



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO
SCUOLA POLITECNICA

Dipartimento dell'Innovazione Industriale e Digitale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**INCIDENZA DELLE CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO DEI MODULI
FOTOVOLTAICI SULLA PRODUZIONE DEI CAMPI**

RELATORI
Prof. ANTONIO PIACENTINO
Prof. VINCENZO DI DIO

CORRELATORI
Ing. GIOVANNI CIPRIANI
Ing. CHRISTIAN CHIARUZZI

TESI DI LAUREA DI
KARINE GOMES SALLES TIBURCIO

ANNO ACCADEMICO 2017 - 2018

MAGISTRALE





Universidade Federal de Ouro Preto
Escola de Minas
Curso de Engenharia Mecânica
Departamento de Engenharia Mecânica



Ouro Preto, 04 de fevereiro de 2020.

DECLARAÇÃO

Declaro para os devidos fins que a aluna Karine Gomes Salles Tiburcio, matrícula 12.2.1672, apresentou o Trabalho Final de Curso (Monografia) no dia 18 de Outubro de 2018 às 08:30 na Aula Rubino, Edifício 7 – Departamento de Engenharia Mecânica – Università Degli Studi di Palermo, sob a orientação dos professores Dsc. Antonio Piacentino e Dsc. Vincenzo Di Dio e co-orientação do Eng. Gioovanni Cipriani e Eng. Christian Chiaruzzi.

Título do trabalho: Incidenza delle condizioni di funzionamento dei moduli fotovoltaici sulla produzione dei campi.

Membros da banca: Antonio Piacentino, Vincenzo Di Dio, Leonardo D'Acquisto, Emiliano Pipitone, Giuseppe Marannano, Giovani Petrucci e Giuseppe Pitarresi.

Após as observações dos avaliadores, em comum acordo os presentes consideram a aluna APROVADA.

Atenciosamente,

Prof. DSc. Washington Luís Vieira da Silva
Professor responsável pela disciplina de Trabalho Final de Curso

Resumo

O uso de fontes energéticas com baixo impacto ambiental é uma necessidade e um desafio que se apresenta ao mundo. Hoje, também graças às tecnologias disponíveis, o uso da energia solar surge como uma opção viável, pois o Sol é uma fonte de energia substancialmente inesgotável. As células solares são capazes de converter a energia eletromagnética da luz solar em eletricidade, explorando o efeito fotovoltaico sem gerar emissões poluentes.

O problema mais significativo para os investidores do setor fotovoltaico é o rendimento das usinas para obter o retorno do investimento em um prazo razoável. O custo da eletricidade gerada depende dos custos do módulo fotovoltaico e de outros componentes, e do tempo de vida útil, que, por sua vez, depende muito das condições climáticas e da confiabilidade da tecnologia usada e está ligado aos problemas de durabilidade.

Este trabalho, após um breve exame das falhas mais comuns dos módulos fotovoltaicos, evidencia como as análises termográficas podem ser usadas lucrativamente para diagnosticar condições de falha ou de pré falha nos módulos fotovoltaicos não notável apenas pela inspeção visual. Além disso, o estudo destaca como a inspeção visual e termográfica são essenciais para garantir a produção esperada ao longo do tempo. De fato, destacando as condições de falha ou pré-falha, é possível programar as ações de manutenção necessárias para reduzir as perdas devido à falta de produção.

Com uma termocâmera é possível identificar precocemente os problemas, permitindo que sejam documentados e corrigidos antes que se tornem mais graves e caros para se reparar. Nas aplicações em sistemas elétricos, as vantagens dessa abordagem são evidentes, porque as falhas elétricas podem facilmente causar danos às pessoas e danos ao equipamento.

O primeiro capítulo descreve brevemente os elementos que compõem um módulo fotovoltaico e como os módulos são conectados para obter um campo fotovoltaico do tamanho desejado, isto é, da potência produzida requerida.

No segundo capítulo, são discutidas diferentes classificações das falhas típicas de um módulo fotovoltaico e também são identificadas a forma mais adequada de inspeção para cada falha.

No terceiro capítulo, dois métodos são apresentados para a inspeção de um módulo, o visual e o termográfico, necessários para a detecção de falhas. Além disso, também neste capítulo, um caso prático é exposto e é realizada uma análise de imagens termográficas

infravermelhas.

Finalmente, o quarto capítulo apresenta as conclusões sobre o trabalho realizado.

*Ai miei genitori, Cassio e Cibebe, ed alle mie sorelle, Monique e Aline,
che hanno creduto in me e mi hanno sostenuto dall'inizio alla fine.
Alla stella della nostra famiglia, Ariane, per tutto ciò che da lei abbiamo ricevuto.*

Ringraziamenti

Desidero ringraziare tutti coloro che mi hanno aiutato nella stesura della tesi. Ringrazio anzitutto i miei genitori per il costante sostegno ricevuto durante il mio percorso accademico, incoraggiandomi, facendomi credere di essere capace e dandomi così tanto affetto, e le mie sorelle che mi hanno dato la forza e mi hanno sostenuto nei momenti più duri. I vostri sopporti sono stati e saranno sempre indispensabili per me. Ringrazio i miei amici che sono in Brasile, ma che continuano presenti anche se da lontano. Grazie per tanto Repubblica Mandala. Ringrazio inoltre tutti gli amici che ho fatto in Palermo, in particolare Jardel e Bruna, che insieme abbiamo condiviso l'esperienza di godere la vita in un altro paese. Un particolare ringraziamento va a Sabrina, che mi ha aiutato, soprattutto all'università, durante tutto il mio periodo in Italia. Grazie infinite! Ringrazio infine il Prof. Antonio Piacentino ed il Prof. Vincenzo Di Dio, Relatori, l'Ing. Giovanni Cipriani e l'Ing. Christian Chiaruzzi, Correlatori, per il supporto e le linee guida ricevute.

Indice

Introduzione	13
1. Generalità sui campi fotovoltaici	15
1.1. Principali tecnologie costruttive delle celle fotovoltaiche	16
1.2. Il modulo fotovoltaico	19
1.3. Montaggio del modulo e pannello solare	21
2. I guasti negli impianti fotovoltaici	24
2.1. Definizione di guasto e le sue classificazioni	24
2.2. I guasti sui moduli fotovoltaici	25
2.3. Guasti dovuti a cause esterne	28
2.3.1. Guasti dovuti a errori durante l’imballaggio, il trasporto e l’installazione....	28
2.3.2. Guasti dovuti alla forza di serraggio (Clamping)	29
2.3.3. Disconnessioni delle celle e delle stringhe	31
2.3.4. Connettori non adatti	32
2.3.5. LID (Light Induced Degradation).....	33
2.3.6. Superficie anteriore/superiore sporca	34
2.3.7. Danni dovuti a fulminazione.....	34
2.4. Guasti riscontrati in tutti moduli	34
2.4.1. Delaminazione	35
2.4.2. Rottura dello strato di retro modulo (Back sheet adhesion loss).....	35
2.4.3. Rottura della scatola di giunzione.....	36
2.4.4. Decolorazione del materiale incapsulante	37
2.4.5. Rotture delle celle fotovoltaiche	38
2.4.6. Bave di lumaca (Snail tracks)	39
2.4.7. Bruciature (Burn marks)	41
2.4.8. Potenziale Indotto di Degrado	42
2.4.9. Difetti del diodo di bypass	44
2.5. Altre tipologie di guasto	45
2.5.1. Corrosione.....	45
2.5.2. Presenza di bolle	46
2.5.3. Hotspot.....	47
3. Ispezione	49
3.1. Ispezione visiva.....	49
3.2. L’indagine termografica	52

3.2.1.	Tipologie di termografie	54
3.2.2.	Applicazione della termografia nel fotovoltaico	55
3.2.3.	La termocamera e il suo funzionamento	57
3.2.4.	L'analisi termografica	59
3.2.5.	Caso pratico	61
3.2.6.	La termografia con droni	68
	Conclusioni	70
	Indice delle Figure	71
	Indice delle Tabelle	72
	Bibliografia	73

Introduzione

L'uso di fonti energetiche con un basso impatto ambientale è oramai una necessità e una sfida che si presenta al mondo. Oggi, anche grazie alle tecnologie disponibili, l'uso dell'energia solare emerge come un'opzione praticabile, dal momento che il Sole è una fonte di energia sostanzialmente inesauribile. Le celle solari sono in grado di convertire l'energia elettromagnetica della luce solare in elettricità sfruttando l'effetto fotovoltaico senza generare le emissioni inquinanti.

Il problema più significativo per gli investitori nel settore del fotovoltaico è il rendimento degli impianti per avere il ritorno sull'investimento in tempi ragionevoli. Il costo dell'elettricità generata dipende dai costi del modulo fotovoltaico e degli altri componenti, e dalla durata della vita utile, che, a sua volta, dipende fortemente dalle condizioni climatiche, dall'affidabilità della tecnologia ed è legata ai problemi di durabilità.

Questo lavoro dopo una breve disamina dei più diffusi guasti dei moduli fotovoltaici evidenzia come le indagini termografiche possono proficuamente essere utilizzate per diagnosticare condizioni di guasto o di pre-guasto nei moduli fotovoltaici non evidenziabili tramite la sola ispezione visiva. Inoltre, lo studio evidenzia come l'ispezione, visiva e termografica, sia essenziale per garantire nel tempo la produzione prevista. Evidenziando infatti le condizioni di guasto o di pre-guasto è, infatti, possibile programmare le azioni di manutenzione necessarie a ridurre le perdite dovute alla mancata produzione.

Con una termocamera è possibile identificare precocemente i problemi, permettendo di documentarli e correggerli prima che diventino più gravi e costosi da riparare. Nell'applicazione ai sistemi elettrici i vantaggi di questo approccio sono evidenti, in quanto guasti elettrici possono facilmente causare danni a persone, danni alle apparecchiature.

Nel primo capitolo vengono brevemente descritti gli elementi che compongono un modulo fotovoltaico e come i moduli vengono connessi per ottenere un campo fotovoltaico della taglia desiderata, cioè della potenza erogata richiesta.

Nel secondo capitolo sono discussi diverse classificazione dei guasti tipici di un modulo fotovoltaico ed inoltre viene identificata la forma di ispezione più adeguata a ogni guasto.

Nel terzo capitolo vengono presentate due modalità per l'ispezione di un modulo, la visiva e la termografica, necessaria al rilevamento dei guasti. Inoltre, sempre in questo

capitolo, viene esposto un caso pratico ed è proposta un'analisi delle immagini termografiche ad infrarosso.

Infine, il quarto capitolo trae le conclusioni relative al lavoro svolto.

1. Generalità sui campi fotovoltaici

L'elemento fondamentale di un generatore fotovoltaico è la cella fotovoltaica che è in grado di convertire l'energia solare incidente in energia elettrica. Purtroppo i valori di tensione e corrente ottenibili da una singola cella sono troppo bassi per la stragrande maggioranza delle applicazioni. Risulta, quindi, indispensabile collegare in maniera opportuna le varie celle. Di solito, le celle fotovoltaiche vengono collegate in serie fino ad un numero massimo che dipende dalla superficie che si vuole occupare e dalla tensione che si vuole raggiungere, in maniera tale da formare il cosiddetto modulo fotovoltaico. A loro volta i moduli sono collegati elettricamente tra di loro e assemblati su una struttura comune a un pannello, i quali, collegati a loro volta in serie vanno a costituire una stringa. Le stringhe possono, a loro volta, essere collegate in parallelo al fine di ottenere la potenza di picco desiderata per il campo fotovoltaico [1].

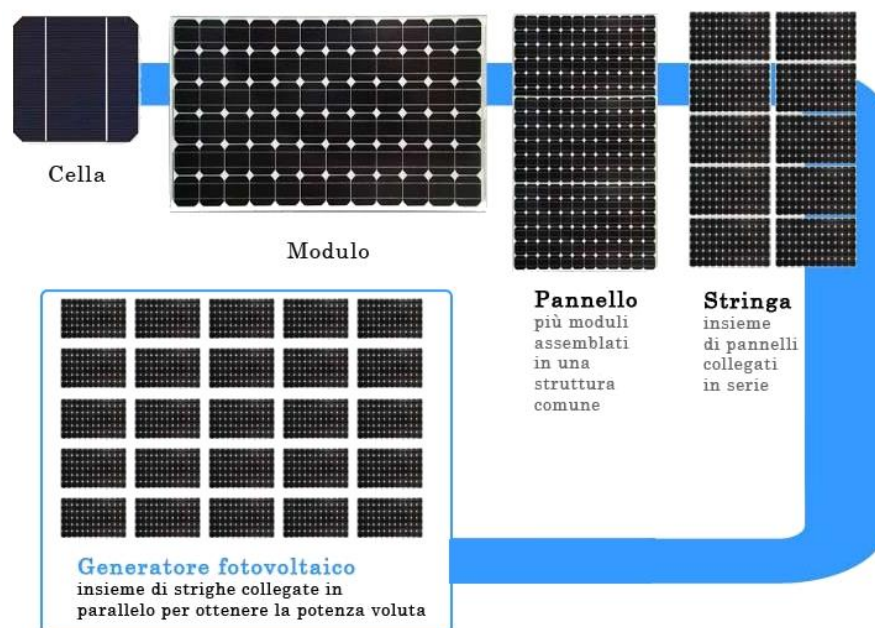


Figura 1: Generatore fotovoltaico

Alcune caratteristiche tecniche delle celle fotovoltaiche che compongono i pannelli solari sono molto importanti e devono essere prese in considerazione nel confronto tra le diverse tecnologie costruttive delle celle al fine di ottenere la migliore configurazione e la potenza erogata desiderata per il sistema. In particolare, si considerano:

- la potenza reale, in confronto a quella dichiarata;

- il coefficiente di temperatura alla massima potenza;
- il rapporto tra la potenza generata con irraggiamento minimo e la potenza generata con irraggiamento massimo;
- la temperatura nominale di esercizio;
- l'efficienza totale;
- le tolleranze sulla potenza erogata;
- la riduzione annuale della potenza;
- le dimensioni del pannello;
- il costo.

Alcune di queste caratteristiche sopracitate vengono brevemente discusse nel presente lavoro di tesi.

1.1. Principali tecnologie costruttive delle celle fotovoltaiche

L'efficienza di un modulo fotovoltaico cioè, il rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo, dipende principalmente della tecnologia utilizzata nella produzione del modulo stesso. È, però, necessario sottolineare che tra le celle delle varie tecnologie esistono delle significative differenze nei costi di produzione e, di conseguenza, di acquisto.

Normalmente si possono comparare le tecnologie a silicio cristallino con quelle a film sottile, che comprendono il silicio amorfo ovvero i materiali alternativi come il tellurio di cadmio e diseleniuro di rame e indio. In generale, le prime sono più efficienti e hanno ottima stabilità nel tempo, però costano di più. Le seconde invece, seppur abbiano minore resa e minore stabilità nel tempo, permettono una notevole diminuzione dei costi per l'approvvigionamento dei materiali e per la produzione. Rispetto all'effetto della temperatura le tecnologie a silicio cristallino comportano una significativa sensibilità delle prestazioni mentre quelle a film sottile sono considerabilmente inferiori. In Figura 2 vengono riportati immagini delle diverse tipologie delle celle.



Figura 2: Celle fotovoltaiche a silicio monocristallino, a silicio policristallino e a silicio amorfo

Alcune particolarità delle differenti tecnologie dei moduli fotovoltaici sono descritte di seguito. Le principali tipologie di celle fotovoltaiche sono:

- **Silicio monocristallino:** vengono costruiti a partire da un lingotto di silicio monocristallino; hanno il vantaggio di arrivare ad una efficienza circa al 17 %. Tuttavia, il processo di purificazione del silicio è lento, costoso e ancora c'è parecchio spreco di materiale.
- **Silicio policristallino:** il processo di produzione è diverso di quello del silicio monocristallino; seppur sia più economico, l'efficienza arriva a circa 15-16 %, ed i wafer prodotti contengono stress interni, impurezze e confini di grano, tutti fattori che aumentano la resistenza del materiale al flusso di elettroni.
- **Silicio amorfo depositato:** gli atomi silicei vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno. Sono molto economiche nella produzione, (silicio depositato da fase di vapore) però hanno bassa efficienza intorno all'8 %; inoltre si degradano con il tempo perdendo circa il 50 % della loro efficienza con l'esposizione alla luce.

- **Moduli a film sottile:** vengono realizzati tramite la deposizione di strati di materiali attraverso processi di vaporizzazione, spruzzamento catodico, bagno elettrolitico o tramite laser, su un supporto di tipo vetroso, per i pannelli rigidi da utilizzare all'aperto, oppure di plastica, nel caso di pannelli flessibili. I moduli in film sottile sono realizzati in maniera tale che la deposizione di strisce di un materiale conduttivo produca le interconnessioni, non richiedendo l'assemblaggio di più celle, come nel caso di pannelli in silicio cristallino (le interconnessioni in serie tra le singole celle avvengono nello stesso momento in cui si realizza la cella stessa). Inoltre la quantità di materiale semiconduttore presente nel pannello risulta notevolmente inferiore rispetto ai pannelli realizzati con celle standard riducendo i costi di produzione. Il processo di deposizione però comporta un'elevata difettosità, per cui hanno un rendimento più basso degli equivalenti monocristallini, essendo necessario ricoprire vaste aree rispetto ad un impianto a tecnologia a celle al silicio. Esempi dei moduli a film sottile sono il tellururo di cadmio (CdTe), che è il più economico, il solfuro di cadmio (CdS) microcristallino, che presenta lo svantaggio per conto della tossicità del cadmio ed il diseleniuro di rame e indio (CIS), caratterizzato da miglior resa all'illuminazione parziale (ombreggiamento parziale).

Nella Tabella 1 vengono riportati i valori approssimati delle aree richieste per l'installazione di un sistema fotovoltaico con potenza di 1kW, per le diverse tecnologie di celle fotovoltaiche. Si può osservare che per i moduli a silicio amorfo l'area richiesta è maggiore rispetto alle altre, poiché questa tecnologia, seppur abbia un processo di produzione più economico, ha una efficienza minore, e quindi, al fine di ottenere la stessa potenza, è necessaria un'area maggiore.

