



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI GENOVA

SCUOLA POLITECNICA

**Corso di Laurea Triennale in
Ingegneria Elettrica**

TESI DI LAUREA

DIAGNOSTICA AVANZATA DI CENTRALI FOTOVOLTAICHE CON TERMOCAMERE E
DRONI A GUIDA AUTONOMA

Relatore: Chiar.^{mo} Prof. Ing. Giovanni Tanda

Co-Relatori: Dr. Mauro Migliazzi

Allievo: Lucia Barbagelata

Anno Accademico:
2021/2022

Sommario

La presente tesi ha lo scopo di studiare le modifiche comportamentali di un impianto fotovoltaico e l'evoluzione delle anomalie presenti, sfruttando metodi di diagnostica avanzata con drone autonomo, e ispezioni condotte in condizioni climatiche significativamente differenti.

Le osservazioni sono state effettuate in due differenti stagioni, sullo stesso impianto sito ad Aprilia, comune del Lazio, utilizzando lo stesso drone.

Nel **Capitolo 1** si introducono i metodi di rilevazione delle anomalie ad oggi presenti in letteratura, la struttura generale di un impianto fotovoltaico e si analizza lo stato dell'arte della termografia a infrarossi.

Nel **Capitolo 2** si descrivono gli aspetti metodologici della sperimentazione condotta, la tipologia dell'impianto analizzato, il drone utilizzato, e si approfondiscono gli interessi fondamentali verso l'evoluzione temporale delle anomalie e la corretta interpretazione dei dati ottenuti, utilizzando formule opportunamente normate, e si introduce il modello elettrico di un pannello analizzandone le principali cause di invecchiamento (fattore a sua volta influente sulla presenza o meno di danneggiamenti).

Nel **Capitolo 3** si ha una descrizione delle tecniche e delle procedure adottate nello specifico per la rilevazione ed analisi dei dati, si affronta la fase di acquisizione e si analizzano i risultati in maniera critica.

Nel **Capitolo 4** si traggono le principali conclusioni e si dimostra come un'analisi di questo tipo abbia permesso di rilevare l'evoluzione comportamentale dell'impianto andandone a individuare le modifiche e gli eventuali peggioramenti.

INDICE

Sommario	2
INTRODUZIONE	4
1.1 Stato dell'arte	7
CAPITOLO 2	13
CAPITOLO 3	23
3.1 Procedure di acquisizione del dato	23
3.1.1 Procedure di rilevazione delle anomalie termiche	24
3.1.2 Dati acquisiti	28
3.2 Risultati del confronto	39
CONCLUSIONI	68
RINGRAZIAMENTI	69
BIBLIOGRAFIA.....	70

INTRODUZIONE

La sorveglianza e manutenzione degli impianti fotovoltaici ad oggi è un ambito di studio poco approfondito e analizzato.

Con l'avvento delle rinnovabili come fonti di energia, diventerà sempre più importante andare ad affinare le tecniche di controllo dei sistemi di produzione, in maniera tale da poter assicurare una produzione di energia quanto più possibile affidabile nonostante la non-programmabilità della risorsa energetica e una risoluzione rapida degli eventuali disservizi, causa di una diminuita potenza fruibile.

Per disservizi dell'impianto si intendono eventuali anomalie che si possono presentare sugli impianti fotovoltaici a livello di singolo modulo, di stringa o di inverter.

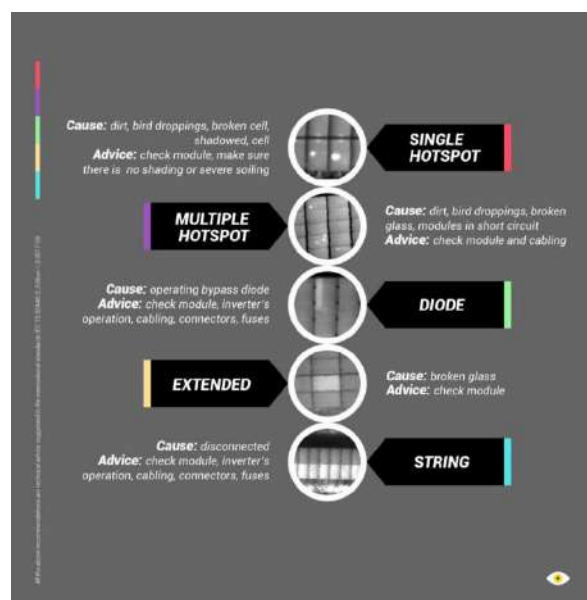


Figura 1 Tipologia di anomalie.

