UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche

Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Meccanica

ANALISI, OTTIMIZZAZIONE E REVAMPING DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI 3.996 kWp ATTRAVERSO IMAGING AD INFRAROSSI

ANALYSIS, OPTIMIZATION AND REVAMPING OF 3.996 kWp PHOTOVOLTAIC SYSTEM THROUGH INFRARED IMAGING

TESI DI LAUREA

Relatori:
Prof. G. Comodi

Tesi di Laurea di:
Matteo Guardalupi

Anno Accademico 2019/2020

«è dal Cielo che viene il mio aiuto»

a Daniele

Indice

PREFAZIONE 1

SINTESI 6

INTRODUZIONE 8

IMAGING A INFRAROSSI 9

PANORAMICA SULLA TERMOGRAFIA
VALUTAZIONE DELLO STATO ESISTENTE

CARATTERIZZAZIONE DEL COMPORTAMENTO TERMICO E PRESTAZIONALE 11

DEFINIZIONE DI ANOMALIA TERMICA

CARATTERISTICHE DEL MODULO FOTOVOLTAICO 15

METODOLOGIA 17

CLASSIFICAZIONE DEI DIVERSI TIPI DI ANOMALIE 18

CARATTERIZZAZIONE DEL COMPORTAMENTO ELETTRICO E PRESTAZIONALE 25

EFFETTI RESISTIVI R_S *E* R_{SH}
EFFETTO DELLE ANOMALIE SULLA CURVA CARATTERISTICA

INFLUENZA DEI FATTORI ESTERNI SULLE PRESTAZIONI DEL MODULO FOTOVOLTAICO 35

ANALISI DEI DATI E CONFRONTO CON LA LETTERATURA DIAGNOSTICA 37

RISULTATI 40

PROVE DI OTTIMIZZAZIONE NEL BREVE E LUNGO PERIODO: REVAMPING 47

CONCLUSIONI 51

RINGRAZIAMENTI 53

BIBLIOGRAFIA

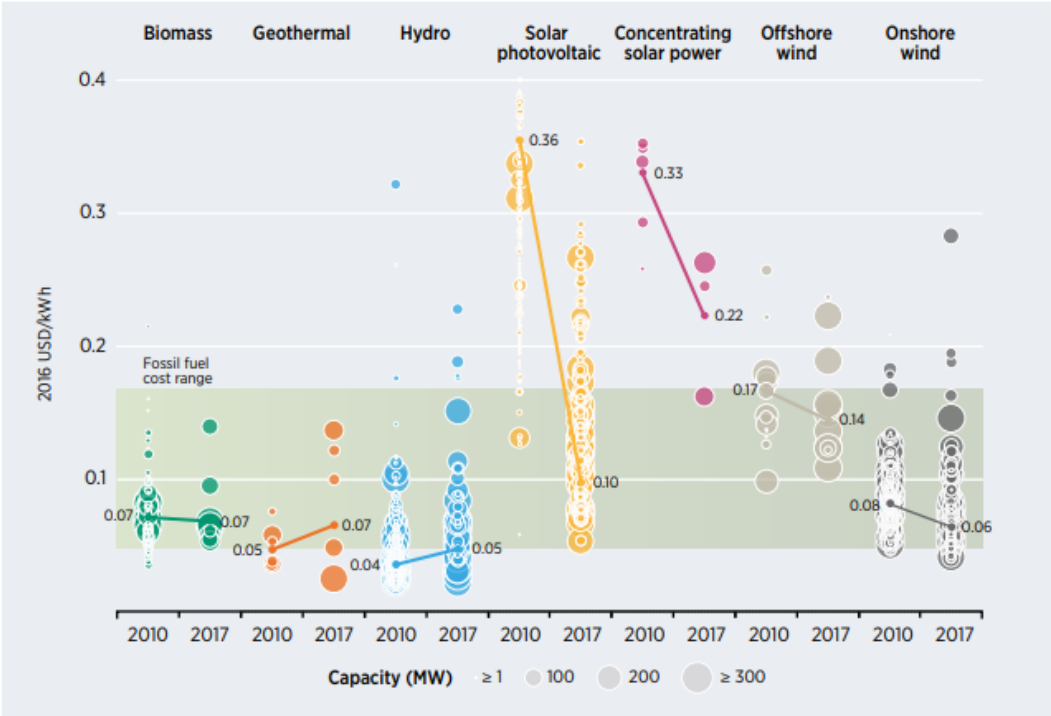
Prefazione

Le risorse disponibili di combustibili fossili, esistenti in quantità enormi, vengono consumate con un tasso di crescita sempre maggiore per coprire il costante aumento di fabbisogno energetico. A causa dell'impatto ambientale rilevante dei tradizionali sistemi di generazione energetica, questo processo condurrà inevitabilmente a degradare le risorse vitali del nostro pianeta oltre che la qualità della vita.
I mezzi che ci permetteranno di uscire da tale situazione sono la combinazione di risparmio energetico, uso razionale dell'energia e uso delle fonti energetiche rinnovabili: il sole, il vento, l'acqua e le biomasse.

Il Sole è la fonte energetica più importante per il nostro pianeta: irradia costantemente verso l'universo un'enorme quantità di energia sotto forma di onde elettromagnetiche. Tale energia costituisce la forma energetica più pulita dal punto di vista ambientale, può essere utilizzata in vario modo ed è appropriata in ogni contesto sociale.
La quantità di energia fornita dal sole (stimata in 78 PW) è di gran lunga superiore al consumo energetico mondiale: supera di molto perfino quello di tutte le riserve di combustibili fossili di cui si ha attualmente conoscenza.

Attraverso l'effetto fotoelettrico - pubblicato nel 1905 da Albert Einstein, che per questo ricevette il Premio Nobel per la fisica nel 1921 - la luce del sole viene direttamente convertita in energia elettrica. Per rendere possibile questa trasformazione occorrono dei semiconduttori come ad esempio il silicio, componente principale delle celle fotovoltaiche.
La necessità di utilizzare i pannelli fotovoltaici ha reso l'energia solare in proporzione molto costosa rispetto alle fonti energetiche fossili anche nel corso dell'ultimo decennio: tuttavia questo divario in questi anni si è azzerato, merito soprattutto dello sviluppo tecnologico di tale settore, come si evidenzia dal report pubblicato da IRENA (International Renewable Energy Agency, 2017) *confrontando il costo necessario a produrre un singolo kWh nel 2010 con il 2017 per diverse tecnologie, paragonate al range del costo di produzione da combustibili fossili.*

Figure ES.1 Global levelised cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2017



Source: IRENA Renewable Cost Database.

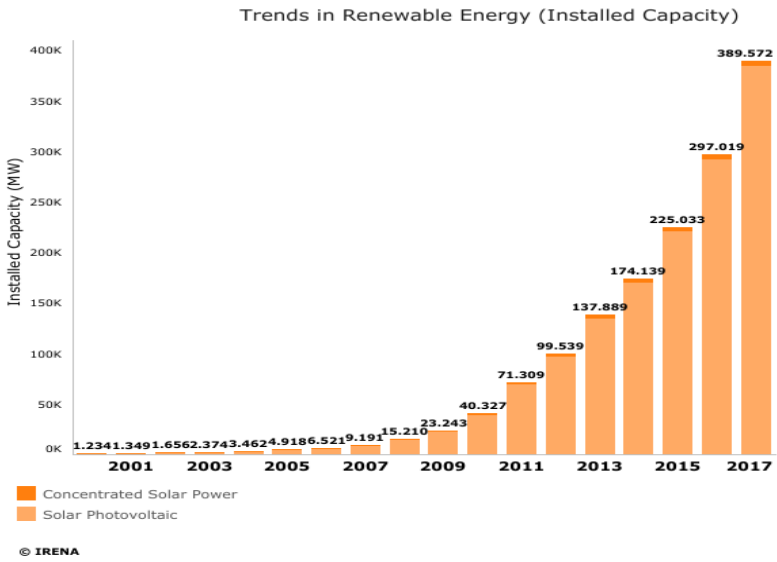
Note: The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), *fondata nel 1974, è un organismo autonomo all'interno dell''Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico OCSE che svolge un programma globale di cooperazione energetica tra i 36 paesi membri.*

Il programma per sistemi fotovoltaici - PVPS (IEA, 2017) *- dal 1993 ha come mission la collaborazione a favore della tecnologia fotovoltaica allo scopo di facilitare il ruolo dell'energia solare fotovoltaica come pietra angolare nella transizione verso sistemi energetici sostenibili. L'ipotesi che sta alla base è tutelare il mercato dei sistemi fotovoltaici che si sta rapidamente espandendo attraverso significative penetrazioni di impianti connessi alla rete in un numero crescente di paesi.*

La politica internazionale, vincolata dalla necessità del conseguimento di determinati obbiettivi che mirano al miglioramento dell'efficienza energetica e alla riduzione delle emissioni di elementi di inquinamento – Protocollo Kyoto (1997) *- è stata quindi obbligata a ricorrere sempre più*

insistentemente a fonti energetiche rinnovabili attuando un piano di incentivazione come stimolo per il raggiungimento delle scadenze imposte. Il contributo energetico delle varie fonti rinnovabili è perciò cresciuto in modo significativo (vedi figura seguente, fonte IRENA).



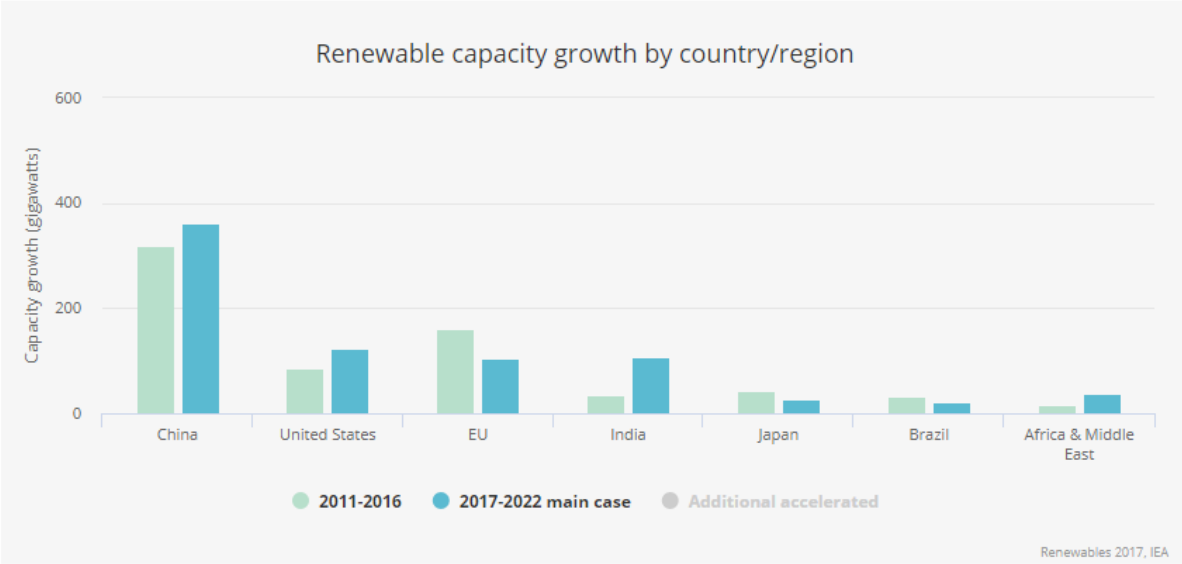
Questa forte espansione richiede la disponibilità e l'accesso a informazioni affidabili sulle prestazioni e la sostenibilità dei sistemi fotovoltaici, le linee giuda tecniche e di progettazione, i metodi di pianificazione, ecc. da condividere con i vari attori. Si rende perciò necessario sviluppare nuovi modelli di business fotovoltaico, poiché il carattere decentralizzato del fotovoltaico sposta la responsabilità della generazione di energia più nelle mani di proprietari privati, comuni, città e regioni.

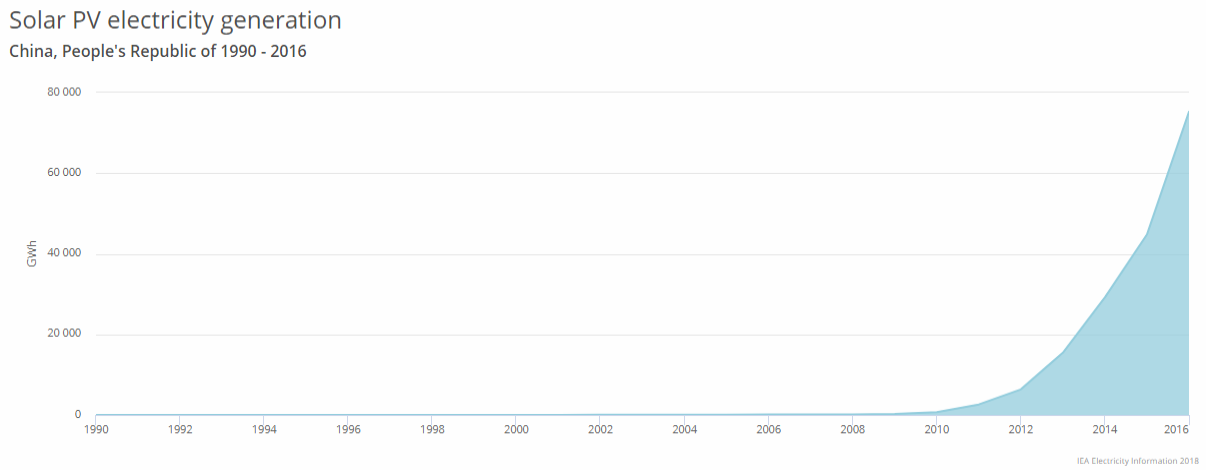
Tuttavia, oggi il mercato mondiale del fotovoltaico ha assunto diverse inclinazioni a seconda della regione che si considera. Ci sono infatti alcuni paesi dove il mercato del FV è molto dinamico ed economicamente attrattivo, è il caso della Cina e del mercato indiano. Queste due nazioni fanno dell'Asia la prima regione al mondo per potenza fotovoltaica installata.
Nell'America del Nord il mercato USA sta continuando la sua crescita con un trend in continuo aumento della potenza annuale installata.
Il mercato Europeo invece sta continuando il suo declino: la Germania, per esempio, si è fermata ad una potenza fotovoltaica installata pari a 41 GWp, mentre in Francia il mercato è nettamente inferiore ma leggermente più dinamico.

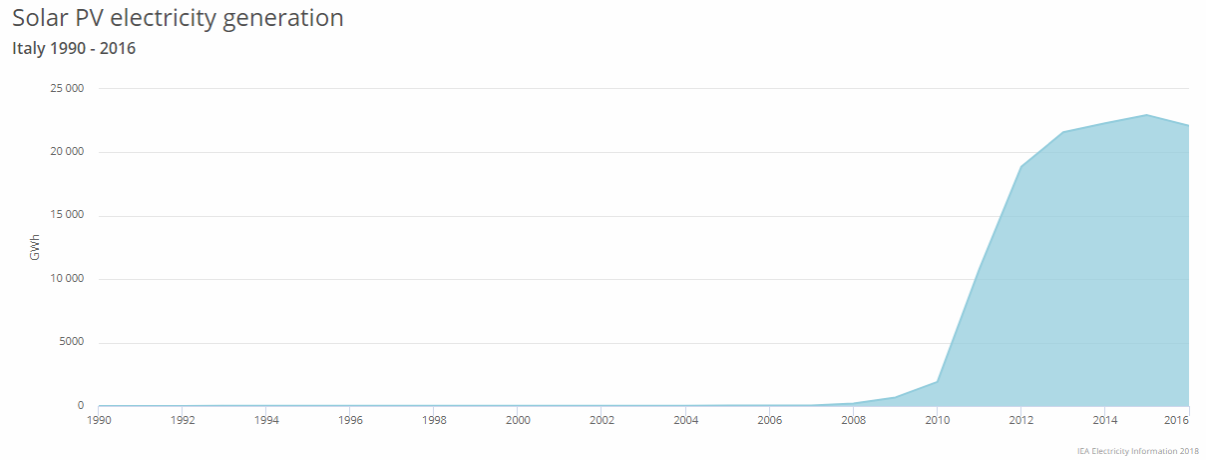
Il mercato italiano sta vivendo la fase post-incentivazione e ha segnato un brusco calo delle installazioni in concomitanza appunto con la sospensione degli incentivi statali.