Tipologia della cella	Area necessaria (m² /kW)
Silicio monocristallino	7 – 9 m ²
Silicio policristallino	8 – 11 m ²
Disseleneto de cobre-índio-gálio-selénio (CIGS)	11 – 13 m ²
Telureto de Cadmio (CdTe)	14 – 18 m ²
Silicio amorfo	16 – 20 m ²

Tabella 1: Aree richieste per le diverse tecnologie di celle fotovoltaiche [2]

1.2. Il modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico realizza la connessione elettrica di più celle su un unico supporto meccanico e garantisce alle celle la necessaria protezione. Un modulo fotovoltaico è costituito da molti strati di materiali diversi è perciò detto laminato. Il processo di fabbricazione del laminato è molto complesso. Comunque, tutti i materiali che compongono un modulo vengono laminati a caldo in ambienti sottovuoto. Gli strati che compongono il laminato sono:

- **Vetro fotovoltaico:** Le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da poter essere calpestate sostenendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili; inoltre devono resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe. Il vetro è temperato ed a basso contenuto di ferro per garantire una maggiore trasparenza ai raggi solari. Ha la funzione di riflettere il meno possibile e lasciare passare il massimo di luce solare.
- **Film incapsulante:** il più utilizzato è l'etilene vinil acetato (EVA); consiste in un foglio di materiale polimero termoplastico trasparente e isolante, sigillante che protegge le celle dall'invecchiamento causati dai raggi UV, dalle temperature estreme e dall'umidità e che garantisce che la massima luce visibile raggiunga le celle solari. Ha il triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato.
- **Cella fotovoltaica:** è il componente principale nella costruzione di un modulo fotovoltaico dato che è l'elemento responsabile per la reazione fisico chimica che converte la luce solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico. La versione più diffusa di cella fotovoltaica è costituita da una lamina di materiale semiconduttore (silicio cristallino), che si presenta in genere di colore nero o blu. Le celle sono molto fragili e pertanto devono essere maneggiate con estrema attenzione.
- **Strato di retro modulo (Back sheet):** è uno strato di materiale plastico (ad esempio tedlar) che si trova sul retro del pannello solare per proteggere i

componenti interni del pannello stesso e fungere da isolamento elettrico. In genere sono di color bianco e vengono eventualmente rinforzati con fogli metallici e polimerici (teflon o mylar). Con la stessa funzione, può essere anche utilizzato un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore. Può essere incluso un foglio di alluminio per evitare penetrazione di umidità.

- **Cornice (Frame):** tutti gli strati vengono racchiusi in questa cornice; consiste in un telaio generalmente di alluminio (perché è un materiale leggero e resistente) che garantisce l'integrità del pannello, proteggendo lo stesso al momento dell'installazione poiché assicura che il pannello non pieghi e non si abbia la rottura delle celle.
- **Scatola di giunzione:** è in una cassetta di terminazione stagna alla quale le celle sono interconnesse elettricamente. È dotata di passacavi e vengono applicate con gomma siliconata nella parte posteriore dei moduli. Nella cassetta sono disponibili le polarità positiva e negativa e sono installati i diodi di bypass, il cui scopo è di impedire il funzionamento da carico delle celle.

Sotto, la Figura 3 riporta una possibile struttura di un modulo fotovoltaico.

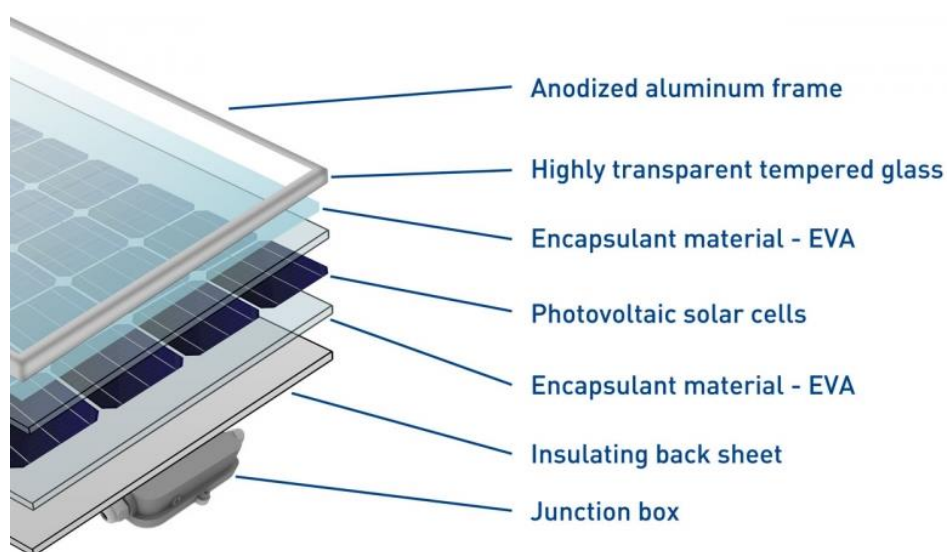


Figura 3: Struttura del modulo fotovoltaico

1.3. Montaggio del modulo e pannello solare

Di seguito sono descritti i principali passi della fabbricazione di un pannello solare tradizionale.

- 1) **Pulizia del vetro:** è di fondamentale importanza poiché previene la formazione di bolle causate dalle eventuali impurità che potrebbero provocare il distacco dell'incapsulante dal vetro. La pulizia viene effettuata da una apparecchiatura specifica nella quale l'acqua utilizzata passi attraverso un processo di osmosi inversa.
- 2) **Interconnessione delle celle fotovoltaiche:** le celle sono connesse in serie attraverso fili conduttivi di rame o di alluminio (o altri materiali), con l'utilizzo di una saldatrice speciale e molto precisa. Nell'uscita della saldatrice c'è un sistema ottico che effettua il test delle singole celle per controllare se qualcuna sia stata danneggiata durante il processo.
- 3) **Sistema di montaggio della matrice di cella (Layup):** è il processo di raccolta della serie di celle interconnesse e di posizionamento su vetro ed EVA. Pure qui, viene utilizzato un macchinario speciale per evitare la rottura delle celle e garantire l'allineamento corretto. Esiste un sistema ottico che analizza tale allineamento e fa le correzioni necessarie. Le stringhe vengono perfettamente posizionate in modo che inizi la fase successiva della produzione.
- 4) **Interconnessione manuale:** le stringhe delle celle vengono saldate creando così una interconnessione elettrica tra loro.
- 5) **Posizionamento dell'EVA e del back sheet:** in questa parte del processo vengono messi il secondo foglio di EVA sulla matrice di celle e poi il back sheet sull'EVA. A questo punto, il pannello può essere lavorato per diventarci impermeabile e protetto.

- 6) e 7) **Laminazione:** è durante questo processo che l'EVA si scioglie/fonde formando una perfetta giunzione tra gli strati, garantendo durabilità e proteggendo le celle dai possibili guasti dovuti a condizioni ambientali e sporizia. È fatto in tre fasi: preriscaldamento e laminazione, solo laminazione e raffreddamento del pannello solare. La bava di EVA e back sheet vengono rimossi da un operatore subito dopo la laminazione.
- 8) **Installazione della scatola di giunzione:** consiste in un processo semplice e facile; per il fissaggio della scatola di giunzione nel pannello, si ricorre all'uso di silicone.
- 9) **Posizionamento del telaio in alluminio:** allo scopo di garantire rigidità e protezione al laminato, una stampa, semi-automatica o automatica, posiziona il telaio sul pannello.
- 10) **Test e ispezione:** serve per garantire la qualità del pannello. Si devono far almeno due test. Con il Flash Test è possibile misurare la potenza erogata, l'efficienza del pannello, la sua tensione e corrente; con il Test di elettroluminescenza si possono rilevare dei guasti ad esempio rottura delle celle.
- 11) **Separazione e imballaggio dei pannelli solari:** di accordo con i risultati dei test sopracitate, i pannelli sono classificati rispetto alla potenza, separati, imballati e spedite ai clienti.

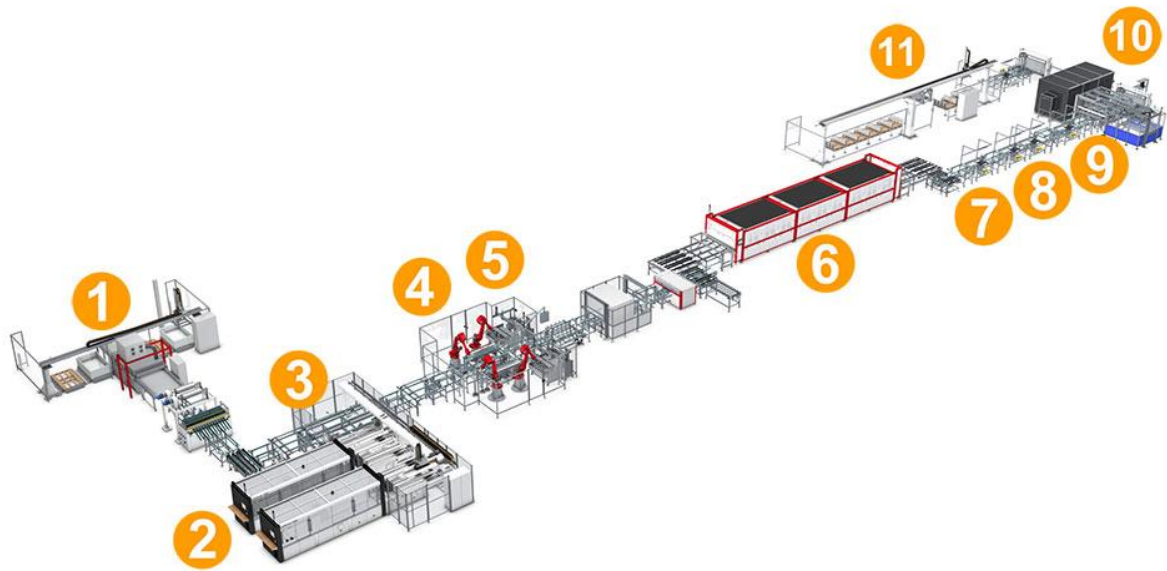


Figura 4: Fabbricazione del modulo fotovoltaico [3]

2. I guasti negli impianti fotovoltaici

2.1. Definizione di guasto e le sue classificazioni

In linea generale un guasto compromette la capacità di un impianto, o di un sistema, di eseguire il suo regolare funzionamento, totalmente o parzialmente. I guasti influenzano direttamente la potenza e, quindi le prestazioni, l'affidabilità ed i costi complessivi di un sistema e perciò è necessario una migliore comprensione dei fattori che avviano il degrado e causano la sua progressione fino quando il sistema diventa inutilizzabile.

I guasti possono essere classificati in base a diversi criteri, come riportato da [4]. La prima classificazione è fatta secondo le cause responsabili del loro accadimento; si riportano di seguito i termini più ricorrenti, le cui definizioni sono tratte dalla norma CEI 56-50:

- guasti per impiego improprio: attribuibili all'applicazione di sollecitazioni superiori ai valori massimi sopportabili dal dispositivo;
- guasti primari: la cui causa diretta o indiretta non è attribuibile al guasto di un altro dispositivo;
- guasti indotti o secondari: generati dal guasto di un altro dispositivo;
- guasti per deficienza intrinseca o guasti infantili: attribuibili a debolezze costruttive intrinseche al dispositivo le cui cause sono normalmente individuabili nel processo produttivo; si manifestano durante il primo periodo di funzionamento;
- guasti casuali: dovuti a fattori incontrollabili; si verificano durante il periodo di "vita utile" del componente e presentano una probabilità di accadimento indipendente dal tempo;
- guasti per invecchiamento o per usura: generati dai fenomeni chimico-fisici di degradazione sono caratterizzati da una probabilità di accadimento che aumenta con il passare del tempo.

Inoltre, la classificazione è elaborata in funzione delle conseguenze che si verificano a causa del manifestarsi del guasto:

- guasti critici: guasti che possono causare, con elevata probabilità, danni a persone

o conseguenze materiali non accettabili ad altre parti del sistema;

- guasti di primaria importanza: quelli che, seppur diversi dai precedenti, possono ridurre la funzionalità del sistema al quale appartengono;
- guasti di secondaria importanza: quelli che non riducono la funzionalità del sistema.

Una altra classificazione, basata sull'entità del guasto, individua:

- guasti totali: quando le variazioni delle prestazioni del dispositivo sono tali da comprometterne in maniera completa il funzionamento;
- guasti parziali: la variazione di una o più prestazioni non impedisce il completo funzionamento;
- guasti intermittenti: costituiti dalla successione, generalmente casuale, di periodi di funzionamento e periodi di guasto, senza interventi sul dispositivo con azioni di manutenzione.

2.2. I guasti sui moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici hanno generalmente una vita utile di circa 20 - 25 anni, garantita dai produttori, che stimano questo periodo attraverso test accelerati del ciclo di vita durante la loro procedura di progettazione [5]. La durata e l'affidabilità sono influenzate da difetti, oltre a quelli nella produzione, negli stadi di laminazione e di indurimento ai quali il modulo è sottoposto.

Le prestazioni di un impianto fotovoltaico sono direttamente collegate a condizioni ambientali e climatiche a cui è esposto, come l'irraggiamento solare, la temperatura, l'umidità e la penetrazione d'acqua, l'intensità dei raggi UV, ecc. Queste condizioni possono ridurre le prestazioni del modulo o condurlo al guasto in quanto causano, per esempio, la degradazione dei materiali di laminazione, la perdita di adesione, il degrado delle interconnessioni tra le celle.

Il degrado in condizioni di campo dipende quindi dalla tecnologia utilizzata, poiché ogni materiale reagisce in modo diverso con le intemperie. Come indicato in [5], durante il primo anno di studio, il silicio amorfo presenta la più alta diminuzione di potenza, circa 14%, mentre le tecnologie di silicio monocristallino e policristallino hanno un minore degrado. Nella Tabella 2 sono riportati i dati relativi al degrado al primo anno per le diverse tecnologie e per diversi produttori.

Manufacturer	Technology	First Year Degradation (%)
Atersa	Mono-crystalline silicon	-2.12
BP Solar	Mono-crystalline silicon (saturn-cell)	-4.22
Sanyo	Mono-crystalline silicon (HIT-cell)	-4.73
Suntechnics	Mono-crystalline silicon (back-contact)	-2.19
Schott Solar	Multi-crystalline silicon (MAIN-cell)	-1.57
Solon	Multi-crystalline silicon	-2.40
Schott Solar	Multi-crystalline EFG silicon	-1.47
Schott Solar	Amorphous silicon	-13.82
First Solar	Cadmium Telluride	-6.16
Würth	Copper-(Indium-Gallium)-Diselenide	-7.30

Tabella 2: Degrado di diverse tecnologie durante il primo anno [5]

Per garantire la vita utile previsti, i fabbricanti devono far attenzione a diversi fattori, come la rigidità meccanica, per sopportare i carichi meccanici, la protezione da agenti atmosferici e dall'umidità, la protezione dagli urti e l'isolamento elettrico per la sicurezza delle persone [6].

I guasti negli impianti fotovoltaici possono essere raggruppati in diverse forme. A seconda del ciclo di vita operativa, ovvero il periodo temporale durante il quale i guasti sono rilevati, possono essere di 3 tipi. Spesso, i primi guasti chiamati infantili o per deficienza intrinseca, sono attribuibili al produttore o al venditore, o ancora all'installatore dei moduli fotovoltaici poiché riguardano tanto i difetti originali dei materiali in fase di produzione, quanto i danni dovuti al trasporto o all'installazione dell'impianto. In seguito, durante la fase di vita utile o medio periodo, si riscontrano i guasti casuali, che sono legati a eventi imprevedibili, a imperfezioni del sistema, oppure all'utilizzo improprio da parte degli operatori. Alla fine della vita utile, si verificano i guasti inevitabilmente causati per l'invecchiamento o per l'usura. Nella Figura 5 [7] viene riportata la riduzione della potenza del modulo in silicio rispetto a quella nominale per i guasti che si possono verificare col tempo e nella Tabella 3 Tabella 3: Guasti più rilevanti in ogni fase di vita, i guasti più rilevabili in ogni fase di vita.

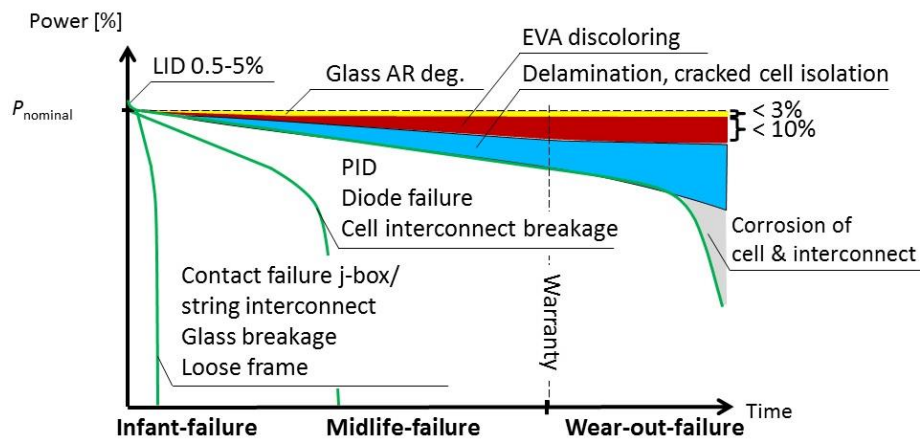


Figura 5: Riduzione della potenza per le tipologie di guasto verificati col tempo [7].

Guasti infantili	Guasti nel medio periodo	Guasti fine vita
LID (Light Induced Degradation)	PID (Potencial Induced Degradation)	Degrado del vetro
Rottura della scatola di giunzione e disconnessione delle stringhe	Rottura del diodo	Decolorazione dell'EVA
Rottura del vetro	Rottura dell'interconnessione delle celle	Delaminazione
Rottura del telaio		Corrosione dei collegamenti tra le celle

Tabella 3: Guasti più rilevanti in ogni fase di vita

Un'ulteriore classificazione tiene conto tanto dell'intensità quanto della progressione con cui avviene il degrado; cioè se il guasto può impedire completamente il funzionamento del modulo e se le perdite delle prestazioni sono improvvise e non possono essere prevenuti tramite esami preventivi o interventi di manutenzione. Secondo questa classificazione i guasti si suddividono in guasti di tipo catastrofico e guasti di tipo progressivo. Nel primo caso i guasti compromettono completamente il funzionamento e sono dovuti a fenomeni accidentali ed occasionali, quindi la variazione delle prestazioni non può essere prevista con un'azione manutentiva di tipo programmato. La seconda tipologia comprende, invece, quei guasti che non compromettono completamente il funzionamento e nei quali la variazione delle prestazioni è graduale o "per accumulo", e può essere rilevata tramite esame preventivo dei livelli di funzionamento.

Di accordo con [7] un guasto sul modulo fotovoltaico può essere definito come un effetto che riduce la potenza del modulo che non viene invertita dal normale

funzionamento o crea un problema di sicurezza. Un problema puramente estetico che non ha le due conseguenze, non è considerato propriamente un guasto. Per esempio, l'accumulo di sporcizia o l'esposizione alle impurità ed il guasto dovuto a fulmini non sono considerati guasti poiché i primi devono essere gestiti dall'operatore ed il secondo è un caso di forza maggiore per il quale il modulo non è progettato. Invece, i difetti dovuti a forti carichi di neve sono considerati come guasti del modulo se esso è stato progettato per carichi di neve pesanti. Un altro esempio che può sembrare un guasto, sono delle caratteristiche indotte dalla produzione. Si possono trovare segni marroni ai bordi delle celle solari che prevengono dal supporto delle celle stesse durante la deposizione del rivestimento antiriflesso, che non sono guasti.