La **Figura 1** mostra come possono apparire, mediante una semplice analisi termica, le diverse tipologie di anomalie, cui corrisponde una diminuita produzione di energia da parte dell'impianto che potrà essere più o meno significativa a seconda della tipologia e dell'entità del guasto.

Naturalmente la scelta dei metodi di controllo più efficaci, deve avvenire in sinergia con la considerazione del rapporto costi/benefici. Due tra i metodi di controllo ad oggi più utilizzati per quanto riguarda la salvaguardia degli impianti fotovoltaici, grazie alla loro rapidità ed efficienza, sfruttano la termografia ad infrarosso (IRTG) e diverse tipologie di SCADA (Supervisory Control And Data Analysis), ovvero sistemi di controllo, supervisione e acquisizione dati.

Per quanto riguarda i metodi che sfruttano la Termografia ad Infrarosso, si tratta di tecniche di misura e rilevazione a distanza, basate unicamente sull'utilizzo di una termocamera a infrarossi in presenza di condizioni meteorologiche relativamente stabili con un elevato

irraggiamento. Ciò consente il rilevamento delle anomalie presenti nei pannelli a livello di modulo, stringa, diodo o inverter.

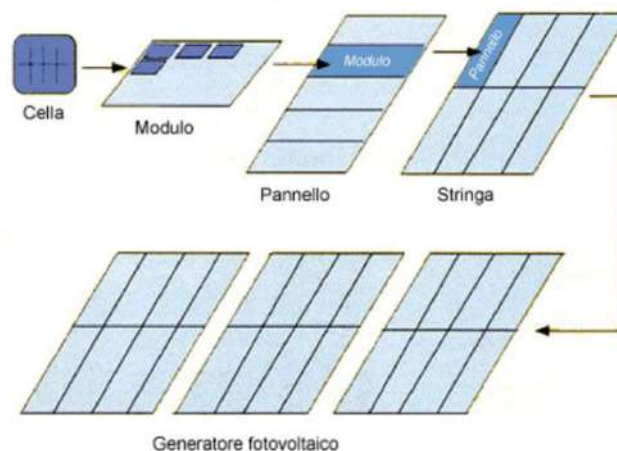


Figura 2 Struttura Generatore Fotovoltaico.

Il componente base di un generatore fotovoltaico; come possibile osservare nella **Figura 2**, è la cella fotovoltaica, in grado di produrre circa 1,5 Watt di potenza in condizioni standard (vale a dire a una temperatura di 25°C e sottoposta a una potenza della radiazione pari a 1000 W/m²), valore utilizzato come riferimento.

Più celle assemblate e collegate tra di loro costituiscono un modulo fotovoltaico, solitamente costituito da 36 celle collegate in serie, in grado di fornire una potenza in uscita di circa 50 Watt. Spesso vengono utilizzati moduli con numero di celle superiore e di conseguenza di potenza più elevata (fino a 200 Watt per modulo).

Un singolo pannello è costituito da uno o più moduli montati insieme su una struttura rigida. I pannelli vengono collegati in serie a formare una stringa, la cui estensione dipenderà dalla tensione di alimentazione necessaria per l'utenza elettrica.

Infine, più stringhe in parallelo formano un generatore fotovoltaico, il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene poi attraverso ulteriori dispositivi, necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale. Il complesso di questi dispositivi prende il nome di BOS (Balance of System). Con riferimento alle tecniche di controllo e diagnostica affidate alla termografia all'infrarosso IRTG, un recente ed innovativo utilizzo consiste nel montare questo tipo di sensori su dispositivi aerei a pilotaggio remoto, anche detti UAS (Unmanned Aerial Systems); questo permette di avere tempi di ispezione significativamente ridotti, soprattutto per quanto riguarda grandi impianti.

L'applicazione di questa tecnica per rilevare le anomalie presenti in un impianto fotovoltaico e la loro evoluzione temporale costituisce l'oggetto della presente tesi.