La seguente figura rappresenta il trend di potenza installata nel quinquennio 2011-2016 e la previsione in quello futuro 2017-2022 a livello globale (fonte IEA).

Successivamente invece viene messo a confronto il trend cinese con quello italiano, dove si evidenzia la fase di declino.







Oggi investire nel fotovoltaico è equivalente ad investire nei combustibili fossili: perciò non può più essere l'incentivo il core business per nuovi impianti fotovoltaici e il mantenimento degli esistenti. La tecnologia del settore ha dimostrato di essere estremamente affidabile e matura e c'è quindi bisogno di sviluppare una cultura di O&M al fine di garantire alti livelli di efficienza.

Sintesi

In questo lavoro viene proposto un modello di monitoraggio analitico attraverso lo studio di parametri relativi alle prestazioni di moduli e sistemi fotovoltaici tramite l'imaging a infrarossi (IR) al fine di fornire raccomandazioni e linee guida per identificare e valutare modalità di guasto di moduli fotovoltaici in condizioni di esercizio, preservando la produzione.

Le condizioni ambientali stabili sono un prerequisito per l'imaging IR a cielo aperto di alta qualità di moduli e array fotovoltaici. Le fluttuazioni meteorologiche devono essere molto più lente della costante di tempo termica del modulo fotovoltaico. Un tipico modulo fotovoltaico impiega da 5 a 15 minuti per stabilizzare termicamente le nuove condizioni ambientale, come il cambiamento dell'irraggiamento, la temperatura o la velocità del vento. Inoltre, le riflessioni termiche delle nuvole, edifici, o dello stesso cameraman sui moduli fotovoltaici devono essere evitate o ridotte al minimo in quanto possono distorcere la valutazione dell'immagine termica.

Un parametro importante derivato dalle immagini IR è la differenza di temperatura tra diverse parti del modulo e/o stringhe di moduli. Le aree inattive di una stringa di solito appaiono più calde rispetto alle aree attive circostanti. Quando un modulo fotovoltaico o una stringa non funziona, l'energia non viene convertita in corrente continua e quindi viene dissipata come calore in eccesso, che va ad aumentare la temperatura del modulo o della stringa. I moduli anomali soffrono spesso di uno dei seguenti tipi di difetti: modulo o stringhe scollegati, punti caldi, effetto PID o diodi di bypass cortocircuitati. Questi tipi di guasti causano quindi un delta di temperatura tra le parti attive e inattive e questa differenza è spesso proporzionale all'irraggiamento. Quindi è più difficile rilevare questi tipi di guasti in condizioni di basso irraggiamento (inferiore a 600 W/m^2).

Lo scopo delle ispezioni termografiche è rilevare i guasti prima che si verifichi la riduzione della resa o gravi danni materiali permanenti. Poiché i danni evidenziati spesso non si sono ancora sviluppati, l'interpretazione obiettiva delle scansioni termografiche non è banale. Tuttavia, tali difetti hanno il potenziale di causare il degrado della potenza nei successivi anni di esercizio. I punti caldi con forti gradienti di temperatura locale possono influenzare in modo significativo le prestazioni dei moduli fotovoltaici e, in casi estremi, portare a incendi senza combustione come

verificatosi in alcuni dei moduli ispezionati. La scansione termografica è perciò uno strumento prezioso per rilevare i moduli FV anomali.

Tuttavia, non tutti i guasti dei moduli fotovoltaici portano ad un aumento della temperatura. Tenendo conto di ciò, le misure IR da sole non possono identificare tutti i tipi di guasti. Una combinazione con rilevazioni elettriche tramite analizzatori di rete rileva in maniera inequivocabile i più comuni difetti in un modulo FV con elevata precisione e fornisce una buona indicazione dell'affidabilità dei moduli FV di un impianto in condizione di esercizio.

Il connubio di queste due discipline è il metodo ipotizzato ed attuato in questa discussione.

Introduzione

Il funzionamento senza guasti dei moduli fotovoltaici è un prerequisito per una produzione efficiente di energia, una lunga durata e un elevato ritorno sull'investimento. Durante il funzionamento i moduli possono sviluppare difetti che possono essere riparati se rilevati in tempo, altrimenti possono causare un grave calo della produzione di energia in maniera definitiva e, a volte, problemi di sicurezza.

Per garantire il funzionamento dei moduli senza perdite significative sempre più aziende offrono servizi di O&M con ispezioni termiche regolari del campo fotovoltaico.

L'utilizzo dell'imaging a infrarossi per la valutazione dei moduli fotovoltaici presenta numerosi vantaggi. Innanzitutto, tale tecnica può essere applicata per test non distruttivi e utilizzata per analizzare i moduli installati durante il normale funzionamento. Inoltre, a differenza degli analizzatori di rete, le termocamere consentono anche la scansione di aree di grandi dimensioni in un breve lasso di tempo.

La tesi è suddivisa nelle seguenti parti:

- *Inquadramento e stato dell'arte: introduzione alla termografia; caratteristiche del modulo fotovoltaico; descrizione della metodologia*
- *Analisi termica ed elettrica dei moduli: tipologie di perdite riscontrate nell'impianto FV; caratterizzazione del comportamento termico e prestazionale ed individuazione di eventuali parametri utili alla diagnostica*
- *Risultato: illustrazione dei dati; prove di ottimizzazione nel breve periodo*

L'impianto fotovoltaico analizzato è il seguente:

Impianto SERRE di tipo Grid Connect di "Ecologica Sangro S.p.A." installato a Lanciano (CH).

Il generatore fotovoltaico è organizzato in 2 sottocampi elettricamente indipendenti fra loro, ciascuno di 8.640 moduli fotovoltaici collegati a 4 convertitori trifase (inverter) da 500kVA/cd, per un totale di 17.280 moduli fotovoltaici ed una potenza complessiva di picco pari a 3.966,7 kWp.

Imaging a infrarossi

Panoramica sulla termografia

Secondo la legge sulla radiazione del corpo nero qualsiasi oggetto sopra lo zero assoluto emetterà radiazione infrarossa e le sue caratteristiche possono essere utilizzate per misurare la temperatura. La radiazione rilevata dagli oggetti può essere percepita dalla telecamera IR e si possono osservare anomalie nella temperatura degli oggetti. Tuttavia, la telecamera non riceve solo la radiazione dall'oggetto ma anche le riflessioni dall'ambiente circostante. Emissività, radiazione riflessa e assorbimento dell'atmosfera sono alcuni parametri che influenzano la misurazione della temperatura dell'oggetto ispezionato. Pertanto, i seguenti parametri devono essere manualmente impostati:

1. *Emissività: che qualifica la quantità di radiazione emessa rispetto a un corpo nero. I valori tipici di emissività ε sono 0,85 per il vetro frontale e 0,90 per il backsheet*
2. *Temperatura riflessa per compensare la radiazione riflessa nell'oggetto*
3. *Temperatura atmosferica e umidità*

La termocamera utilizzata per le ispezioni è del costruttore FLIR modello E75. Caratteristica importante di questo strumento e indispensabile per applicazioni fotovoltaiche è la risoluzione: maggiore è il numero di pixel per area indagata, più accurata è l'interpretazione termica. L'alta risoluzione è particolarmente importante perché consente l'identificazione di dettagli di immagine più piccoli e quindi misure di temperatura più accurate.

Valutazione dello stato esistente

Nelle prime fasi di tale studio, si è dapprima studiato l'applicabilità e la praticità della scansione termografica dei moduli fotovoltaici in condizioni ambientali esterne attraverso numerosi test sul campo e in diverse condizioni.

Il sistema fotovoltaico studiato, entrato in esercizio nell'anno 2011, ha registrato nel corso degli ultimi anni una tendenza ad avere una disparità di produzione fra i due sottocampi di cui è composto con prestazioni tendenzialmente basse: i moduli interessati di tale sottocampo alla fine hanno mostrato profili termici anomali nelle immagini termiche acquisite attraverso ispezione preventiva sul campo.

Caratterizzazione del comportamento termico e prestazionale

L'analisi termografica ha offerto come output immagini in due dimensioni dove vengono evidenziati i diversi livelli di temperatura di un corpo distinguendoli in una scala di colori.
La termografia viene eseguita rilevando la temperatura in normali condizioni di lavoro quindi con il passaggio della corrente prodotta dal modulo mentre viene illuminato dal sole.
In perfetta analogia con l'idraulica, qualunque fenomeno, sia di natura meccanica come lesioni del materiale, che di natura elettrica come l'ossidazione di un busbar o il fenomeno degli hot spot, provoca un'interruzione del normale flusso di corrente che viene quindi ostacolato in precisi punti del circuito elettrico i quali raggiungono temperature maggiori rispetto quella media di esercizio del modulo fotovoltaico poiché dissipano per effetto Joule tale energia accumulata: si crea perciò una non uniformità della temperatura superficiale.
A seconda della distribuzione della temperatura rilevata dalla termocamera e delle celle colpite dall'eventuale anomalia è possibile stabilire possibili cause e quindi diagnosticare e quantificare le perdite relative al modulo esaminato.

Per la diagnosi svolta nel sottocampo SERRE 2 si è scelto di effettuare singoli scatti per ognuno dei moduli fotovoltaici costituenti lo string box a prescindere dalla presenza o meno di anomalie termiche riscontrate in tempo reale. Si è scelto di effettuare quindi un'indagine a tappeto per vari motivi:

- *acquisire un elevato numero di dati*
- *impostare un metodo di acquisizione dati ordinato e regolamentato in modo da non dipendere dall'operatore che effettua le fotografie*
- *unire le immagini termiche al codice seriale identificativo di ogni modulo per evitare errori di confusione tra i moduli*
- *indicizzare le immagini in un database in modo accurato basato sulla reale disposizione e nomenclatura propria dell'impianto per rendere semplice il futuro processo di lettura dei dati*

- *confrontare il comportamento di tutti i moduli, anomali e no, esposti ad uno stesso irraggiamento in quanto le immagini di una singola vela vengono acquisite in un arco temporale piuttosto breve, quantificabile in minuti, da rendere costanti i fattori ambientali esterni che influiscono nella misura*

Al termine del campionamento di tutti i moduli appartenenti ad uno string box, è stato poi necessario ampliare il caso di studio per poter effettuare un paragone con altri string box costituiti dagli stessi moduli fotovoltaici ma anche da moduli di costruttori diversi, che però dall'analisi preventiva avevano dimostrato una scarsa densità di anomalie termiche. Tale ampliamento ha poi coinvolto la totalità degli string box per un totale di oltre 17.000 moduli fotovoltaici fotografati, analizzati e inseriti nel database.

Definizione di anomalia termica

Si definiscono anomalie termiche punti localizzati, settori o distribuzioni non uniformi della temperatura all'interno di ogni singolo modulo che rispetto ad un termine di paragone dato dalla temperatura media calcolata su tutta la superficie esposta alla luce solare del pannello, risultano maggiori di almeno 4 gradi centigradi (International Electrotechnical Commission, 2017).

I fattori fondamentali che contraddistinguono un'anomalia termica sono la firma geometrica dell'anomalia e la relativa temperatura misurata. Quindi è possibile una classificazione sia per firma che per differenza di temperatura.
La classificazione per firma è stato in questo studio il primo passo dell'analisi termica e ci ha permesso di redigere una prima classificazione per somiglianza e di risalire alle cause principali che generano tali anomalie: queste variano dallo sporco che si deposita sul telaio del pannello a problemi sui connettori, sul circuito che collega le celle alla scatola di giunzione o sui diodi di bypass; come secondo livello è seguita un'analisi dettagliata della temperatura per tali punti anomali, utile a classificare le anomalie sulla base della severità indicata dal gradiente ΔT riscontrato, paragonato alla temperatura media misurata.

Secondo uno studio pubblicato da (TÜV Rheinland) *fornitore di certificazione per il settore solare fotovoltaico leader a livello internazionale, la severità di un'anomalia termica è direttamente*

proporzionale al valore assunto da tale gradiente, ed individua quindi 4 livelli di gravità a prescindere dalla geometria termica, come riportato in tabella.

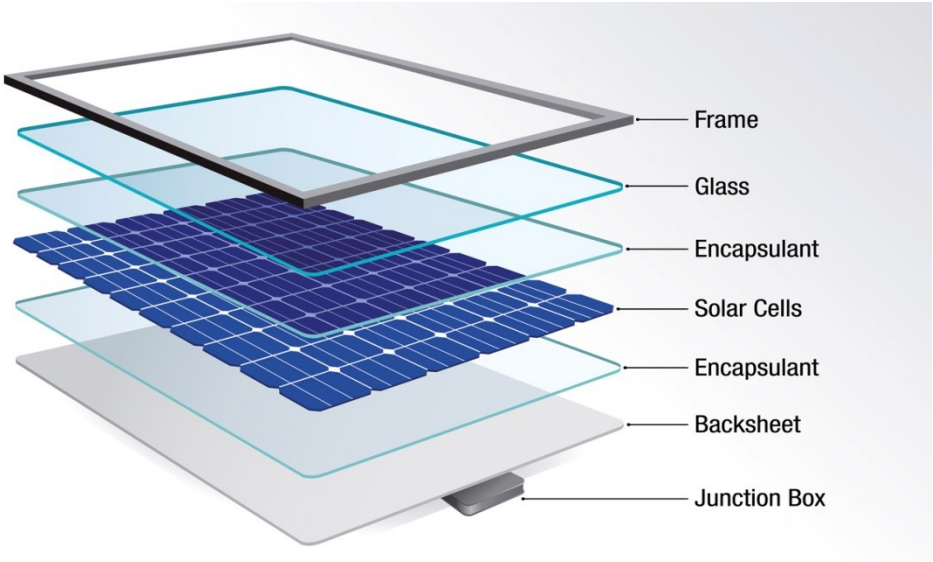
Differenza di temperatura dei moduli: T_{max} - T_{media}	**Criticità**	**Indice**	**Azione raccomandata**
0 C° ≤ ΔT ≥ 4 C°	Normale	**0**	Non sono richieste azioni particolari
4 C° < ΔT > 9 C°	Minima	**A**	Si raccomanda un monitoraggio annuale del modulo. Potrebbero intervenire dei danni nel medio periodo a causa di un invecchiamento precoce delle celle del modulo a causa della temperatura di esercizio.
9 C° < ΔT > 15 C°	Critica	**B**	Si raccomanda un monitoraggio trimestrale del modulo. Potrebbero intervenire dei danni nel breve e medio periodo a causa di un invecchiamento precoce delle celle del modulo a causa della temperatura di esercizio. In queste condizioni vi sono alte probabilità di eccedere le temperature limite indicate dal produttore durante il periodo estivo di maggiore insolazione.
ΔT > 15 C°	Molto Critica	**C**	Si raccomanda di sostituire il modulo. La performance del modulo è severamente compromessa. Vi sono elevate probabilità di compromettere anche altri moduli connessi e che durante il periodo estivo di maggiore insolazione, le celle superino eccessivamente le temperature limiti provocando anche delle rotture.

La classificazione dei diversi tipi di guasto correlando la firma termica con le caratteristiche I-V è della massima importanza per valutare le perdite di potenza in uscita dal modulo analizzato e pianificare le azioni di manutenzione necessarie per prevenire ulteriori guati o persino rischi di

sicurezza per l'impianto fotovoltaico. Sulla base di questa "strategia" si è sviluppata la metodologia di diagnosi delle anomalie di questa tesi.
Nello studio, diversi guasti diagnosticati nell'impianto fotovoltaico sono stati correlati quantitativamente con le correnti generate dalle stringhe associate. Le analisi di correlazione hanno indicato che uno o più moduli o parte di essi, inattivi, con difetti severi nelle celle e con ΔT significativi sono fortemente connessi con una bassa corrente circolante nella stringa e nella vela nel suo complesso.