In tale lavoro sarà utilizzata quest'ultima classificazione.

2.3. Guasti dovuti a cause esterne

Comprende tutti quei guasti la cui origine non è un difetto del modulo stesso, ma è sin dalla progettazione o gestione incorrette e/o dalle condizioni ambientali. Di seguito viene presentata una disamina dei principali guasti dovuti a cause esterne.

2.3.1. Guasti dovuti a errori durante l'imballaggio, il trasporto e l'installazione

Durante queste tre fasi, a causa di vibrazioni o di spostamenti, o di urti, può verificarsi la rottura del vetro dei moduli oppure alla rottura delle celle, Quest'ultima rottura potrebbe non essere visibile ad occhio ma rilevabile solo con indagini strumentali quali, ad esempio, l'indagine termografica.

Alla rottura del vetro possono essere dovuti alcuni dei danni più diffusi quali: presenza di umidità, e quindi corrosione, decolorazione dell'EVA, e il rischio di shock elettrico, ecc. Nella letteratura sono citate alcune situazioni che portano a incrinature di celle, ma non necessariamente a rottura del vetro, sono:

- Un modulo fotovoltaico che cade;
- Un pallet insufficientemente rigido che provoca il danneggiamento del modulo fotovoltaico più basso nella pila durante il trasporto;
- Angoli di trasporto troppo stretti nella pila di trasporto. Durante il disimballaggio del modulo superiore della pila, anche il secondo modulo più alto viene sollevato e improvvisamente si abbassa;
- Qualcuno fa un passo sul modulo fotovoltaico;

- Anche in contenitori di trasporto ben progettati, le celle dei moduli fotovoltaici potrebbero rompersi durante il trasporto "normale".

Tuttavia, quando si rilevano, tanto la rottura del vetro quanto la rottura delle celle, si possono riscontrare parti inattive nella cella che quindi provoca riduzione della potenza erogata. Ovviamente maggiore è l'area della cella colpita dall'inattività, maggiore sarà la perdita di produttività.

Come l'imballaggio è fatto ancora durante la produzione, in modo automatico, il controllo di qualità sarebbe sufficiente per identificare quando non è fatto bene, al fine di evitare la degradazione dei moduli fotovoltaici. Oltre ciò, per prevenire questi inconvenienti, durante il trasporto e l'installazione gli operatori dovrebbero seguire le istruzioni del manuale del modulo fotovoltaico. Per stoccare i moduli fotovoltaici non conviene né lasciare le scatole nel tempo né lasciarle di forma disorganizzata come illustrato nella immagine sottostante (Figura 6).



Figura 6: Stoccaggio incorretto dei moduli fotovoltaici

2.3.2. Guasti dovuti alla forza di serraggio (Clamping)

Consiste nella rottura del vetro dei moduli fotovoltaici dovuta all'eccessiva pressione dei morsetti, oppure all'eccessivo serraggio dei bulloni (da parte degli operatori) durante il montaggio. Per errori durante la fase di progettazione o di installazione potrebbe accadere che la geometria dei morsetti non sia adeguata (in relazione al modulo fotovoltaico), o che non abbiano lunghezza sufficiente o che la loro posizione sia incorretta o non sia quella consigliata dal manuale del produttore (Figura 7).



Figura 7: Posizione incorrette dei morsetti

Nei moduli fotovoltaici, la rottura può essere una incrinatura o fenditura sul modulo, visibile a occhio nudo o una fessura che invece è una spaccatura lunga e sottile, visibile con altri metodi: ottico, ultrasonico, immagini fotoluminescenti e elettroluminescenti, termografia con raggi infrarossi o esplorazione della microscopia acustica. Da piccole fessure si possono sviluppare delle rotture più grandi e profonde, a causa degli stress meccanici a cui è sottoposto il modulo o le celle (dovuti al vento o neve per esempio), e delle sollecitazioni termiche dovuti continue variazioni di temperatura causate principalmente dalla fluttuazione dell'irraggiamento.

Con la rottura del vetro si corre il rischio di shock elettrico che influisce sulla sicurezza degli operatori di manutenzione. Generalmente ciò coesiste con altri problemi, per esempio causati da penetrazione di ossigeno e vapore d'acqua, come la corrosione, lo scolorimento del materiale incapsulante e la delaminazione, che saranno discussi più avanti.

Per ridurre i costi nella produzione dei moduli in silicio cristallino, i produttori scelgono di ridurre lo spessore e aumentare l'area delle celle che compongono i moduli. Lo spessore è ridotto da 300 μm a meno di 200 μm e in alcuni casi inferiore a 100 μm . L'area è aumentata a 210 mm x 210 mm [8]. Tuttavia, con la riduzione dello spessore e l'aumento dell'area, le celle diventano più fragili e suscettibili a rotture ed a fessurazioni, consentendo così le infiltrazioni di umidità ed il rischio di shock elettrico.

In Figura 8 viene rappresentata la rottura del vetro a causa della forza di serraggio.



Figura 8: Rottura del vetro dovuta il clamping [7]

2.3.3. Disconnessioni delle celle e delle stringhe

Tramite l'analisi termografica a infrarosso o la tecnica dell'elettroluminescenza si possono individuare questo tipo di rotture. Le celle sono collegate in serie dalla parte anteriore al lato posteriore delle celle seguenti formando una stringa, che poi vengono collegate tra loro in parallelo a costituire il modulo fotovoltaico, come presentato in Figura 9. Le interconnessioni sono fili conduttori di rame o alluminio (o altri materiali) connessi mediante l'utilizzo di una saldatrice speciale a "contatto leggero". È uno dei processi più critici nella fabbricazione dei pannelli fotovoltaici.

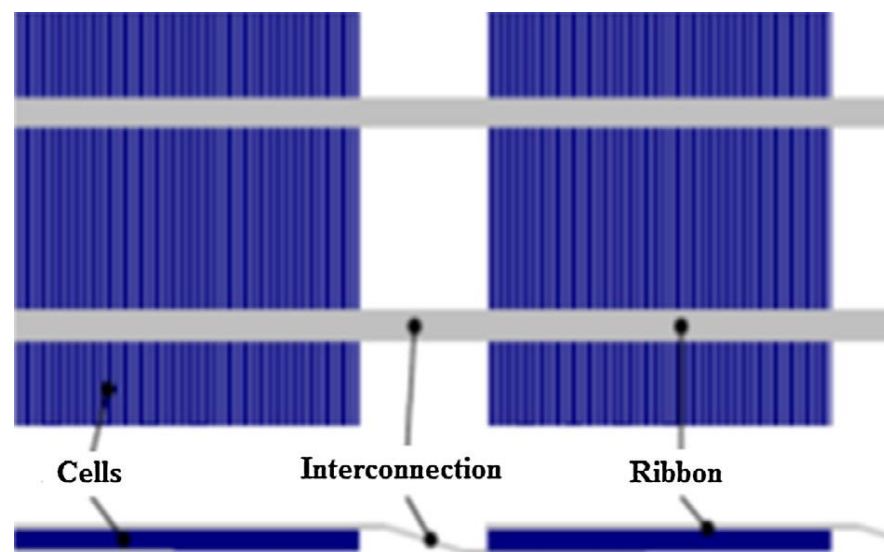


Figura 9: Interconnessioni delle celle fotovoltaiche [8]

La rottura di tali interconnessioni può essere causata da:

- lo stress meccanico durante il trasporto ed installazione del modulo;
- gli hotspot (punti caldi) generati dall'ombreggiamento parziale, dovuti sia alla posizione sia alla sporcizia, durante il funzionamento dell'impianto

fotovoltaico;

- durante il processo di saldatura dei collegamenti, si possono determinare delle tensioni interne residue che ne indeboliscono la resistenza e la rottura durante il funzionamento anche a causa degli stress termici e meccanici continui i cui è sottoposto il modulo.

Si può evidenziare che questa tipologia di guasto diminuisca le prestazioni del modulo però non necessariamente è un problema per la sicurezza delle persone.

2.3.4. Connettori non adatti

I connettori sono elementi molto importanti per la sicurezza e per il buon funzionamento di un impianto fotovoltaico, poiché sono loro che connettono elettricamente i moduli fotovoltaici tra loro ed alle altre parti dell'impianto.

Durante il funzionamento dei moduli fotovoltaici si possono avere alcuni problemi causati da connettori non sono adatti mal fissati (Figura 10). Quando i connettori non sono correttamente agganciati alla scatola dei fusibili, al quadro di connessioni, ai cavi o ancora all'inverter sul luogo di installazione, possono causare la disconnessione di un'intera stringa.

Anche se questi problemi non sono considerati un guasto del modulo stesso vengono qui presi in considerazione per la gravità delle loro conseguenze. Proprio a causa della gravità delle conseguenze è necessario mettere in evidenza che la crimpatura dei connettori deve essere eseguita in maniera corretta e con l'ausilio degli specifici utensili. Nella maggior parte dei casi questi tipi di problemi possono essere rilevati con una attenta ispezione visiva.



Figura 10: Esempio di guasto dovuto a connettori mal fissato [9]

2.3.5. LID (Light Induced Degradation)

La riduzione della potenza indotta dalla luce, cioè il degrado causato dalla luce nelle prime ore di esposizione al sole, non è considerata un guasto proprio del modulo perché il produttore deve tenere conto di questo effetto per la definizione della potenza nominale del modulo fotovoltaico (definito nella norma EN 50380). Conosciuto anche come Effetto Staebler-Wronski (SWE), il LID è legato alla presenza di un complesso boro-ossigeno nel wafer con cui si realizza la cella fotovoltaica. Quando le celle fotovoltaiche sono esposte alla luce, si verifica la generazione e la ricombinazione delle coppie di elettroni. Come riportato in [10], si ritiene che l'energia rilasciata durante la ricombinazione possa rompere alcuni dei legami Si-Si deboli. Questi legami spezzati formano difetti metastabili, che migliorano la ricombinazione delle coppie di elettroni e, quindi, la formazione di più difetti metastabili. L'aumento dei difetti deteriora la qualità del materiale che viene tradotta in degrado nelle prestazioni delle celle solari.

Questo degrado può essere rilevato dal continuo controllo della corrente e della tensione oppure misurando periodicamente le caratteristiche I-V. La condizione ottimale è che la potenza stabilizzata del modulo fornita dal produttore sia uguale o superiore al valore stabilizzato misurato. Una parte di questo degrado può essere temporaneamente recuperata mediante ricottura termica della cella in modo da staccare il complesso boro-ossigeno durante i mesi caldi dell'anno (o ad elevate temperature). Tuttavia la variazione di prestazione dovuta questi due effetti (degradazione della potenza indotta dalla luce e recupero termico) dipende dalla tecnologia del modulo, dalle condizioni climatiche locali e dal tipo di integrazione. Quindi, è fondamentale l'utilizzo di celle e processi di produzione

che garantiscono un LID più basso possibile, altrimenti si rischia di acquistare un modulo che produce meno potenza di quella dichiarata dal costruttore.

2.3.6. Superficie anteriore/superiore sporca

Consiste nell'accumulo di sporcizia, polvere, polline, fuliggine, foglie, muschio, escrementi di uccelli, ecc., sulla superficie superiore del modulo fotovoltaico. A seconda della tipologia questa sporcizia può consentire anche la crescita dannosa dei funghi.

In ogni caso è da tener presente che qualsiasi cosa che blocchi la luce prima delle celle ridurrà l'efficienza del sistema fotovoltaico. La sporcizia accumulata può ombreggiare parzialmente una cella nel modulo, essa produrrà, quindi, una corrente inferiore rispetto alle altre celle della stringa o non produrrà energia elettrica. Tuttavia, le celle rimanenti continuano a produrre energia, che potrebbe essere parzialmente dissipata sotto forma di calore nella cella ombreggiata.

La dissipazione di questa energia provoca il riscaldamento della cella, che può subire danni, oltre che minore produzione di energia per il carico. Dato che le celle sono collegate in serie e parallelo tra loro, il danneggiamento di una di esse può provocare la distruzione di diverse celle.

In molti casi le piogge non garantiscono una adeguata pulizia dei moduli sarebbe, quindi, preferibile procedere periodicamente e ad una pulizia aggiuntiva, che realizzata da operatori, per la rimozione dei depositi più densi in maniera tale da garantire la prevista produzione.

2.3.7. Danni dovuti a fulminazione

In questo caso i moduli non sono l'origine del guasto ma essi non sono progettati per supportare il carico di un fulmine. Tuttavia, è stato spesso rilevato e che le fulminazioni possono causare la rottura dei diodi di bypass e la rottura meccanica del modulo colpito direttamente del fulmine. Questi guasti, quando non sono essi stessi catastrofici, possono condurre alla formazione di hotspot.

2.4. Guasti riscontrati in tutti moduli

In questa parte vengono discussi quei guasti che possono affliggere tutte le tipologie di moduli indipendentemente dalla tecnologia (film sottile, silicio mono o policristallino, ecc.).

2.4.1. Delaminazione

La delaminazione consiste nella perdita di aderenza o nella separazione tra i diversi livelli del modulo fotovoltaico (vetro, incapsulante e strati attivi anteriori e posteriori), essa si presenta spesso tra polimero incapsulante e cella o tra vetro e polimero incapsulante e soprattutto nelle estremità dei moduli. La delaminazione è comunque più probabile nell'interfaccia tra EVA (polimero incapsulante) e la cella solare, poiché la resistenza interfacciale può inizialmente essere più limitata rispetto all'interfaccia EVA e vetro [7].

È causata principalmente da:

- fattori che influenzano la durata delle interfacce all'interno di un modulo fotovoltaico, cioè da condizioni climatiche tra cui umidità relativa, calore, raggi UV e salinità;
- da problemi durante la produzione e/o montaggio del modulo, per esempio la pulizia inadeguata del vetro.

Questo tipo di guasto comporta un degrado chimico-fisico, cioè la corrosione, poiché permette la penetrazione d'acqua all'interno della struttura del modulo. Esso provoca anche un aumento della percentuale di radiazione riflessione, dato che compromette la capacità di assorbimento ottico e, di conseguenza, una riduzione della potenza erogata dovuto l'aumento della resistenza in serie. Di solito la delaminazione non causa problema di sicurezza; tuttavia, se delaminazione provoca l'esposizione dei componenti elettrici attivi nella parte posteriore dei moduli ciò può rappresentare un rischio elettrico.

È possibile, con una ispezione visiva, identificare i moduli soggetti a delaminazione. Tuttavia esistono dei test più dettagliati che identificano meglio il problema, e ne consentono una quantificazione (la termografia a impulso - PT e la termografia Lock-in - LIT sono due esempi).

2.4.2. Rottura dello strato di retro modulo (Back sheet adhesion loss)

Come già detto, il back sheet ovvero lo strato di retro modulo è costituito da un foglio di polimero, o un altro vetro, messo sulla parte posteriore del pannello con lo scopo di proteggere i componenti elettronici dall'esposizione diretta dell'ambiente e di garantire un funzionamento sicuro sotto tensione. Comunque, la scelta del materiale dipende dal

costo, dal tipo di resistenza meccanica richiesta, dalla necessità di isolamento elettrico e isolamento dell'umidità.

Quando il foglio posteriore utilizzato è un vetro il guasto che si può verificare è la rottura del vetro stesso dovuta a errori di montaggio e/o imballaggio, durante il trasporto e processo di installazione, a cause delle vibrazioni e sollecitazioni di tipo termico e meccanico a cui il modulo è sottoposto. Un altro svantaggio del realizzare il modulo con il vetro sia nella parte superiore che in quella inferiore è che senza un adeguato controllo della laminazione, l'incapsulante in eccesso può sfuggire attraverso i bordi del modulo provocando una significativa tensione meccanica. Allo stesso modo, il vetro temperato non è perfettamente piatto e, quindi, sono presenti delle sollecitazioni meccaniche residue. Nei due casi, si ha una maggiore propensione a delaminare e a rompere il vetro.

Invece, quando si utilizza un polimero, il foglio posteriore è un laminato costituito da uno strato di polimero direttamente esposto all'ambiente, uno strato interno di PET e un altro di incapsulante. Il polimero in questo caso è, di solito, un polimero contenente fluoro, altamente stabile e resistente ai raggi UV. Si può raggiungere anche un foglio di alluminio per evitare penetrazione di umidità. In questo caso c'è la necessità di fornire uno strato di isolamento elettrico più robusto. La perdita di adesione o delaminazione dello strato di retro modulo è causata dai cicli termici, dagli stress meccanici, fisici o chimici, dall'umidità o ancora dai raggi UV.

È importante evidenziare che se la tecnologia del modulo fotovoltaico è a silicio cristallino, dopo che si verifica la rottura del vetro, c'è ancora uno strato di incapsulante che funge da isolamento elettrico, mentre se è a film sottile ciò rappresenta un notevole rischio per la sicurezza così come una grande, o completa, perdita di potenza del modulo. Questo perché con il vetro rotto si potrebbero formare dei livelli di tensioni interni al modulo con conseguente generazione di archi elettrici, che se verificati in concomitanza alla rottura del diodo di bypass, potrebbero dare origine ad un incendio.

Questo tipo di delaminazione permette la formazione di bolle. In linee generale, se la perdita di adesione del back sheet si verifica nella parte centrale di un modulo, non ci sono gravi problemi per la sicurezza, invece se si verifica nei bordi dei moduli oppure vicino alla scatola di giunzione, può permettere tanto la penetrazione d'acqua quanto l'allentamento della scatola di giunzione, provocando delle complicazioni più onerose.

2.4.3. Rottura della scatola di giunzione

La scatola di giunzione (junction box) ha un ruolo importante nella protezione delle

connessioni elettriche delle stringhe di celle. Come detto prima, di solito la scatola contiene i diodi di bypass, i cui obiettivo è quello di garantire il funzionamento dei moduli della stringa impedendo che squilibri di tensione, dovuti ad esempio a ombreggiamenti parziali provochino danni dovuti, per esempio, hot spot.

In [7] sono riportati alcuni problemi che si possono verificare nel tempo:

- fissaggio non ottimale della scatola di giunzione, dovuto la qualità di alcuni materiali adesivi nel lungo periodo;
- errori durante il processo di fabbricazione (ad esempio scatola mal chiusa);
- presenza di umidità che può causare corrosione delle connessioni e delle interconnessioni delle stringhe;
- cablaggio errato che può portare alla formazione degli archi all'interno della scatola di giunzione, e, nei peggiori casi, può innescare un incendio;
- riscaldamento della scatola dovuto non ottimale saldatura dei contatti delle interconnessioni di una stringa. Ciò è causato da una bassa temperatura di saldatura o dei residui chimici dei processi di produzione precedenti che potrebbero aumentare la resistenza.