Nell'ambito dei sistemi SCADA, ovvero sistemi informatici distribuiti per il monitoraggio e la supervisione dei sistemi fisici, in letteratura sono presenti numerosi esempi: alcuni si concentrano sui modelli utilizzati, altri sulla procedura di rilevazione di valori anomali e difetti, mentre altri valutano la possibilità di utilizzare modalità di apprendimento automatico.

Molte di queste soluzioni tuttavia, sono testate unicamente in laboratorio e non convalidate per applicazioni a livello industriale. C'è inoltre poco feedback dai proprietari di impianti fotovoltaici commerciali a riguardo di quali metodi siano stati impiegati con successo, e quali siano considerati non rilevanti. Bisogna tenere inoltre presente che molto spesso, il livello di precisione dell'analisi non è assolutamente comparabile ai dati resi disponibili tramite tecniche IRTG.

Altre modalità di monitoraggio, sebbene meno utilizzate, sono legate alle strutture degli impianti fotovoltaici, e adoperate specialmente in quelli su piccola scala. Questi metodi si basano sulla ricerca del punto di funzionamento caratterizzato dal massimo valore di potenza reso disponibile. Un monitoraggio di questo tipo utilizzato per le ispezioni convenzionali, permette di individuare una diminuzione della potenza in output, o un andamento anomalo delle curve I-V (corrente, tensione) ed associarlo alla presenza di un difetto, senza però conoscerne la sorgente o la localizzazione. Questo approccio comporterebbe la necessità di effettuare misure elettriche aggiuntive per ciascun pannello, con conseguenti costi e tempi di rilevazione molto elevati. Nonostante questo, risulta essere uno dei metodi più efficaci per quanto riguarda la rilevazione di difetti in fase di produzione.

Oggigiorno lo sviluppo di telecamere digitali ha indubbiamente comportato una notevole semplificazione nella diagnostica delle anomalie, non solo sfruttando tecniche del tipo IRTG ma anche con tecniche di Elettroluminescenza (EL). Entrambi i metodi permettono sia la rilevazione, che la localizzazione puntuale del difetto.

EL permette, a seguito di iniezione di corrente all'interno di una cella, la rilevazione delle ricombinazioni radiative dei portatori di carica eccitati, le quali causano emissione di luce.

Poiché l'intensità della luce varia proporzionalmente alla tensione, le regioni elettricamente inattive appaiono come aree scure. Nonostante la sua efficacia, è una tecnica non ampiamente adoperata per via delle notevoli limitazioni attuative; viene sfruttata tipicamente nel caso di guasti e danneggiamenti ottici, ad esempio in caso di rottura del vetro, o per detezione su impianti di larga scala.

La detezione attraverso tecniche IRTG ha provato la sua efficacia nel rilievo e localizzazione dei difetti, superando le tecniche EL e garantendo una maggiore accuratezza rispetto alle tecniche SCADA. Recentemente, le potenzialità della termografia all'infrarosso si sono notevolmente incrementate con l'utilizzo di sistemi aerei a pilotaggio remoto; la IRTG in remote sensing permette infatti di monitorare ampie zone della centrale solare in relativamente poco tempo e con grande precisione. L'ulteriore evoluzione di questa tecnica è l'impiego del drone autonomo, ovvero il sorvolo, ad intervalli temporali programmati, della centrale mediante un drone strumentato, residente in centrale, che sorvola l'area e raccoglie i dati in assoluta autonomia.

Nella seguente tesi sono state analizzate le anomalie presenti su un impianto esistente, attraverso metodi di diagnostica avanzata con termocamere e droni a guida autonoma.

1.1 Stato dell'arte

In questa sottosezione, verrà analizzato quanto presente in letteratura a riguardo delle tecniche di rilevazione basate su IRTG.

A livello globale gli impianti fotovoltaici sono in continuo sviluppo, motivo per il quale il mercato risulta essere sempre più competitivo. Le tecniche di monitoraggio dello stato di funzionamento degli impianti devono essere quindi perfezionate ed aggiornate, per garantire un servizio quanto più possibile efficace e soddisfacente per quanto riguarda la richiesta di potenza effettiva delle utenze. La temperatura, in queste indagini, è il comune indicatore dello stato di salute di un qualunque componente della struttura. Una distribuzione di temperatura anomala all'interno dei componenti, o dei rispettivi collegamenti al sistema, può indicare un danneggiamento e una conseguente perdita in termini di potenza prodotta dall'impianto.