È importante precisare che la dimensione dell'oggetto misurato, che sia una cella, una stringa interna di un modulo oppure l'intera stringa di moduli, è indipendente dall'effetto che i fenomeni di guasto provocano sull'oggetto. La dimensione dell'oggetto è semplicemente proporzionale alla grandezza del valore scalare misurato a livello quantitativo.

Caratteristiche del modulo fotovoltaico



Il modulo fotovoltaico installato nel sottocampo 2 è in silicio policristallino prodotto dal costruttore QCELL modello QPro225 composto da 60 celle. Ogni singola cella fotovoltaica, che rappresenta l'elemento base di un modulo fotovoltaico, produce una determinata corrente e tensione per effetto fotovoltaico se esposta a radiazione solare elettromagnetica, portando il modulo nel suo complesso a produrre una potenza variabile di circa 225 Wp. Ogni modulo è dotato inoltre di tre diodi di by-pass all'interno della junction box.

Le caratteristiche elettriche dei moduli dichiarate dal costruttore alle condizioni STC vengono di seguito ripotate. Nel normale funzionamento queste condizioni non si verificano quasi mai dal momento che, se l'irraggiamento della cella è quello dichiarato alle STC, sicuramente la cella si porterà ad una temperatura più alta dei 25°C; per questo motivo, insieme alle STC si specifica per il modulo anche la temperatura di funzionamento nominale NOCT, ovvero la temperatura raggiunta dal modulo con un irraggiamento pari a 800 W/m^2, una temperatura esterna di 25°C, ed una velocità del vento di 1m/s.

STC [1000 W/m², 25°C]

Potenza Nominale	225 W
Corrente di Corto Circuito	8,25 A
Tensione a Circuito Aperto	36,36 V
Corrente MPP	7,77 A
Tensione MPP	29,29 V

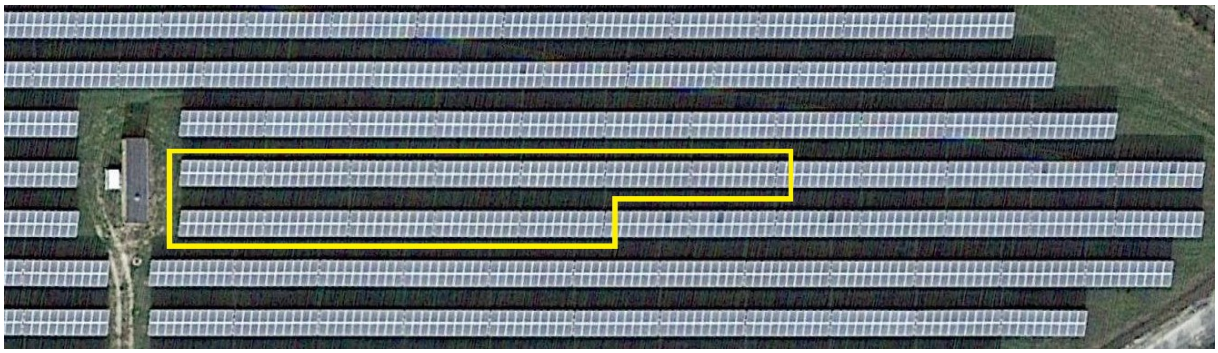
NOCT [47±3°C]

Potenza Nominale	164,8 W
Corrente di Corto Circuito	6,69 A
Tensione a Circuito Aperto	33,09 V
Corrente MPP	6,19 A
Tensione MPP	26,65 V

Coefficiente di Temperatura di Corrente α	0,04	%/K
Coefficiente di Temperatura di Tensione β	-0,30	%/K
Coefficiente di Temperatura di Potenza γ	-0,41	%/K

Metodologia

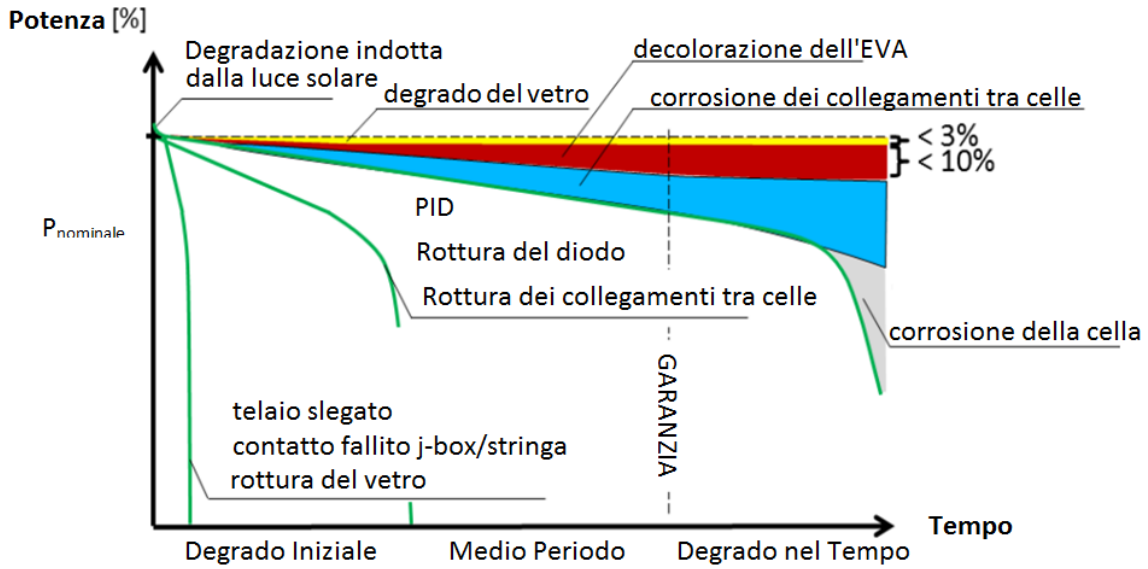
Considerata la notevole estensione del sottocampo fotovoltaico e la sua complessa struttura elettrica, considerato anche l'arco di tempo a disposizione per effettuare l'analisi diagnostica, si è deciso di intervenire in una particolare sezione del sottocampo 2, che al suo interno comprende ben 12 vele collegate in parallelo all'inverter, ognuna composta da una stringa di 20 pannelli disposti su due file con il lato corto del modulo parallelo al terreno, per un totale di 240 moduli fotovoltaici.
La sezione di sottocampo prende il nome di "string box", e precisamente abbiamo analizzato lo string box 7.2 collegato all'inverter 2 poiché è risultato quello che in seguito alla preventiva ispezione termografica effettuata ha riportato una densità di anomalie termiche nettamente superiore rispetto la media del sottocampo fotovoltaico.



In questo studio l'ispezione dei moduli fotovoltaici con termocamera ad infrarossi è stata effettuata dalla parte posteriore dei moduli non esposta alla radiazione solare diretta (lato backsheet). Grazie a questa tecnica sono stati bypassati tutti i problemi che lo strato anteriore vetroso presenta all'indagine termografica: tale materiale, infatti, proprio a causa della sua caratteristica trasparenza rende difficoltosa qualsiasi ispezione termica. Operando sul retro, inoltre, non si è riscontrata alcuna differenza con i risultati ottenuti da analisi effettuate frontalmente al modulo. Infatti, nonostante differenze di temperature di esercizio rilevate sui due lati dei moduli fotovoltaici ispezionati, le immagini IR ottenute hanno mostrato con chiarezza le stesse evidenze diagnostiche.

Classificazione dei diversi tipi di anomalie

A grandi linee, le perdite di potenza riscontrabili in un impianto fotovoltaico si distinguono in tre tipologie lungo un arco temporale pari alla vita stimata dell'impianto: iniziali, di medio periodo e nel tempo. In sintesi, si riporta un grafico che mette in relazione tutte le tipologie di degrado possibili in relazione al tempo di vita che è di circa 25 anni (fonte IEA 2014).



I risultati di performance e le osservazioni per l'impianto SERRE 2 hanno evidenziato fenomeni di degrado in uno stato più avanzato rispetto la normale usura dovuta agli 8 anni di esercizio. Ciò è riscontrabile anche dal semplice paragone tra caratteristiche ottenute da moduli appartenenti allo stesso impianto ed esposti alle stesse condizioni, per lo stesso tempo, ma di diverso costruttore (Sharp).

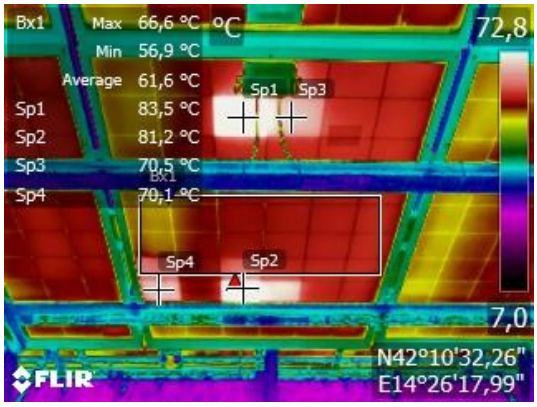
Nei moduli di SERRE 2 una caratteristica significativa risultata dall'analisi è stata il fatto che tutte le celle solari situate vicino alle scatole di derivazione hanno presentato tipicamente temperature operative di qualche grado superiori a quelle misurate nelle celle circostanti del modulo, anche in

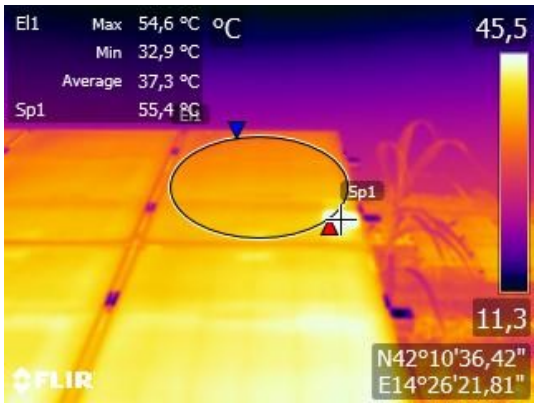
condizioni di moduli esenti da difetti. Inoltre, sono stati osservati gradienti di temperatura interni al modulo da stringa a stringa per diversi moduli.
Sorprendentemente, nonostante le temperature operative molto elevate di alcune celle, non sono stati osservati difetti visibili ad occhio nudo.
Di seguito si elencano le diverse tipologie di perdite riscontrate.

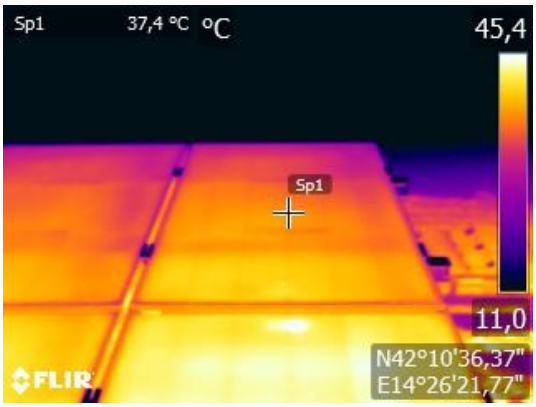
Disconnessione delle celle – Hot Spot

I moduli fotovoltaici sono costituiti da una serie di celle collegate dalla parte anteriore al lato posteriore delle celle seguenti attraverso due o più linee che si chiamano busbar composte da materiali altamente conduttori, per ottenere una maggiore tensione ai capi della stringa. Queste serie di celle vengono poi collegate tra loro all'interno della scatola di giunzione, costituendo il modulo FV. Durante il normale funzionamento del sistema FV molto spesso si riscontrano delle rotture per fatica di tali interconnessioni tra celle: tra le cause possiamo considerare come principale una non ottimale saldatura dei collegamenti la quale indebolisce la sua resistenza agli stress termici e meccanici a cui è sottoposto di continuo il modulo. La resistenza a fatica dovuta al ciclo termico e/o punti caldi dovuti ad ombreggiamento parziale durante il funzionamento dell'impianto fotovoltaico danno luogo a stress meccanici che possono portare alla rottura.

Tali fenomeni di rottura delle interconnessioni e connessioni tra celle possono essere individuati con facilità attraverso l'analisi termografica.
Il fenomeno hot spot causato da ombreggiamento si è rilevato essere momentaneo se entro un certo arco temporale il fattore scatenante viene rimosso, per esempio la crescita della vegetazione, altrimenti per tempi maggiori tale fenomeno diventa stazionario andando a danneggiare tali interconnessioni con alte temperature in regioni localizzate.
Nelle seguenti figure viene rappresentato un caso di hot spot stazionario di notevole severità su più celle dello stesso modulo. Di seguito un modulo che a causa di hot spot stazionario ha dato origine ad un incendio nella parte centrale e infine un hot spot momentaneo dovuto alla vegetazione cresciuta nel terreno.





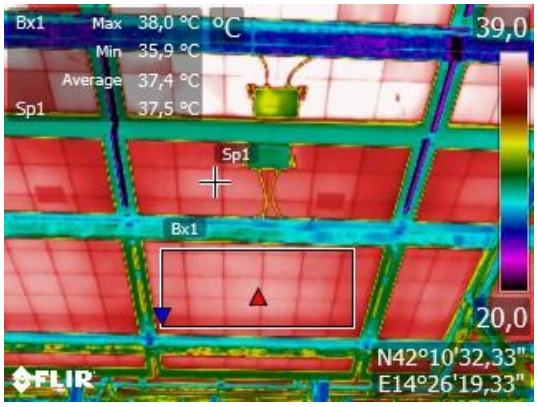


Difetti al diodo di bypass

I diodi di bypass hanno una funzione molto importante per quel che riguarda la limitazione delle perdite causate dall'ombreggiamento di parti del modulo, ovvero quella di sezionare la serie di collegamento delle 60 celle in modo da bypassare le celle in difficoltà e mantenere inalterati i valori di corrente circolante e tensione per conservare alta l'efficienza delle celle che invece non hanno problemi di irraggiamento.

Si determinano spesso problematiche legate alle rotture dei diodi bypass poiché sono difficilmente individuabili in quanto è necessario utilizzare la curva caratteristica I-V del modulo FV nella quale è possibile visualizzare degli scostamenti della curva stessa dovuti ad ombreggiamento o scollegamento permanente delle connessioni.

A livello diagnostico, in questo caso la termografia velocizza molto l'analisi: infatti diodi non funzionanti o con problemi spesso causati da ossidazione o infiltrazione di acqua nella junction box, ostacolano la corrente circolante e dissipano perciò energia sotto forma di calore.
Nelle successive fotografie si riporta il caso di un diodo surriscaldato visto dalla camera, e successivamente un particolare dove è visibile il surriscaldamento del diodo di sinistra.

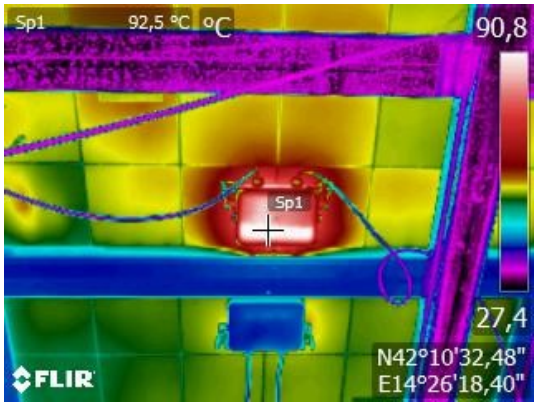


Difetti della scatola di giunzione

La scatola di giunzione (junction box) è il contenitore fissato sul retro del modulo che protegge il connettore di stringhe. Generalmente la scatola di giunzione contiene anche i diodi di bypass. Si sono osservati i seguenti problemi nella scatola di giunzione dei moduli analizzati:

- *fissaggio non ottimale della junction box dovuta alla scarsa qualità di alcuni materiali adesivi nel lungo periodo;*
- *processo di fabbricazione errato che ha causato punti non sigillati;*
- *umidità interna che ha provocato la corrosione delle connessioni ed interconnessioni di stringa;*

Una non corretta saldatura delle interconnessioni di stringa oppure la formazione di un arco elettrico interno può causare la formazione di un'elevata resistenza con conseguente surriscaldamento all'interno della scatola di giunzione e, nei casi estremi, principi di incendio.
In foto una junction box con elevato surriscaldamento dovuto ad infiltrazione di liquido al suo interno: come chiaramente visibile la temperatura è nettamente oltre valori ammissibili.