2.4.4. Decolorazione del materiale incapsulante

Un sottile strato di materiale trasparente è interposto tra il vetro e le celle fotovoltaiche con lo scopo di evitare il contatto diretto tra queste, isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato e ancora eliminare gli spazi vuoti che altrimenti si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle. Il più utilizzato è etilene vinil acetato (l'EVA).

Lo scolorimento dell'EVA è dovuto all'esposizione ai raggi ultravioletti (UV) e alle alte temperature per periodi prolungati durante la vita operativa del modulo. Comunemente l'EVA contiene additivi che, se usati nella concentrazione corretta ne ritardano l'ingiallimento. Come riportato in [11] la durata dell'EVA può essere aumentata utilizzando stabilizzanti UV e antiossidanti. Tuttavia quando esposta all'irradiazione a 45°-85° C l'EVA vergine mostra un aumento del contenuto di gel e una graduale perdita dello stabilizzante mediante la foto ossidazione e la generazione di acido acetico. Quest'ultimo catalizza termicamente la decolorazione che fa sì che l'EVA diventi marrone, il che può ridurre le prestazioni del modulo di oltre il 50% della potenza iniziale. Anche la sporcizia

sulla superficie anteriore o superiore può anche provocare la decolorazione.

Le perdite di prestazioni per decolorazione sono causate dal fatto che al diminuire della trasmittanza cioè, del rapporto percentuale tra l'intensità della luce che attraversa il materiale e quella della luce che ne emerge, del materiale incapsulante si riduce l'assorbimento della luce solare da parte delle celle.

A meno che lo scolorimento non sia molto severo e localizzato in una singola cella, il che potrebbe causare l'attivazione di un diodo di bypass di una stringa, lo scolorimento di EVA non presenta alcun problema di sicurezza (classe di sicurezza A) [7]. Per quanto riguarda le prestazioni, la decolorazione dell'incapsulante contribuisce per una lenta degradazione, dipendente dell'esposizione ai raggi UV e alla temperatura, nel tempo.

Con una ispezione visiva è possibile rilevare il cambiamento nel colore originale del materiale incapsulante.

2.4.5. Rotture delle celle fotovoltaiche

Le fessure delle celle sono crepe nel substrato di silicio delle celle fotovoltaiche che spesso non possono essere viste ad occhio nudo. Le cause delle rotture sono varie e si possono verificare nelle diverse fasi di vita operativa del modulo. Nella fabbricazione del modulo, durante il processo di interconnessioni delle celle, si ha un grande rischio di introdurre delle cricche nelle celle. Dopo la produzione le rotture possono verificarsi a causa dell'imballaggio, del trasporto e dell'installazione, come riportato in [2.3.1], oppure a causa del clamping [2.3.2]. Infine, possono essere dovute all'utilizzo improprio o ad eventi improvvisi, ad esempio durante la manutenzione.

Le crepe possono formarsi con diverse lunghezze e diverso orientamento: Le crepe possono essere rilevate mediante immagini elettroluminescenti e, quando hanno un aspetto standardizzato (Figura 11: Diverse tipologie delle crepe [12]Figura 11), se ne può individuare la probabile causa.. Ad esempio, una fessura che si presenta ruotata di 180° da una stringa alla stringa vicina è dovuta a un errore di produzione prima della laminazione del modulo fotovoltaico. Invece se le crepe hanno l'aspetto dendritico, come in Figura 12, è probabile che la rottura si sia verificata dopo la laminazione [12]. Quando il modulo è sottoposto alle sollecitazioni meccaniche o termiche ogni tipo di fessura presenta un comportamento diverso rispetto alle perdite di potenza che provoca.

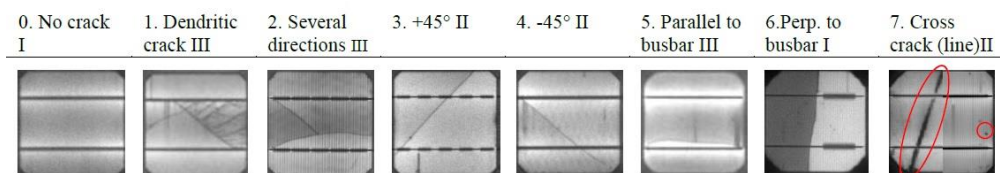


Figura 11: Diverse tipologie delle crepe [12]

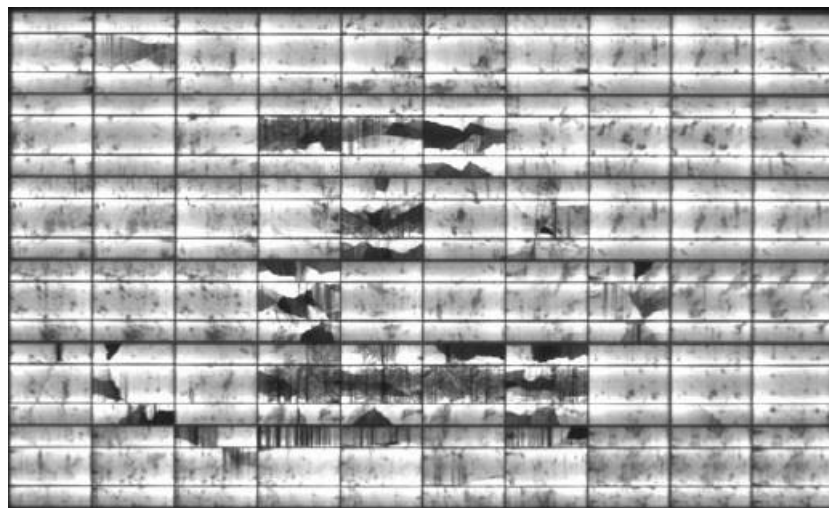


Figura 12: Crepe con aspetto dendritico [12]

A seconda del tipo di fessurazione delle crepe, lo stress termico, dovuto alle variazioni di temperatura a causa delle nuvole o delle variazioni meteorologiche, le sollecitazioni meccaniche, causate del vento o del carico di neve, e la presenza di umidità, possono portare parti delle celle a uno stato di inattività, il che significa che queste parti della cella fotovoltaica non contribuiscono più alla produzione di potenza, e conseguentemente, si riduzione dell'efficienza del modulo.

Essendo interne al modulo fotovoltaico le cricche non possono essere riparate ma comportano la necessità di sostituire il modulo fotovoltaico.

2.4.6. Bave di lumaca (Snail tracks)

Le tracce di lumache sono state trovate in una grande varietà di moduli solari, quindi non dipendono delle tecnologie o dei materiali utilizzati. Sono stati identificati quattro diversi prodotti di degradazione delle tracce di lumache: carbonato di argento, solfuro di argento, fosfato di argento e acetato di argento. Le tracce di lumache di solfuro d'argento sono state trovate solo dopo il test del calore umido (solo indotto artificialmente), tutti gli altri tipi sono stati trovati da moduli fotovoltaici difettosi sul campo e, rispettivamente, parzialmente da prove di stress [13].

Sono identificati, solitamente nei primi anni di vita delle celle, da particolari striature scure, ovvero decolorazione grigie o nere (Figura 13), come in che si sviluppano sul vetro anteriore del modulo. La loro origine è sconosciuta, ma si pensa che sia collegata a micro crepe nella cella solare [7].

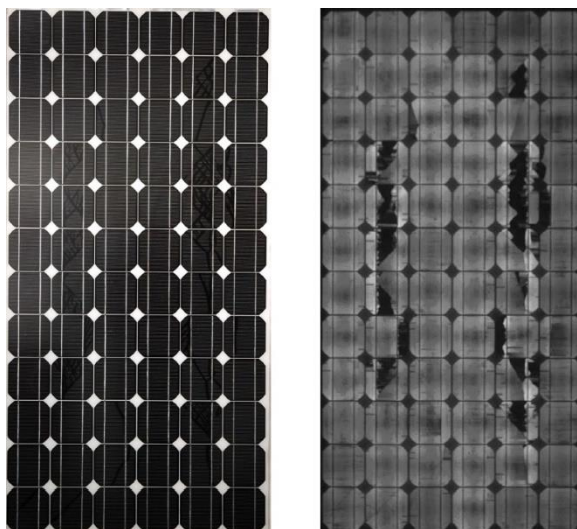


Figura 13: Tracce di lumache

La decolorazione è visibile a occhio nudo e è rilevata nei margini delle celle e/o lungo le cricche o micro fessure, più specificatamente sui contatti elettrici in argento posti sulla superficie delle celle fotovoltaiche di silicio cristallino. Nello studio [13] gli autori citano le differenze tra le degradazioni rispetto dove sono rilevate. Le tracce di lumache possono differirsi notevolmente in termini di aspetto visivo e presentarsi ancora di diverse forme, come un'unica linea o una doppia come un verme o anche più estesamente (Figura 14).

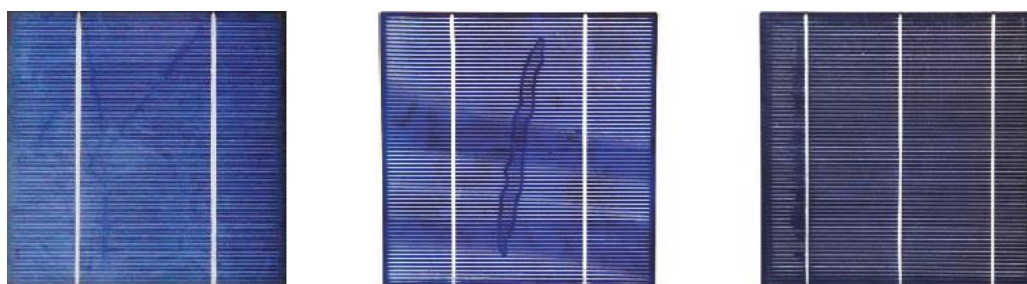


Figura 14: Differenti aspetti della decolorazione delle bave di lumaca [13]

Tuttavia ancora non esiste una tecnica standard per le rilevazioni delle bave di lumache su moduli fotovoltaici. In [14] gli autori riportano un sistema di misurazione che rileva e misura le tracce di lumache sui moduli utilizzando una combinazione di spettroscopia Raman e fluorescenza. Le micro fessure sono prime identificate con

l'elettroluminescenza e poi mappate con tale sistema. Le regioni senza le tracce mostrano un'intensa fluorescenza mentre quelle che le presentano rilevano poca o nessuna fluorescenza.

Questo fenomeno è strettamente legato alle condizioni ambientali e climatiche in cui il modulo è posto a operare (fattori di stress come raggi UV e temperatura) e anche del materiale dell'incapsulante. Una volta che un modulo fotovoltaico viene illuminato con la luce solare, le reazioni chimiche nell'EVA formano cromofori, sostanze che hanno molti elettroni in grado di assorbire energia o luce visibile e eccitarsi in modo da emettere diversi colori, e quindi con uno spettro caratteristico di fluorescenza. Quando l'aria con elevata umidità si infiltra nelle celle, l'ossigeno si sparge nello strato dell'incapsulante, facendo con che gli ioni (particelle nanometriche) di argento provenienti dai contatti elettrici dei moduli si ossidino, provocando il cambiamento di colore.

È importante sottolineare che questo fenomeno non influisce sulle prestazioni, essendo quindi un problema puramente estetico. Comunque, dal punto di vista dei consumatori, sono percepiti come difetti. Per evitare questo fenomeno, è inevitabile ottimizzare i materiali dell'incapsulante e del back sheet, e le combinazioni di materiali che sono inclini alla formazione di tracce di lumache.

2.4.7. Bruciature (Burn marks)

Le bruciature sono marchi o segni che indicano un riscaldamento delle parti di una cella o del modulo fotovoltaico causati da svariati motivi. La presenza di cricche o di rotture, sia delle saldature che delle interconnessioni delle celle fotovoltaiche, o ancora di un flusso di corrente inversa, può provocare un riscaldamento delle parti interessate. Si tenga conto che all'aumento della resistenza, si può associare un incremento di temperatura che, a sua volta, può essere sufficiente da scolorire la parte anteriore e/o posteriore del modulo, generando le marche di bruciature. Questo tipo di degradazione è dovuto alle sollecitazioni termiche e meccaniche oppure dall'ombreggiamento parziale del modulo fotovoltaico, che causano le cricche o rotture ed il flusso di corrente inversa sopracitate.

La perdita di potenza associata a questa tipologia di degrado è simile alla perdita di potenza da diverse guasti già citati, come la rottura del vetro o delle celle.

Di solito le bruciature possono essere identificate visivamente. Comunque, per controllare se si ha la necessità di sostituire il modulo fotovoltaico, si può utilizzare la termografia a infrarossi in condizioni di illuminazione e/o ombreggiamento parziale per identificare se la parte interessata continua a presentare una significativa sovratemperatura

rispetto alle altre parti del modulo oppure il fenomeno non è più presente.

2.4.8. Potenziale Indotto di Degrado

Il PID, come più comunemente è chiamato il Potenziale Indotto di Degrado, è una tipologia di guasto recentemente individuata negli impianti fotovoltaici che contempla gli effetti e gli impatti dell'uso di elevati tensioni associato alla scelta della polarità del potenziale a lungo periodo di tempo nella durabilità dei moduli.

A causa della crescente importanza dell'energia solare attualmente in tutto il mondo, i sistemi fotovoltaici stanno diventando sempre più grandi, al fine di aumentare continuamente le tensioni in modo tale da ridurre le perdite e ingrandire la potenza totale erogata. Si usa quindi, un maggiore numero di moduli o pannelli collegati tra di loro in serie. Di conseguenza, essi sono soggetti a maggiori potenziali relativi verso terra, provocando stress ad alta tensione, e potrebbero venire a degradarsi. In alcuni casi, per evitare una carica elettrica potenzialmente pericolosa per gli umani, le strutture metalliche dei moduli (frame) sono collegate a terra, creando una differenza di potenziale individuale di ciascun modulo riguardo al suo frame. Come l'isolamento del frame e delle parti attive del laminato non è perfetto, questa differenza di potenziale risulta in correnti di dispersione che influenzano l'efficienza del modulo stesso.

Alcuni fattori, sia ambientali che costruttivi, possono influenzare in modo tale da intensificare il PID. Quando l'umidità penetra nel pannello solare, la corrente di dispersione aumenta a causa della crescente conduttività del materiale incapsulante e dell'interazione di esse con la lamina posteriore, il vetro ed il frame. Rispetto alla temperatura, il suo effetto è particolarmente noto, soprattutto nei materiali semiconduttori. Quanto maggiore è la temperatura, maggiore è la resistenza al flusso di corrente, minore è la conduttività e maggiori sono le perdite. Per quanto riguarda gli aspetti costruttivi, essi possono essere a livelli di cella, modulo, pannello o sistema fotovoltaico e dipendono del materiale, della sua qualità e come è fatto il montaggio o l'installazione.

A seconda della tecnologia del modulo, diversi fenomeni possono essere rilevati al verificarsi del PID. Il più prominente è la polarizzazione della superficie nel modulo fotovoltaico di silicio a causa della ricombinazione degli elettroni nella superficie delle celle. Quest'effetto, presentato nell'articolo [15], non è distruttivo e, nella stragrande maggioranza dei casi, può essere reversibile, come indicato nella Figura 15. Con minore frequenza, è legato alla corrosione elettrochimica dovuta migrazione degli ioni di sodio alla superficie, che non è risolvibile.

Comunque, tutti i fenomeni portano il modulo ad una degradazione nel tempo che è fortemente dipendente della polarità del potenziale applicato/indotto nel modulo rispetto alla terra, che è determinato nell'impostazione del sistema fotovoltaico [16]. Quindi, alcuni moduli fotovoltaici della stringa possono avere un potenziale negativo verso la terra, a cui sono fisicamente tramite la struttura che, da normative, è collegata con la terra stessa. Si genera perciò una migrazione di cariche elettriche dal vetro, attraverso l'E.V.A., verso la cella che va a ridurre sensibilmente la capacità di conversione fotovoltaica [17].

Altro problema che si può creare è la riduzione della resistenza shunt delle celle dovuta alla grande deviazione delle cariche elettriche [18].

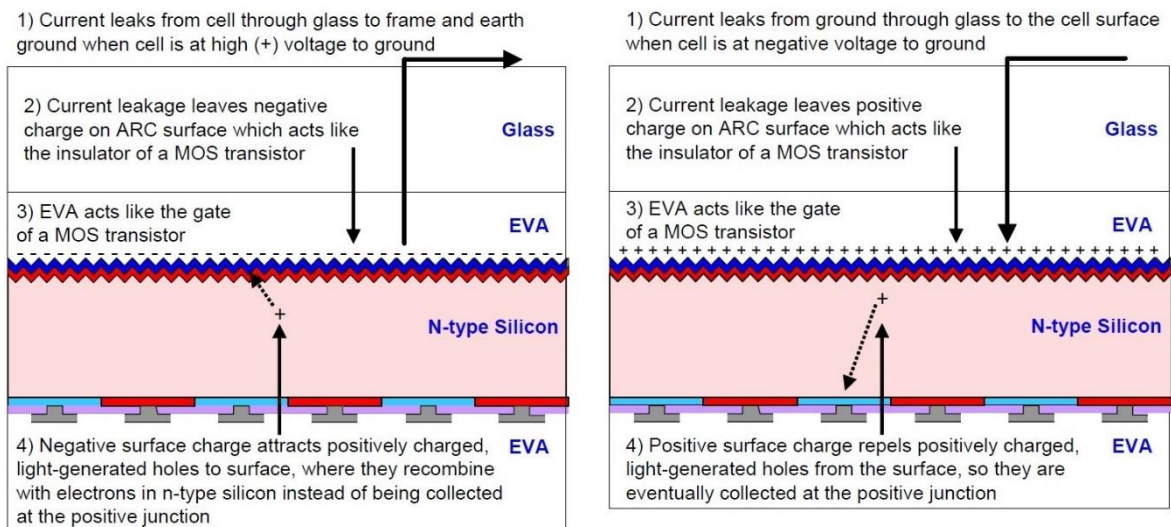


Figura 15: Schema della polarizzazione della superficie della cella (A-300) e la reversibilità dell'effetto stesso

Sebbene l'origine del PID sia a livello di cella - può essere minimizzata o evitata su tutti i livelli - sistema, pannello e cella. La soluzione a livello di sistema è la scelta di uno schema di messa a terra appropriato dei pali delle stringhe mentre a livello di pannello le proprietà del materiale di incapsulamento determinano l'altezza delle correnti di dispersione che nel caso di celle solari soggette a PID portano. A livello delle celle molti parametri influenzano la stabilità PID delle celle solari. Oltre alla resistività del materiale di base e alla resistenza del foglio di emettitore, il parametro più importante è stato il rivestimento antiriflesso poiché l'adattamento di questo strato può evitare l'effetto del PID [19]. Nello studio [16] sono presentati più dettagliatamente le cause, le conseguenze e come si potrebbero agire per prevenire il fenomeno PID. Comunque, a livello delle celle si possono sottolineare le seguenti osservazioni rispetto il materiale [17]:

- **Celle:** anche le celle possono essere più o meno isolate bene lungo il loro perimetro. Una cella ben isolata avrà una corrente di dispersione più bassa e quindi sarà meno soggetta al PID. Tuttavia celle uguali del medesimo produttore possono essere realizzate con wafer di resistività diversa: maggiore è la resistività del wafer minore sarà il rischio di PID;
- **Anti-reflection coating delle celle:** questo si è dimostrato uno dei parametri più importanti per prevenire il PID. Normalmente l'antiriflesso è realizzato in SiN ma si è notato che materiali con una percentuale di N alta sono più soggetti a PID. Al tempo stesso, laddove lo strato di antiriflesso è più spesso, si riduce il rischio di PID;
- **Vetro a basso contenuto di sodio:** si è verificato sperimentalmente che vetri ad alto contenuto di sodio favoriscono il PID;
- **Materiale incapsulante:** l'E.V.A. o eventuali altri incapsulanti utilizzati nella produzione del modulo devono poter garantire una bassa dispersione di corrente. In ogni caso devono avere un basso WVTR (Water Vapour Transmission Rate – Tasso di trasmissione del vapore acqueo).