Attraverso la Termografia a raggi infrarossi è possibile studiare le distribuzioni di temperatura anomale in tempo reale: l'avvento delle termocamere ha infatti permesso lo sviluppo applicativo di una rilevazione rapida, efficace ed economica, di tipo non distruttivo (in quanto effettuata a distanza) utilizzata su impianti fotovoltaici di piccola o grande scala.

Tipicamente la materia sulla superficie di un qualunque oggetto, può rilasciare energia sotto forma di onde elettromagnetiche attraverso il processo di radiazione. Si osserva inoltre che un qualunque corpo a temperatura superiore a 0 K (dunque lo zero assoluto = -273°C) emette energia nel campo dell'infrarosso attraverso onde, dovute al movimento delle molecole e degli atomi. Inoltre, se sul corpo considerato incide una certa energia dall'esterno, sotto forma di onda elettromagnetica, di lunghezza d'onda λ , ed energia E_{λ} per unità di tempo, superficie e lunghezza d'onda, quest'ultimo emetterà radiazione nel campo dell'infrarosso per mantenere costante il bilancio energetico.

La radiazione nell'infrarosso segue le stesse leggi della luce nel visibile, dunque si parla di riflessione, rifrazione e trasmissione.

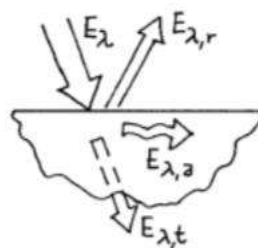


Figura 3 Irradianza incidente totale.

Come è possibile osservare nella **Figura 3**, la potenza incidente verrà in parte assorbita (E_{λ}^A), in parte riflessa (E_{λ}^R) e in parte passerà attraverso il corpo (E_{λ}^T).

$$E_{\lambda} = E_{\lambda}^R + E_{\lambda}^T + E_{\lambda}^A \quad (1)$$

In particolare la radiazione infrarossa è radiazione elettromagnetica, invisibile all'occhio umano: è caratterizzata da un range di lunghezze d'onda comprese tra 0.7 e 100 μm .

Un sistema IRTG completo può essere quindi definito come un sistema in grado di fornire un'immagine associata alla radiazione emessa dal corpo nel campo dell'infrarosso, la quale viene poi tradotta in un valore di temperatura apparente.

Facendo riferimento all'equazione (1) e dividendo opportunamente primo e secondo membro per E_λ otteniamo una nuova equazione:

$$1 = \rho_\lambda + \alpha_\lambda + \tau_\lambda \quad (2)$$

Dove ρ_λ , α_λ , τ_λ , rappresentano rispettivamente il coefficiente di riflessione (o riflessività), il coefficiente di assorbimento (o assorbività) e il coefficiente di trasmissione (o trasmissività) del materiale a quella data lunghezza d'onda.

I valori assunti da questi parametri permettono di classificare la tipologia di materiale studiato: se $\tau_\lambda = 0$ il corpo è detto opaco, se anche $\rho_\lambda = 0$ allora il corpo è detto nero. Se per tutte le lunghezze d'onda il corpo non trasmette e non riflette ($\tau_\lambda = 0$, $\rho_\lambda = 0$, per tutte le λ) allora il corpo è detto corpo nero. Si può dimostrare che un corpo che risponde a questi requisiti sarà anche in grado di emettere, ad una temperatura e lunghezza d'onda arbitraria, la massima energia radiante.

Si può allora indicare con $E_{n\lambda}$ la potenza termica raggiante emessa dal corpo nero (a una data temperatura e lunghezza d'onda), dunque per un corpo non nero, alla stessa temperatura e lunghezza d'onda, la potenza termica raggiante emessa sarà E_λ inferiore a $E_{n\lambda}$. È possibile allora introdurre un coefficiente di emissione (o emissività) ε_λ , definito come il rapporto tra la potenza emessa dal generico corpo e la potenza emessa dal corpo nero allo stesso valore di temperatura e di lunghezza d'onda.

$$\varepsilon_\lambda = \frac{E_\lambda}{E_{n\lambda}} \quad (3)$$

La $E_{n\lambda}$ può essere calcolata attraverso l'utilizzo della Legge di Planck, in funzione della temperatura assoluta (espressa in gradi Kelvin) e della lunghezza d'onda.

$$E_{n\lambda}(T) = \frac{2hc^2}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{hc}{\lambda kT}\right) - 1 \right]} \quad (4)$$

Dove h è la costante di Planck $= 6.67 \times 10^{-34}$ Js, c è la velocità della luce $= 3.08 \times 10^8$ m/s, k è la costante dei gas di Boltzmann $= 1.38 \times 10^{-23}$ J/K, e λ è la lunghezza d'onda espressa in m.

