vendida a 90% do preço de mercado de energia.

Tabela 6-8: Valor Atual Líquido parque fotovoltaico 1 MW (taxa de desconto 4,6%). Só é considerado o investimento dos inversores e remuneração anual descontado do custo da deteção das falhas.

Valor Atual Líquido (Euros)	Inversor de <i>string</i>	Inversor de <i>string</i> com otimizador	Inversor de <i>string</i> com opt. para dois painéis	Inversor central	Inv. central com monit. de <i>strings</i>
Lisboa (<i>Monit. Base</i>)	447 960	325 977	381 923	529 388	527 887
Lisboa (<i>Monit. Adicional</i>)	530 025	405 755	461 630	529 388	527 887
Roma (<i>Monit. Base</i>)	201 955	66 391	122 430	242 992	227 978
Roma (<i>Monit. Adicional</i>)	255 586	106 512	162 516	242 992	227 978
Berlim (<i>Monit. Base</i>)	91 646	-52 193	3 903	108 195	84 947
Berlim (<i>Monit. Adicional</i>)	112 979	-36 234	19 848	108 195	84 947

Nota: A vermelho está indicado qual a solução com maior VAL para cada cidade.

Após a análise da Tabela 6-6, 6-7 e 6-8, conclui-se que a solução de monitorização só com inversores de *string* com *Monit. Adicional*, é a opção que permite maiores ganhos financeiros na deteção de falhas. Quando comparado o inversor de *string* (com *Monit. Adicional*) com o inversor central, têm resultados muito semelhantes. Verifica-se que as soluções com monitorização ao nível do painel, são as menos vantajosas em termos monetários, tendo o micro-inversor como solução menos vantajosa, devido principalmente ao preço elevado de aquisição em comparação com outros inversores.

7. Conclusão

Nesta dissertação foram estudadas as principais características de um sistema fotovoltaico assim como os vários sistemas fotovoltaicos existentes e as suas aplicações, tendo como foco principal nesta tese: aplicação residencial, aplicação industrial/comercial e, por fim, parque fotovoltaico.

Esta tese foi dividida em três etapas principais: estudo do sistema de monitorização dos inversores tendo como foco principal o alerta de falhas em sistemas fotovoltaicos; estudo das falhas em sistemas fotovoltaicos e componentes críticos aplicando a metodologia *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) assim como a revisão da metodologia *Cost Priority Number* (CPN), o qual calcula os custos económicos das falhas; por fim, foi proposta uma metodologia que permite calcular o custo económico na deteção das falhas para cada diferente solução de monitorização (inversores com variadas capacidades de monitorização).

Realizou-se um estudo sobre os sistemas de monitorização dos inversores de 15 empresas que disponibilizam inversores fotovoltaicos, incluindo inversores de empresas líder no sector, como a SMA, Huawei e Sungrow, de inversores de *string* monofásicos (de 2 kW e 5 kW) e trifásicos (de 10 kW, 25 kW e 50 kW), micro-inversores (entre 250 a 500 W) e inversores centrais (de 1 MW), assim como os optimizadores da SolarEdge e Tigo.

De todos os alertas levantados na pesquisa, os inversores centrais foram os que abrangeram, em média, mais alertas: 89% de todos os alertas considerados são contemplados pelo sistema de monitorização dos inversores centrais. Já os inversores de *string* trifásicos abrangeram, em média, 75%. Isto pode ser explicado devido à complexidade operacional do inversor central e de este ser orientado para cenários de grande potência onde é necessário um maior controlo e monitorização do desempenho do parque fotovoltaico devido aos custos envolvidos num projeto deste tipo.

Nesta tese foi possível diferenciar 4 níveis de monitorização: ao nível do inversor, ao nível do *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), ao nível da *string* e ao nível do painel fotovoltaico.

Comparou-se preços entre inversores de *string* sem e com optimizador para cada painel, como também com optimizador para cada dois painéis e, por fim, micro-inversores. Não foi possível incluir os inversores centrais devido aos preços não estarem disponíveis ao consumidor e apenas em canais empresariais. Concluiu-se que o micro-inversor é a solução mais cara em todas as potências estudadas (desde 2 kW até 1 MW) principalmente devido ser obrigatório o uso de *data-logger* para ter acesso remoto à monitorização de falhas. Um sistema de 2 kW composto por micro-inversores é 50% mais caro que um sistema composto por um inversor de *string*, aumentando essa diferença até aos 100 kW e estabilizando a partir desta potência, onde custa 425% a mais que um sistema composto por inversores de *string*. Já no sentido oposto, o inversor de *string* é a solução mais barata em todas as potências, custando em média 290 euros/kW nos 2 kW e estabilizando a partir dos 50 kW em 90 euros/kW. Até sistemas de 10 kW, ambas soluções de inversor com optimizadores têm em média preços semelhantes, o que poderá ser preferível optar por um optimizador por cada painel em vez de um optimizador para cada dois painéis, pois, pelo mesmo preço, permite a monitorização individual de cada painel e reduzir perdas por *mismatch*.

Foi apresentada e aplicada a metodologia FMEA, em três cenários propostos com ligação à rede: um cenário residencial de 5 kWp com inversor de *string*, um cenário industrial/comercial de 100 kWp também com inversores de *string* e, por fim, um cenário de um parque fotovoltaico de 1 MWp com inversor central. Nesta tese foi distinguido a severidade do modo de falha na perda do desempenho (potência) num sistema e a severidade na segurança num sistema e nas pessoas. A FMEA permite ordenar os modos de falha pelo *Ranking Priority Number* (RPN), no qual é a multiplicação do número de 1 a 5 do índice de deteção, ocorrência e severidade do modo de falha.

Numa análise geral das várias tabelas FMEA (desempenho), constata-se que o inversor é o componente mais crítico devido aos modos de falha deste apresentarem o valor RPN mais elevado nos três cenários estudados (exceto um modo de falha no residencial). Isto deve-se ao inversor receber toda energia produzida pelos painéis, o qual uma falha no inversor provoca um grande impacto no desempenho do sistema. Isso aliado a uma taxa de falha elevada, resulta num valor RPN elevado. O modo de falha do inversor “Funcionamento impróprio” cobre falhas que provoquem a diminuição da potência nominal como o *derating* devido a uma temperatura ambiente elevada junto deste. O valor da ocorrência elevado (nível 4) é suportado pela falha “Sobreaquecimento e falha na ventoinha” em inversores ser a terceira maior encontrada em inversores em [94].

No cenário parque fotovoltaico os modos de falha “Funcionamento impróprio” e “Não funcional” do inversor obtiveram um valor RPN de 40 e 20 respetivamente, enquanto modos de falhas de outros componentes ficaram-se pelo valor RPN igual ou menor a 10. Neste cenário para minimizar o valor RPN sugere-se o uso de inversores de *string* de modo a que uma falha no inversor tenha menos impacto no desempenho do sistema.

Já no cenário industrial/comercial assistiu-se uma diminuição do valor RPN para 16 de ambos os modos de falha do inversor devido ao facto de ser usado quatro inversores de *string* o qual uma falha neste terá um impacto menor no sistema FV. No entanto continua a ser o componente mais crítico neste cenário.

No cenário residencial assistiu-se uma subida dos valores RPN do inversor do modo de falha “Funcionamento impróprio” para 32 e “Inoperável” para 20. Neste cenário aparece também o modo de falha “Estrutura Partida” do suporte do painel com um dos mais críticos (RPN = 30) devido ao valor da severidade (nível 5), pois admitiu-se que este modo de falha provoca a perda total da potência da *string* e neste cenário é comum ter apenas uma ou duas *strings*. Neste cenário, como normalmente é usado apenas um inversor de *string* recomenda-se o uso de inversores que forneçam garantias de fiabilidade assim como inversores que garantem a monitorização e alerta de cada *string* (em caso de duas ou mais *strings*).

Analisando as tabelas FMEA (segurança) verificou-se que o sistema de apoio do painel é o componente mais crítico devido a ter vários modos de falha com valor RPN mais alto em todos os cenários. O valor RPN de 45 e 30 da “Estrutura partida” do suporte do painel para o cenário parque FV e industrial/comercial respetivamente, pode ser suportado com os dados obtidos sobre falhas em painéis, no qual, a falha “Má instalação” é a segunda maior falha encontrada em painéis fotovoltaicos em [94] no qual inclui falhas devido ao mau manuseamento na instalação (como por exemplo suporte partido).

No cenário residencial a delaminação do módulo traseiro do painel FV e o modo de falha “Peças em falta ou soltas” têm ambos um RPN igual a 30, devido ao elevado índice na deteção (5). Recomenda-se uma instalação cuidada da estrutura de apoio do painel FV assim como ter uma especial atenção aos encaixes do suporte na inspeção visual.

De seguida foi apresentada e revista a metodologia *Cost Priority Number* (CPN) que calcula o custo económico das falhas. Nos painéis FV destaca-se a grande diferença, na ordem das unidades a dezenas de euros/kW/ano entre o maior custo monetário em reparar os componentes com falha com a falha não ser detetada e reparada durante um ano. No inversor, verifica-se um custo maior, em média de 400%, de a falha não ser reparada durante um ano em comparação de arranjar. No cabeamento verifica-se que as duas falhas com maior custo, se não forem detetadas, estão relacionadas com os conectores e conexões. As falhas com maior custo de reparo estão relacionadas com os cabos.

Foi proposta uma nova metodologia “Custa da Deteção” (CDD) que visa em calcular o custo económico das falhas usando determinada solução de monitorização e assim, comparar o desempenho económico na deteção de falhas entre as várias soluções. Os conceitos *Monitorização Base* e *Monitorização Adicional* foram desenvolvidos durante o estudo para compreender melhor e comparar as alternativas de monitorização. Verificou-se que os modos de falha com maior impacto económico se não forem detetados são: inversor “Não funcional” e “Funcionamento impróprio” do inversor assim como o modo de falha “Estrutura partida” do suporte do painel FV. Comparando o ganho económico obtido pelas soluções de passar de uma *Monitorização Base* para *Monitorização Adicional*, a solução com o inversor de *string* foi a que apresentou maior ganho na remuneração anual (descontando o custo das falhas não serem detetadas), em média de 8%, 11% e 16% para o cenário residencial (5 kW), industrial/comercial (100 kW) e parque FV (1 MW), respetivamente.