2.4.9. Difetti del diodo di bypass

In un sistema fotovoltaico cui i moduli sono collegati in serie e/o parallelo, è necessario introdurre dispositivi di protezione, generalmente i diodi, al fine di evitare danni, ad esempio i punti caldi, e conseguenti perdite di potenza del sistema a causa delle differenze tra le caratteristiche elettriche delle celle nei moduli e l'eventuale ombreggiatura delle stesse.

Nel caso in cui le celle fotovoltaiche sono collegati in serie, loro potrebbero funzionare come carica per le altre celle. A causa dell'ombreggiamento delle celle, c'è il rischio di avere una tensione negativa applicata alle sue estremità maggiore della tensione che supporta (tensione di "breakdown"), provocando un'eccessiva dissipazione di potenza su di essa e, di conseguenza, un riscaldamento che può causare danni alla cella. Quando si collega un diodo di bypass alle estremità delle celle, il diodo si polarizza direttamente permettendo alla corrente di fluire attraverso di esso. Così la cella in questione non

contribuisce alla conversione di energia elettrica, ma non si comporta come una carica per le altre celle. Il diodo di bypass deve essere in grado di condurre tutta la corrente generata della serie di celle e la sua tensione deve essere il più piccola possibile.

Ci sono due tipi di problemi che possono capitare a un diodo di bypass, e ciascuno di essi si manifesta in modo diverso. Nel primo caso, il diodo di bypass non conduce elettricità per nulla, in entrambe le direzioni. Ciò può verificarsi se un diodo non è mai stato installato, se il diodo non è collegato correttamente, o se una corrente elevata ha danneggiato il diodo. In questo caso, il responsabile del sistema non si accorge di nulla in un primo momento. Solo quando il modulo interessato sarà ombreggiato, la corrente dell'intera stringa diminuirà fino al valore della cella ombreggiata; in alternativa la cella inizierà a consumare energia elettrica se l'inverter può ridurre la tensione a sufficienza. Nel secondo caso, se il diodo di bypass stesse lavorando correttamente, avrebbe solo la tensione dalle celle non ombreggiate nella sua serie; siccome la tensione negativa sulla cella ombreggiata aumenta, il diodo bypass diventa conduttivo. Quando il diodo di bypass è difettoso, tuttavia, non è in grado di intervenire, e la cella riceve una tensione sempre più negativa fino a raggiungere infine un punto di rottura. Con "punto di rottura" qui non si intende solo un malfunzionamento meccanico, ma anche nel punto della curva di un diodo in cui diventa conduttore nella direzione inversa [20].

Per rilevare un diodo di bypass difettoso, è necessario trasmettere, mediante un generatore di energia solare, una corrente elettrica attraverso delle celle nella normale direzione, preferibilmente di notte. Dal momento che le celle non possono fornire energia durante la notte, i diodi di bypass – se stanno funzionando correttamente – diventano attivi e indirizzano la corrente oltre le celle solari. Se un diodo di bypass è difettoso, non passerà nessuna corrente. Per scoprire quale modulo ha il diodo di bypass difettoso, si può fare l'uso della termografia, poiché la corrente scalderebbe le celle interessate e il calore è visibile a questa tecnologia di ispezione.

2.5. Altre tipologie di guasto

2.5.1. Corrosione

È un fenomeno elettrochimico che determina una interazione chimico-fisica del materiale con l'ambiente che lo circonda, indicando un processo naturale e irreversibile di degradazione lenta e continua di un materiale.

La principale causa è la presenza dell'umidità che entra nei bordi dei laminati del

modulo o nella sua parte posteriore. Oltre ciò, l'umidità provoca il rischio elettrico perché aumenta la conduttività elettrica del materiale, facendo aumentare le correnti di dispersione. Quindi non è un problema rilevato soltanto nei moduli. Di conseguenza, l'umidità peggiora le caratteristiche o proprietà fisiche del materiale inizialmente coinvolto, come il telaio metallico dei moduli fotovoltaici poiché il sodio esistente nella composizione del vetro reagisce con l'umidità, ma anche i cavi, provocando così il degrado tra le celle. Nello studio [21] la corrosione nel cavo era dovuta allo zolfo nel suo isolamento, e tra le celle, si è identificato il cloro come corrosivo, che potrebbe provenire da un flusso di saldatura reattivo, che ha causato un circuito aperto.

Con una ispezione visuale si può rilevare tale tipologia di guasto. Alcune possibili soluzioni sarebbero raggiungere barriere più efficienti contro l'umidità e utilizzare materiali incapsulanti che non aumentano la conduttività con la penetrazione di umidità.

2.5.2. Presenza di bolle

Alcune reazioni chimiche producono gas e formano queste bolle che generalmente compaiono nella parte posteriore del modulo, si accumulano nel polimero incapsulante (EVA), e raramente si trovano nella parte anteriore tra cella e vetro (questo perché le celle sono più rigide rispetto l'EVA). È una tipologia di degradazione simile alla delaminazione, però colpisce un'area minore.

Le bolle formano delle camere d'aria e, sebbene la temperatura dell'aria nella camera appaia inferiore a quella delle celle adiacenti, la temperatura della cella è effettivamente più elevata perché il calore della cella è meno dissipato [22]. Oltre la formazione dei punti caldi, quando le bolle si trovano nella parte anteriore, causano difficoltà nella dissipazione di calore delle cellule: riducono l'assorbimento di energia e la riflessione della luce solare nella cella stessa. Di conseguenza, riducono la vita operativa del modulo fotovoltaico.

Nella immagine sotto vengono riportate le bolle riscontrate sia nella parte posteriore che anteriore di un modulo fotovoltaico. È una tipologia di degradazione vista a occhio nudo.

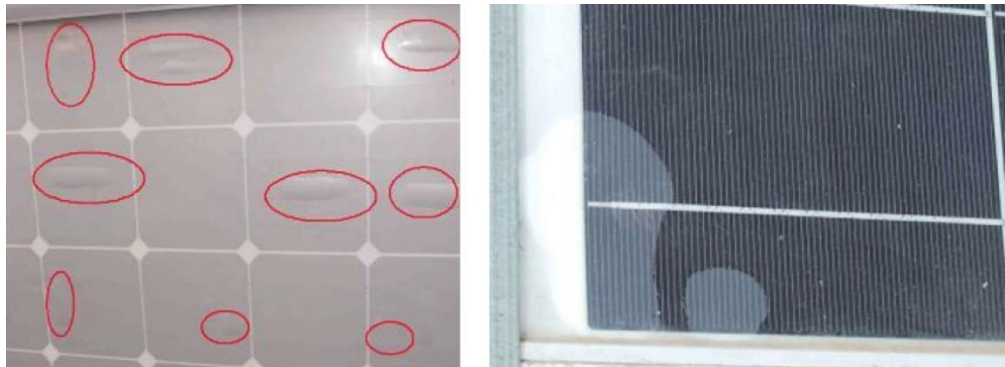


Figura 16: Bolle rilevate nella parte anteriore e posteriore del modulo fotovoltaico [22]

2.5.3. Hotspot

I punti caldi, o hotspot, consistono in un'area ridotta riscaldata su sistema fotovoltaico che si sviluppa quando una cella della stringa ha corrente molto più bassa delle altre. Questo problema può essere causato da diversi fattori.

Uno dei casi più ricorrente accade quando la cella è parzialmente ombreggiata, sia per condizioni ambientali (foglio degli alberi) sia per sporcizia. Tutta l'energia prodotta dalle celle funzionanti viene dissipata dalla cella in ombra provocando il surriscaldamento della piccola area. Oltre l'ombreggiamento parziale delle celle, altre origini di hotspot sono la rottura meccanica della cella e la rottura delle interconnessioni (difetti nelle saldature o l'elevato mismatch di corrente. Tutto ciò causa il danneggiamento delle celle o di altri elementi dei moduli.

Una possibile soluzione è l'utilizzo dei diodi bypass nel box di connessione, poiché questi limitano la tensione reversa provocata dalle celle ombreggiate, e conseguentemente limitano la temperatura. Tuttavia non va sottovalutato il rischio che l'hot spot provochi una fiammata localizzata che può provocare la bruciatura del back sheet; e nei peggiori casi, un incendio.

Per prevenire l'insorgere di questo problema si deve agire sul controllo qualità della cella fotovoltaica. Nella produzione del modulo si devono utilizzare celle il più possibile omogenee non solo in potenza ma anche in corrente per evitare mismatch che possono favorire gli hot spot. Molta attenzione va anche posta nella stringatura.

Il comportamento operativo hotspot delle differenti tecnologie, silicio cristallino o film sottile, sotto l'ombreggiamento è molto diverso. Ciò è dovuto al fatto che, i moduli a film sottile sono estremamente sensibile alla reversibilità della polarizzazione; in altre parole, le misure preventive che utilizzano diodi di bypass potrebbero non essere possibili per limitare la tensione inversa nelle celle interessate.

I punti caldi sono facilmente rilevati tramite la termografia oppure con il test di elettroluminescenza, che ci dà un maggiore dettaglio sull'area colpita.

3. Ispezione

Monitorare l'evoluzione del rischio potenziale di degrado nei moduli è importante per i proprietari degli impianti fotovoltaici, in modo che i moduli operino nelle previste condizioni e si riducano così i costi delle riparazioni e quelli dovuti a mancate produzioni.

Per identificare le varie tipologie di guasto o degrado sono disponibili diverse metodologie di indagine. In [22] vengono descritte le caratteristiche delle seguenti metodologie:

- Ispezione visiva;
- Misurazione della potenza interna ed esterna;
- Immagini a infrarossi (IR);
- Termografia Lock in (LIT);
- Tecniche di immagini elettroluminescente (EL) e fotoluminescenza (PL);
- Tecnica delle vibrazioni ultrasoniche di risonanza (KUV).

Queste indagini andrebbero eseguite sia al momento dell'installazione che durante il normale funzionamento dell'impianto. In realtà queste indagini vengono, per la maggiore parte, condotte in laboratorio e su un numero limitato di campioni prima dell'installazione.

Il presente lavoro di tesi fa riferimento all'ispezione visiva e all'indagine termografica.

3.1. Ispezione visiva

Nell'indagine visiva i moduli vengono accuratamente osservati e di solito, è il primo test fatto per decidere se un modulo debba essere sottoposto a ulteriori test. Consiste in un metodo rapido e efficace per rilevazione dei guasti o pre-guasti. L'ispezione deve essere eseguita sotto la luce solare naturale e gli eventuali difetti siano fotografati da diverse angolazioni in maniera tale da documentarli accuratamente e, eventualmente, poter apprezzarne l'evoluzione nel tempo. Perciò, le riflessioni dovrebbero essere evitate, in quanto potrebbero portare a immagini difettose.

Mediante l'ispezione visiva è possibile rilevare diversi difetti come celle incrinata o parzialmente ombreggiate, imperfezioni di interconnessione, decolorazione dell'incapsulante (ingiallimento), delaminazione, rottura della scatola di giunzione, bruciature, bolle, ecc. Nella Tabella 4 sono riportati i guasti tipici riscontrati durante un'ispezione visiva nel riguardo degli standard IEC 61215, per i moduli a silicio

crystallino, e IEC 61646, per le tecnologie a film sottile.

Componente del modulo fotovoltaico	Guasti del modulo fotovoltaico
Parte anteriore del modulo fotovoltaico	Presenza di bolle, delaminazione, ingiallimento EVA, annerimento vetro.
Cella fotovoltaica	Cella spezzata, cella incrinata, anti riflesso scolorito.
Griglia metallica	Bruciatura, ossidata.
Telaio	Piegato, rotto, graffiato, disallineato.
Retro modulo	Delaminato, presenza di bolle, ingiallimento, graffi, bruciature.
Scatola di giunzione	Fusa, ossidata, corrosa.
Fili - connettori	Distacchi, parti elettriche fragili e scoperte.

Tabella 4: Tipici guasti riscontrati durante l'ispezione visiva IEC 61215 - IEC 61646 [7]

Sotto vengono riportati, secondo lo studio [22], quei difetti visivi che gli autori considerano come principali:

- Superfici esterne rotte, incrinare o lacerate;
- Superfici esterne piegate o disallineate, comprese lo strato superficiale, substrati, cornici e scatole di giunzione;
- una cricca in una cella la cui propagazione potrebbe ridurre la superficie utile della cella di più del 10%;
- bolle o delaminazioni che formano un percorso continuo tra qualsiasi parte del circuito elettrico ed il bordo del modulo;
- perdita di integrità meccanica.

Per una migliore comprensione, nella Tabella 5 vengono assegnati i vari guasti dall'ispezione visiva su dei moduli fotovoltaici.


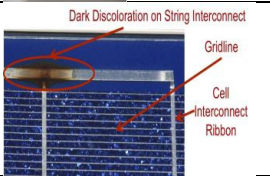




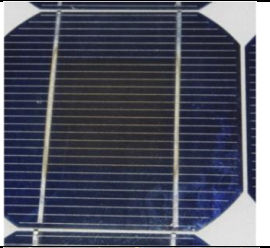
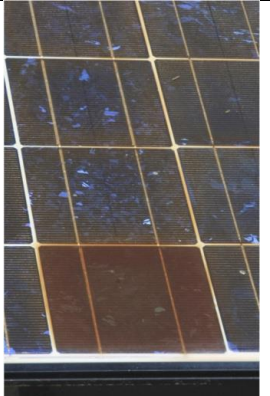
Immagine	Guasto rilevato
	<p>Segni di bruciatura sul back sheet, riscaldamento lungo una sbarra.</p>
	<p>Segni di bruciatura nella parte anteriore, ingiallimento dell'incapsulante associato al surriscaldamento lungo le interconnessioni metalliche.</p>
	<p>Delaminazione di un modulo al Si policristallino.</p>
	<p>Delaminazione di un modulo al Si monocristallino.</p>
	<p>Corrosione elettrochimica di un modulo a film sottile e delaminazione associata.</p>
	<p>Rottura del vetro a film sottile.</p>
	<p>EVA più scuro al centro della cellula, ma lo sbiancamento avviene nelle parti dell'EVA che hanno accesso all'ossigeno atmosferico o che sono abbastanza vicine al bordo, con conseguente perdita di acido acetico che diffonde fuori dalla cellula.</p>
	<p>Una singola cellula più scura rispetto alle altre a causa di una temperatura maggiore.</p>

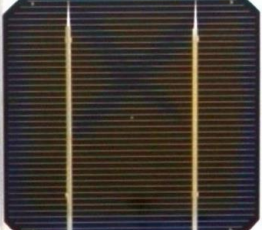


Immagine	Guasto rilevato
	<p>EVA più scuro sopra una cella con due fessure in una cella. Photobleaching prende anche posto lungo le fessure delle cellule quindi la crepa è visibile. La doratura richiede diversi anni per apparire. Questo non può essere confuso con le tracce di lumache.</p>
	<p>La bava di lumaca è una decolorazione delle griglie metalliche che stanno sulla cella. Lo scolorimento appare lungo le fessure delle cellule.</p>
	<p>Delaminazione del back sheet</p>

Tabella 5: Elenco dei guasti rilevabili dall'ispezione visiva sul campo [7]

Uno vantaggio dell'ispezione visiva è che essa non richiede l'uso di attrezzi o di strumenti per identificare i diversi difetti ed è, quindi, così un metodo di manutenzione economico e conveniente. Comunque, al fine di ottenere una identificazione più dettagliata dei difetti anche di quelli emersi durante l'ispezione visiva può essere utile svolgere un'indagine termografica. Con essa si ha un quadro d'insieme ottimale delle condizioni in cui opera l'impianto fotovoltaico, sia per individuare rapidamente potenziale guasti sia per monitorare periodicamente l'impianto stesso.

3.2. L'indagine termografica

La termografia è una tecnica più sofisticata rispetto all'indagine visiva e consente la rilevazione di difetti alcuni dei quali non sono visibili ad occhio nudo. Essa è una metodologia non distruttiva e non intrusiva cioè, non altera il materiale e non richiede la distruzione o l'asportazione di campioni dalla struttura in esame. La termografia è utilizzata per rilevare anomalie termiche causate da cricche, disconnessioni, vuoti, discontinuità del materiale, porosità, ecc.

La temperatura è un fattore molto importante e che influisce direttamente nelle prestazioni del sistema fotovoltaico. Quindi, è di grande validità utilizzare una tecnica non invasiva capace di rilevare dei guasti che provocano un riscaldamento della parte interessata.

La termografia è una tecnica di telerilevamento effettuata tramite l'acquisizione di immagini nel campo dell'infrarosso. Il procedimento permette di analizzare l'emissione termica nella banda dell'infrarosso da parte di un corpo: una termocamera misura, infatti, l'energia nell'infrarosso emessa da corpi a temperatura diversa dallo zero assoluto mediante opportuni sensori, fa la correlazione alla temperatura superficiale del corpo stesso e finisce con la conversione della misura dell'energia emessa in segnale video. L'indagine termografica consente la individuazione di tutti quei difetti che, direttamente o indirettamente generano un'alterazione della distribuzione delle temperature del corpo analizzato termico.