Le tecniche basate su IRTG si suddividono in passive ed attive: la Termografia Passiva è caratterizzata dall'analisi dello stato di un oggetto in condizioni stazionarie; la Termografia Attiva invece, studia il comportamento dell'oggetto di interesse sottoposto a delle sollecitazioni, come riportato in [1].

La Termografia Passiva consente di localizzare la fonte del calore emesso dall'oggetto senza procurare alcuna sollecitazione termica (se non l'irraggiamento solare presente); andrà a

valutare la radiazione termica emessa dall'oggetto di interesse e di conseguenza la sua temperatura superficiale; questa tecnica verrà approfondita nella presente tesi.

La Termografia Attiva prevede la presenza di una sorgente di calore esterna di tipo artificiale, che produce un flusso di calore all'interno dell'oggetto, accrescendone la temperatura; le tecniche basate sulla termografia attiva sfruttano la diversa capacità termica volumetrica dei materiali. Esistono quattro fondamentali tecniche basate su IRTG attiva: pulsed TG, long pulse TG (step heating), lock-in TG, e Vibro-TG [1].

La tecnica Pulsed TG è ampiamente adoperata per via della sua rapidità e semplicità: dipende dal riscaldamento di un corpo ottenuto attraverso un impulso di calore, prodotto da una sorgente di calore (una pistola riscaldante o lampade). I dati vengono poi raccolti in dominio transitorio [2].

La seconda tecnica Long-pulse TG prevede la presenza continua di una sorgente di calore a bassa potenza: questa tecnica si concentra sul processo di raffreddamento dell'oggetto [3].

La tecnica Lock-in TG prevede il riscaldamento dell'oggetto attraverso un campo di temperatura oscillante, e la presenza di guasti interni può essere rilevata nel caso di avvicinamento delle onde [4].

Infine, la tecnica Vibro-TG sfrutta vibrazione meccaniche, le quali vengono convertite in energia termica generando punti caldi nelle aree dove si sono manifestati i difetti (ad esempio crepe, vuoti o altro) [5].

Come già osservato i metodi di rilevazione di tipo IRTG sono non distruttivi, si effettuano a distanza evitando dunque la contaminazione o il danneggiamento dell'oggetto studiato. Dal punto di vista della strumentazione, sono necessarie unicamente termocamere visive e a raggi infrarossi, leggere ed efficienti; sono inoltre disponibili immagini in tempo reale, questo permette di minimizzare gli errori di lettura nei dati. D'altro canto per evitare errori di misura le termocamere utilizzate devono però essere piuttosto accurate, e dunque piuttosto costose. Bisogna inoltre tenere presente che per configurare e calibrare correttamente i parametri delle termocamere utilizzate, sono necessari degli operatori esperti, ed è necessario effettuare una pre-rilevazione per indicare la relazione tra l'altitudine e la risoluzione dell'immagine. I difetti rilevati in fase di misurazione possono essere dovuti a svariati fattori: alle tecniche adoperate, alla tipologia ed estensione del guasto verificatosi o al tipo di materiale. D'altronde numerose anomalie sono dovute invece a fattori esterni che possono causare letture di variazioni di temperature errate. Questi fattori esterni possono essere legati all'interfaccia con l'ambiente (velocità del vento, luce solare, umidità), riflessioni, variazioni di emissività, e caratteristiche delle telecamere (angolo di visione o malfunzionamenti) [6].