Para comparar o desempenho económico dos diferentes tipos de soluções na deteção de falhas foi usado o indicador de avaliação de projeto o valor atual líquido (VAL) para um período de 5 anos e apenas considerando os custos dos inversores e optimizadores, se usados.

No cenário residencial (5 kW) o inversor de *string* é o que apresenta maior VAL e o micro-inversor o menor VAL. A opção do inversor de *string* com optimizadores é a mais vantajosa para quem deseja monitorização ao nível do painel resultando, no pior dos casos (inversor de *string* com *Monitorização Adicional* e inversor de *string* com optimizadores com *Monitorização Base*), em média menos 17 % de retorno financeiro comparando opção de inversores de *string* sem optimizadores.

No cenário industrial/comercial (100 kW) tiraram-se as mesmas ilações do cenário residencial sobre o inversor de *string* e micro-inversor. Verificou-se que a solução com um optimizador para cada dois painéis é a melhor solução com monitorização ao nível do painel, apresentando, no pior dos casos para Lisboa, Roma e Berlim, um menor VAL de 28%, 50%, 33% respetivamente, em comparação com inversor de *string* sem optimizadores.

No cenário parque fotovoltaico (1 MW) constata-se que para as três cidades as melhores opções são o inversor central e o inversor de *string* trifásico com *Monitorização Adicional*.

Verificou-se assim, que uma monitorização constituída só com inversores de *string*, é a que apresenta um maior retorno financeiro em todos os cenários e cidades. Também se verificou que em

todos os cenários a solução com monitorização ao nível do painel que permite maior retorno financeiro é a do inversor de *string* com optimizadores.

Comparando os resultados da metodologia proposta com as tabelas FMEA, verifica-se a mesma tendência de o inversor ser o componente mais crítico no sistema fotovoltaico. De notar que modo de falha “Funcionamento impróprio” do inversor está dependente da temperatura ambiente do local instalado, sendo mais crítico em zonas com maior temperatura ambiente. Para evitar este modo de falha recomenda-se a instalação do inversor em locais que estejam protegidos do sol ou outras fontes de calor assim como seguir a manutenção programada do fabricante do inversor. Inversores que tenham o alerta de *derating* permite saber de imediato esse modo de falha e dar a possibilidade de agir imediatamente. Apesar do modo de falha (não funcionamento) do inversor ser detetado e alertado imediatamente, é essencial ter o conhecimento do alerta o mais rapidamente possível. Assim, acesso remoto ao sistema de alertas é crucial para agir imediatamente.

Como visto também visto nas tabelas FMEA, o sistema de apoio do painel é crítico tanto no desempenho como na segurança. Uma monitorização ao nível da *string* garante que modos de falha no circuito CC, relacionados com uma grande perda de potência e segurança, como o modo de falha do suporte do painel “Estrutura partida”, sejam imediatamente detetados, assim como falhas no cabeamento e conexões CC.

Na revisão do CPN verificou-se que várias falhas estão relacionadas tanto com a má projeção do sistema assim como a má instalação. Uma correta escolha dos componentes do sistema como por exemplo, as conexões dos cabos, assim como o cuidado na instalação dos painéis FV e do suporte do painel irão prevenir futuras falhas, como curtos-circuitos nos cabos e suporte do painel partido.

É importante ressaltar que a metodologia CDD proposta nesta dissertação não pode ser vista como uma ferramenta completa na escolha do tipo do inversor a usar num sistema fotovoltaico, visto apenas contemplar custos relacionados com a deteção das falhas e excluí os custos inerentes à reparação destas. A metodologia também não permite observar quando é que é mais frequente determinada falha acontecer nem tem conta aspetos relacionados com a segurança. No entanto, permite saber em determinada solução de monitorização, qual a abrangência dessa solução na deteção dos modos de falhas assim como os modos de falhas que podem apresentar um maior custo. As tabelas da classificação *Monitorização Base* e *Monitorização Adicional* desenvolvidas nesta metodologia para cada solução de monitorização, permitem ao utilizador o conhecimento dos modos de falhas que são detetados e alertados consoante a monitorização usada.

Como futuro trabalho propõe-se uma sugestão de melhoria à metodologia proposta, que seria rever as probabilidades das falhas com acesso a base de dados mais completas, e avaliar o impacto de uso de diferentes sistemas de monitorização com recurso à simulação de Monte Carlo.

Propõe-se também o estudo aprofundado dos custos associados à reparação de cada modo de falha (manutenção corretiva) assim como os custos relacionados com a manutenção preventiva. A junção do conhecimento do desempenho do sistema de monitorização na deteção das falhas, do custo da reparação do componente com falha, e da probabilidade de ocorrência de determinadas falhas, permitirá realizar uma otimização dos aspetos relacionados com a manutenção, como por exemplo o intervalo de tempo para intervenção corretiva e preventiva.

Bibliografia

- [1] REN21, “Renewables 2018 - Global status report,” [Online]. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf. [Acedido em 2-Abr.-2019].
- [2] International Energy Agency, “Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014 edition,” [Online]. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf. [Acedido em 2-Abr.-2019].
- [3] J. M. Pinto, “Renováveis em mercado,” [Online]. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/2018-10-01-apren-dia-agua-renovaveis-em-mercado-6678.pdf>. [Acedido em 2-Abr.-2019].
- [4] Money Saving Expert, “Government confirms end of payments for new solar panels,” Dezembro 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.moneysavingexpert.com/news/2018/12/government-confirms-end-of-solar-panel-payments/>. [Acedido em 2-Abr.-2019].
- [5] Eventing Milan, [Online]. Disponível em: <https://www.conventionbureaumilano.com/business-tourism-2/solar-energy-in-italy-8-of-the-national-demand/>. [Acedido em 2-Abr.-2019].
- [6] PV insider, “USA PV O&M trends and market outlook,” 2015. [Online]. Disponível em: <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2015/06/213245-393183.pv0615uspvomv3.pdf>.
- [7] Solar Bankability, [Online]. Disponível em: <http://www.solarbankability.org/home.html>. [Acedido em 22-Set.-2018].
- [8] Standard Solar, [Online]. Disponível em: <https://standardsolar.com.au/solar-panels/>. [Acedido em 15-Jun.-2018].
- [9] C. Ancines, L. Soares e A. Krenzinger, “Comparação entre o desempenho de um colector híbrido térmico fotovoltaico com um colector plano e um módulo fotovoltaico convencional,” *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 20, pp. 04.81-04.92, 2016.
- [10] SMA, “PV Inverters - Basic Facts for Planning PV Systems,” [Online]. Disponível em: <https://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/pv-inverters-basic-facts-for-planning-pv-systems.html>. [Acedido em 3-Set.-2018].
- [11] V. Salas, E. Olias, A. Barrado e A. Lazaro, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems,” *Solar energy materials and solar cells*, vol. 90, nº 11, pp. 1555-1578, 2006.
- [12] Tigo, “The Roles of Predictive IV and Impedance Matching in PV Array Optimization,” [Online]. Disponível em: https://support.tigoenergy.com/hc/en-us/article_attachments/203009817/PIV_and_Impedance_Matching_Optimization.pdf. [Acedido em 5-Set.-2018].

- [13] SMA, "Sunny Central 1000CP XT," [Online]. Disponível em: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-central-1000cp-xt.html>. [Acedido em 4-Set.-2018].
- [14] Green Tech Media, "The Evolution of Inverter Design: There's Still More Room for Innovation," 14 Junho 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-evolution-of-inverter-design>. [Acedido em 2-Set.-2018].
- [15] J. Parnell, "Intersolar 2018: Huawei launches three new 1500V string inverters," PV Tech, [Online]. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/news/intersolar-2018-huawei-launches-three-new-1500v-string-inverters>. [Acedido em 10-Set.-2018].
- [16] Yaskawa Solectria Solar, "1,500-volt systems to trend in 2017: Here's what you need to know," [Online]. Disponível em: <https://solectria.com/company/in-the-news/1-500-volt-systems-to-trend-in-2017-heres-what-you-need-to-know/>. [Acedido em 10-Set.-2018].
- [17] J. Svarc, "Huawei Inverter Review," Clean Energy Reviews, 7 Agosto 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/huawei-solar-inverter-review>. [Acedido em 5-Set.-2018].
- [18] Enphase, "Enphase Microinverters," [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/en-us/products-and-services/microinverters/family>. [Acedido em 6-Set.-2018].
- [19] Whole Sale Solar, "SolarEdge P370 Power Optimizer," [Online]. Disponível em: <https://www.wholesalesolar.com/9994967/solaredge/inverter-accessories/solaredge-p370-power-optimizer>. [Acedido em 6-Set.-2018].
- [20] Proud Green Home, "Choose a metal roof for your residential solar panel mounting system," 25 Abril 2014. [Online]. Disponível em: <https://www.proudgreenhome.com/news/choose-a-metal-roof-for-your-residential-solar-panel-mounting-system-2/>. [Acedido em 5-Jul.-2018].
- [21] Esticast, "Micro Inverter Market Revenue Will Reach \$4.3 Billion By 2024," [Online]. Disponível em: <https://www.esticastresearch.com/press-release/micro-inverter-market-forecast>. [Acedido em 10-Set.-2018].
- [22] Helexia, [Online]. Disponível em: <http://www.helexia.eu/en/portfolio/photovoltaic-power-plant-industrial-warehouse-998-kwp/>. [Acedido em 5-Jul.-2018].
- [23] SMA, "Sunny Portal," [Online]. Disponível em: <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>. [Acedido em 10-Jul.-2018].
- [24] A. Reinders, P. Verlinden e A. Freundlich, Photovoltaic solar energy: from fundamentals to applications, John Wiley & Sons, 2017.
- [25] J. Schwartz, "3-Phase String Inverters for Commercial, Industrial and Utility-Scale Projects," Solar Pro, 2017. [Online]. Disponível em: <https://solarprofessional.com/articles/products-equipment/inverters/3-phase-string-inverters-for-commercial-industrial-and-utility>. [Acedido em 10-Set.-2018].
- [26] Wiki-Solar, "What do we mean by utility-scale?," [Online]. Disponível em: <http://wiki-solar.org/data/glossary/utility-scale.html>. [Acedido em 10-Jul.-2018].
- [27] PV Magazine, "Record inverter shipments in 2017, three-phase string inverters overtake central for first time," 6 Abril 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.pv->