Le indagini termografiche sono utilizzate in diversi ambiti, i principali sono il settore elettrico, quello meccanico ed edile ed il campo medico. L'utilizzo della termocamera permette di fare un inquadramento generale della situazione termica mediante l'interpretazione della radiazione percepita del detector (sensore) della termocamera stessa. Le termocamere hanno caratteristiche tali da consentire diversi utilizzi e diversi vantaggi. In particolare:

- permettono di analizzare la temperatura di qualsiasi corpo senza entrarvi in contatto, cioè in modo non invasivo, permettendo la ripetizione delle misure nel tempo. Questa caratteristica è particolarmente significativa in quanto si ha assenza dell'effetto di carico, e consente il monitoraggio di corpi ad alta temperatura (es. bagni di fusione), lo studio in aree pericolose (es. alta tensione) e, in campo meccanico, il monitoraggio di un fenomeno con cadenza temporale prefissata per verificare l'usura di un componente sotto stress;
- permettono valutare differenze di temperatura dell'ordine dei centesimi di grado;
- permettono il rilevamento dei dati in un campo di misura molto esteso;
- consentono di aumentare le probabilità di individuare in modo preciso il guasto o gli elementi difettosi, anche qualora non fossero ancora critici (rilevamento di preguasto);
- eseguire le misure senza richiedere il fermo degli impianti, anzi le misure vanno eseguite con impianti a regime e possibilmente in condizioni di massima sollecitazione;
- consentono di acquisire dati utili per la programmazione di interventi mirati e preventivi, e quindi riduzione dei costi di manutenzione;
- possono essere utili a ridurre il pericolo di eventi catastrofici come incendi o

blocchi produttivi improvvisi.

Le limitazioni all'uso della termografia invece sono legate all'alto costo dell'apparecchiatura, alla necessità di un operatore qualificato e ad alcuni impedimenti di tipo tecnico come la difficoltà di ottenere dati precisi e veritieri per materiali con bassa emissività, la necessità in alcuni casi di schermare la termocamera dalle emissioni ambientali e l'influenza delle condizioni climatiche.

3.2.1. Tipologie di termografie

Esistono tre metodi termografici che si differiscono tra di loro rispetto alle condizioni di realizzazioni. Il primo è la termografia ad infrarosso (IR) che consente l'analisi dei moduli fotovoltaici sul campo in condizioni di lavoro. Il secondo e terzo sono la termografia lock in (LIT) e la termografia ad impulso (PT), che seppure consentono una visione più dettagliata del modulo fotovoltaico, devono essere eseguite in laboratorio [7].

La termografia ad infrarosso fornisce la misura in tempo reale della temperatura delle varie parti dei un modulo fotovoltaico. Può essere eseguita durante il normale funzionamento (durante il passaggio della corrente fotogenerata), o in condizioni estreme (ad esempio sotto carico e cortocircuito), e può essere eseguita su singoli moduli fotovoltaici che su più moduli contemporaneamente. I difetti che causano una non uniformità della temperatura sulla superficie sono individuabili con la termografia. Il metodo si basa sulla proprietà di ogni materiale di emettere radiazioni elettromagnetiche la cui lunghezza d'onda e il massimo relativo sono correlati alla temperatura del materiale. Questo è regolato dalla legge di Stefan-Boltzman, che definisce l'equazione di come una superficie ideale o "corpo nero" emetta radiazioni. Sfortunatamente, una parte dell'energia viene assorbita o riflessa. Pertanto, l'emissività della superficie in esame deve essere nota al fine di determinare questo fattore e correggere l'equazione. Solitamente, l'intervallo di temperature dell'area in analisi è di un valore tale che le emissioni si trovano nell'intervallo di radiazione infrarossa. I diversi livelli di temperatura in un corpo vengono distinti in una scala di colori.

La termografia lock in (LIT) è utile nel trovare la perdita di potenza usando un'iniezione di corrente. In questo caso, l'eccitazione è periodica ossia, la corrente viene iniettata nella cella solare di forma pulsata e la temperatura aumenta ovunque dove si trovino gli shunt (deviazione) locali. Le deviazioni appaiono come variazioni di temperatura locali. In questa tipologia di termografia è possibile rilevare piccoli difetti, e poiché la grandezza misurata è dipendente dalla sollecitazione impressa è possibile

utilizzare anche correnti basse. Quindi, ha i vantaggi di basso impatto termico sui campioni e può essere isolata l'influenza dei tempi di propagazione di calore. Questo test può essere eseguito in condizioni di oscurità – DLIT, quando le celle sono eccitate elettricamente con l'uso di una sorgente di tensione o corrente, o in condizioni di illuminazione – ILIT, quando eccitate otticamente con una fonte di luce. In particolare, si deve usare una frequenza specifica che permetta il calore di fluire attraverso i materiali in un ciclo.

La termografia ad impulsi (PT) necessita di una fonte di calore esterna per generare un flusso di calore dinamico attraverso il modulo fotovoltaico, sufficienti da elevare la temperatura della superficie circa 1 K a 5 K. Una distribuzione non omogenea della capacità termica del materiale e della conduttività termica, influenzano l'evoluzione della distribuzione della temperatura. È possibile vedere le bolle nella stratificazione e collegamenti elettrici interni invisibili attraverso un foglio posteriore opaco. Uno svantaggio di questo metodo è che è richiesto un sistema ad infrarossi ad alta velocità e ad alta risoluzione.

In questo presente lavoro di tesi prende in esame la applicazione della termografia a infrarosso.

3.2.2. Applicazione della termografia nel fotovoltaico

Come visto precedentemente, con la termografia è possibile evidenziare condizioni di guasto o preguasto non rilevabili con l'ispezione visiva. Nel campo fotovoltaico, quest'indagine va a indagare sulla presenza di un eventuale surriscaldamento, individualizzando i punti caldi (hotspot) nei moduli, che non solo causano perdite di rendimento, ma possono rappresentare vere e proprie fonti di pericolo. Le variazioni delle caratteristiche termiche individuabili con questa tecnica possono essere causate da diversi fenomeni già discussi in questo lavoro: diodi di bypass difettosi, contatti difettosi e cortocircuiti nelle celle solari, infiltrazioni di umidità, sporczia sulla superficie del modulo fotovoltaico, rotture nel vetro o nelle celle, il cosiddetto fenomeno del mismatching, cioè la perdita di potenza causata dalla differente performance dei singoli moduli, cablaggi difettosi e contatti allentati, fenomeni di invecchiamento e inquinamento.

Nella guida [23], vengono segnati i diversi usi e vantaggi della termografia sul fotovoltaico:

- Rilevamento tempestivo di difetti per evitare perdite di rendimento;
- Aumento della sicurezza operativa, prevenzione di pericoli d'incendio;

- Svolgimento di ispezioni veloci e sicure;
- Localizzazione hot spot, moduli che funzionano a vuoto, cortocircuiti, delaminazioni, rottura di celle, contatti corrosi e allentati, scatole di giunzione surriscaldate.

La termografia può essere utilizzata, sia durante il processo produttivo delle singole celle che dopo l'installazione dell'intero pannello solare, per valutare le prestazioni del sistema fotovoltaico.

Per le indagini termografiche svolte durante le fasi di sviluppo e produzione, le celle solari vengono attivate elettricamente o tramite lampade flash in maniera tale da assicurare un contrasto termico sufficiente per misurazioni termografiche accurate. Per ottenere un contrasto termico sufficiente quando si ispezionano le celle solari sul campo, è, invece, necessario un irraggiamento solare di almeno 500 W/m^2 (il valore consigliato è 700 W/m^2), misurabile con un piranometro (per l'irraggiamento solare totale) o un pireliometro (per l'irraggiamento solare diretto). Ciò dipende fortemente dalla località e dalle condizioni atmosferiche locali. Anche temperature esterne basse possono aumentare il contrasto termico [24].

Nella manutenzione in campo, invece, la termografia permette la diagnosi dei guasti, restituendo una panoramica completa dell'impianto fotovoltaico, senza smontare o scollegare i moduli e spengere i pannelli solari dalla rete, come nei tradizionali interventi di manutenzione, che a loro volta, sono lenti e costosi.

Oltre ciò, con l'aiuto della termografia è possibile verificare se la qualità delle celle fotovoltaiche risponde ai requisiti. Attraverso un'analisi svolta prima della scadenza della garanzia è possibile far valere tempestivamente i propri diritti nei confronti del fornitore.

Per illustrare le situazioni che si potrebbero riscontrare durante un'indagine termografica a infrarosso, nella Tabella 6 vengono elencati degli esempi di guasti che possono essere riconosciuti, le possibili cause che portano ad essi e l'influenza sul comportamento elettrico quindi sulla potenza sviluppata dal pannello.

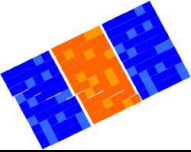
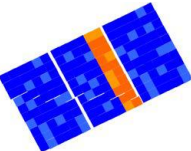
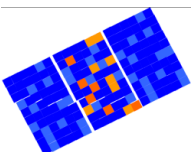
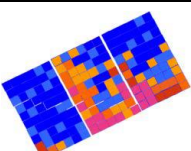
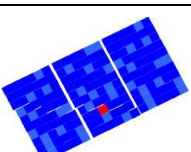
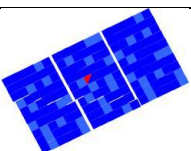
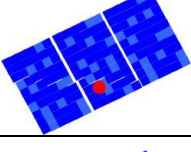
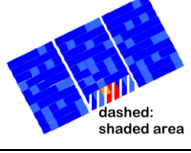
Esempio	Descrizione	Possibile ragione del guasto	Comportamento elettrico
	Un modulo a temperatura più elevata rispetto agli altri.	Il modulo non è collegato al sistema.	Modulo normalmente funzionante.
	Una riga (sottostringa) è più calda di altre righe nel modulo.	Cortocircuito o sottostringa aperta: - Diode bypass cortocircuitato - Cortocircuito interno	Potenza sottostringa persa, riduzione di Voc.
	Le singole celle sono più calde, non viene riconosciuto nessun modello (motivo patchwork).	L'intero modulo è cortocircuitato: - Tutti i diodi di bypass cortocircuitati - Errata connessione	La potenza erogata dal modulo si riduce drasticamente (è quasi nulla), si ha una forte riduzione di Voc.
	Alcune celle sono più calde, la zona inferiore e vicina al telaio è più calda delle altre zone.	Shunt massicci causati da potenziale degradazione indotta (PID) e/o polarizzazione.	Potenza del modulo e FF ridotte. Prestazioni di scarsa illuminazione rispetto alle condizioni standard.
	Una cella chiaramente più calda delle altre.	- Effetti di ombreggiamento - Cella difettosa - Cella delaminata	La diminuzione di potenza non è necessariamente permanente, ad es. ombreggiamento dovuto a fogliame.
	Parte di una cella è più calda.	- Cella spezzata - Interconnessione di stringa disconnessa	Riduzione drastica della potenza, riduzione FF.
	Riscaldamento puntiforme.	- In parte ombreggiato, da depositi o ombre puntiformi.	Riduzione della potenza, in base alla forma e alle dimensioni della parte rotta.
	La sottostringa è notevolmente più calda delle altre quando è ugualmente ombreggiata.	Sottostringa con diode di bypass mancante o a circuito aperto.	Corrente di corto circuito massiccia e riduzione della potenza quando una parte di questa sottostringa è ombreggiata.

Tabella 6: Esempi di situazioni riscontrabili effettuando un'indagine termografica [7]

3.2.3. La termocamera e il suo funzionamento

Una termocamera consente la misurazione della temperatura superficiale di un oggetto, misurando l'intensità di radiazione emessa da un corpo nello spettro dell'infrarosso. Nello specifico la termocamera converte l'intensità della radiazione emessa in una grandezza elettrica che viene, a sua volta, convertita in immagini a colori

su un monitor. In questa maniera si ottiene la mappatura della temperatura dell'oggetto analizzato. Più nello specifico una termocamera è costituita da una lente, da un detector, sensori e software con elaborati algoritmi. La Figura 17 mostra uno schema di principio del funzionamento di una termocamera. L'energia all'infrarosso (A) emessa da un oggetto converge dai componenti ottici (B) verso un detector all'infrarosso (C) che invia le informazioni al sensore elettronico (D) per l'elaborazione dell'immagine. L'elettronica traduce i dati provenienti dal detector (il valore di energia immagazzinata da ogni singolo pixel) in un'immagine (E) visibile, dell'oggetto osservato, direttamente nel mirino oppure su uno schermo. La termografia trasforma un'immagine a infrarossi in un'immagine radiometrica. Ogni pixel nell'immagine radiometrica è in effetti una misurazione di temperatura di un punto sulla superficie del corpo.



Figura 17: Termocamera [25]

Affinché questa conversione sia la più esatta possibile è necessario conoscere sia l'emissività dell'oggetto che stiamo analizzando sia l'entità della radiazione proveniente dall'ambiente circostante e riflessa sull'oggetto stesso. Conoscere l'emissività è indispensabile per poter convertire la radiazione rilevata in temperatura; conoscere gli influssi dell'ambiente circostante è necessario per correggere il valore di temperatura rilevato.

Le principali caratteristiche tecniche che distinguono tra loro le termocamere sono:

- il campo spettrale;
- il tipo di sensore: influenza direttamente tutte le caratteristiche dello strumento – in particolare è possibile distinguere le termocamere in termocamere con sensore raffreddato e termocamere con sensore non raffreddato;
- la dimensione del sensore: è associata alla qualità dell'informazione acquisita (più pixel indicano più alta risoluzione);

- la risoluzione geometrica: indicato con IFOV (Instantaneous field of view) – è l'angolo che rappresenta il più piccolo dettaglio che può essere misurato singolarmente con accuratezza;
- la minima sensibilità o NETD (Noise Equivalent Temperature Difference): è la capacità di distinguere una minima differenza di temperatura tra 2 punti adiacenti.

3.2.4.L'analisi termografica

È molto importante sottolineare che nella pratica dell'analisi termografica occorre seguire determinate regole e linee guida per svolgere le misure affinché le ispezioni siano efficienti e privi da errori grossolani. Di seguito vengono analizzati alcuni aspetti da prendere in considerazione per la esecuzione delle indagini termografiche sui moduli fotovoltaici.

Un primo aspetto da prendere in considerazione è quello relativo alle condizioni meteo. Le misure con termocamera andrebbero eseguiti in giorni sereni e asciutti, cioè giorni in cui il cielo è limpido. Se durante la misura l'irraggiamento solare varia in seguito a un aumento della nuvolosità, l'immagine termica non è più utilizzabile dato che le nuvole riducono l'irraggiamento solare e producono inoltre interferenze con i riflessi. È ancora consigliabile operare in assenza di vento, in quanto la corrente d'aria sulla superficie del modulo solare causa un raffreddamento convettivo, riducendo di conseguenza il gradiente termico. Irraggiamenti elevati producono un aumento della potenza prodotta dal modulo fotovoltaico e un incremento della corrente elettrica. In queste condizioni le immagini termiche sono più nitide e risultano evidenti le celle sovraccariche e gli eventuali hot spot. Un irraggiamento di circa 600 W/m^2 è un valore minimo orientativo. Sempre per ottenere immagini nitide e con una facile identificazione dei difetti è consigliabile di svolgere le misure con basse temperature esterne (ad es. al mattino o alla sera).

Altri importanti fattori da tenere in considerazione sono legati alle caratteristiche dell'oggetto di misura. L'emissività della superficie di ogni materiale varia in base alla struttura del materiale stesso, dalla quale discende la quantità dei raggi infrarossi emessi, che poi vengono in parte riflessi ed in parte irradiati dall'oggetto. Di conseguenza, lo sporco e il rivestimento presenti nel materiale anche loro influiscono sulla misura. Lo sporco, ad esempio polvere e fuliggine, generalmente aumenta l'emissività della superficie. In ogni caso è da tenere in conto che la termocamera va a misurare la temperatura “dello sporco” e non esattamente della superficie del modulo. Anche la presenza di acqua o brina

sul modulo, nonostante si tratti di sostanze con emissività siano relativamente elevate (circa 0,85 – 0,96), può falsare la misura. Infatti, l'acqua, la neve e la brina hanno comportamenti diversi.

Un aspetto da tenere in considerazione è l'orientamento della termocamera rispetto al modulo fotovoltaico. È consigliabile eseguire le misurazioni con la camera orientata tra i 60° - 90° rispetto alla superficie del modulo e che il modulo stesso sia orientato verticalmente rispetto alla direzione d'irraggiamento del sole. Soprattutto quando l'ispezione termografica ad infrarosso è fatta nella parte anteriore del modulo, bisogna fare attenzione ai riflessi causati ad esempio dalla termocamera stessa, dal tecnico che svolge la misura, dal sole o da edifici vicini. I riflessi sono individuabili variando l'angolo visuale, perché anche questi si muovono. Errori di misura dipendenti dall'angolo causano suggestione di differenze di temperatura e riflessioni alteranti. Quando i pannelli solari sono ispezionati dalla parte posteriore si ha un significativo vantaggio in quanto, in questo caso, è possibile escludere praticamente qualsiasi riflesso, evitando così imprecisioni di misura e interpretazioni sbagliate (falsi "punti caldi"), e ancora raggiungere un'emissività più alta.

Nella Figura 18 si osserva come l'emissività diminuisce all'aumentare dell'angolo di incidenza.

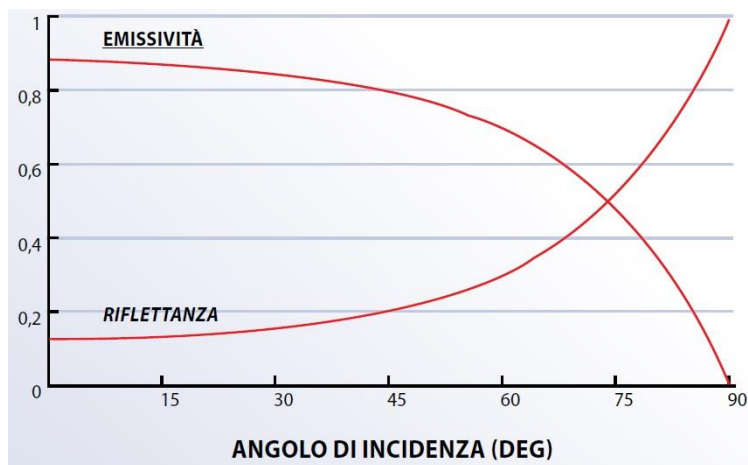


Figura 18: Emissività del vetro in funzione dell'angolo

La Figura 19 riporta gli angoli di osservazioni consigliati e quelli da evitare durante le ispezioni ad infrarossi.