Per quanto riguarda le variazioni di temperatura dovute all'interfaccia con l'ambiente, sono stati condotti numerosi esperimenti per valutare l'effettivo errore introdotto da una stima non corretta dei parametri in gioco. Nelle applicazioni in esterno questi aspetti sono naturalmente cruciali: a causa di ambienti ventosi e umidi la temperatura rilevata tende ad aumentare, le riflessioni possono impattare in maniera significativa sulla risoluzione e precisione delle immagini ottenute dalle termocamere. Fortunatamente, le riflessioni non andranno a inficiare le misurazioni effettuate su corpi caratterizzati da elevata emissività

(potenza emessa prossima a quella emessa idealmente da un corpo nero, alla stessa temperatura e lunghezza d'onda); la variazione di emissività è invece un parametro fondamentale, in quanto può influenzare negativamente l'accuratezza dei dati rilevati. Anche il posizionamento delle telecamere impatterà sulla correttezza della misura: per ottenere rilevazioni affidabili è necessario calibrare opportunamente le telecamere IR (andare a fissarne i parametri di funzionamento opportunamente, sfruttando strumenti con classe di misurazione più elevata, e dunque più precisi), e gli operatori devono essere esperti e avere una conoscenza adeguata in merito al funzionamento delle termocamere e i loro limiti.

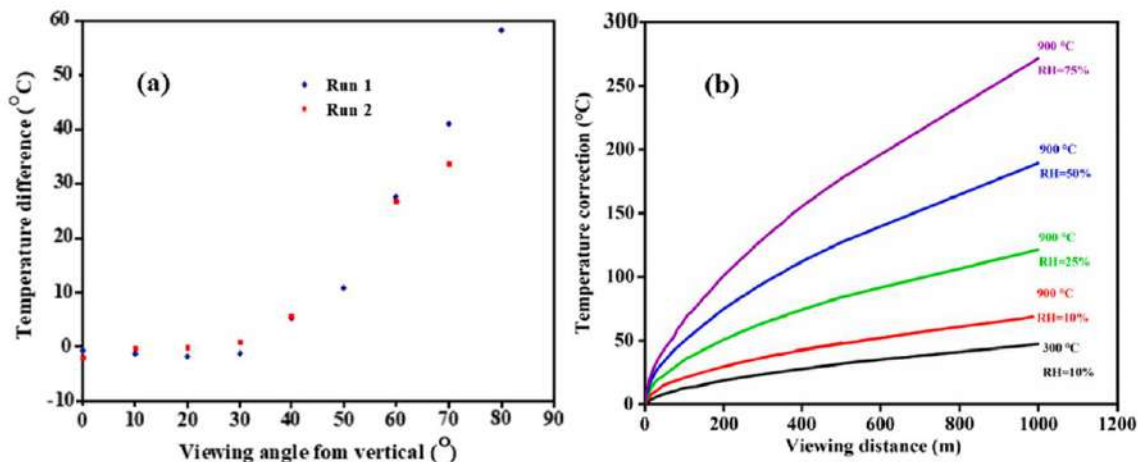


Figura 4 Parametri impattanti la variazione di Temperatura.

La termocamera dovrà essere impostata su un range di temperatura e di emissività stabilito valutando non solo le condizioni ambientali, ma anche la distanza; come è possibile osservare nella **Figura 4**, piccole distanze (Viewing distance (m)) possono causare distorsione geometrica ed errori di misura [7], e anche l'angolo di visione dalla verticale (Viewing Angle from vertical (°)) dovrà essere fissato opportunamente [8].

Come precedentemente osservato, con l'affermarsi dell'energie rinnovabili, e in particolare del Fotovoltaico, è nata la necessità di sviluppare metodi di rilevazione di eventuali guasti, tramite utilizzo di tecnologie rapide, efficaci, e poco costose. Le tecniche del tipo IRTG si sono dimostrate tra le più adatte a soddisfare queste esigenze. Al fine di rilevare eventuali anomalie, verificatesi principalmente nelle fasi di piena operatività dell'impianto, si può sfruttare, come già esposto in precedenza, sia la Termografia Attiva, che quella Passiva.

Per quanto riguarda la Termografia Attiva e le sue quattro sottocategorie sopra elencate, la letteratura riporta diversi esempi applicativi. Per la tecnica Pulsed TG sono state condotte numerose sperimentazioni per la valutazione delle condizioni degli impianti fotovoltaici: ad esempio, è stato testato un Pulsed TG in cui è stato introdotto un tempo di eccitazione di 3-10 secondi dal trasferimento di radiazioni di calore, ed è stato registrato il processo di raffreddamento superficiale. Hanno concluso che le variazioni ottiche e le riflessioni esterne influenzano la lettura delle immagini, di conseguenza la loro interpretazione corretta necessita un processo complicato. Si è osservato che, quando il calore fluisce attraverso un difetto, si verifica un incremento di temperatura dell'area danneggiata dovuto all'accumulo di calore [9].