- magazine.com/2018/04/06/record-inverter-shipments-in-2017-three-phase-string-inverters-overtake-central-for-first-time/. [Acedido em 10-Set.-2018].
- [28] C. Tjengdrawira e M. Richter, "Review and Gap Analyses of Technical Assumptions in PV Electricity Cost," Public report Solar Bankability WP3 Deliverable D3.1, Julho, 2016.
- [29] National Renewable Energy Laboratory, [Online]. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=su>. [Acedido em 21 Maio 2019].
- [30] M. Richter, C. Tjengdrawira et al., "Technical Assumptions Used in PV Financial Models: Review of Current Practices and Recommendations," IEA PVPS Task 13, Subtask 1., 2017.
- [31] D. Moser et al., "Proceedings of the First Public Workshop Solar Bankability: Technical and Financial Risk Quantification and Assessment," Solar Bankability Deliverable D5.4, 2016.
- [32] E. Vartianinen et al., "PV LCOE In Europe 2014-30," European PV Technology Platform Steering Committee PV LCOE Working Group, final report, 2015.
- [33] T. Couture, K. Kreycik e E. Williams, "A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design", NREL Technical Report," Julho, 2010.
- [34] "Diário da República Eletrónico," [Online]. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/a/58428682>. [Acedido em 10 Maio 2019].
- [35] Res Legal, [Online]. Disponível em: <http://www.res-legal.eu/home/>. [Acedido em 8-Nov.-2017].
- [36] D. Traum, "Renewables Auctions in Germany - Current trends and outlook," em *E-World 2018 Side Event*, 7 of February, 2018.
- [37] C. Whaley, "Best practices in photovoltaic system operations and maintenance 2nd Edition," National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [38] A. Welschhof, "Maintenance management for mitigation of fault and degradation effects in photovoltaic panels – a systematization," Projeto de Engenharia e Gestão da Energia 2, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2017.
- [39] I. De La Vega, "PV Plant Operation and Maintenance," InnoEnergy, 2017.
- [40] A. Dhoke, R. Sharma e T. K. Saha, "Condition Monitoring of a Large-scale PV Power Plant in Australia," em *Power and Energy Society General Meeting*, Boston, MA, United States, 2016.
- [41] B. Chevalley, "Innovative Approaches to Solar PV Plants' Asset Management and O & M through Monitoring," em *AEG Solar Solutions PV GmbH, Intersolar Summit Turkey*, Istambul, 2016.
- [42] A. R. Goscomb, "Development of I-V curves for the systematization and analysis of the most frequent faults in photovoltaic panels," Projeto de Eng. e Gestão da Energia 2, Instituto Superior Técnico, 2016.
- [43] PV europe, "Solar inverter ranking: Huawei, Sungrow and SMA leading," 7 Julho 2018. [Online]. Disponível em: <http://www.pveurope.eu/News/Solar-Generator/Solar-inverter-ranking-Huawei-Sungrow-and-SMA-leading>. [Acedido em 27-Jul.-2018].

- [44] PV Tech, "SMA Solar now facing battle with SolarEdge over inverter revenue rankings in 2018," 10 Maio 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/editors-blog/sma-solar-now-facing-battle-with-solaredge-over-inverter-revenue-rankings-i>. [Acedido em 27-Jul.-2018].
- [45] ABB, "Solar inverters," [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [46] ABB, "Products & Solutions," [Online]. Disponível em: <http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [47] Solar Inverter, [Online]. Disponível em: <http://www.solar-inverter.com/en-GB/index.htm>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [48] Enphase, "Enphase Microinverters," [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/en-uk/products-and-services/microinverters>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [49] KACO, [Online]. Disponível em: <https://kaco-newenergy.com/home/>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [50] ZeverSolar, [Online]. Disponível em: <https://www.zeversolar.com/products/>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [51] Solax, [Online]. Disponível em: <https://www.solaxpower.com/en/home/#>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [52] Solis, [Online]. Disponível em: <http://www.ginlong.com/inverter.html>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [53] EV Power, [Online]. Disponível em: <https://www.ev-power.eu/Micro-Inverters-1/>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [54] ABB, "ABB's award winning solar inverter reduces logistic and installation costs by up to 65 percent," 21 Junho 2018. [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/news/detail/5198/abbs-award-winning-solar-inverter-reduces-logistic-and-installation-costs-by-up-to-65-percent>. [Acedido em 28-Jul.-2018].
- [55] AliExpress, [Online]. Disponível em: <https://pt.aliexpress.com/item/Huawei-8KW-String-Inverter-Module/2052786087.html>. [Acedido em 13 01 2019].
- [56] SMA America, "PV Arc-Fault Circuit Interrupter," [Online]. Disponível em: http://files.sma.de/dl/4246/AFCI_WHITEPAPER_UUS130912.pdf. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [57] ABB, "PVI-STRINGCOMB," [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/monitoring-and-communication/junction-boxes/pvi-stringcomb>. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [58] [Online]. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/18414/SSM-21-DEN1516-V21.pdf>. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [59] SMA, "SMA String-monitor," [Online]. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/26599/SSM-U-DEN1834-V13web.pdf>. [Acedido em 5-Dez.-2018].
- [60] A. Gupta, "Huawei Smart IV Curve Diagnosis," EQ International, 5 Outubro 2017. [Online]. Disponível em: <http://www.eqmagpro.com/huawei-smart-iv-curve-diagnosis-fast-comprehensive-automated-fault-detection-for-pv-modules/>. [Acedido em 29-Jul.-2018].

- [61] Huawei, [Online]. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=6fjyiXGGsx0>. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [62] Tigo, "Premium Solar Monitoring Software," [Online]. Disponível em: <https://www.tigoenergy.com/library/view/Monitoring+Datasheet.pdf/>. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [63] SolarEdge, "Monitoring Platform Mismatch Analysis Report, Application Note," 2018. [Online]. Disponível em: https://www.solaredge.com/sites/default/files/monitoring_platform_mismatch_analysis_report.pdf. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [64] SolarEdge, "Monitoring Platform," [Online]. Disponível em: <https://www.solaredge.com/us/products/pv-monitoring#/>. [Acedido em 29-Jul.-2018].
- [65] Fronius, "Fronius Solar.WEB," [Online]. Disponível em: https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Brochures/SE_BRO_Solar.web_EN_CA.pdf. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [66] ABB, "Solar inverter solutions for building applications - Helping you get more energy out of every day," [Online]. Disponível em: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCB.00139&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [67] SMA, "Sunny portal powered by ennexOS," [Online]. Disponível em: <https://www.sma.de/en/products/monitoring-control/sunny-portal.html#tab-content-243667-4>. [Acedido em 30-Jul.-2018].
- [68] AEConversion, "Advantages of System Monitoring," [Online]. Disponível em: <http://www.aeconversion.de/en/advantages-monitoring.html>. [Acedido em 10-Dez.-2018].
- [69] APsystems, "APsystems Monitoring," [Online]. Disponível em: <https://emea.apsystems.com/products/monitor/>. [Acedido em 10-Dez.-2018].
- [70] International Electrotechnical Commission, "IEC 60812:2006 Analysis Techniques for System Reliability, Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)," International Electrotechnical Commission, 2006.
- [71] E. E. Lewis, Introduction to Reliability Engineering Second Edition, John Wiley & Sons, 1994.
- [72] N. Leão e J. Andrade, "FMEA application and analysis of failures in a trafilagem equipment for establishing maintenance strategies: a case study," *Espacios*, vol. 36, nº 8, p. 1, 2015.
- [73] A. Colli, "Failure mode and effect analysis for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 804-809, 2015.
- [74] G. Zini, C. Mangeant e J. Merten, "Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2334-2340, 2011.
- [75] "IEC 60050 (191) International Electrotechnical Vocabulary, Chapter 191: Dependability and quality of service," International Electrotechnical Commission, 1990.
- [76] A. Colli e R. A. Francis, "Information-based reliability weighting for failure mode prioritization in photovoltaic (PV) module design," em *Probabilistic Safety Assessment and Management*, Honolulu, Hawaii, June, 2014.