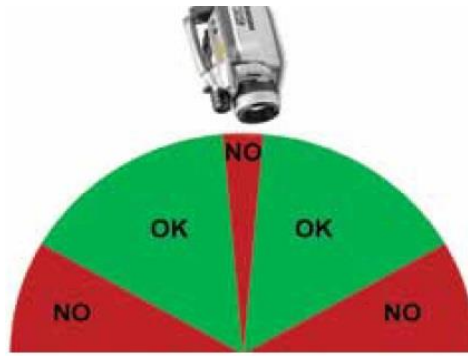


Figura 19: Angoli di osservazioni - verde (consigliato) e rosso (da evitare)

Durante la esecuzione delle indagini termografiche è necessario tener conto che non tutti gli hotspot termici sono considerati come guasti in una cella solare. Un'immagine termica insolita può essere causata da ombreggiamenti parziali o dalla presenza di sporco. Di conseguenza, per identificare correttamente i guasti e individuarne le cause può essere necessario eseguire verifiche supplementari come il controllo visivo, la misura delle curve caratteristiche o il test dell'elettroluminescenza.

Infine, si devono analizzare accuratamente le cause delle differenze di temperature presenti nel modulo in quanto la risoluzione non può essere cambiata una volta scattata la foto. È necessario scegliere accuratamente la distanza di misura, l'area di misura. È preferibile accompagnare alle termografie delle fotografie in maniera tale poter effettuare un confronto tra le due immagini

3.2.5. Caso pratico

Nel presente lavoro di tesi, è stata svolta l'analisi delle immagini di un'indagine termografica di un campo fotovoltaico situato in Sicilia, costituito da vari impianti tutti uguali per tipologia e layout con potenza di 19,2 kWp ciascuno connessi alla rete elettrica in bassa tensione. I moduli utilizzati sono moduli fotovoltaici a silicio policristallino, del modello Oviera Solar OS240P da 240 Wp. I moduli sono installati su strutture metalliche poste su un terreno rurale e seguono prevalentemente l'andamento del terreno stesso. I pannelli sono esposti con un orientamento di 0° (azimut) rispetto al sud, hanno un'inclinazione di 30° rispetto all'orizzontale (tilt) e sono montati su strutture in acciaio zincato e supporti in acciaio zincato verniciato con inclinazione di 30°.

Nella Tabella 7 vengono riportate le principali grandezze elettriche del modulo fotovoltaico utilizzato nell'impianto.

Potenza nominale	P_n	240 Wp
Dimensioni	$L \times H \times S$	1640 x 992 x 40 mm

Tensione U_{mpp}	U_{mpp}	30.0 V
Tensione a circuito aperto (25 °C)	U_{oc}	37.2 V
Corrente I_{mpp}	I_{mpp}	8.0 A
Corrente di cortocircuito	I_{sc}	8.65 A
Coefficiente di temperatura	β	-0.119 V/°C
Efficienza modulo	η	14.75 %

Tabella 7: Principali grandezze elettriche del modulo fotovoltaico
Le curve caratteristiche del modulo fotovoltaico sono mostrate nella Figura 20:

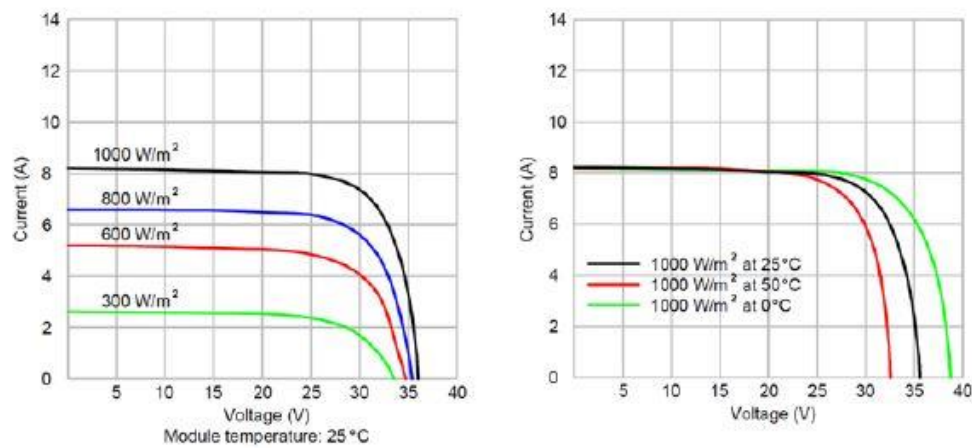


Figura 20: Caratteristica I-V del modulo fotovoltaico

La linea elettrica proveniente dai moduli è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica. Nel lato di corrente continua (CC) è presente un quadro di campo, a monte di ogni convertitore, per il collegamento in parallelo delle stringhe, il sezionamento, la misurazione ed il controllo dei dati in uscita del generatore. Nel lato di corrente alternata (CA) invece, è presente un quadro di parallelo, all'interno di una cassetta posta a valle dei convertitori statici, per la misurazione, il collegamento ed il controllo delle grandezze in uscita dagli inverter. All'interno di tale quadro, è inserito il sistema di interfaccia alla rete e il contatore in uscita della società distributrice dell'energia elettrica.

3.2.5.1. Descrizione della termocamera

La termocamera utilizzata è data in dotazione dall'Università degli Studi di Palermo, dipartimento "Energia, Ingegneria dell'Informazione e Modelli Matematici" e ha le seguenti caratteristiche [26]:

- ✓ Termocamera Fluke, modello Ti45FT;
- ✓ Tipo di sensore: serie di piani focali 160 x 120, microbolometro non raffreddato a ossido di vanadio (VOx);
- ✓ sensibilità termica fino a 0,08° C;
- ✓ Campo visivo (FOV) – Lente 20 mm, FOV 23° x 17°;
- ✓ Risoluzione (IFOV) – 2,60 mrad;
- ✓ Distanza focale minima – 0,15 m;
- ✓ Zoom digitale a infrarossi – 2x;
- ✓ Banda spettrale – da 8 µm a 14 µm.

Il particolare, la termocamera usata appartiene ad una serie di modelli con caratteristiche tali da poter essere utilizzata in una ampia gamma di indagini termografiche. Le immagini ottenibili con questa termocamera sono ad alta risoluzione e consentono di apprezzare anche piccole differenze di temperatura.

I modelli della linea Fluke FT hanno l'esclusiva tecnologia IR-Fusion® che consente di combinare immagini a luce visibile – come una normale fotocamera digitale – e immagini a raggi infrarossi per creare una sola immagine molto più dettagliata, e sovrapporre, ottenendo l'individuazione dei problemi molto nitidamente. La termocamera è dotata di un software che consente di visualizzare, ottimizzare e analizzare le immagini ad infrarossi al personal computer.

3.2.5.2. *Analisi delle immagini*

Le indagini termografiche sono state svolte in giornate di cielo sereno e ciò perché le nuvole possono ridurre l'irraggiamento solare e produrre inoltre interferenze attraverso riflessioni.

Al fine di evitare la riflessione dello spettro termico, la rilevazione viene svolta con un angolo di circa 45° rispetto alla perpendicolare uscente dal pannello e viene ripetuta sia da destra che da sinistra così da evitare possibili errori nella misura. L'immagine termografica è stata scattata da una distanza di circa 3 metri dal pannello e per la schiera alta facendo uso di una scala così da avere un'angolazione costante rispetto al pannello stesso.

L'emissività è stata impostata al valore di 0,95, la trasmissione al valore di 1 e la temperatura di fondo misurata al valore di 18 °C.

La prima immagine a essere analizzata (

Figura 21) mostra una temperatura uniforme su tutto il pannello e non sono identificati punti caldi. La differenza di temperatura tra il punto più caldo (a 37,4 °C) e quella del pannello, circa 36 °C, è molto piccola e può essere trascurabile. Quindi questo pannello funziona normalmente. Da notare che la parte in rosso dell'immagine è costituita dalla cornice in alluminio.

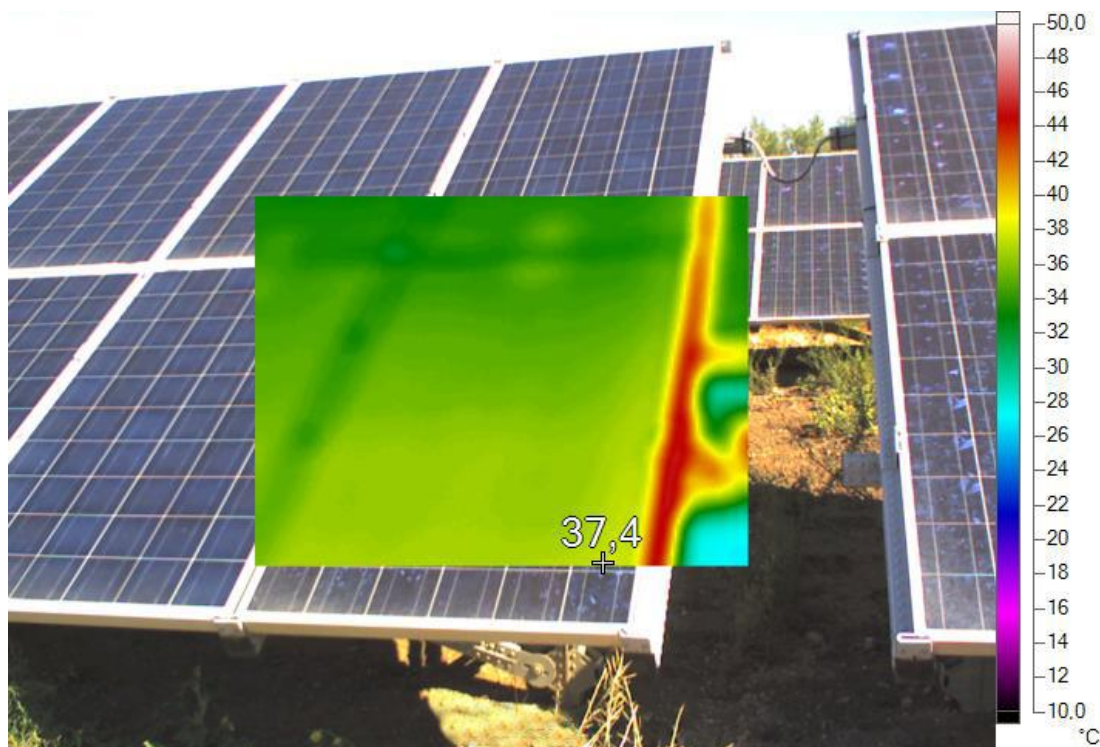


Figura 21: Pannello con temperatura uniforme su tutta la superficie

Passando alla seconda immagine, nella Figura 22 si può osservare che mentre la temperatura della superficie del pannello è di circa 37 °C, il punto a temperatura più alta si trova a 42,2 °C. La differenza tra le temperature in questo caso seppur piccola, non è del tutto trascurabile. Con l'immagine al visibile si potrebbero chiarire e identificare le cause del surriscaldamento. Comunque, la sovratemperatura localizzata permanendo per tempi elevati potrebbe condurre al danneggiamento del modulo. Molto probabilmente questa limitata differenza di temperatura è dovuta a depositi superficiali come polvere, polline, fuliggine, foglie, muschio, escrementi di uccelli, ecc., che sono facilmente eliminabili con un semplice lavaggio del pannello. È consigliato quindi, una periodica ispezione visiva per poter intervenire prima che si insorgano problemi o guasti effettivi.

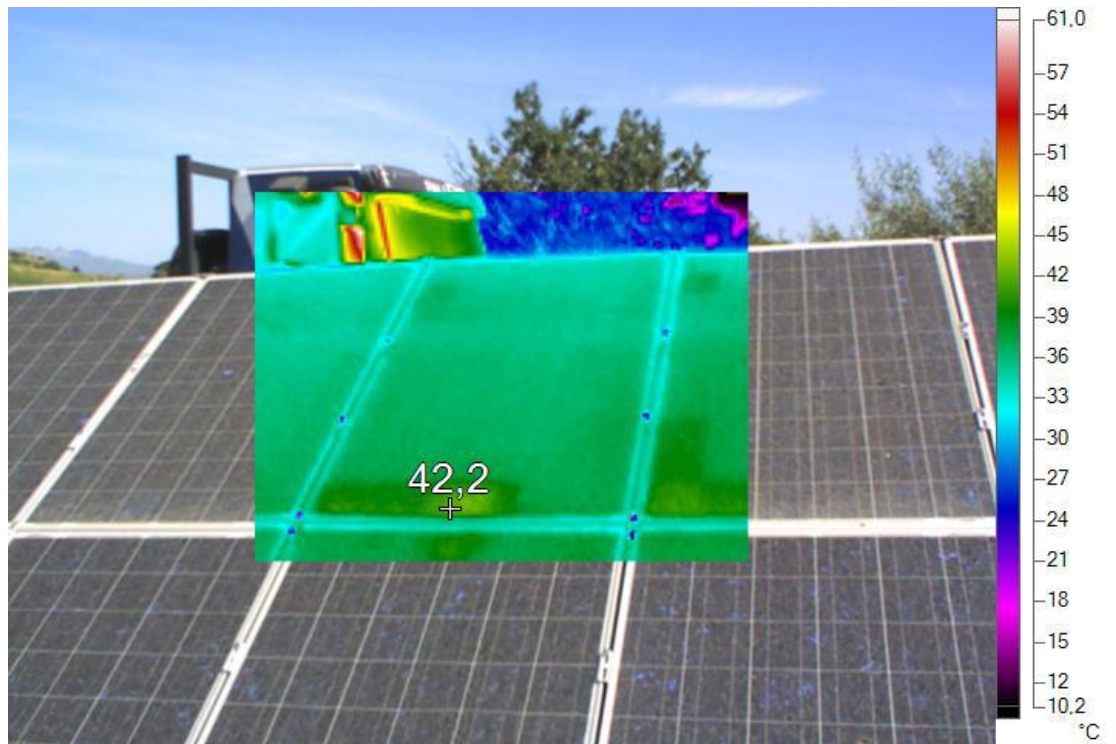


Figura 22: Pannello con probabili depositi superficiali

Nella terza immagine (Figura 23) mostra un possibile hotspot. Si noti che in questo caso la temperatura media del pannello è di circa 37 °C e quella del punto più caldo è 49,4 °C, ossia si ha una differenza di 12,4 °C non giustificata da danneggiamenti visibili. A differenza del caso precedente, gli hotspot non sono facilmente eliminabili. Il modulo andrebbe monitorato nel tempo in maniera tale da verificare se questa sovratemperatura permane. Se la situazione si ripete nel tempo, si può considerare come un hotspot.

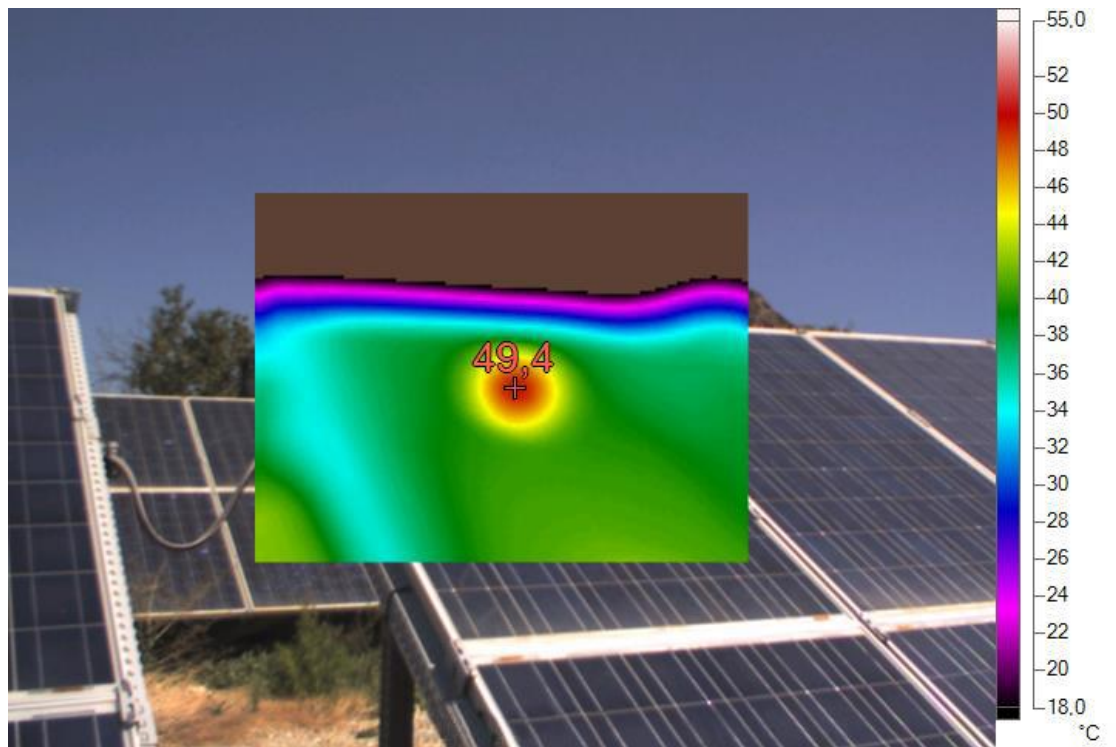


Figura 23: Pannello con hotspot

Il modulo di Figura 24, ha una temperatura nel punto più caldo di 78,1 °C con una differenza di temperatura di 38,1 °C, rispetto a quella media che è di circa 40 °C. In questo caso si osserva nitidamente la presenza dell'hotspot. Con una differenza di temperatura così elevata, si può ipotizzare che il guasto sia a livello di cella, come la rottura della stessa oppure del diodo di bypass.