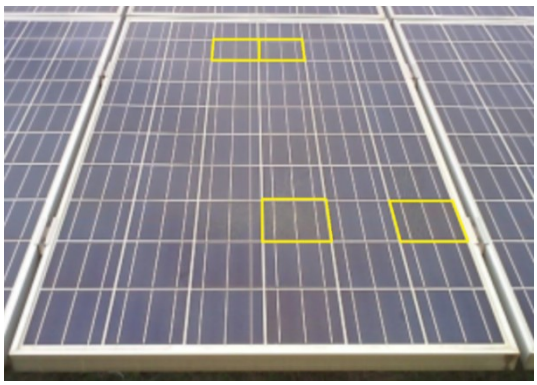


Decolorazione dell'EVA e delaminazione del wafer

La decolorazione dell'etilene vinil acetato (EVA) del lato anteriore sottovetro è uno dei pochi fenomeni di degrado più evidenti nei moduli fotovoltaici con la perdita di colore della parte superiore del modulo. Se lo scolorimento è molto rilevante può causare addirittura l'accensione del diodo di bypass che lo rileva come fosse ombreggiamento, ma per quel che riguarda questo fenomeno, escluso il caso particolare appena citato, la prestazione del modulo con decolorazione dell'EVA non presenta alcun tipo di problema.

Ad esso possiamo correlare le seguenti cause scatenanti:

- *una notevole sollecitazione termica (alta temperatura) in seguito ad hot spot permanenti*
- *l'inizio del fenomeno di corrosione del wafer (normale invecchiamento)*



Snail Trails

Le cosiddette "snail trails" si presentano come "spaccature" delle celle dei moduli fotovoltaici; sono presenti sulla superficie anteriore esposta della cella e consistono in sottili e brevi linee scure che si sviluppano all'interno di essa o ai suoi bordi come fossero cricche, in particolare si riscontrano anche sui contatti elettrici busbar posti sulla superficie delle celle. La comparsa di snail trails generalmente si manifesta solo dopo alcuni mesi dall'esposizione dei moduli. Le snail trails si possono sviluppare su diversi tipi di celle al silicio, sia monocristallino che policristallino.
In figura è mostrato un modulo affetto da snail trails.

Il fenomeno si classifica tra quelli visibili ad occhio nudo.
Secondo studi specifici, tale fenomeno è attribuito a diverse cause e le ipotesi principali avanzate negli ultimi anni lo attribuiscono a micro-cricche presenti nelle celle dovute dal processo di produzione ed è strettamente legato alle condizioni ambientali e climatiche in cui il modulo è tenuto ad operare.
Nello specifico l'aria si infiltra nella cella depositandosi nelle cricche (dovute ad una fase di produzione del modulo poco accorta) e successivamente si diffonde nella parte anteriore del modulo.

Rimangono ancora dei dubbi per quanto riguarda le conseguenze nel lungo termine in quanto ad oggi non è stata sviluppata alcuna procedura standard che permetta un'accurata analisi del fenomeno nel lungo periodo.

Potenziale Indotto di Degrado

Il Potenziale Indotto di Degrado (PID) è una tipologia di perdita del medio e lungo periodo individuata negli impianti fotovoltaici da non molto tempo (2010), difatti ancora oggi tale fenomeno è sotto lo studio e l'analisi di molte aziende e laboratori di ricerca.
A livello fisico il PID consiste nella migrazione di particelle (ioni) dalla cella verso il rivestimento del modulo o telaio il quale si trova al potenziale di terra, con un flusso ionico nell'ordine dei microampere. Questa debole ma continua corrente provoca nel tempo un veloce degrado del materiale e quindi una diminuzione consistente della qualità e della corrente prodotta dal modulo.

Tale fenomeno si riscontra principalmente nei moduli che si trovano nelle estremità delle stringhe dove risiede la polarità negativa, come riscontrato infatti in SERRE 2.
Fortunatamente l'effetto PID è un fenomeno quasi reversibile imponendo una tensione inversa ai capi del modulo si otterrebbe una migrazione opposta delle cariche ristabilendo la condizione iniziale in assenza di PID.

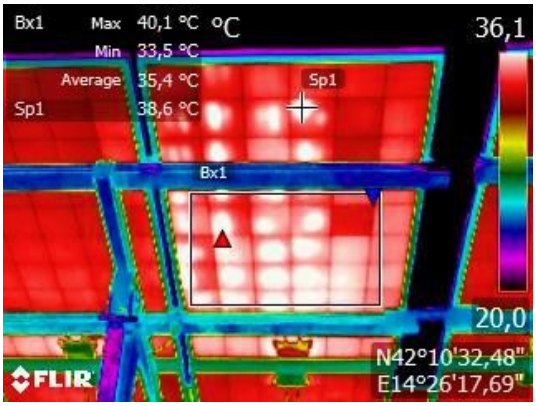
Dal punto di vista elettrico il fenomeno del PID comporta una riduzione della curva I-V nella sua ampiezza causata dall'aumento sia della resistenza serie che della resistenza parallelo.
Dal punto di vista diagnostico il PID determina una diminuzione di potenza consistente e risulta più problematico individuarlo con valori elevati di irradiazione solare.

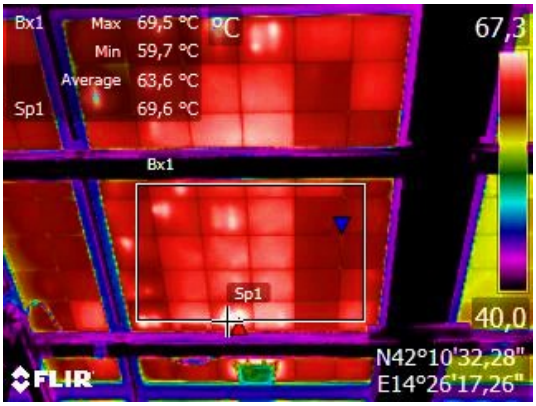
Non obbligatoriamente le celle soggette a PID hanno elevati gradienti termici rispetto la media calcolata sul pannello: per tale caratteristica si è ipotizzato che una volta che si è verificato il fenomeno, a causa del particolare flusso di corrente la resistenza serie diventa sufficientemente bassa perché la temperatura aumenti significativamente.

Tali effetti di degrado delle prestazioni del modulo e del sistema possono determinare significativi cambiamenti del business plan dell'impianto, essendo questo un fenomeno gravemente degradante. In particolare, in letteratura sono riportati casi di PID in cui si è quantificata una diminuzione della

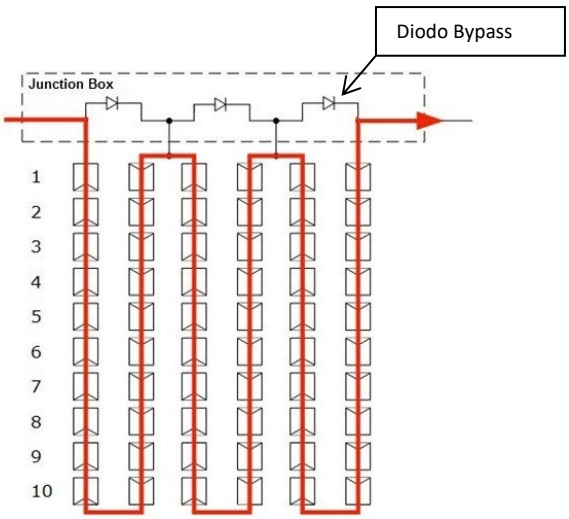
potenza erogata pari al 70 %: risulta quindi indispensabile monitorare costantemente l'impianto FV ad intervalli di tempo di esercizio regolari.

Nel caso in esame tale fenomeno per ben due volte non ha permesso neanche la rilevazione della curva caratteristica poiché risultava sul modulo una tensione di appena 5 V, mentre in altri casi ha fatto rilevare perdite di potenza ben oltre il 60%. Si riportano immagini ottenute dal sottocampo SERRE 2.





Caratterizzazione del comportamento elettrico e prestazionale

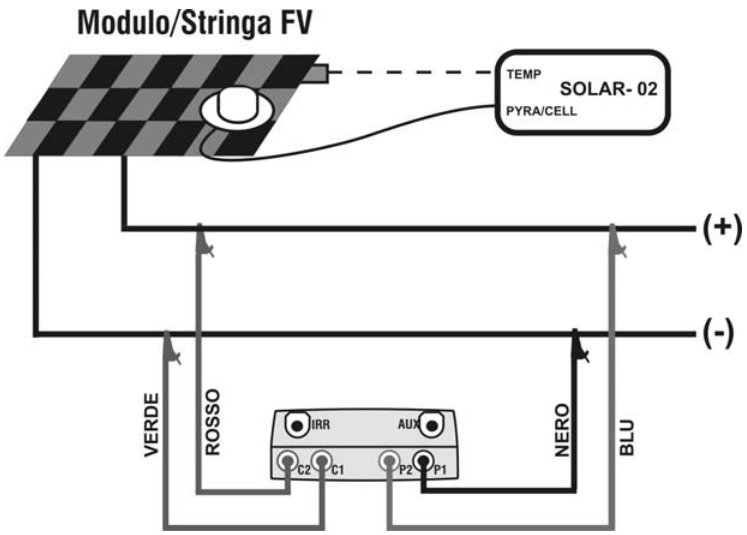


La scansione termografica non è in grado di rilevare l'impatto che i difetti dei moduli fotovoltaici causano al comportamento elettrico e quindi sulla resa energetica risultante. Di contro, l'analisi della curva caratteristica I-V è difficile da interpretare senza ulteriori informazioni riguardanti il comportamento termico.
Dal connubio di entrambe le tecniche invece è possibile estrarre tutti i parametri chiave per valutare la qualità e lo stato del modulo fotovoltaico.

In questa sezione viene fornita una panoramica sui risultati relativi alla correlazione tra le immagini termiche di moduli fotovoltaici anomali aventi diversi gradi di difetti termici e il comportamento elettrico corrispondente al fine di verificare lo stato di funzionamento attraverso: tensione, corrente e potenza.

L'analisi elettrica offre risultati estremamente precisi, unione dei parametri fondamentali come irraggiamento, temperatura del modulo e temperatura esterna, e la possibilità di traslare tali parametri per riportarli alla condizione standard STC in modo da poter paragonare graficamente i dati ottenuti da moduli esposti in differenti condizioni ambientali.
I risultati delle misure sono confrontati poi con i valori attesi derivati dal datasheet dichiarato dal costruttore, con l'intento di valutare in termini sia qualitativi che quantitativi l'effetto delle anomalie termiche sulla riduzione della potenza dei moduli affetti da difetti.

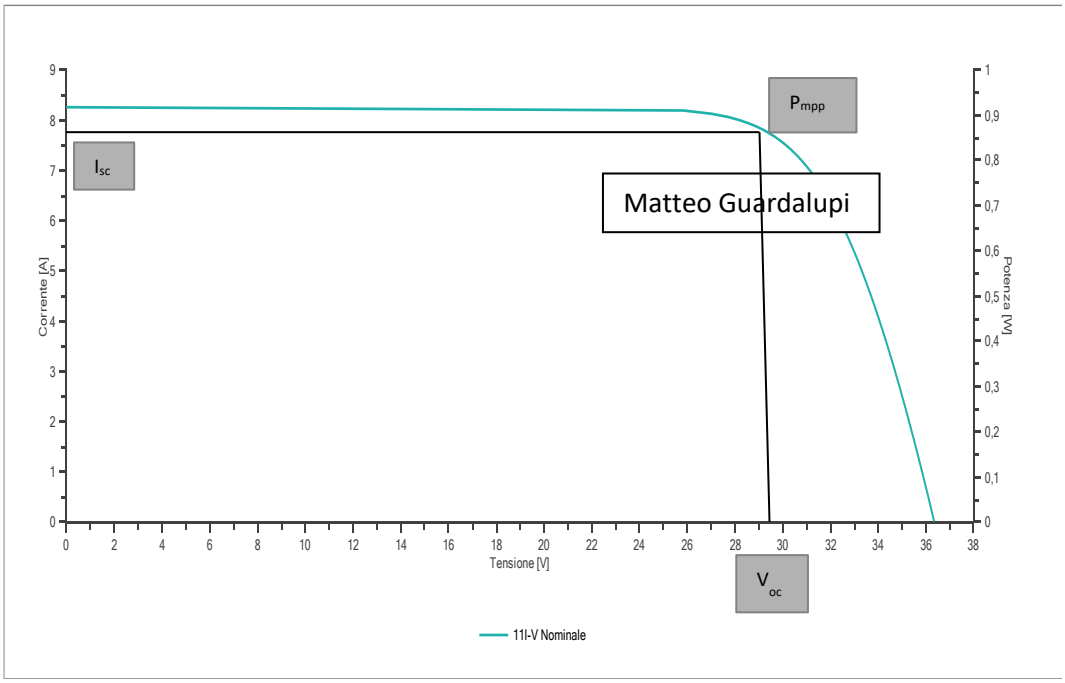
La misurazione delle curve I-V ha bisogno di condizioni atmosferiche particolarmente ottimali caratterizzate da temperatura costante, elevato irraggiamento e totale assenza di nuvole. Oltre questo tale analisi necessita anche di un arco temporale abbastanza generoso, soprattutto se paragonato all'imaging termografica, per cui in impianti di grossa taglia è impensabile tentare di effettuare un campionamento dello stato del generatore fotovoltaico solamente attraverso analisi elettrica.
Inoltre, ogni misura richiede in ogni caso lo scollegamento del modulo fotovoltaico o della stringa interessata dal circuito dell'impianto, infatti lo strumento effettua le misure andando ad intercettare e chiudere il circuito elettrico.
Lo strumento utilizzato è un analizzatore di rete marca HT modello Solar I-V.



In questo studio la misura della curva caratteristica I-V è stata effettuata per moduli fotovoltaici che successivamente all'ispezione termografica hanno riportato anomalie termiche che sono state quindi classificate sia in base alla forma che alla severità, e la curva I-V è stata misurata per ogni tipologia di entrambe le due categorie, con l'idea di valutare tutte le tipologie di anomalie termiche riscontrate nell'impianto.

Tuttavia, tale strumento di misurazione consente di osservare lo stato di tutti i parametri fondamentali attraverso un'indagine che offre però un risultato che è confinato al perimetro di un singolo modulo fotovoltaico.
Volendo invece svolgere un'analisi di miglior livello e con una maggior veduta, si è deciso di ricavare la curva I-V anche per intere stringhe di moduli fotovoltaici che compongono quelle che vengono chiamate "vele", unione di 20 moduli fotovoltaici collegati in serie.

La figura seguente mostra una curva I-V in condizioni standard STC di un modulo fotovoltaico appartenente al campo SERRE 2 esposto alla luce solare diretta in condizioni di cielo sereno.