- [77] H. C. Liu, em *FMEA Using Uncertainty Theories and MCDM Methods*, Springer, 2016, pp. 3-12.
- [78] SMA, "Potential Induced Degradation (PID) - Technical Information," [Online]. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/7418/PID-TI-UEN113410.pdf>. [Acedido em 18-Mar.-2019].
- [79] S. O. Ojo, "Thermo-visco-elastic modelling of photovoltaic laminates: Advanced shear-lag theory and model order reduction techniques," Tese de doutoramento, Politécnico de Torino, 2016.
- [80] Moroni & Partners, "Some problems discovered in verified plants," [Online]. Disponível em: http://www.moroniepartners.it/en/works/problems_encountered.php. [Acedido em 25-Abr.-2019].
- [81] M. Köntges et al., "Performance and Reliability of Photovoltaic Systems - Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules," IEA PVPS Task 13, 2014.
- [82] C. Peike, K.-A. Weiß e I. Dürr, "Overview of PV module encapsulation materials," January 2013.
- [83] D. C. Miller, M. D. Kempe e J. H. Wohlgemuth, "Discoloration of PV encapsulants," em *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2013.
- [84] M. Skidmore, K. Boyce, J. Crimmins, G. Touloupas e M. Belikoff, "Quality first: an industry-wide discussion of the path forward," Quality Roundtable at Solar Power International, 2017.
- [85] Solar Farm Cleaning, "The importance of clean panels," [Online]. Disponível em: <http://solarfarmcleaning.co.uk/importance-of-clean-panels/>. [Acedido em 23-Abr.-2019].
- [86] Power From Sunlight, "Why Is a Solar Backsheet (PV Backsheet) important in a solar PV panel?," Setembro 2017. [Online]. Disponível em: <https://www.powerfromsunlight.com/why-is-a-solar-backsheet-pv-backsheet-important-in-a-solar-pv-panel/>. [Acedido em 21-Set.-2018].
- [87] Photovoltaic Expert, "The price reduction in the photovoltaic industry endangers the quality and longevity of solar power plants – the daily life of a PV-expert," [Online]. Disponível em: <http://www.photovoltaicexpert.com/quality.php>. [Acedido em 23-Abr.-2019].
- [88] P. Mync, "PV System Ground Faults," Solar Pro, 2009. [Online]. Disponível em: https://solarprofessional.com/articles/operations-maintenance/pv-system-ground-faults?v=disable_pagination&nopaging=1. [Acedido em 21-Set.-2018].
- [89] D. Brearley, "Designing PV Systems for Environmental Extremes," Solar Pro, 2015. [Online]. Disponível em: <https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes>. [Acedido em 23-Abr.-2019].
- [90] Solar Choice, "Solar panel cleaning: Why, how & how often? (Q&A with Lime Solar Cleaning)," Novembro 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-panel-cleaning-why-how-how-often>. [Acedido em 23-Abr.-2019].
- [91] M. Fuhs, "Burnt out, incompatible connectors," PV Magazine, 7 Setembro 2016. [Online]. Disponível em: <https://pv-magazine-usa.com/2016/09/07/burnt-out-incompatible-connectors/>. [Acedido em 23-Abr.-2019].
- [92] M. Lazzaroni, Reliability engineering: basic concepts and applications in ICT, Springer Science & Business Media, 2011.
- [93] M. Rycroft, "Solar PV module faults and failings," *EE Publishers*, 7 September 2016.

- [94] D. Moser, et al., Technical Risks in PV Projects - Report on Technical Risks in PV Project Development and PV Plant Operation, Solar Bankability WP1 Deliverable D1.1 and WP2 Deliverable D2.1, Março, 2016.
- [95] SMA, "Technical Information - Efficiency and Derating," SMA, [Online]. Disponível em: <http://as-iberica.com/wp-content/uploads/download-manager-files/Web/01-INVERSORES/1.%20SMA/2.%20SMA%20SUNNY%20TRIPower%20HIGHPOWER/5.%20INFORMACION%20TECNICA%20ADICIONAL/WirkungDerat-TI-en-44.pdf>. [Acedido em 24-Abr.-2019].
- [96] C. Pariya, "The right decision: grid-connected photovoltaic system together with sma inverters," SMA, October, 2014.
- [97] SolarEdge, "Temperature De-rating - Technical Note (Europe & APAC)," [Online]. Disponível em: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>. [Acedido em 7-Dez.-2018].
- [98] SMA, "Sunny Central 2200," [Online]. Disponível em: https://www.gemenergy.com.au/wp-content/uploads/2017/01/SMA_Central_SC2200-DEN1651-V29web.pdf. [Acedido em 13-Out.-2014].
- [99] Aurora Energy, [Online]. Disponível em: <http://www.aurorasolarenergy.com/average-daily-sun-hours/>. [Acedido em 18-Mar.-2019].
- [100] NASA, [Online]. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Acedido em 19-Mar.-2019].
- [101] CENELEC-EN 50530, "Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters," European Committee for Electrotechnical Standardization, 2010.
- [102] "RITIRO DEDICATO," Gestore Servizi Energetici, [Online]. Disponível em: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/documenti>. [Acedido em 15-Mar.-2019].
- [103] Eurostat Statistics Explained, "Electricity price statistics," [Online]. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics. [Acedido em 24-Jan.-2019].
- [104] Wikipedia, [Online]. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_cities_by_sunshine_duration. [Acedido em 24-Jan.-2019].
- [105] OMIE, "Principales Resultados del Mercado Eléctrico," 2017. [Online]. Disponível em: http://www.omie.es/files/mercado_electrico_2017_esp.pdf. [Acedido em 14-Mar.-2019].
- [106] "Installation and Operation Manual - AEConversion micro-inverters," [Online]. Disponível em: https://www.ifix-solar.info/wp-content/uploads/AEcon/Manual-AEC-INV-EU_EN.pdf. [Acedido em 24-Abr.-2019].
- [107] R. Castro, "Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica," 2º Edição, IST Press, 2012.
- [108] K. Rademaekers et al., "Study on Energy Prices, Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households - Final report," Trinomics, 2018.

- [109] D. C. Jordan, "Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, nº 21, pp. 12-29, 2013.
- [110] F. Salvo, M. Ciuna, M. D. Ruggiero e S. Marchiano, "Economic Valuation of Ground Mounted Photovoltaic Systems," *Buildings*, vol. 7, nº issue 2, p. 54, 2017.
- [111] Alma-solarshop, [Online]. Disponível em: www.alma-solarshop.com. [Acedido em 19-Dez.-2018].
- [112] Photovoltaik-shop, [Online]. Disponível em: <https://www.photovoltaik-shop.com/>. [Acedido em 19-Dez.-2018].
- [113] Ev-power, [Online]. Disponível em: www.ev-power.eu. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [114] Zerohomebills, [Online]. Disponível em: <https://zerohomebills.com>. [Acedido em 20-Dez.-2018].
- [115] Solar energy point, [Online]. Disponível em: <https://www.solarenergypoint.it>. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [116] Photovoltaik4all, [Online]. Disponível em: <https://www.photovoltaik4all.de>. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [117] Auto consumo portugal, [Online]. Disponível em: <http://autoconsumoportugal.pt>. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [118] Knauer Handel Shop, [Online]. Disponível em: <https://knauer-handel-shop.de>. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [119] Renugen, [Online]. Disponível em: <https://www.renugen.co.uk>. [Acedido em 20-Dez.-2018].
- [120] Solar shop, [Online]. Disponível em: www.solarshop.pt/. [Acedido em 20-Dez.-2018].
- [121] Shop Muenchner Solarmarkt, [Online]. Disponível em: <https://www.shop-muenchner-solarmarkt.de>. [Acedido em 26-Dez.-2018].
- [122] Tigo, "Inverter Compliance Letters," [Online]. Disponível em: <https://www.tigoenergy.com/downloads/inverter-compliance-letters/>. [Acedido em 2-Jul.-2018].
- [123] Pvshop, [Online]. Disponível em: <http://pvshop.eu>. [Acedido em 20-Dez.-2019].
- [124] Free clean solar, [Online]. Disponível em: <http://www.freecleansolar.com>, preço convertido da moeda Dólar para Euro, recorrendo ao website www.xe.com. [Acedido em 28-Jan.-2019].

Anexo A

Lista de inversores de *string* monofásicos

Modelos dos inversores de <i>string</i> monofásicos	Eficiência (norma Europeia)	Nº de MPPT	Nº de <i>strings</i> por MPPT	Potência do modelo considerado na secção 5.7	Preço*
ABB UNO-DM-(1.2-3.0)-TL-PLUS-SB	1.2 = 92%; Restante = 95%	1	1	A = 2 kW	2 kW = 684 € [111]
ABB UNO-DM-(3.3-5.0)-TL-PLUS-SB	Restante = 96,5%; 5.0 = 97%	2	1	B = 5 kW	5 kW = 969 € [111]
DELTA Solar inverter H2.5 / H3/ H4A / H5A	2.5-4 = 96,8%; 5 = 98%	1 a 2	1	A = 2,5 kW B = 5 kW	2,5 kW = 568 € [112] 5 kW = 831 € [112]
Fronius GALVO (1.5-3.1kW)	1.5 = 94,5%; 2.0 = 94,9%; 2.5 = 95,2%; 3.0-3.1 = 95,4%	1	3	A = 2 kW	2 kW = 990 € [111]
Fronius Primo (3-8.2kW)	3.0 = 96,1%; 3.5-8.2 = 97,3%	2	2	B = 5 kW	5 kW = 1216 € [111]
GWL/Power SUN-1000G/2000G	92%	1	1	A = 2000 W	2000 W = 305 € [113]
Huawei SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL	2 = 97%; 3 = 97,6% 3.68 = 97,8%; 4 = 97,9%; 4.6-5 = 98%	2	1	A = 2 kW B = 5 kW	2 kW = 788,3€ [112] 5 kW = 1233 € [112]
KACO Blueplanet 3.0 - 5.0 TL1	96,5%	2	1	B = 5 kW	4,6 kW = 1189 € [112]
SMA SunnyBoy 1.5/2.5	1.5 = 96,1%; 2.5 = 96,7%	1	1	A = 2,5 kW	2,5 kW = 599 € [111]
SMA SunnyBoy 3/3.6/4.0/5.0	3.0 = 96,4%; Restante = 96,5%	2	2	B = 5,0 kW	5 kW = 889 € [112]
SolarEdge SE(2200-6000)H	2200 = 98,3%; 3000-4000 = 98,8%; 5000-6000 = 99%	-	-	A = 2200 W B = 5000 W	2,2 kW = 729 € [111] 5 kW = 990 € [111]
SOLAX inverter X1-mini (0.7-2.0)	0.7 = 95%; 1.1 = 95,5%; 1.5 = 96%; 2.0 = 96,5%	1	1	A = 2,0 kW	2 kW = 409 € [111]
SOLAX X1 boost single phase (3.0-5.0)	97%	2	1	B = 5,0 kW	5 kW = 763 € [114]
SOLIS MINI 4G (700-3600)	700-2000 = 96,5%; 2500-3600 = 96,8%	1	1	A = 2000 W	2000 W = 363 € [114]
SOLIS (1P1K-1P5K) 4G Dual MPPT	1-2 = 96,8%; 2.5-3.6 = 97,1%; 4-5 = 97,3%	2	2	B = 5,0 kW	5 kW = 656 € [114]
Zeversolar Zevelution (1000S-3000S)	1000 = 94,4%; 1500 = 96,4%; 2000 = 96,6%; 3000 = 97%	1	1	A = 2000 W	2000 W = 499 € [111]
ZeveSolar Inverter ZL (3680-5000)	96,5%	2	1	B = 5000 W	5 kW = 1025 € [111]