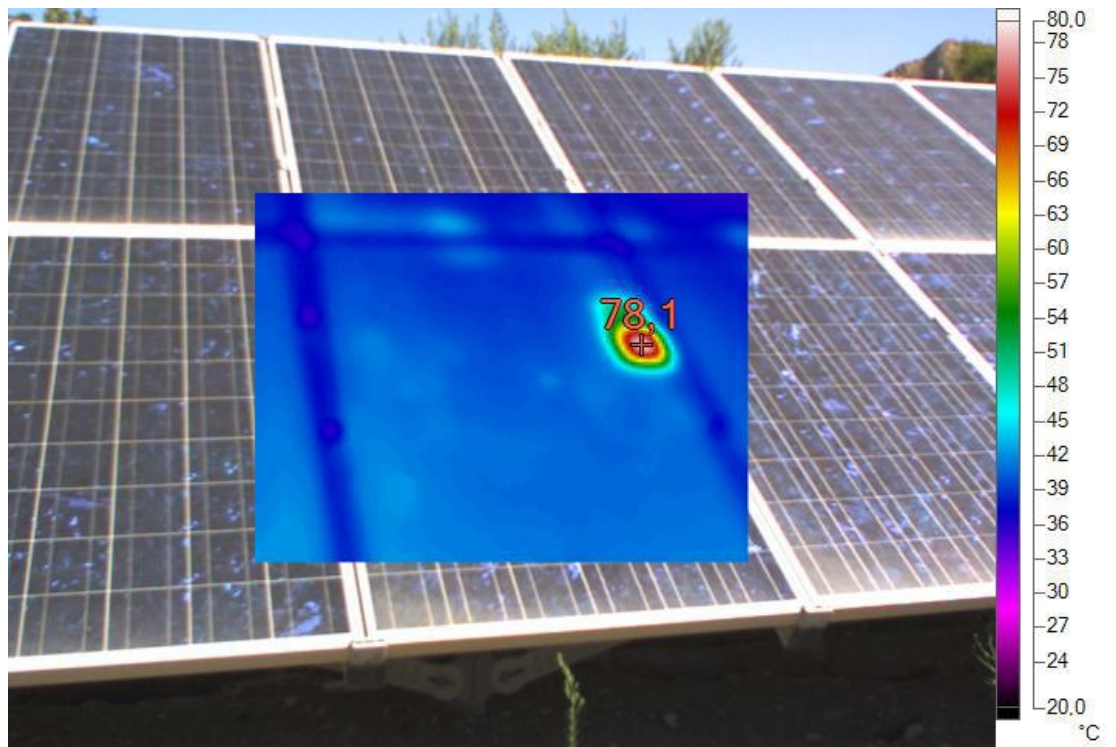


Figura 24: Pannello con hotspot

Nell'ultima immagine termografica (Figura 25), è evidente la la sovratemperatura localizzata. Si ha una temperatura massima di di 85,8 °C mentre la temperatura media è di circa 40 °C, quindi una differenza molto marcata pari a 45,8 °C. Questa situazione senza che si abbiano danni visibili al modulo nè depositi superficiali è molto probabilmente un hot spot. Anche in questo caso è necessario verificare se la sovratemperatura permane nel tempo per escludere che non sia stata causata da problemi esterni (ombreggiamenti o depositi non più presenti).

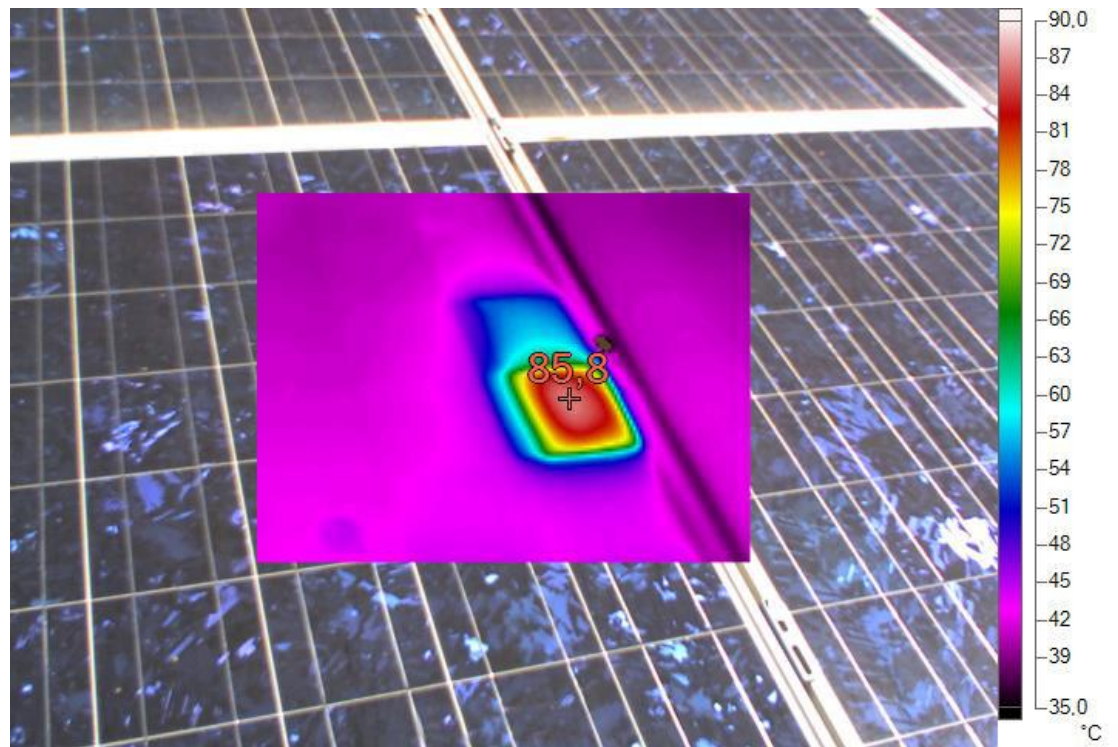


Figura 25: Pannello con hotspot

3.2.6. La termografia con droni

Per campi fotovoltaici molto estesi le tecniche di indagine termografiche possono proficuamente impiegare droni per ridurre i tempi di esecuzione. In questo caso si ricorre all'uso di una termocamera montata sul drone stesso.

Sono diversi i vantaggi dell'utilizzo del drone per rilievi termografici. La praticità del drone unita alla specializzazione del pilota per droni e a operatore termografico certificato, permette una soluzione con buon rapporto costo/beneficio per ottenere i risultati a costi e tempi relativamente bassi rispetto l'utilizzo di altre metodologie. L'utilizzo di un drone dotato di termocamera permette di rilevare criticità in tempi rapidi e con la minima invasività sul territorio. Inoltre, il drone può svolgere questo tipo di indagine senza rischio anche quando le installazioni sono in punti non facilmente accessibili o ad elevate altezze (tetti o facciate di edifici).

Un ulteriore facilitazione alla esecuzione di questo tipo di indagini è legata allo sviluppo di software specifici per l'analisi delle immagini agli strumenti. Lo studio [27] propone una procedura di elaborazione delle immagini per la valutazione automatica delle immagini aeree a infrarossi degli impianti fotovoltaici. Come mostrato in Figura 26, tramite il procedimento sono rilevate le condizioni dei singoli moduli fotovoltaici all'interno di un'immagine a infrarossi aerea. Inoltre, le principali anomalie di temperatura che sono spesso causate da difetti del modulo vengono rilevate e classificate in modo

preciso in tre gruppi principali: moduli surriscaldati, punti caldi e sottostringhe surriscaldate. In combinazione con ulteriori dati sui moduli fotovoltaici installati e informazioni sulla disposizione spaziale ed elettrica dell'impianto fotovoltaico, è possibile ottimizzare la rilevazione dei moduli fotovoltaici e l'interpretazione dei difetti identificati.

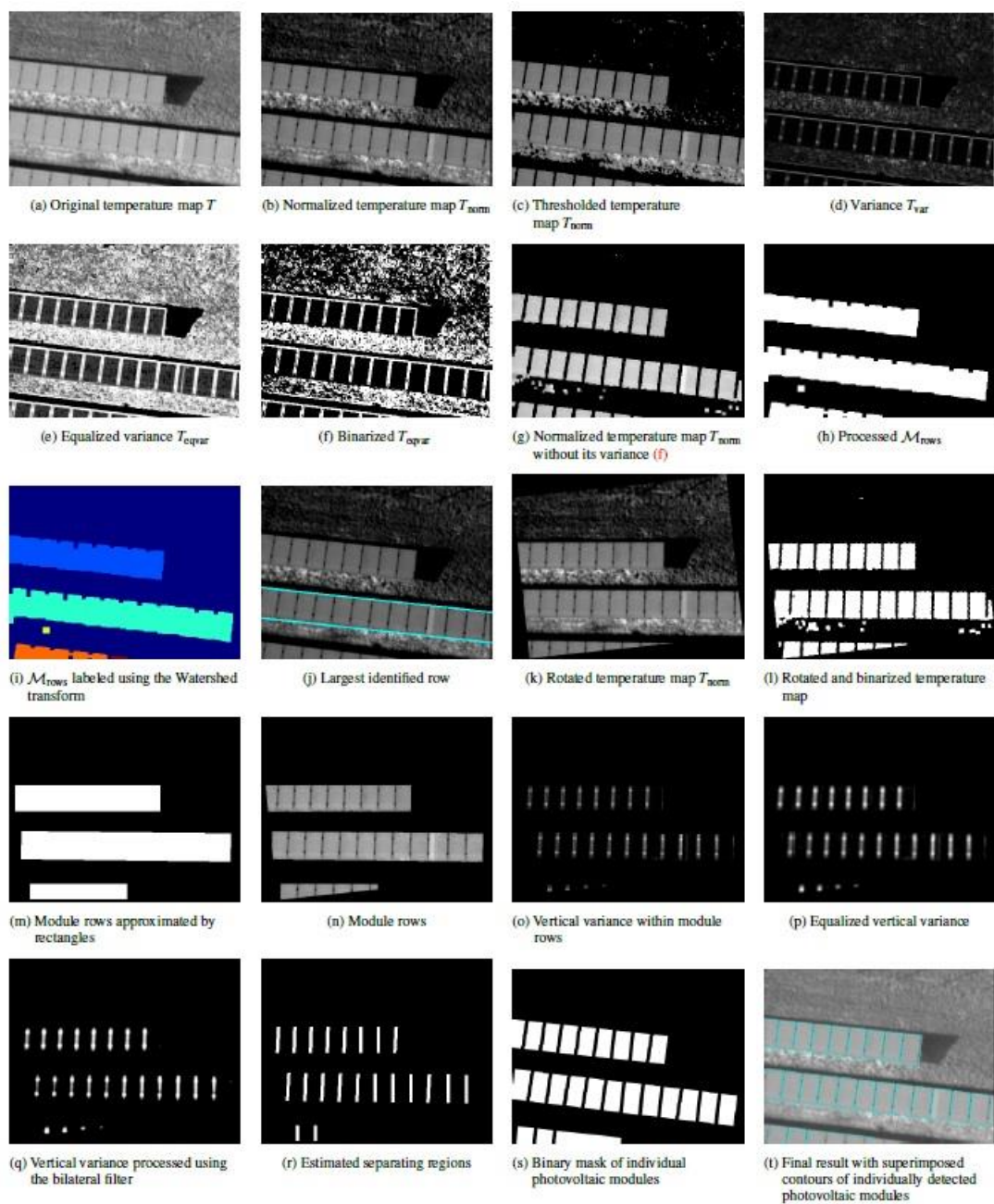


Figura 26: Risultati intermedi e finali del rilevamento dei moduli fotovoltaici [27]

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi presenta i risultati dello studio condotto sui possibili guasti di un modulo fotovoltaico. Lo studio ha dapprima evidenziato le tipologie di guasto che possono essere diagnosticati tramite ispezione visiva. Successivamente, sono state prese in esame le modalità con le quali può essere condotta un'indagine termografica su un modulo fotovoltaico e le condizioni di guasto o pre-guasto che quest'indagine consente di individuare. Lo studio ha evidenziato come l'indagine termografica consenta di evidenziare condizioni non rilevabili tramite l'ispezione visiva che possono condurre a guasti dagli esiti potenzialmente catastrofici per l'impianto.

Atteso il costo che per l'analisi termografica deve essere sostenuto, il quale risulta esiguo soprattutto con riferimento ai budget per gli impianti già di media e, a maggior ragione, di grande taglia, il presente elaborato dimostra l'utilità di tali indagini al fine di programmare le azioni di manutenzione necessarie a ridurre le perdite dovute alla mancata produzione e garantire condizioni di sicurezza e funzionalità degli impianti fotovoltaici.

Indice delle Figure

Figura 1: Generatore fotovoltaico	15
Figura 2: Celle fotovoltaiche a silicio monocristallino, a silicio policristallino e a silicio amorfo	17
Figura 3: Struttura del modulo fotovoltaico	20
Figura 4: Fabbricazione del modulo fotovoltaico [2]	23
Figura 5: Riduzione della potenza per le tipologie di guasto verificati col tempo [6].....	27
Figura 6: Stoccaggio incorretto dei moduli fotovoltaici	29
Figura 7: Posizione incorrette dei morsetti	30
Figura 8: Rottura del vetro dovuta il clamping [6]	31
Figura 9: Interconnessioni delle celle fotovoltaiche [7]	31
Figura 10: Esempio di guasto dovuto a connettori mal fissato [8]	33
Figura 11: Diverse tipologie delle crepe [11]	39
Figura 12: Crepe con aspetto dendritico [11].....	39
Figura 13: Tracce di lumache.....	40
Figura 14: Differenti aspetti della decolorazione delle bave di lumaca [12].....	40
Figura 15: Schema della polarizzazione della superficie della cella (A-300) e la reversibilità dell'effetto stesso.....	43
Figura 16: Bolle rilevate nella parte anteriore e posteriore del modulo fotovoltaico [21] ..	47
Figura 17: Termocamera [24]	58
Figura 18: Emissività del vetro in funzione dell'angolo	60
Figura 19: Angoli di osservazioni - verde (consigliato) e rosso (da evitare).....	61
Figura 20: Caratteristica I-V del modulo fotovoltaico.....	62
Figura 21: Pannello con temperatura uniforme su tutta la superficie	64
Figura 22: Pannello con probabili depositi superficiali	65
Figura 23: Pannello con hotspot	66
Figura 24: Pannello con hotspot	67
Figura 25: Pannello con hotspot	68
Figura 26: Risultati intermedi e finali del rilevamento dei moduli fotovoltaici [26]	69

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Aree richieste per le diverse tecnologie di celle fotovoltaiche [1].....	18
Tabella 2: Degrado di diverse tecnologie durante il primo anno [4]	26
Tabella 3: Guasti più rilevanti in ogni fase di vita.....	27
Tabella 4: Tipici guasti riscontrati durante l'ispezione visiva IEC 61215 - IEC 61646 [6] .	50
Tabella 5: Elenco dei guasti rilevabili dall'ispezione visiva sul campo [6]	52
Tabella 6: Esempi di situazioni riscontrabili effettuando un'indagine termografica [6]	57
Tabella 7: Principali grandezze elettriche del modulo fotovoltaico.....	62

Bibliografia

- [1] “Specialista Energia Verde”. [Online]. Available at: <http://www.specialistaenergiaverde.com/generatore-fotovoltaico.php>.
- [2] Carneiro J., “Electromagnetismo B. Módulos Fotovoltaicos Características E Associações”, *Universidade do Minho - Portugal*. p. 1–18, 2010.
- [3] Solar, “Passo a Passo da Fabricação do Painel Solar”, *Portal Solar*, 2016. [Online]. Available at: <http://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>.
- [4] A. Gruppo M. E. ed Elettroniche, “I quaderni del GMEE N° 1”, 2008. [Online]. Available at: <http://docplayer.it/2793410-I-quaderni-del-gmee-n-1-l-affidabilita-nella-moderna-progettazione.html>.
- [5] G. Makrides, B. Zinsser, G. E. Georghiou, M. Schubert, e J. H. Werner, “Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions”, *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, p. 2332–2337, 2010.
- [6] G. Cipriani, V. Di Dio, A. Marcotulli, e R. Miceli, “Manufacturing tolerances effects on PV array energy production”, *3rd Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2014*, p. 952–957, 2014.
- [7] M. Köntges *et al.*, *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. 2014.
- [8] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, e V. Sambou, “Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review”, *Sol. Energy*, vol. 96, p. 140–151, 2013.
- [9] L. U. F. de S. C. Nascimento, “Inspeção Visual e Boas Práticas na Execução de Sistemas FV”. Santa Catarina, 2015.
- [10] E. L. Meyer e E. E. Van Dyk, “Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters”, *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 53, n° 1, p. 83–92, 2004.
- [11] F. J. Pern e A. W. Czanderna, “EVA degradation mechanisms simulating those in PV modules”, *AIP Conf. Proc.*, vol. 268, p. 445–452, 1992.
- [12] M. Köntges, S. Kajari-Schröder, I. Kunze, e U. Jahn, “Crack Statistic of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules”, *26th EUPVSEC, Hamburg, Ger.*, n° September, p. 3290–3294, 2011.
- [13] I. Duerr, J. Bierbaum, J. Metzger, J. Richter, e D. Philipp, “Silver Grid Finger Corrosion on Snail Track affected PV Modules - Investigation on Degradation Products and Mechanisms”, *Energy Procedia*, vol. 98, p. 74–85, 2016.
- [14] M. De Biasio, R. Leitner, e C. Hirschl, “Detection of snail tracks on photovoltaic modules using a combination of Raman and fluorescence spectroscopy”, *Proc. Int. Conf. Sens. Technol. ICST*, p. 334–337, 2013.
- [15] I. August, H. Surface, e P. Occurs, “SunPower Discovers the ‘ Surface Polarization ’ Effect in High Efficiency Solar Cells”. p. 1–4, 2005.
- [16] G. Figueiredo e R. Zilles, “Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos”, *Rev. Bras. Energ. Sol.*, vol. VI, p. 128–137, 2012.
- [17] F. Sun, “Potential Induced Degradation - FuturaSun - Moduli Fotovoltaici”. .
- [18] SMA Solar Technology AG, “Potential Induced Degradation (PID)”. p. 1–4, 2011.
- [19] H. H. and J. B. S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Oaryan, T. Geipel, “Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels”, *35th IEEE PVSC.*, p. 2817–2822, 2010.
- [20] MRP Renewable Energy Solutions, “Controllo dei diodi di bypass Parte 1 - MRP Energy”, 2017. [Online]. Available at: <file:///C:/Users/Dell/Documents/UNIPA/Materias/TESI/Ricerca>

- bibliografica/guasti_internet/guasti_bypass_Controllo dei diodi di bypass_ Parte 1 - MRP Energy.html.
- [21] L. N. Dumas e A. Shumka, “Photovoltaic Module Reliability Improvement through Application Testing and Failure Analysis”, *IEEE Trans. Reliab.*, vol. R-31, n° 3, p. 228–234, 1982.
 - [22] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, e F. Chenlo, “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”, *Sol. Energy*, vol. 85, n° 9, p. 2264–2274, 2011.
 - [23] B. sure. Testo, “Guida pratica Termografia per impianti fotovoltaici .”
 - [24] FLIR, “Nota tecnica Termocamere : uno strumento rapido ed affidabile per il collaudo dei pannelli solari .”, 2007.
 - [25] “FLIR termocamera”. [Online]. Available at:
file:///C:/Users/Dell/Documents/UNIPA/Materias/TESI/Ricerca
bibliografica/guasti_internet/FLIR_termocamera_红外热像仪.html.
 - [26] “Prodotti Fluke _ Strumenti di misura e software”. [Online]. Available at:
<https://www.fluke.com/it-it>.
 - [27] S. Dotenco *et al.*, “Automatic detection and analysis of photovoltaic modules in aerial infrared imagery”, *2016 IEEE Winter Conf. Appl. Comput. Vis.*, p. 1–9, 2016.