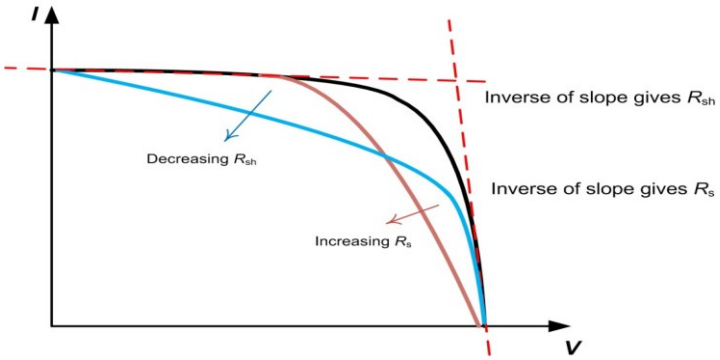
I parametri caratteristici sono:

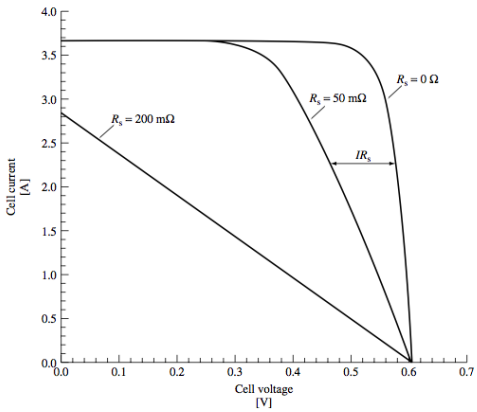
- *corrente di corto circuito I_{sc}*
- *tensione a circuito aperto V_{oc}*
- *punto di massima potenza P_{mpp}*
- *corrente alla massima potenza I_{mpp}*
- *tensione alla massima potenza V_{mpp}*
- *fattore di riempimento (Fill Factor) FF*

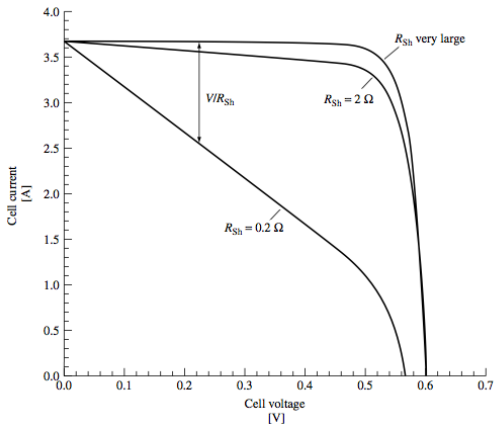
La tensione a circuito aperto V_{oc} è la tensione massima disponibile da un modulo fotovoltaico e si verifica a corrente nulla. La corrente di cortocircuito I_{sc} è la corrente che attraversa il modulo quando la tensione della cella è zero. La potenza massima P_{mpp} è definita come un punto sulla curva I-V di un modulo fotovoltaico esposto alla luce solare, dove il prodotto di corrente I_{mpp} e tensione V_{mpp} è massimo. Il fattore di riempimento FF è essenzialmente una misura della qualità della cella solare o del modulo fotovoltaico nel complesso. Esso è un parametro adimensionale che misura il grado di purezza e di corretto sfruttamento del wafer di silicio che costituisce il modulo. È un numero compreso fra 0 e 1 e tanto più si avvicina all'unità tanto più la qualità del pannello è migliore e tanto più i costituenti del pannello sono di alta qualità e quindi in ultima analisi tanto più basse sono le perdite e i fattori di invecchiamento ad esse connessi.

Effetti resistivi R_s e R_{sh}

Per comprendere meglio la caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici, è necessario definire il significato delle pendenze di una curva caratteristica rispetto gli assi. Queste pendenze si chiamano resistenza serie R_s e resistenza allo shunt R_{sh}. Queste resistenze sono definite come illustrato in figura.







La caratteristica I-V dipende fortemente dalle caratteristiche interne della cella (R_s e R_{sh}) e da alcuni fattori esterni come il livello di irraggiamento e la temperatura.

La resistenza serie è un parametro globale. Tutte le resistenze in serie delle singole celle solari e delle interconnessioni influiscono su questo parametro. Quindi può essere usato per valutare l'effetto delle resistenze in serie all'interno del modulo fotovoltaico. Tuttavia, per la produzione di un modulo fotovoltaico vengono utilizzate varie celle con varie caratteristiche I-V. Anche la differenza delle singole caratteristiche I-V influisce sul parametro R_s in un modulo FV. Così una resistenza serie alta può essere causata dall'aggiunta di resistenze nel modulo o da una mancata

corrispondenza delle caratteristiche delle singole celle, cioè da celle con performance piuttosto diverse rispetto quelle restanti che compongono lo stesso modulo.

La resistenza allo shunt R_{sh} invece modella tutte quelle perdite interne alla cella fotovoltaica come per esempio:

- *Perdite dovute ad errori di fabbricazione quali la non purezza dei materiali e del silicio*

- *Elementi estranei nel reticolo semiconduttivo che disturbano i flussi di elettroni e delle lacune*

- *Perdite dovute a difetti di progettazione (come, per esempio, la distanza e la forma dei contatti): la distanza dei contatti e la loro disposizione influenzano la quantità di elettroni utili a generare la corrente. Avere contatti troppo distanti, per esempio, aumenta la possibilità che durante il tragitto gli elettroni si ricombinino nel reticolo e non siano quindi più utili alla generazione di energia*

- *Più in generale tutti gli effetti che coinvolgono il materiale e il substrato di silicio vanno ad aumentare questa resistenza e quindi a diminuire la corrente erogata dal pannello*

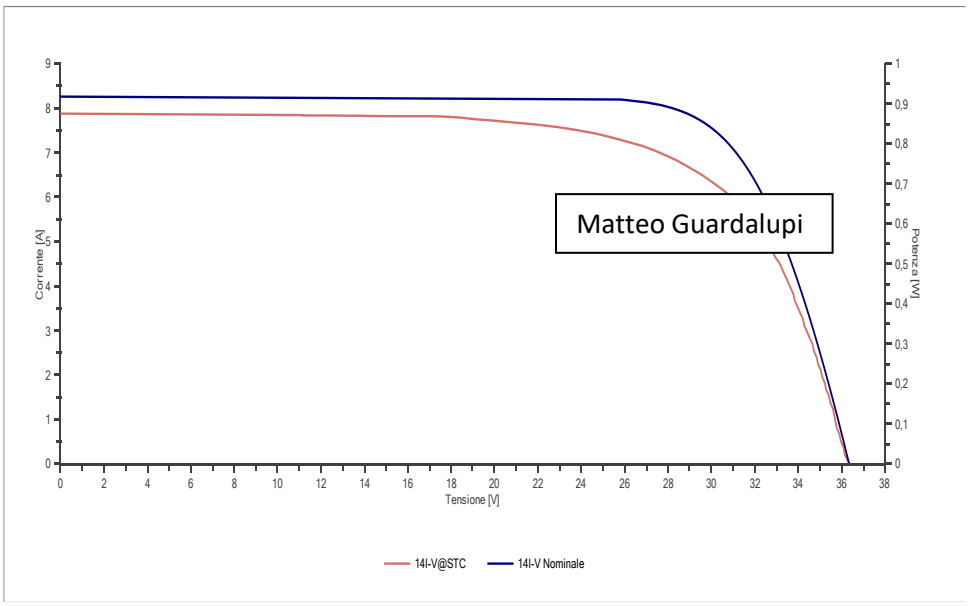
Se la resistenza allo shunt di una cella è bassa, si avranno correnti di dispersione maggiori.
Una variazione de R_{sh} in singole celle solari non viene rilevata dalla resistenza shunt del modulo poiché tutte le altre celle bloccano la corrente addizionale della cella. Solo nel caso molto improbabile che tutte le altre celle abbiano una bassa resistenza allo shunt, anche la resistenza allo shunt del modulo fotovoltaico sarà bassa. In tutti gli altri casi gli shunt (cioè le deviazioni) di una singola cella influenzano il Fill Factor del modulo e non la resistenza allo shunt.
La resistenza allo shunt influenza la corrente di cortocircuito e la tensione a circuito aperto delle caratteristiche I-V delle celle. Spesso il valore R_{sh} in fase di analisi di moduli fotovoltaici viene considerato costante.

Effetto delle anomalie sulla curva caratteristica

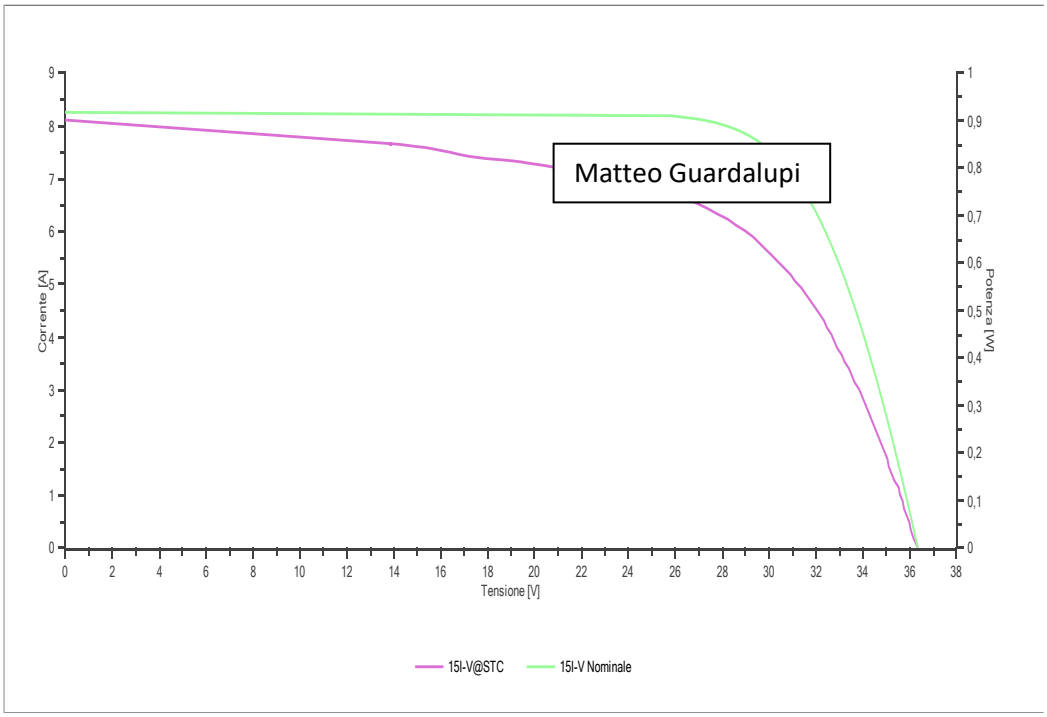
Una curva I-V fornisce informazioni sui malfunzionamenti del modulo fotovoltaico. L'interpretazione della curva I-V dipende dai dati disponibili: nel caso in cui si ha a disposizione solo la curva I-V misurata senza informazioni sui valori elettrici specifici del modulo, è possibile valutare la forma della curva in quanto rivela difetti di parti di celle non attive o cortocircuiti dei diodi di bypass. Se si dispone dei dati elettrici specifici per il modulo fotovoltaico – dall'etichetta o, ancora meglio, dal rapporto del produttore – il confronto dei valori misurati fornisce una buona indicazione di potenziali guasti e problemi tecnici. Se infine si ha a disposizione una curva I-V precedente per uno stesso modulo fotovoltaico è possibile valutare anche gli effetti di degradazione nel tempo.

Le deviazioni tra la curva caratteristica misurata e prevista, possono essere riassunte nelle seguenti categorie qui riportate, estrapolate da moduli analizzati nel campo fotovoltaico di Lanciano:

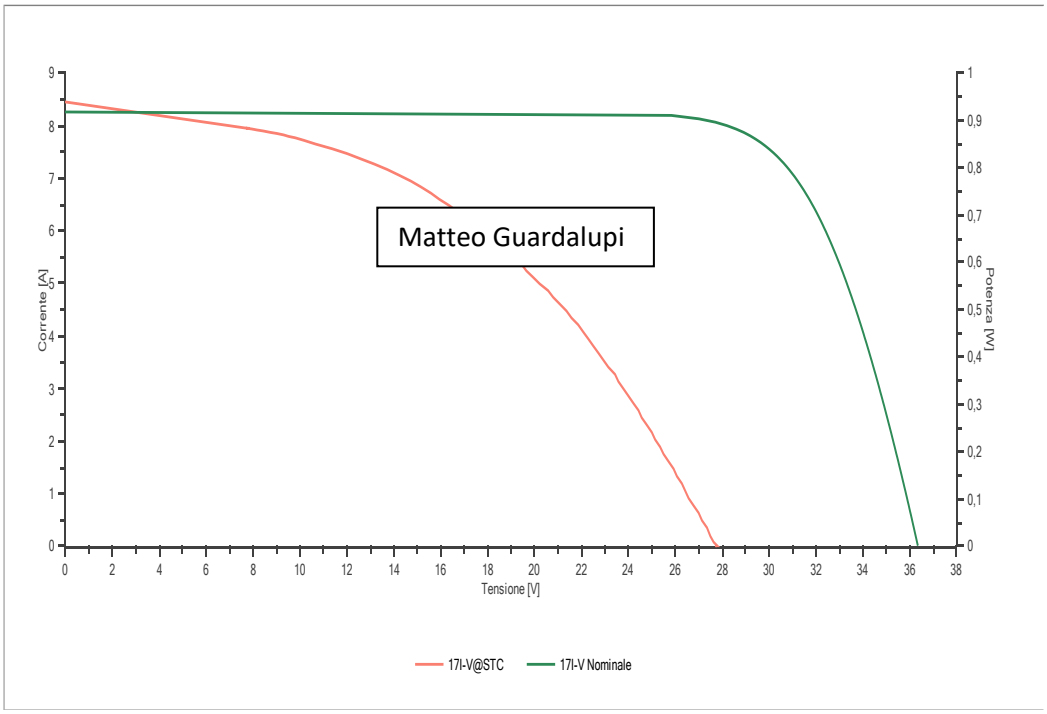
1. *Una corrente di cortocircuito I_{sc} in modulo più bassa della norma è probabilmente causata dalla perdita di trasparenza dell'incapsulamento (EVA) del wafer a causa della classica doratura o dell'ingiallimento, dalla corrosione del vetro che riduce la luce catturata dal modulo fotovoltaico, o dalla delaminazione degli strati. Questi effetti sono tutti riportati e riassunti dalla curva I-V come una riduzione dell'irraggiamento e la forma della curva cambia in modo diverso in base all'entità di tali effetti.*



2. *Inclinazione dal valore I_{sc} del ramo orizzontale della curva. In questa situazione ci troviamo nel caso in cui si ha una diminuzione della resistenza allo shunt R_{sh} a causa di percorsi con deviazioni nelle celle fotovoltaiche e/o nelle interconnessioni. Un'altra causa potrebbe essere un leggero mismatch delle celle componenti il modulo.*

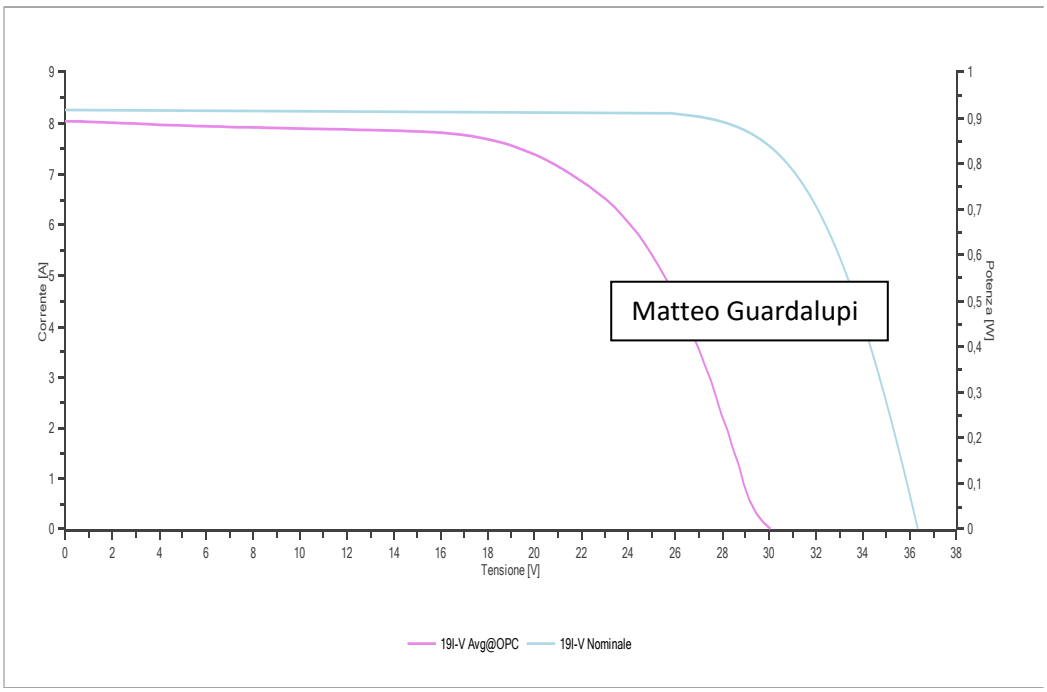


3. *La pendenza del ramo verticale della curva I-V intorno al valore V_{oc} è meno ripida: indica un aumento della resistenza in serie nel modulo FV. La resistenza serie potrebbe aumentare con l'aumento di resistenza delle interconnessioni, della corrosione nella scatola di giunzione o delle busbar.*