Legenda:

Preço*: Preços incluindo Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA), excluindo custos de transporte e montagem

Lista de Inversores de *string* trifásicos

Modelos dos inversores de <i>string</i> trifásicos	Eficiência (norma Europeia)	Nº de MPPT	Nº de <i>strings</i> por MPPT	Potência do modelo considerado na secção 5.7	Preço*
ABB PVI-(10-12,5)-TL-OUTD-FS-INT	10 = 97,1%; 12.5 = 97,2%	2	2	C = 10 kW	10 kW = 1559 € [111]
ABB TRIO (20/27,6)-TL-OUTD	98%	2	4	D = 27,6 kW	27,6 kW = 3399 € [111]
ABB PVS-50/60-TL	50 = 98,2%; 60=98,4%	3	5	E = 50 kW	50 kW = 3604 € [115]
DELTA SOLAR INVERTER RPI M10A	98%	2	mppt1=2 mppt2=1	C = 10 kW	10 kW = 1564 € [112]
DELTA RPI M(15-20)A_12S 15-20 kW	M15 = 97,9%; M20 = 98,1%	2	1	D = 20 kW	20 kW = 2286 € [112]
DELTA RPI M50A_12S	98,4%	2	5	E = 50 kW	50 kW = 4081 € [116]
FRONIUS SYMO (10-20,0)-3-M	97,3 - 97,8%	2	3	C = 10 kW	10 kW = 2039 € [111]
FRONIUS ECO (25-27)	98%	1	6	D = 25 kW	25 kW = 2738 € [115]
HUAWEI SUN2000 (8-12) KTL	98%	2	2	C = 10 kW	10 kW = 1830 € [117]
HUAWEI SUN2000 (15-28) KTL	15-23 = 98,3%; 28 = 98,4%	3	2	D = 23 kW	23 kW = 2519 € [114]
HUAWEI SUN2000 (33-A, 36, 42) KTL	33 = 98,4%; 36-42 = 98,6%	4	2	E = 42 kW	42 kW = 4260 € [112]
KACO Blueplanet (5.0-10) TL3	97,4 - 97,9%	2	1	C = 10 kW	10 kW = 1719 € [111]
KACO POWADOR (12.0-20) TL3	97,5 - 97,7%	2	2	D = 20 kW	20 kW = 2249 € [111]
KACO POWADOR (39.0-72.0) TL3	39 = 97,8%; 48 = 97,9%; 60 = 97,7%; 72 = 97,8%	3	1 ou 4	E = 50 kW	50 kW = 4590 € [111]
SMA TP (5000-12000) TL-20	5000-12000=97,1-97,9%	2	2	C = 10000 W	10000 W = 1767 € [112]
SMA TP(15000-25000)TL-30	98,1%	2	3	D = 25000 W	25000 W = 2892 € [112]
SMA SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50 kW	97,8%	6	2	E = 50 kW	50 kW = 4879 € [112]
SolarEdge SE(4k-10K)	4-7 = 97,3%; 8-9 = 97,5%; 10 = 97,6%	-	-	C = 10 kW	10 kW = 1619 € [111]
SolarEdge SE(12.5K-27.6K)	12.5-17 = 97,7%; 25-27.6 = 98%	-	-	D = 25 kW	25 kW = 1999 € [111]
SolarEdge SE33.3K	98%	-	-	E = 33 kW	33 kW = 2548 € [114]
SOLAX ZDNY-TL (10000-12000) X3 THREE PHASE	97,6%	2	mppt1=3 mppt2=1	C = 10000 W	10000 W = 1230 € [114]
SOLAX ZDNY-TL (15000-20000) X3 THREE PHASE	97,6%	2	3	D = 20000 W	20000 W = 2306 € [114]
SOLAX X3 (30-36) kW	98,3%	2	4	E = 36 kW	36 kW = 3883 € [117]
SOLIS 3P(5k-10k)-4G	97,5%	2	2	C = 10 kW	10 kW = 1068 € [114]
SOLIS (20-33)K THREE PHASE QUAD MPPT	98,3%	4	2	D = 25 kW	25 kW = 1965 € [114]
SOLIS 50K THREE PHASE QUAD MPPT	98,4%	4	3	E = 50 kW	50 kW = 2896 € [114]
SunGrow (10-12)KTL-M	98,1%	2	1	C = 10 kW	10 kW = 1498 € [116]
SunGrow (15-20)KTL-M	98,3%	2	2	D = 20 kW	20 kW = 2336 € [116]
SunGrow 50KTL-M-20	98,5%	4	3	E = 50 kW	50 kW = 4350 € [118]
ZEVERSOLAR TLC (8000-10000)	97,6%	2	mppt1=2 mppt2=1	C = 10000 W	10000 W = 1690 € [111]
ZEVERSOLAR EVERSOL TLC (10-20) kW	10 = 97,7%; 15-17 = 97,8%; 20 = 97,9%	2	2	D = 20 kW	20 kW = 2080 € [111]
ZEVERSOLAR Zervelution pro 33K	98,2%	2	4	E = 33 kW	33 kW = 2779 € [119]

Legenda:

Preço*: Preços incluindo Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA), excluindo custos de transporte e montagem.

Lista de inversores centrais

Modelos dos inversores centrais	Eficiência (norma Europeia)	Nº de MPPTs	Nº de strings por MPPT	Potência do modelo considerado na secção 5.7
ABB PVS800 central inverter (500-1000kW)	500 = 98,2%; 630 = 98,4%; 875 = 98,5%; 1000 = 98,6%	1	15	1000 kW
KACO Blueplanet (750-1000) TL3 outdoor	98,3%	1	12	1000 kW
SUNNY CENTRAL 500CP XT- 1000CP XT	98,4%	1	9	1000 kW

Lista de Micro-inversores

Modelos dos micro-inversores	Eficiência (Europeia)	Potência do modelo considerado na secção 5.7	Preço*
APSystem (YC250A-YC600A)	95,5%	(YC250A) 250 W	250 W = 132 € [120] 600 W = 235 € [120]
ENPHASE IQ7/IQ7+	96,5%	(IQ7+) 300 W	(IQ7) 250 W = 123 € [114] (IQ7+) 300 W = 137 € [114]
AEConversion INV250-45/315-50/350-60/500-90	250 = 91,4%; 315 = 95%; 350 = 91,8%; 500 = 94%	(INV315-50 EU) 315 W	250 W = 199 € [116] 300 W (INV 315-50) = 169 € [121]
SMA SB 240	95,3%	240 W	240 W = 127 € [116]

Legenda:

Preço*: Preços incluindo Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA), excluindo custos de transporte e montagem.

Lista de optimizadores, data-loggers e caixa de combinação

Optimizadores	Preço	Notas
SolarEdge P300 (300W)	45 € [111]	- Monofásico, nº min e máx. por string (8-25) máx. potência 5700 W; Trifásico, nº min e máx por string (18-50), máx. potência por string 11250 W (12750 W média tensão)
SolarEdge P600 (600W)	53 € [111]	- Um optimizador para dois módulos; Trifásico e a partir de 15 kW, nº por string (13-30), máx. potência por string 11250 W (12750 W media tensão)
Tigo TS4-R-O 375W	56 € [111]	- Só suporta ABB UNO, Fronius, SMA, Huawei trifásicos, Solis, SunGrow, Zeversolar, entre outros [122]; Necessita Tigo Cloud connect e Tigo Gateway
Tigo TS4-R-O DUO 700W	79 € [114]	
Tigo cloud conect set	269 € [111]	- Cloud connect suporta 360 módulos; Inclui um Tigo Gateway
Data-loggers	Preço	Notas
Tigo Gateway	89 € [114]	Suporta 120 módulos FV
Enphase Envoy-S metering	429 € [111]	- Para Enphase IQ7; Suporta 600 micro-inversores
APS ECU-C PLC	387 € [120]	- Data-logger para APSystem YC250
SMA Sunny Multigate	209 € [116]	- Data-logger SMA SB 240; Suporta 16 micro-inversores
AEconversion Powerline Gateway	185 € [123]	- Data-logger para micro-inversores AEconversion
AEconversion Interface Converter USB-485	101 € [123]	- Para comunicar entre o AEconversion Powerline Gateway e computador
Delta Gateway	229 € [111]	- Data-logger para inversores trifásicos Delta; Suporta até 32 inversores
Huawei Smart Logger 1000	390 € [112]	- Data-logger para inversores trifásicos Huawei; Suporta até 80 inversores
Zeversolar ZeverManager	187 € [112]	- Data-logger para inversores trifásicos Zeversolar; Suporta até 50 inversores
Caixa de combinação	Preço	Notas
SMA Central Monitor Combiner box 32 String	6001 € [124]	- Suporta 32 strings

Legenda:

Preço*: Preços incluindo Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA), excluindo custos de transporte e montagem

Anexo B

Tabela B-1: Alertas de falhas nos inversores de *string* monofásicos.