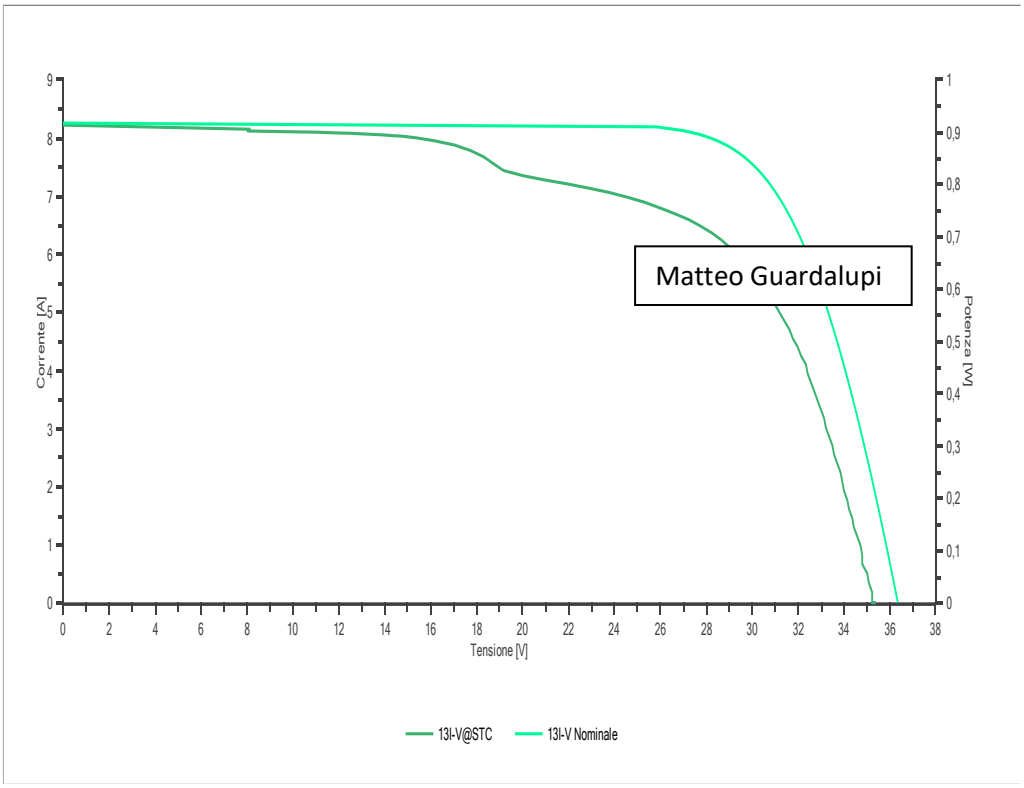


Gli ultimi due punti precedenti diminuiscono il fattore di riempimento FF del modulo e quindi la potenza massima del modulo.

4. *La curva I-V ha un valore V_{oc} più basso del previsto. I guasti che diminuiscono il valore V_{oc} sono interconnessioni di celle guaste, cortocircuiti da cella a cella, oppure guasto o cortocircuito del diodo di bypass. La tensione a circuito aperto del modulo può essere ridotta anche dalla degradazione indotta del potenziale PID.*



5. *La curva I-V mostra gradini. La ragione di questo effetto potrebbe essere un difetto nel diodo di bypass, celle danneggiate o un forte mismatch.*



Influenza dei fattori esterni sulle prestazioni del modulo fotovoltaico

Come accennato in precedenza, vi sono due parametri ambientali che incidono gravemente sull'energia prodotta dal sistema FV e sulla sua efficienza: l'irraggiamento e la temperatura delle celle.

All'aumentare della temperatura del modulo la corrente aumenta ma la tensione a vuoto diminuisce molto più velocemente, si ha quindi una diminuzione complessiva della potenza erogata.

Tali fenomeni che legano la variazione di efficienza del modulo all'aumentare della temperatura sono definiti dai costruttori tramite i seguenti dati di targa:

Coefficiente di Temperatura di I_{sc}	α	0,04	%/K
Coefficiente di Temperatura di V_{oc}	β	-0,30	%/K
Coefficiente di Temperatura di Potenza	γ	-0,41	%/K

- *Coefficiente correttivo di temperatura di tensione β misurabile in [%/°C] ovvero la variazione percentuale di tensione all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC*
- *Coefficiente correttivo di temperatura di corrente α misurabile in [%/°C] ovvero la variazione percentuale di corrente all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC*
- *Coefficiente correttivo di temperatura di potenza γ misurabile in [%/°C] ovvero la variazione percentuale di potenza all'aumentare di un grado alle condizioni di test STC*

La variazione di Irraggiamento comporta delle conseguenze molto più visibili nella diminuzione di corrente
prodotta e di potenza erogata, in questo caso la tensione a vuoto diminuisce di poco al diminuire dell'irraggiamento mentre la decrescita della corrente è molto più rilevante.

Per questo motivo, essendo il rendimento della cella fortemente legato all'irraggiamento ed alle sue fluttuazioni, è necessario il dispositivo di inseguimento MPPT nell'inverter.

Dallo studio delle curve caratteristiche misurate è emerso che:

- ***temperatura del modulo**: incide con proporzionalità inversa direttamente sulla V_{oc} trasla verso l'origine lungo la bisettrice del primo e terzo quadrante il punto di massimo della potenza*

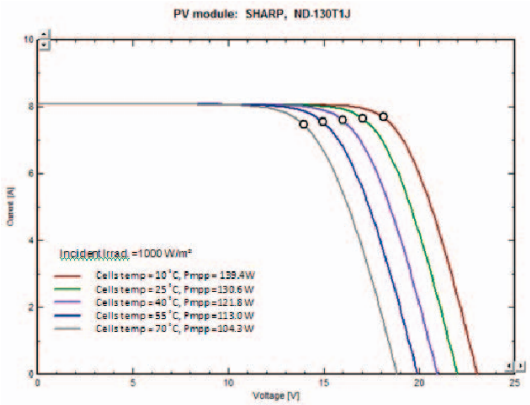


Fig. 2: Effect on the I-V characteristics curve of the PV cell from different ambient temperature

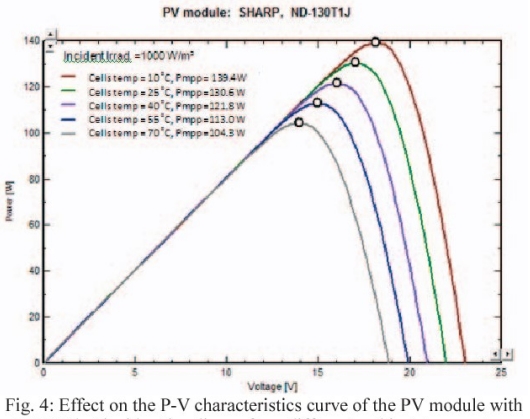


Fig. 4: Effect on the P-V characteristics curve of the PV module with 1000 W/m² incident irradiance from different ambient temperature.

- ***irraggiamento**: incide con proporzionalità diretta sulla I_{sc}, spostando verso il basso il picco di potenza*

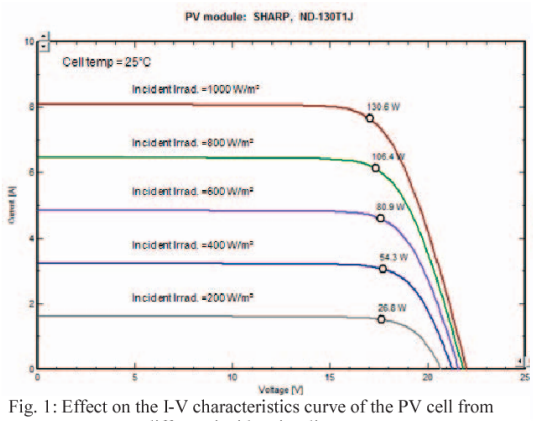


Fig. 1: Effect on the I-V characteristics curve of the PV cell from different incident irradiance.

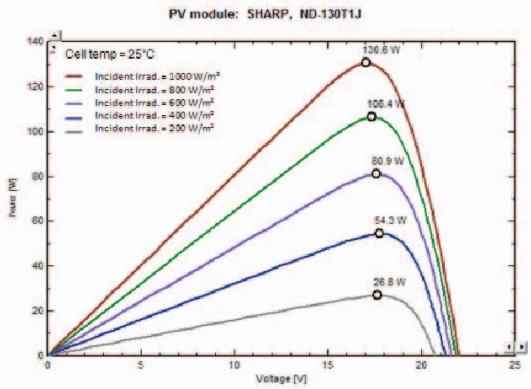


Fig. 3: Effect on the P-V characteristics curve of the PV module from

Analisi dei dati e confronto con la letteratura diagnostica

Le curve I-V e P-V misurate rappresentano il funzionamento in condizioni reali. Per capire quanto tali difetti condizionino le prestazioni dei moduli è necessario effettuare un confronto con dei valori di riferimento.
Il miglior riferimento come detto è generato a partire dai valori di targa forniti dal costruttore, che permettono di individuare le prestazioni attese in determinate condizioni di irraggiamento e temperatura.
A partire dal datasheet vengono stimati i valori di corrente di cortocircuito, tensione a vuoto e potenza massima nelle condizioni reali di funzionamento.

Essendo oggetto del presente lavoro lo studio di come il difetto termico si rifletta sulle caratteristiche elettriche del modulo, non è possibile considerare validi i dati ottenuti a partire dai dati reali misurati sui moduli affetti da anomalie termiche e traslati alla Standard Test Conditions (STC), riferimento standard per qualsiasi valutazione, in quanto non è noto come i coefficienti di temperatura per il riporto della V_{oc}, I_{sc} e P_{mpp} siano influenzati dalla presenza di tale difetto. Pertanto, avendo a disposizione i coefficienti di temperatura riferiti al funzionamento del modulo in condizioni sane, si è scelto di riportare i valori forniti nel datasheet dalle STC alle condizioni di prova e non viceversa.

I valori di datasheet sono riportati alle condizioni reali di funzionamento secondo le seguenti relazioni che dipendono dall'irraggiamento effettivo G incidente sulla cella, dalla temperatura di cella T_c e dai coefficienti di temperatura α, β e γ:

$$\boldsymbol{I_{sc\ operativa} = \frac{G}{G_{STC}} * I_{sc,STC} * \{1 + \alpha * (T_c - T_{c,STC})\}}$$

$$\boldsymbol{V_{oc\ operativa} = V_{oc,STC} * \{1 + \beta * (T_c - T_{c,STC})\} + A * \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right)}$$

$$P_{mpp\ operativa} = \eta_{rel}(G) * \frac{G}{G_{STC}} * P_{mpp,STC} * \{1 + \gamma * (T_c - T_{c,STC})\}$$

I dati principali forniti dal datasheet dei moduli oggetto d'analisi sono sinteticamente riportati in Tabella.

Qcell QPro 225 @STC	
V_{oc} [V]	*36,36*
I_{sc} [A]	*8,25*
V_{mpp} [V]	*29,29*
I_{mpp} [A]	*7,77*
P_{max} [W]	*225*

Coefficienti di Temperatura	
*α @I_{sc} [K^{-1}] **	*0,000822*
*β @V_{oc} [K^{-1}] **	*-0,003277*
*γ @P_{mpp} [K^{-1}] **	*-0,004594*

* *tali coefficienti sono ora convertiti in una u.d.m. utile per l'inserimento diretto nelle formule precedenti*

Nelle equazioni precedenti A è il prodotto tra il numero di celle N, il fattore di idealità del diodo n e il potenziale termico V_t. I moduli oggetto d'analisi sono composti da 60 celle in serie. Il fattore di idealità del diodo, il cui valore non è specificato nel datasheet, vale 1,401 (ricavato dal costruttore Sharp per moduli equivalenti).

Il potenziale termico V_t sopra citato dipende da: K che è la costante di Boltzmann, T_c è la temperatura di cella, q è la carica dell'elettrone e vale:

$$V_t = \frac{K * T_c}{q}$$

Invece η_{rel} (G) rappresenta l'efficienza relativa del modulo che tiene conto della riduzione dell'efficienza della cella al diminuire dell'irraggiamento incidente. Essa è definita come rapporto tra l'efficienza della cella ad un certo valore di irraggiamento η (G) e l'efficienza in condizioni standard η_{STC}:

$$\boldsymbol{\eta_{rel}(G) = \frac{\eta\,(G)}{\eta_{STC}}}$$

Nel datasheet non è riportata la riduzione dell'efficienza con l'irraggiamento (tipicamente espressa al valore di irraggiamento di 200 W/m²). Inoltre, non è possibile determinare sperimentalmente l'efficienza reale della cella ad un certo valore di irraggiamento, in quanto la potenza prodotta è fortemente influenzata dalla presenza delle anomalie termiche. È stata pertanto caratterizzata la funzione η_{rel} (G) a partire da valori dichiarati nel datasheet per moduli di diversi produttori, ma aventi la stessa tecnologia, la stessa potenza nominale e dello stesso anno di fabbricazione dei moduli analizzati. Si è scelto di rappresentare la funzione η_{rel} (G) con una funzione lineare crescente con l'irraggiamento. Essa è calibrata affinché assuma il valore 0,945 con irraggiamento di 200 W/m² ed il valore unitario con irraggiamento di 1000 W/m².

Risultati

Si riportano nel seguito i risultati ottenuti dove sono visibili tutti i valori ricavati dalla misurazione della curva I-V per alcuni moduli fotovoltaici di maggiore interesse diagnostico. Inoltre si riportano anche i dati ottenuti dalle curve caratteristiche misurate su stringhe di moduli, di cui i moduli sopra citati ne fanno parte.

Modulo	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irraggiamento [W/m²]	Temp. Modulo [°C]	FF [%]
Misura 11 - QCELLS225 12/09/2018 12:27 Modulo 50041042101000495								
11 Misure@OPC	71,23	26,68	17,42	4,09	5,99	695,00	41,00	45,00
11 STC	100,94	28,53	18,05	5,59	8,16	1000,00	25,00	43,00
11 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 12 - QCELLS225 12/09/2018 12:30 Modulo 500010421001000141								
12 Misure@OPC	41,48	20,85	7,14	5,81	6,54	890,00	41,00	30,00
12 STC	40,19	21,99	6,48	6,21	7,30	1000,00	25,00	25,00
12 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 13 - QCELLS225 12/09/2018 12:32 Modulo 500610421001000053								
13 Misure@OPC	157,41	33,51	26,56	5,93	7,66	926,00	41,00	61,00
13 STC	179,78	35,23	27,77	6,47	8,15	1000,00	25,00	63,00
13 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 14 - QCELLS225 12/09/2018 12:37 Modulo 500810304001001120								
14 Misure@OPC	186,69	32,91	24,71	7,56	8,86	1109,00	61,90	64,00
14 STC	193,56	36,35	28,38	6,82	7,84	1000,00	25,00	68,00
14 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Modulo	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irraggiamento [W/m²]	Temp. Modulo [°C]	FF [%]
Misura 15 - QCELLS225 12/09/2018 12:40 Modulo 500410422001000274								
15 Misure@OPC	159,18	30,85	21,71	7,33	9,55	1149,00	87,50	54,00
15 STC	176,00	36,35	27,36	6,43	7,74	1000,00	25,00	63,00
15 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 16 - QCELLS225 12/09/2018 12:42 Modulo 500110394001000932								
16 Misure@OPC	167,86	32,11	23,99	7,00	9,02	1139,00	71,70	58,00
16 STC	175,16	36,29	28,56	6,13	7,57	1000,00	25,00	64,00
16 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 17 - QCELLS225 14/09/2018 12:45 Modulo 500510421001000034								
17 Misure@OPC	96,97	26,44	16,85	5,75	8,29	976,00	41,00	44,00
17 STC	106,84	27,72	17,17	6,22	8,03	1000,00	25,00	48,00
17 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 8 - QCELLS225 12/09/2018 11:28 Vela 307								
8 Misure@OPC	3055,70	633,50	478,20	6,39	7,27	887,00	71,80	66,00
8 Mis Avg@OPC	152,78	31,68	23,91	6,39	7,27	887,00	71,80	66,00
8 STC	202,07	36,36	28,17	7,17	8,04	1000,00	25,00	69,00
8 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Modulo	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irraggiamento [W/m²]	Temp. Modulo [°C]	FF [%]
Misura 9 - QCELLS225 12/09/2018 11:37 Vela 284								
9 Misure@OPC	2997,25	622,30	470,60	6,37	7,14	878,00	78,40	67,00
9 Mis Avg@OPC	149,86	31,12	23,53	6,37	7,14	878,00	78,40	67,00
9 STC	205,83	36,30	28,61	7,20	7,96	1000,00	25,00	71,00
9 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 10 - QCELLS225 12/09/2018 11:42 Vela 286								
10 Misure@OPC	2866,06	579,20	425,80	6,73	7,83	947,00	108,90	63,00
10 Mis Avg@OPC	143,30	28,96	21,29	6,73	7,83	947,00	108,90	63,00
10 STC	202,67	36,30	28,66	7,07	7,99	1000,00	25,00	70,00
10 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 18 - QCELLS225 14/09/2018 12:50 Vela 289								
18 Misure@OPC	3072,18	605,60	450,40	6,82	7,92	977,00	91,30	64,00
18 Mis Avg@OPC	153,61	30,28	22,52	6,82	7,92	977,00	91,30	64,00
18 STC	199,16	36,30	28,44	7,00	7,90	1000,00	25,00	69,00
18 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 19 - QCELLS225 14/09/2018 13:01 Vela 287								
19 Misure@OPC	3014,77	601,60	446,50	6,75	8,03	997,00	94,50	62,00
19 Mis Avg@OPC	150,74	30,08	22,33	6,75	8,03	997,00	94,50	62,00
19 STC	194,96	36,30	27,84	7,00	7,82	1000,00	25,00	69,00
19 Nominale	226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

In queste tabelle sono riportati i valori misurati dallo strumento in condizioni reali per tensione, corrente e potenza uniti con i rispettivi valori ambientali di irraggiamento e temperatura.
In ogni tabella viene anche riportato il rispettivo valore traslato dal software alle condizioni STC, e infine il valore dichiarato dalla targa del costruttore.
Secondo l'ipotesi precedente, i valori riportati alle STC attraverso il software non possono essere considerati corretti, in quanto sappiamo che tali moduli sono affetti da anomalie e il riporto dei valori alle STC andrebbe a traslare anche l'effetto dell'anomalia.
Quindi come primo passo per l'analisi dettagliata dei moduli sono stati ricavati in maniera analitica i valori di tensione, corrente e potenza operativa teorica a partire dalle condizioni STC dichiarate dal datasheet. I valori ottenuti si sono rivelati in alcuni casi notevolmente differenti. Il confronto è di fondamentale importanza: è possibile visualizzare quanto, in modulo, doveva effettivamente essere il valore operativo in tali condizioni di esercizio, rispetto al valore reale misurato dall'analizzatore.
La differenza è perciò una misura di quanto la traslazione alle condizioni STC operata dal software avrebbe sbagliato, in modulo, traslando anche il difetto e tale differenza è attribuibile in peso alla tipologia di anomalia che il modulo presenta. Il valore calcolato teorico è matematicamente depurato dell'eventuale distorsione dovuta dall'anomalia che caratterizza il modulo nella sua condizione reale di funzionamento per via del processo con cui viene ricavato.

Dai risultati emerge come fenomeni di tipo hot spot con severità di tipo A, B o C provocano una perdita di potenza proporzionale al gradiente di temperatura e al numero di celle affette dal fenomeno, come d'altronde era possibile ipotizzare.

È inoltre emerso, a differenza di quanto ci si aspettava, che fenomeni di hot spot influiscono in maniera meno incisiva sulla perdita di potenza. Tutti i moduli affetti da hot spot hanno misurato perdite mediamente intorno all' 11% rispetto la potenza teorica calcolata. Si riportano in rosso i dati riguardanti la potenza, la tensione e la corrente teorica calcolata a partire dalle condizioni STC, per i vari tipi di difetti termici.

Modulo	Pmax [W]	*Potenza Teorica*	*% Potenza Utilizzata*	Voc [V]	*Voc Teorica*	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	*Isc Teorica*	Irraggiamento [W/m²]	Modulo [°C] Temp.
Misura 11 - QCELLS 12/09/2018 12:27											
11 Misure@OPC	71,23	***135,95***	***52%***	26,68	***34,07***	17,42	4,09	5,99	***5,80***	695,00	41,00
11 STC	100,94			28,53		18,05	5,59	8,16		1000,00	25,00
11 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Misura 12 - QCELLS 12/09/2018 12:30											
12 Misure@OPC	41,48	***174,00***	***24%***	20,85	***34,14***	7,14	5,81	6,54	***7,41***	890,00	41,00
12 STC	40,19			21,99		6,48	6,21	7,30		1000,00	25,00
12 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Misura 13 - QCELLS 12/09/2018 12:32											
13 Misure@OPC	157,41	***182,40***	***86%***	33,51	***34,48***	26,56	5,93	7,66	***7,74***	926,00	41,00
13 STC	179,78			35,23		27,77	6,47	8,15		1000,00	25,00
13 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Misura 14 – QCELLS 12/09/2018 12:37											
14 Misure@OPC	186,69	***195,78***	***95%***	32,91	***32,10***	24,71	7,56	8,86	***9,43***	1109,00	61,90
14 STC	193,56			36,35		28,38	6,82	7,84		1000,00	25,00
14 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Misura 15 – QCELLS 12/09/2018 12:40											
15 Misure@OPC	159,18	***174,07***	***91%***	30,85	***29,13***	21,71	7,33	9,55	***9,97***	1149,00	87,50
15 STC	176,00			36,35		27,36	6,43	7,74		1000,00	25,00
15 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Misura 16 - QCELLS 12/09/2018 12:42											
16 Misure@OPC	167,86	***190,15***	***88%***	32,11	***30,96***	23,99	7,00	9,02	***9,76***	1139,00	71,70
16 STC	175,16			36,29		28,56	6,13	7,57		1000,00	25,00
16 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

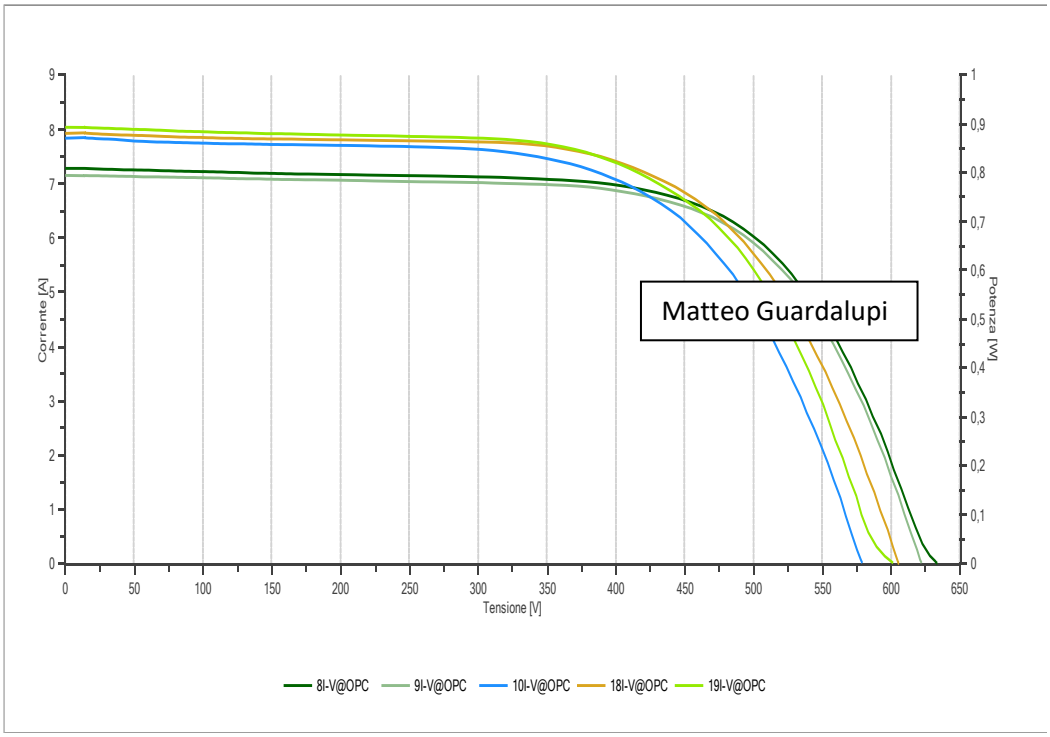
Misura 17 - QCELLS 14/09/2018 12:45											
17 Misure@OPC	96,97	***192,25***	***50%***	26,44	***34,49***	16,85	5,75	8,29	***8,16***	976,00	41,00
17 STC	106,84			27,72		17,17	6,22	8,03		1000,00	25,00
17 Nominale	226,00			36,36		29,29	7,77	8,25		1000,00	25,00

Per quel che riguarda le analisi di intere stringhe di moduli è emerso dallo studio dei dati che diverse vele erano accomunate da caratteristiche simili. Ricordiamo che le stringhe analizzate sono quelle in cui sono stati riscontrati moduli affetti da anomalie precisamente quantificate e studiate.

La scelta di studiare stringhe di moduli è nata successivamente allo studio dettagliato delle anomalie riscontrate nei moduli: una volta studiate le anomalie e correlate all'effettiva perdita di potenza che ogni tipologia arreca al modulo, si è pensato ad un metodo in cui si va ad ipotizzare un valore di potenza per i moduli e quindi per intere stringhe di moduli, sulla base delle immagini termiche ricavate dalla scansione sul campo.
L'affidabilità di tale metodo è stata provata attraverso la rilevazione di curve caratteristiche per stringhe di moduli, dove infatti è più difficile ipotizzare un valore di potenza per i singoli moduli o di tensione per l'intera stringa in quanto essendo in gran numero i moduli che compongono una stringa, diventano numerose e di diversa tipologia le anomalie all'interno della stringa.
Nonostante ciò i valori ipotizzati hanno trovato conferma. Tre stringhe simili hanno riportato una caratteristica comune molto evidente ovvero un basso valore di tensione V_{oc}. Tale caratteristica in realtà non è stata una sorpresa in quanto dalla termografia si era osservato che diversi moduli delle tre stringhe erano affetti da PID.
Infatti tale fenomeno di degradazione indotta ci ha dimostrato, dall'analisi dei singoli moduli, che agisce in maniera netta tagliando il valore della tensione. Le analisi svolte sulle stringhe ci hanno appunto dimostrato la correttezza di tali ipotesi.

Lo stesso dicasi per le altre due stringhe analizzate. In queste i moduli erano affetti da fenomeni di hot spot di diverso grado, ma poiché dall'analisi dei singoli moduli si è appurato che tale fenomeno genera soltanto una perdita sulla potenza di picco mentre non influisce sul valore della tensione, dallo studio dei dati di queste stringhe di nuovo è stata verificata l'ipotesi iniziale e confermato il valore ipotizzato.

Di seguito si riporta un grafico dove sono paragonate le curve caratteristiche delle cinque stringhe e dove risulta evidente il divario tra i diversi valori di tensione.



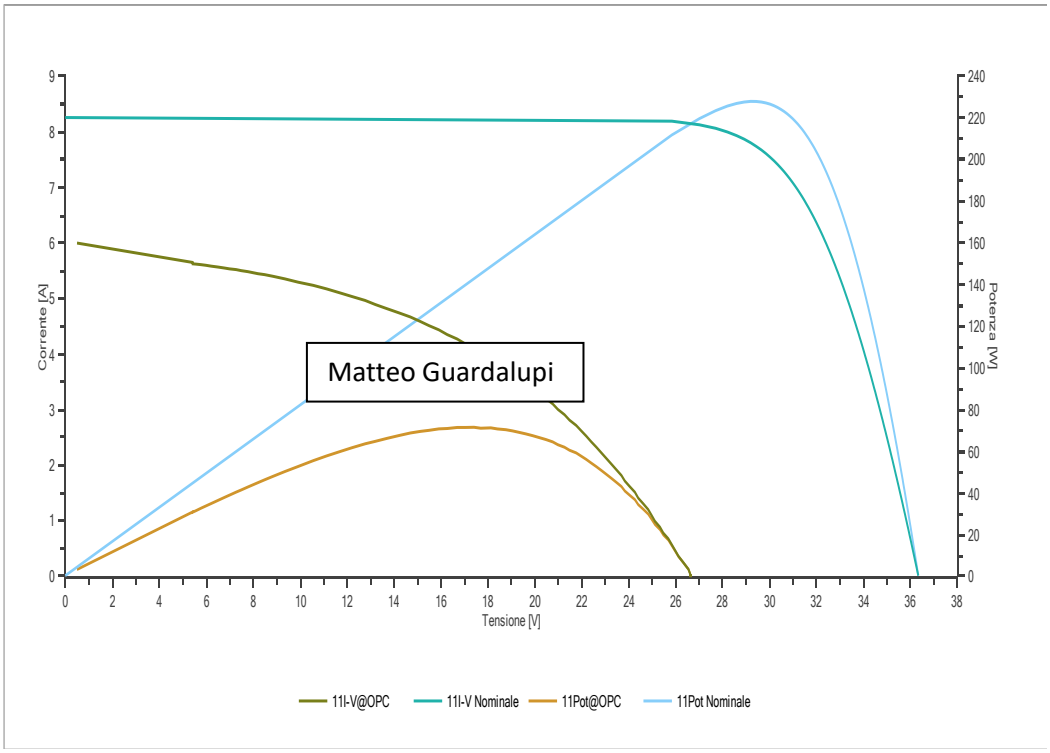
Valori così bassi di tensione di stringa, per rendere l'idea, sono paragonabili a stringhe composte anziché da 20 moduli fotovoltaici bensì da 17/18 moduli fotovoltaici, a seconda dei casi. Rinunciare a ben 2 moduli ogni 20 non è un compromesso di poco conto, soprattutto per impianti di grandi dimensioni e di tipo Grid Connect.

La più grave anomalia riscontrata nei moduli analizzati nel sottocampo SERRE 2 è quindi quella in cui si diagnostica la presenza del fenomeno di degradazione indotta del potenziale (PID).