Alertas	Alerta comum a todas as marcas	Inversores de <i>string</i> monofásicos															
		SMA		Huawei	ABB	Fronius		Delta	KACO	Zeversolar		Solis		GWL	SolaX		SolarEdge
Alertas circuito CA		A	B	A+B	A+B	A	B	A+B	B	A	B	A	B	A	A	B	A+B
Tensão/ imped./freq. fora dos limites	Sim	m	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Sem sinal de tensão	Sim	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Falha no relé	Não	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	x	x
Alertas inversor																	
Sobreaquecimento	Sim	m	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Derating devido a uma temperatura elevada	Não	m	m	-	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Falha na ventoinha	Não	na	na	na	x	-	-	na	x	na	na	na	na	-	na	x	na
Falha interna ou Inversor curto-circuitado	Sim	m	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Falha no software	Não	m	m	x	x	x	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	x
Alertas circuito CC																	
Baixa produção de energia	Sim	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Sobretensão	Sim	m	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Falha no isolamento	Não	m	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	x	x	x
Sobrecorrente	Não	m	m	x	x	x	x	-	x	-	-	x	x	x	x	x	x
Fusível quebrado	Não	-	-	-	x*	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corrente de fuga alta	Não	m	m	x	x	-	-	x	x	x	x	x	x	-	x	x	x
Arco elétrico	Não	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-	x
Deteção de falhas por modelo [%]		79	79	71	100	80	73	64	80	64	64	79	79	47	64	71	86

Legenda:

A: Gama de inversor com potência 2 kW;

A+B: Gama de inversor abrange as potências 2 kW e 5 kW;

B: Gama de inversor com potência 5 kW;

m: Informação disponível a partir do *software* de monitorização;

na: Não aplicável;

x*: Disponível em modelos de gama superior;

Tabela B-2: Alertas de falhas nos inversores de *string* trifásicos.

Alertas	Alerta comum a todas as marcas	Inversores de <i>string</i> trifásicos																												
		SMA			Huawei		ABB			Fronius		Delta			KACO			Zeversolar			Solis			SolaX		Sungrow			SolarEdge	
Alertas circuito CA		C	D	E	C+D	E	C	D	E	C+D	C	D	E	C	D	E	C	D	E	C	D	E	C+D	E	C	D	E	C+D+E		
Tensão/impedância /frequência fora dos limites	Sim	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	m	m	x	x		
Sem sinal de tensão	Sim	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Falha no relé	Não	-	-	m	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	x	x	x	m	m	x	x
Alertas inversor																														
Sobreaquecimento	Não	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	m	m	x	x		
Derating devido a uma temperatura elevada	Não	x	x	m	-	-	x	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Falha na ventoinha	Não	-	-	m	-	-	x	x	x	x	na	x	x	x	x	x	x	x	x	na	x	x	x	x	-	-	-	x		
Falha interna ou inversor curto-circuitado	Sim	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	m	m	x	x		
Falha no software	Não	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x		
Alertas circuito CC																														
Baixa produção de energia	Sim	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	m	m	x	x		
Sobretensão	Sim	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	m	m	x	x		
Falha no isolamento	Sim	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	m	m	x	x		
Sobrecorrente	Não	x	x	m	x	x	x	x	x	x	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-	x	x	x	m	m	x	x		
Fusível quebrado	Não	-	-	-	-	-	x*	x*	x*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	x			
Corrente de fuga alta	Sim	x	x	m	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	-	x	x	x	x	x	x	x		
Arco elétrico	Não	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	x	-	-	-	-	x			
Alerta de falhas por modelo [%]		73	73	87	67	73	93	93	93	87	71	73	73	80	80	80	73	73	80	79	53	80	73	67	67	67	73	87		

Legenda:

C: Gama de inversor com potência 10 kW;

D: Gama de inversor com potência 25 kW;

E: Gama de inversor com potência 50 kW;

C+D: Gama de inversor abrange as potências 10 kW e 25 kW;

x*: Disponível em modelos de gama superior;

m: Informação disponível a partir do *software* de monitorização;

na: Não aplicável.

Tabela B-3: Alertas de falhas nos inversores centrais.

Alertas	Alerta comum a todas as marcas	Inversores centrais		
		SMA	ABB	KACO
Alertas circuito CA				
Tensão/impedância/frequência fora dos limites	Sim	x	x	x
Sem sinal de tensão	Sim	x	x	x
Falha no relé	Não	-	x	-
Alertas inversor				
Sobreaquecimento	Sim	x	x	x
Derating devido a uma temperatura elevada	Sim	x	x	x
Falha na ventoinha	Sim	x	x	x
Falha interna ou inversor curto-circuitado	Sim	x	x	x
Falha no software	Sim	x	x	x
Alertas circuito CC				
Baixa produção de energia	Sim	x	x	x
Sobretensão	Sim	x	x	x
Falha no isolamento	Sim	x	x	x
Sobrecorrente	Sim	x	x	x
Fusível quebrado	Sim	x	x	x
Corrente de fuga alta	Sim	x	x	x
Arco elétrico	Não	-	-	-
Alerta de falhas por modelo [%]		87	93	87

Tabela B-4: Alertas de falhas nos micro-inversores.

Alertas	Alerta comum a todas as marcas	Micro-inversores			
		Enphase	AEConversion	APSystem	SMA
Alertas circuito CA					
Tensão/ imped./freq. fora dos limites	Sim	x	x	x	m
Sem sinal de tensão	Sim	x	x	x	m
Falha no relé	nd	nd	nd	nd	m
Alertas inversor					
Sobreaquecimento	nd	nd	nd	nd	m
Derating devido a uma temperatura elevada	nd	na	nd	na	na
Falha na ventoinha	na	na	na	na	na
Falha interna ou inversor curto-circuitado	nd	nd	nd	nd	m
Falha no software	na	na	na	na	na
Alertas circuito CC					
Baixa produção de energia	Sim	x	x	x	m
Sobretensão	nd	nd	nd	nd	m
Falha no isolamento	Sim	x	m	x	m
Sobrecorrente	nd	nd	nd	nd	m
Fusível quebrado	na	na	na	na	na
Corrente de fuga alta	-	-	-	-	-
Arco elétrico	-	-	-	-	-
Alerta de falhas por modelo [%]		-	-	-	75

Legenda:

m: informação disponível a partir do *software* de monitorização;

na: não aplicável;

nd: informação não disponível.

Anexo C

FMEA Parque Fotovoltaico

Componente	Sub-componente	Função	Modo de Falha	Causas	Deteção	Efeitos	O	D	Sd	RPN desempenho	Ss	RPN segurança
Painel FV	Células FV	Convertem radiação solar em energia elétrica	Pontos quentes	- Elevada resistência entre células; Célula sofreu corrente inversa	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	3	1	3	3 (i,e,f)	9
			<i>Snail-track</i>	- Material EVA; Células quebradas; Exposição UV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	4	1	4	2 (i)	8
			Célula quebrada	- Pontos quentes; Transporte; Impactos físicos	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V; UV fluorescência	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	3	1	3	2 (i)	9
			PID (<i>potential induced degradation</i>)	- Condições ambientais e configuração/materiais do sistema	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	5	1	5	1	5
	Encapsulamento	Isolar eletricamente as células, resistir ao calor, humidade e raios UV	Descoloração EVA	- Pontos quentes; Esforços térmicos; Exposição UV	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Delaminação		-Termografia - Medição corrente/ tensão		2	4	1	8	2 (e)	16
	Vidro frontal	Proteção contra eventos meteorológicos, dano físico e entrada de água	Sujidade	- Causas naturais (dejetos, neve, poeira)	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Fissuras	- Má instalação; Pontos quentes; Impactos acidentais; Evento meteorológico	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	4	1	4	2	8
	Díodos <i>bypass</i>	Faz o <i>bypass</i> de células defeituosas ou com sombra	Díodo com funcionamento impróprio	- Material defeituoso; Envelhecimento	- Visual; Curva I-V; Termografia; Medição corrente/ tensão	Saída de energia reduzida; Segurança (incêndio e choque)	1	4	1	4	4 (i)	16
	Caixa de Junção	Possui as conexões do painel FV e os díodos <i>bypass</i> , protegendo estes últimos da humidade	Sobreaquecimento	- Cabos de baixa qualidade/mal conectados; Má soldagem	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Perigo de incêndio	1	5	1	5	3 (i,f)	15
			Partida/má fixada	- Má instalação; Defeito de fabrico; Evento meteorológico extremo	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Perca de isolamento dos díodos; Saída de energia reduzida	1	4	1	4	3 (e)	12
	Painel traseiro	Proteção contra humidade, danos físicos, raios UV	Delaminação	- Esforços térmicos; Impactos acidentais	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão	- Entrada de humidade; Saída de energia reduzida	2	4	1	8	3 (e)	24

Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Suporta o painel fotovoltaico	Estrutura partida	- Eventos meteorológicos extremos; Impactos acidentais; Projeto mecânico inadequado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (risco de danificar o módulo FV); Quebra de cabos	3	3	1	9	5 (i,f)	45	
			Peças em falta ou soltas	- Má instalação; Falta de manutenção	- Visual	- Segurança (risco de colapso)	3	4	-	-	2	24	
	Proteção de terra e raios	Proteção do painel FV de picos de corrente derivado de raios	Não funcional	- Falha no isolante do condutor; Má instalação; Dano físico	- Medição da resistência à terra	- Segurança (choque e incêndio)	3	2	-	-	4 (e,i)	24	
Inversor	-	Converte energia CC em CA	Não funcional	- Instalação errada; Falha na ventoinha e sobreaquecimento; Falha no <i>hardware/software</i>	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	4	1	5	20	1	4	
			Funcionamento impróprio	- Temperatura elevada; Filtro de ar poluído	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	4	2	5	40	1	8	
Cabos e conexões	CC	Conduz a potência dos painéis ao inversor	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado; Conexão errada no inversor	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	4	1	8	3 (e)	24	
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Conexão ou disposição errada dos cabos da <i>string</i> ; Falha na conduta do cabo;	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	4	1	8	5 (i, e, f)	40	
	CA	Conduz a potência do inversor ao transformador	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	5	10	3 (e)	6	
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Falha na conduta do cabo	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	5	10	5 (i, e, f)	10	
Proteção CC	Fusível	Proteção de picos de corrente e corrente inversa	Lento a abrir ou falha a abrir	- Defeitos de fabrico; Projeto inadequado do sistema FV	- Medição corrente/ tensão	- Corrente alta	1	4	1	4	5 (i,f)	20	
			Abre prematuramente			- Não há saída de energia	1	4	1	4	1	4	
	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar			- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	2	4	8	1	8
			Falha a abrir			- Corrente alta	1	4	1	4	5 (i,f)	20	
Proteção CA	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar	- Defeitos de fabrico; Projeto inadequado do sistema FV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	5	
			Falha a abrir			- Corrente alta	1	4	1	4	5 (i,f)	20	
	Relé	Aciona o disjuntor e proteção da interligação	Falha a abrir			- Corrente alta	1	2	1	2	5 (i,f)	10	
			Abre prematuramente			- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1	
Transformador	-	Ligar a tensão do sistema FV à média tensão da rede elétrica	Circuito aberto	- Condições meteorológicas extremas; Envelhecimento	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1	
			Curto-circuito	- Manutenção incorreta; Contaminação do óleo; Sobretensão contínua		- Não há saída de energia; Segurança (perigo de incêndio)	1	1	5	5	3	3	
			Mau funcionamento	- Manutenção incorreta		- Perda de eficiência	1	2	5	10	2	4	

FMEA Industrial/Comercial

Componente	Sub-componente	Função	Modo de Falha	Causas	Deteção	Efeitos	O	D	Sd	RPN desempenho	Ss	RPN segurança
Painel FV	Células FV	Convertem radiação solar em energia elétrica	Pontos quentes	- Elevada resistência entre células; Célula sofreu corrente inversa	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	3	1	3	3 (i,e,f)	9
			Snail-track	- Material EVA; Células quebradas; Exposição UV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	4	1	4	2 (i)	8
			Célula quebrada	- Pontos quentes; Transporte; Impactos físicos	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V; UV fluorescência	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	3	1	3	2 (i)	6
			PID (<i>potential induced degradation</i>)	- Condições ambientais e configuração/materiais do sistema	- Curva I-V; Medição corrente/tensão	- Saída de energia reduzida	1	5	1	5	1	5
	Encapsulamento	Isolar eletricamente as células, resistir ao calor, humidade e raios UV	Descoloração EVA	- Pontos quentes; Esforços térmicos; Exposição UV	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Delaminação		- Termografia; Medição corrente/ tensão		2	4	1	8	2 (e)	16
	Vidro frontal	Proteção contra eventos meteorológicos, dano físico e entrada de água	Sujidade	- Causas naturais (dejetos, neve, poeira)	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Fissuras	- Má instalação; Pontos quentes; Impactos acidentais; Evento meteorológico	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	4	1	4	2	8
	Díodos <i>bypass</i>	Fazem o <i>bypass</i> de células defeituosas ou com sombra	Díodo com funcionamento impróprio	- Material defeituoso; Envelhecimento	- Visual; Curva I-V; Termografia; Medição corrente/ tensão	- Pontos quentes; Saída de energia reduzida; Segurança (incêndio e choque)	1	4	1	4	4 (i)	16
	Caixa de Junção	Possui as conexões do painel FV e os díodos <i>bypass</i> , protegendo estes últimos da humidade	Sobreaquecimento	- Cabos de baixa qualidade/mal conectados; Má soldagem	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Perigo de incêndio	1	5	1	5	3 (i,f)	15
			Partida/má fixada	- Má instalação; Defeito de fabrico; Evento meteorológico extremo	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Perca de isolamento dos díodos; Saída de energia reduzida	1	4	1	3	3 (e)	12
Painel traseiro	Proteção contra humidade, danos físicos, raios UV	Delaminação	- Esforços térmicos; Impactos acidentais	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão	- Entrada de humidade (problemas de corrosão, oxidação); Saída de energia reduzida	2	4	1	8	3 (e)	24	
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Suporta o painel fotovoltaico	Estrutura partida	- Eventos meteorológicos extremos; Impactos acidentais; Projeto mecânico inadequado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (risco de danificar o módulo FV); Quebra de cabos	3	2	2	12	5 (i,f)	30

			Peças em falta ou soltas	- Má instalação; Falta de manutenção	- Visual	- Segurança (risco de colapso)	3	3	-	-	2	18
	Proteção de terra e raios	Proteção do painel FV de picos de corrente derivado de raios ou outros	Não funcional	- Falha no isolante do condutor; Má instalação; Dano físico	- Medição da resistência à terra	- Segurança (choque e incêndio)	3	2	-	-	4 (e,i)	24
Inversor	-	Converte potência CC em CA	Não funcional	- Instalação errada; Falha na ventoinha e sobreaquecimento; Falha no <i>hardware/software</i>	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	4	1	4	16	1	4
			Funcionamento impróprio	- Temperatura elevada; Filtro de ar poluído	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	4	2	2	16	1	8
Cabos e conexões	CC	Conduz a potência dos painéis ao inversor	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado; Conexão errada no inversor	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	3	2	12	3 (e)	18
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Conexão ou disposição errada dos cabos da <i>string</i> ; Falha na conduta do cabo;	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	3	2	12	5 (i, e, f)	30
	CA	Conduz a potência do inversor ao transformador	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	4	8	3 (e)	6
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Falha na conduta do cabo	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	4	8	5 (i, e, f)	10
Proteção CC	Fusível	Proteção de picos de corrente e corrente inversa	Lento a abrir ou falha a abrir	- Defeitos de fabrico; Projeto inadequado do sistema FV	- Medição corrente/ tensão	- Corrente alta	1	4	2	8	5 (i,f)	20
			Abre prematuramente			- Não há saída de energia	1	2	2	4	1	2
	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar		- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	4	4	1	1
Falha a abrir			- Corrente alta	1	4	2	8	5 (i,f)	20			
Proteção CA	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar	- Projeto inadequado do sistema FV; Defeitos de fabrico	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	4	8	1	1
			Falha a abrir			- Corrente alta	1	4	2	8	5 (i,f)	20
	Relé	Aciona o disjuntor e proteção da interligação	Falha a abrir		- Medição corrente/ tensão	- Corrente alta	1	2	2	4	5 (i,f)	10
Abre prematuramente			- Não há saída de energia	1	1	4	4	1	1			
Transformador	-	Ligar a tensão do sistema FV à média tensão da rede elétrica	Circuito aberto	- Condições meteorológicas extremas; Envelhecimento	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1
			Curto-circuito	- Manutenção incorreta; Contaminação do óleo; Sobretensão contínua		- Não há saída de energia; Segurança (perigo de incêndio)	1	1	5	5	3	3
			Mau funcionamento	- Manutenção incorreta		- Perda de eficiência; Incorreta saída de tensão	1	2	5	10	2	4

FMEA Residencial

Componente	Sub-componente	Função	Modo de Falha	Causas	Deteção	Efeitos	O	D	S desempenho	RPN desempenho	S segurança	RPN segurança
Painel FV	Células FV	Convertem radiação solar em energia elétrica	Pontos quentes	- Elevada resistência entre células; Célula sofreu corrente inversa	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	5	1	5	3 (i,e,f)	15
			<i>Snail-track</i>	- Material EVA; Células quebradas; Exposição UV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	5	1	5	2 (i)	10
			Célula quebrada	- Pontos quentes; Transporte descuidado; Impactos físicos	Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão; Curva I-V; UV fluorescência	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (choque, incêndio)	1	5	1	5	2 (i)	10
			<i>PID (potential induced degradation)</i>	- Condições ambientais e configuração/materiais do sistema	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	5	1	5	1	5
	Encapsulamento	Isolar eletricamente as células, resistir ao calor, humidade e raios UV	Descoloração EVA	- Pontos quentes; Esforços térmicos; Exposição UV	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Delaminação		- Termografia; Medição corrente/ tensão		2	5	1	10	2 (e)	20
	Vidro frontal	Proteção contra eventos meteorológicos, dano físico e entrada de água	Sujidade	- Causas naturais (dejetos, neve, poeira)	- Visual; Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- <i>Mismatch</i> ; Saída de energia reduzida	2	4	1	8	1	8
			Fissuras	- Má instalação; Pontos quentes; Impactos acidentais; Evento meteorológico	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	1	5	1	5	2	10
	Díodos <i>bypass</i>	Fazem o <i>bypass</i> de células defeituosas ou com sombra	Díodo com funcionamento impróprio	- Material defeituoso; Envelhecimento	- Visual; Curva I-V; Termografia; Medição corrente/ tensão	- Pontos quentes; Saída de energia reduzida; Segurança (risco de incêndio e choque)	1	5	2	10	4 (i)	20
	Caixa de Junção	Possui as conexões do painel FV e os díodos <i>bypass</i> , protegendo estes últimos da humidade	Sobreaquecimento	- Cabos de baixa qualidade/mal conectados; Má soldagem	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Perigo de incêndio	1	5	1	5	3 (i,f)	15
			Partida/má fixada	- Má instalação; Defeito de fabrico; Evento meteorológico extremo	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Perca do isolamento dos díodos; Saída de energia reduzida	1	5	1	5	3 (e)	15