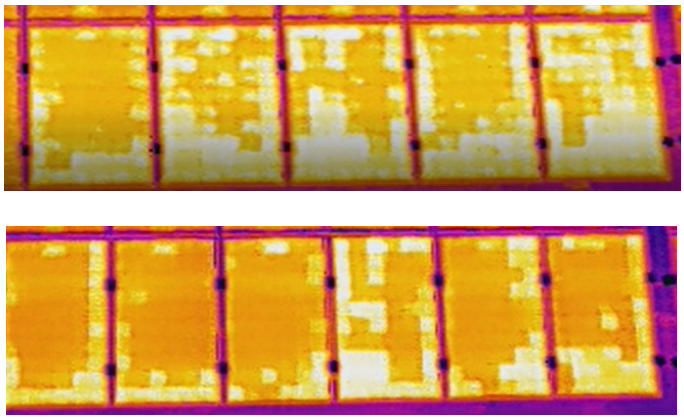
Come è ben visibile nelle misure 11 e 12, tale fenomeno provoca un netto taglio della tensione operativa V_{oc} che sposta di molto verso il basso la curva caratteristica e di conseguenza il punto di massima potenza P_{mpp}.

La perdita di potenza è stimata al 50% rispetto la potenza operativa teorica calcolata per il modulo della misura 11, mentre sale al 75% per il modulo della misura 12. Economicamente è un fenomeno di degradazione di estrema importanza in quanto va ad influire gravemente sul Pay Back Period.

Si riporta di seguito la cura caratteristica relativa alla misura 12.



Inoltre è anche stato osservato che la presenza di tale fenomeno è sempre agli estremi di una stringa, precisamente dove risiede il polo negativo, e che tale fenomeno "contagia" con il tempo anche i moduli immediatamente consecutivi verso l'interno della stringa. Si riportano due esempi di stringhe appartenenti all'impianto SERRE 2 che danno credito a questa tesi.



Prove di ottimizzazione nel breve e lungo periodo: Revamping

Considerata la grande mole di dati ottenuta dai rilievi svolti nell'impianto, al fine di ottimizzare lo stato di fatto e trovare una possibile soluzione per migliorare la produzione elettrica, si è pensato ad un piano di spostamento per determinati moduli anomali sospettati di provocare gravi criticità all'interno delle stringhe. L'idea alla base è quella di eliminare tali criticità per migliorare i valori di corrente e tensione riportandoli nel range teorico di esercizio attraverso l'inserimento di moduli non nuovi ma funzionanti, prelevati in altri punti dell'impianto dove però la criticità è estesa a tal punto da compromettere quasi interamente la stringa interessata.

Evitando criticità localizzate e accomunando moduli con prestazioni simili si va ad aiutare il meccanismo MPPT dell'inverter che consiste nella ricerca mediata all'interno di ogni singola stringa del punto ottimale di produzione.

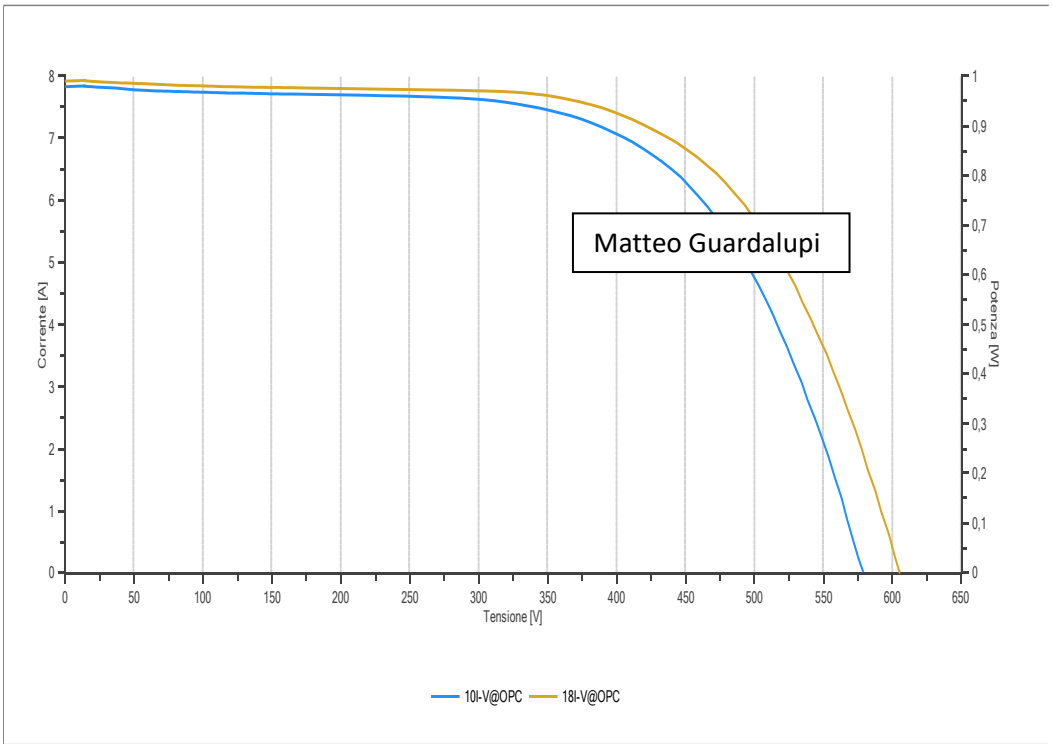
Nell'impianto in esame, sono stati spostati due moduli appartenenti ad una stringa che aveva riportato un valore di tensione nettamente inferiore pari a 577 V, in cui tra i 20 moduli componenti la stringa solamente due erano risultati gravemente anomali e affetti da PID. Si riporta la tabella con i valori presunti dei 20 moduli della stringa 286 sulla base del metodo sopra introdotto: in evidenza i due moduli causa della criticità.

VELA 286																			
6	27	**7**	27	27	27	27	33	33	33		33	33	33	33	33	33	33	33	33

Sono stati sostituiti con secondo e ultimo modulo provenienti dalla vela 289 così valutata per ipotesi:

VELA 289																			
27	**27**	27	27	20	27	27	27	33	**33**		33	33	33	33	33	33	33	33	33

Si riportano anche le due curve caratteristiche da dove è stato estrapolato il valore reale di tensione operativa utile per formulare le ipotesi per i valori dei singoli moduli.



I risultati ottenuti da nuove misurazioni effettuate dopo lo spostamento hanno nuovamente confermato le ipotesi: la stringa 286 ha registrato un incremento del valore della tensione di esercizio non solo attribuibile all'apporto dei due moduli funzionanti inseriti, quantificabile in maniera precisa dal nuovo valore della stringa 289 di provenienza che a sua volta è stato maggiormente diminuito sottraendo moduli sani, ma ha aumentato anche il valore di tensione dei moduli consecutivi a quelli funzionanti inseriti che ora non risentono più dell'effetto negativo che veniva instaurato dal fenomeno PID dei due moduli anomali. Questo dimostra anche quanto direttamente incide sulla potenza prodotta una non omogeneità della performance dei moduli all'interno della stringa (fenomeno del mismatching).

Di seguito si mostrano i dati dettagliati ottenuti dalle misurazioni svolte prima e dopo lo spostamento. In seguito allo spostamento è stato registrato un incremento di potenza per la stringa che si voleva migliorare pari al 5% sulla potenza di picco, nonostante le condizioni di esercizio delle misure effettuate dopo lo spostamento siamo nettamente peggiori rispetto quelle antecedenti lo spostamento.

		Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irraggiamento [W/m²]	T [°C]	FF [%]
Misura 10 - QCELLS225	12/09/2018 11:42	Non Ok* (-3,68%)							
10 Misure@OPC	*VELA 286*	2866,06	579,20	425,80	6,73	7,83	947,00	108,90	63,00
10 Mis Avg@OPC		143,30	28,96	21,29	6,73	7,83	947,00	108,90	63,00
10 STC		202,67	36,30	28,66	7,07	7,99	1000,00	25,00	70,00
10 Nominale		226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00
Misura 18 - QCELLS225	14/09/2018 12:50	Non Ok* (-5,34%)							
18 Misure@OPC	*VELA 289*	3072,18	605,60	450,40	6,82	7,92	977,00	91,30	64,00
18 Mis Avg@OPC		153,61	30,28	22,52	6,82	7,92	977,00	91,30	64,00
18 STC		199,16	36,30	28,44	7,00	7,90	1000,00	25,00	69,00
18 Nominale		226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Misura 24 - QCELLS225	19/10/2018 12:15	Non Ok* (-6,42%)							
24 Misure@OPC	*VELA 286*	3003,49	657,50	499,50	6,01	6,97	843,00	57,00	66,00
24 Mis Avg@OPC		150,17	32,88	24,98	6,01	6,97	843,00	57,00	66,00
24 STC		199,44	36,36	27,90	7,15	8,13	1000,00	25,00	68,00
24 Nominale		226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00
Misura 26 - QCELLS225	19/10/2018 12:26	Non Ok (-31,03%)							
26 Misure@OPC	*VELA 289*	2381,31	550,10	407,20	5,85	6,94	856,00	41,00	62,00
26 Mis Avg@OPC		119,07	27,51	20,36	5,85	6,94	856,00	41,00	62,00
26 STC		146,99	29,04	21,67	6,78	8,01	1000,00	25,00	63,00
26 Nominale		226,00	36,36	29,29	7,77	8,25	1000,00	25,00	76,00

Sulla base di queste evidenze e sulle prospettive future ipotizzate, l'azienda ha deciso di attuare questo metodo a tutto l'impianto SERRE2. I moduli con gravi anomalie sono stati rimossi dall'impianto e sostituiti con moduli appartenenti alla scorta tecnica depositata in fase di collaudo. Successivamente questa potenza eliminata è stata rimpiazzata attraverso la procedura di Revamping disposta dal GSE, con nuovi moduli acquistati sul mercato e inseriti su intere stringhe rispettando la tensione totale di impianto.

Con queste operazioni, l'impianto nel complesso ha recuperato la perdita di potenza che da anni risultava dalle letture mensili, ottenendo un miglioramento di performance di circa il 26% in termini assoluti.

Conclusioni

Questo documento ha delineato un metodo per la manutenzione preventiva e la diagnostica dei guasti degli impianti fotovoltaici sotto la luce naturale del sole mediante tecniche di imaging a infrarossi. Attualmente non ci sono standard internazionali esistenti nell'ambito delle misure IR di moduli fotovoltaici, per questo motivo il metodo di analisi e l'interpretazione dei dati è lasciata all'esperienza dell'operatore. Fortunatamente a breve ci sarà come riferimento la nuova normativa IEC/TS 62446 dell'International Electrotechnical Commission, che è in fase di approvazione ed è stata la linea guida utilizzata per l'analisi svolta in questa tesi.

Il primo dato fondamentale emerso da questa esperienza è che sicuramente gli attuali standard IEC con cui vengono certificati i moduli fotovoltaici non sono sufficienti a garantire il corretto funzionamento dei moduli durante tutto il lungo periodo di vita a cui sono destinati. D'altra parte, l'assicurazione della qualità della produzione deve necessariamente essere migliorata da parte dei produttori, attraverso cicli di produzione più rigorosi a favore di una maggiore qualità del prodotto. Ad oggi solamente pochissimi costruttori di moduli FV al mondo garantiscono un rendimento di almeno l'85% a distanza di 25 anni dall'installazione.

L'evoluzione degli impianti di grossa taglia in questi ultimi anni sta introducendo sistemi come il microinverter che ottimizzano il funzionamento del singolo modulo, decentralizzando la ricerca della massima potenza estraibile dal generatore fotovoltaico. Questa tendenza è sicuramente un requisito necessario con cui intraprendere la progettazione di un nuovo impianto fotovoltaico, infatti un grande limite dell'impianto esaminato è stato che a causa di pochi moduli malfunzionanti veniva compromessa la produzione di più stringhe attraverso il meccanismo MPPT tipico degli impianti centralizzati. Inoltre, la misurazione di parametri fondamentali come potenza e tensione è importante che possa essere eseguita in sezioni limitate di un impianto affinché si abbia un riscontro immediato del settore in cui tali valori non siano conformi e sia possibile svolgere controlli periodici di manutenzione di facile interpretazione, piuttosto che avere macro dati solamente a livello di inverter.

Un'altra caratteristica fondamentale di notevole importanza maturata dall'esperienza acquisita in questo studio, probabilmente spesso ignorata in fase di progettazione, riguarda la disposizione spaziale dei moduli fotovoltaici. Conoscendo il circuito elettrico con cui vengono assemblate le celle

all'interno del modulo, è essenziale che il modulo venga disposto con il lato più lungo parallelo al terreno in qualsiasi circostanza. Spesso invece la disposizione dei moduli diviene un compromesso tra fattori estetici e spaziali col fine di massimizzare lo spazio disponibile, a spese del rendimento.

Inoltre, dove possibile, è sempre utile ottenere una disposizione dei moduli in cui il lato posteriore sia ispezionabile e arieggiato per migliorare sia la produzione con temperature meno elevate, che l'efficacia della manutenzione poiché spesso bisogna intervenire nella scatola di giunzione.

La necessità di un monitoraggio periodico dello stato di esercizio del generatore fotovoltaico è fuori ogni discussione. Spesso il possessore di un impianto fotovoltaico si accorge di avere un problema nell'impianto solamente attraverso bassi ricavi ottenuti dagli incentivi oppure attraverso mancati risparmi sul costo in bolletta dell'energia.

Un impianto fotovoltaico deve invece essere pensato alla pari di un'automobile, dove l'affidabilità è ormai un presupposto e in cui la manutenzione può essere facilmente programmata e gestita perché le tecniche di ispezione e la tecnologia a disposizione del settore ha raggiunto livelli ottimi dal punto di vista prestazionale ed economico.

Ringraziamenti

Ringrazio tutti voi amici e "colleghi", e siete numerosi, che con i vostri insegnamenti mi avete trasmesso passione e non mi avete nascosto il vostro sacrificio per questo traguardo. In particolare, chi con costanza mi ha sempre spronato nello studio.

Un pensiero speciale va ai miei genitori Paolo e Mariapia per avermi concesso l'opportunità di inseguire, a mio modo, questo sogno e avermi supportato con pazienza, grazie.

Ai miei fratelli Virginia, Cristiano, Francesco e Daniele che hanno creduto, a volte anche più di me, nelle mie capacità.

Un ringraziamento è per mia zia Barbara perché con impegno mi ha consigliato e si è mostrata in tutto disponibile con generosità.

Infine, con grande benevolenza ringrazio Alessia, sempre al mio fianco, che ha saputo approfittare di questo tempo per insegnarmi un ingrediente fondamentale per la vita e per questo difficile percorso: perché affrontarlo con umiltà è stato il modo giusto per salvarlo e giungere al traguardo.

Matteo Guardalupi

Pescara, dicembre 2020

Bibliografia

[1] [**Report PV**] IEA. - 2017

[2] [**Report**] TÜV Rheinland. - 2018

[3] **Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices**. ELSEVIER. - 2006.

[4] **An infrared thermographic approach as a hot-spot detection tool for photovoltaic modules using image histogram and line profile analysis**. The International Journal of Condition Monitoring. - 2011.

[5] **Analysis Of Pv Modules By Electroluminescence And Ir Thermography**. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. - 2009.

[6] **Error Sources In Outdoor Performance Evaluation Of Photovoltaic Systems**. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. - 2009.

[7] **First Results – Correlation Between Ir Images And Electrical Behavior And Energy Yield Of Pv Modules**. Vodermayer Christian. - 2014.

[8] **IEC/TS 62446**. International Electrotechnical Commission. - 2017.

[9] **Improving Efficiency of PV Systems Using Statistical Performance Monitoring**. IEA. - 2017.

[10] **Protocollo Kyoto**. - 1997.

[11] **PVPS - Photovoltaic Power System Programme**. IEA, 2017.

[12] **Quality Control Of Pv-Modules In The Field Using Infrared-Thermography**. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. - 2011.

[13] **Renewable Power Generation Cost in 2017**. International Renewable Energy Agency. - 2017.

[14] **Review of Failures of PV Modules**. IEA. - 2014.

[15] **Review on Infrared and Electroluminescence Imaging**. IEA. - 2018.