	Painel traseiro	Proteção contra umidade, danos físicos, raios UV	Delaminação	- Esforços térmicos; Impactos acidentais	- Visual; Termografia; Medição corrente/ tensão	- Entrada de umidade (problemas de corrosão, oxidação); Saída de energia reduzida	2	5	1	10	3 (e)	30
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Suporta o painel fotovoltaico	Estrutura partida	- Eventos meteorológicos extremos; Impactos acidentais; Projeto mecânico inadequado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida ou nula; Segurança (risco de danificar o módulo e/ou string FV); Quebra de cabos	3	2	5	30	5 (i, f)	30
			Peças em falta ou soltas	- Má instalação; Falta de manutenção	- Visual	- Segurança (risco de colapso)	3	5	-	-	2	30
	Proteção de terra e raios	Proteção do painel FV de picos de corrente derivado a raios ou outros	Não funcional	- Falha no isolante do condutor; Má instalação; Demasiada resistência; Dano físico	- Medição da resistência à terra	- Segurança (choque e incêndio)	3	2	-	-	4 (e,i)	24
Inversor	-	Converte potência CC em CA	Não funcional	- Instalação errada; Falha na ventoinha e sobreaquecimento; Falha no hardware/software	- Curva I-V; Medição corrente/tensão	- Não há saída de energia	4	1	5	20	1	4
			Funcionamento impróprio	- Temperatura elevada; Filtro de ar poluído	- Curva I-V; Medição corrente/ tensão	- Saída de energia reduzida	4	2	4	32	1	8
Cabos e conexões	CC	Conduz a potência dos painéis ao inversor	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado; Conexão errada no inversor	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	2	5	20	3 (e)	12
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Conexão ou disposição errada dos cabos da string; Falha na conduta do cabo;	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	2	5	20	5 (i, e, f)	20
	CA	Conduz a potência do inversor à rede elétrica	Circuito aberto	- Instalação imprópria; Ausência de cabo; Conexão errada ou ausente; Cabo danificado	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	5	10	3 (e)	6
			Curto-circuito	- Instalação imprópria; Cabo queimado ou danificado; Falha na conduta do cabo	- Visual; Medição corrente/ tensão; Termografia	- Não há saída de energia; Segurança (incêndio e choque)	2	1	5	10	5 (i, e, f)	10
Proteção CC	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar Falha a abrir	- Defeitos de fabrico; Projeto inadequado do sistema FV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1
						- Corrente alta	1	4	2	8	5 (i,f)	20
Proteção CA	Disjuntor	Proteção contra picos de correntes e sobretensão	Abre prematuramente ou falha a fechar Falha a abrir	- Defeitos de fabrico; Projeto inadequado do sistema FV	- Visual; Medição corrente/ tensão	- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1
						- Corrente alta	1	4	2	8	5 (i,f)	20
	Relé	Aciona o disjuntor e proteção da interligação	Falha a abrir	Abre prematuramente	- Medição corrente/ tensão	- Corrente alta	1	2	2	4	5 (i,f)	10
						- Não há saída de energia	1	1	5	5	1	1

Anexo D

Classificação Monitorização Base e Monitorização Adicional (micro-inversor e inversor central)

Componente	Sub-componente	Modos de falha	Micro-Inversor		Inversor central	Inversor central com monitorização de strings
			Monitorização Base (B) / Adicional (A)			
			B	A	B	B
Painel FV	Células FV	Pontos quentes	Não	Sim	Não	Não
		<i>Snail-track</i>	Não	Sim	Não	Não
		Célula quebrada	Não	Sim	Não	Não
		PID (<i>potential induced degradation</i>)	Sim	-	Não	Não
	Encapsulamento	Descoloração EVA	Não	Sim	Não	Não
		Delaminação	Sim	-	Não	Não
	Vidro frontal	Sujidade	Sim	-	Não	Não
		Fissuras	Não	Sim	Não	Não
	Díodos <i>bypass</i>	Díodo com func. impróprio	Sim	-	Não	Não
	Caixa de Junção	Sobreaquecimento	Sim	-	Não	Não
Partida/má fixada		Sim	-	Não	Não	
Painel traseiro	Delaminação	Sim	-	Não	Não	
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	Sim	-	Não	Sim
		Peças em falta ou soltas	Não	Não	Não	Não
	Proteção de terra e raios	Não funcional	Sim	-	Sim	Sim
Inversor	-	Não funcional	Sim	-	Sim	Sim
		Funcionamento impróprio	Não	Sim	Sim	Sim
Cabos e conexões	CC	Circuito aberto	Sim	-	Não	Sim
		Curto-circuito	Sim	-	Não	Sim
	CA	Circuito aberto	Sim	-	Sim	Sim
		Curto-circuito	Sim	-	Sim	Sim
Proteção CC	Fusível	Lento ou falha a abrir	-	-	Sim	Sim
		Abre prematuramente	-	-	Sim	Sim
	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	-	-	Não	Sim
		Falha a abrir	-	-	Não	Não
Proteção CA	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	Sim	-	Sim	Sim
		Falha a abrir	Não	Não	Não	Não
	Relé	Falha a abrir	Não	-	Sim	Sim
		Abre prematuramente	Sim	-	Sim	Sim
Transformador	-	Circuito aberto	Sim	-	Sim	Sim
		Curto-circuito	Sim	-	Sim	Sim
		Mau funcionamento	Não	Não	Não	Não

Classificação Monitorização Base e Monitorização Adicional (inversores de string)

Componente	Sub-componente	Modos de falha	Inversor de string mono/trifásico		Inversor de string mono/trifásico com optim. em cada painel		Inversor de string trifásico com optim. por cada dois painéis			
			Monitorização Base (B) / Adicional (A)						B	A
			B	A	B	A	B	A		
Painel FV	Células FV	Pontos quentes	Não	Não	Não	Sim	Não	Não		
		<i>Snail-track</i>	Não	Não	Não	Sim	Não	Não		
		Célula quebrada	Não	Não	Não	Sim	Não	Não		
		PID (<i>potential induced degradation</i>)	Não	Não	Sim	-	Não	Não		
	Encapsulamento	Descoloração EVA	Não	Não	Não	Sim	Não	Não		
		Delaminação	Não	Não	Sim	-	Não	Não		
	Vidro frontal	Sujidade	Não	Não	Sim	-	Não	Não		
		Fissuras	Não	Não	Não	Sim	Não	Não		
	Díodos <i>bypass</i>	Díodo com funcionamento impróprio	Não	Não	Sim	-	Sim	-		
	Caixa de Junção	Sobreaquecimento	Não	Não	Sim	-	Sim	-		
		Partida/má fixada	Não	Não	Sim	-	Sim	-		
Painel traseiro	Delaminação	Não	Não	Não	Sim	Não	Não			
Sistema de apoio do painel	Estrutura de apoio	Estrutura partida	Não (1)	Não	Sim	-	Sim	-		
		Peças em falta ou soltas	Não	Não	Sim	-	Sim	-		
	Proteção de terra e raios	Não funcional	Sim (2)	-	Sim	-	Sim	-		
Inversor	-	Não funcional	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Funcionamento impróprio	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim		
Cabos e conexões	CC	Circuito aberto	Não (1)	Sim	Sim	-	Sim	-		
		Curto-circuito	Não (1)	Sim	Sim	-	Sim	-		
	CA	Circuito aberto	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Curto-circuito	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
Proteção CC	Fusível	Lento ou falha a abrir	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim		
		Abre prematuramente	Não (1)	Sim	Sim	-	Sim	-		
	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Falha a abrir	Não	Não	Não	Não	Não	Não		
Proteção CA	Disjuntor	Abre prematuramente ou falha a fechar	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Falha a abrir	Não	Não	Não	Não	Não	Não		
	Relé	Falha a abrir	Não	Sim	Não	-	Não	Sim		
		Abre prematuramente	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
Transformador	-	Circuito aberto	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Curto-circuito	Sim	-	Sim	-	Sim	-		
		Mau funcionamento	Não	Não	Não	Não	Não	Não		

Legenda:

- (1) Se o inversor monofásico possuir apenas uma *string*, os modos de falha são detetados e alertados;
 (2) Exceto inversor monofásico da GWL

Anexo E

Características dos sistemas de 5 kWp analisados na secção 6.2

Componentes	Inversor de <i>string</i> monofásico	Inversor de <i>string</i> monofásico com um optimizador por painel	Micro-inversor
Nº de painéis FVs (300W)	16	16	16
Nº de optimizadores	-	16	-
Nº de inversores	1 de 5 kW	1 de 5 kW	16 de 300 W
Nº total de <i>strings</i>	2	2	2
Nº <i>strings</i> por inversor	2	2	-
Painéis por <i>string</i>	8	8	8
Nº de disjuntores CC	1	1	-
Nº de disjuntores CA	1	1	1
Nº de relés CA	1	1	1
Preço (1)	974 €	1 962 €	2 907 €

Legenda:

(1): Apenas inclui o preço médio da solução usada.

Características dos sistemas de 100 kWp analisados na secção 6.2

Componentes	Inversor de <i>string</i> trifásico	Inversor de <i>string</i> trifásico com um optimizador por painel	Inversor de <i>string</i> trifásico com um optimizador por cada dois painéis	Micro-inversor
Nº de painéis FVs (300W)	336	336	336	336
Nº de optimizadores	-	336	168	-
Nº de inversores	4 de 25 kW	4 de 25 kW	4 de 25 kW	336 de 300 W
Nº total de <i>strings</i>	16	16	16	24
Nº <i>strings</i> por inversor	4	4	4	-
Painéis por <i>string</i>	21	21	21	14
Nº de fusíveis	16	16	16	-
Nº de disjuntores CC	4	4	4	-
Nº de disjuntores CA	4	4	4	1
Nº relés CA	4	4	4	1
Nº Transformador	1	1	1	1
Preço (1)	11 121 €	26 749 €	20 867 €	47 523 €

Legenda:

(1): Apenas inclui o preço médio da solução usada.

Características dos sistemas de 1 MWp analisados na secção 6.2

Componentes	Inversor de <i>string</i> trifásico	Inversor <i>string</i> trifásico c/ um optimizador por painel	Inversor <i>string</i> trifásico c/ um optimizador por cada dois painéis	Inversor central	Inversor central com monitorização de <i>strings</i>
Nº de painéis FVs (300W)	3350	3350	3350	3350	3350
Nº de optimizadores	-	3350	1675	-	-
Nº de inversores	40 de 25 kW	40 de 25 kW	40 de 25 kW	1 de 1 MW	1 de 1 MW
Nº total de <i>strings</i>	160	160	160	134	134
Nº <i>strings</i> por inversor	4	4	4	134	134
Painéis por <i>string</i>	20/21	20/21	20/21	25	25
Nº de fusíveis	160	160	160	134	134
Nº de disjuntores CC	40	40	40	5	5
Nº de disjuntores CA	40	40	40	1	1
Nº relés CA	40	40	40	1	1
Caixa de combinação CC	-	-	-	5	5 (com monit. de <i>strings</i>)
Nº transformador	1	1	1	1	1
Preço (1)	111 213 €	267 385 €	208 669 €	111 213 € (2)	141 218 €

Legenda:

(1): Apenas inclui o preço médio da solução usada;

(2): Considerado preço igual a um sistema com inversores de *string* trifásico, por falta de dados.