Gli esperimenti condotti sfruttando la tecnica Step Heating, hanno invece lo scopo di studiare i difetti di delaminazione (si intende il distacco, anche parziale dell'incapsulante del vetro dei pannelli) che si sono verificati a causa di imperfezioni di fabbricazione e condizioni esterne. Sono state adoperate tre differenti sorgenti di eccitazione: una lampada alogena da 1500 W, una lampada LED da 380 W, e la massima corrente ammissibile alle estremità del pannello. Secondo i risultati, le lampade alogene non erano soltanto un metodo semplice e poco costoso, ma erano anche in grado di generare una temperatura sufficiente ad essere rilevata dalle telecamere IR. Nonostante questo, è una tecnica con dei limiti, ed è difficilmente applicabile per rilevazioni su larga scala per il fotovoltaico [3].

Le tecniche del tipo Lock-in TG per interno vengono invece tipicamente sfruttate in fase di produzione, in quanto queste fasi iniziali (taglio, fabbricazione industriale e incisione con laser) possono causare difetti nei moduli [10]. Inoltre, è una tecnica standard per la valutazione della perdita di corrente nelle celle fotovoltaiche. Nel 2004 sono state identificate le perdite di potenza nelle celle attraverso questa modalità, sfruttando come sorgente di eccitazione un laser con lunghezza d'onda di 914 nm. Questo metodo, rispetto al precedente (Pulsed TG), si è dimostrato più adatta ed efficace nell'individuazione dei difetti, specialmente per piccole superfici [11].

Infine, le tecniche di tipo Vibro-TG sono state studiate ispezionando le fratture nei wafer (sottili strati di semiconduttore utilizzati per produrre le celle) di silicio, utilizzando vibrazioni di risonanza ultrasonica. Grazie a questo metodo, le celle sono state analizzate rapidamente e con efficienza; l'intero ciclo di sperimentazione è durato solamente 2.4 secondi [12].

Per impianti su larga scala la Termografia Passiva è sicuramente più diffusa, permette di rilevare e valutare la presenza di eventuali hotspot, ed è più semplice ed efficace; necessita infatti unicamente di una termocamera IR, come documentato nei riferimenti di letteratura [13][14][15]. Per sfruttare la Termografia Passiva è solo necessario un significativo irraggiamento solare (dell'ordine di 1000 W/m^2), possibilmente un vento non eccessivo e scarsa presenza di corpi nuvolosi.

Bisogna tenere presente che, se una cella in connessione serie viene danneggiata, non funzionerà più correttamente (smetterà di generare energia), e si comporterà come una resistenza. Le conseguenti concentrazioni di calore nei cosiddetti "hotspot" possono causare numerose problematiche, come la rottura dei vetri, delaminazione e/o incendi. È stato inoltre dimostrato che le anomalie termiche possono andare a influenzare significativamente la prestazione dell'impianto, riducendola mediamente del $1.16 \pm 0.12\%$ nel caso di 20 stringhe di moduli con 3 diodi di bypass. I diodi di bypass sono dispositivi utilizzati (in antiparallelo) in ogni pannello fotovoltaico e all'interno dei singoli moduli per permettere che la corrente continui a fluire in una stringa di pannelli posti in serie, bypassando una cella o un modulo ombreggiato, garantendo così la continuazione della produzione elettrica (sebbene ridotta). In pratica vengono inseriti nei pannelli fotovoltaici o nelle stringhe per evitare la circolazione di una corrente inversa, la quale potrebbe creare hotspot che danneggerebbero le celle stesse [16]. Da recenti sperimentazioni si è concluso che studiare l'intensità di potenza e i valori di tensione in gioco non è sufficiente, per la rilevazione di hotspot è cruciale utilizzare una

termocamera IR nelle misurazioni, per ottenere un'immagine termica più rappresentativa delle condizioni reali del pannello [17]. È stata inoltre osservata una relazione diretta tra la presenza di hotspot e aree caratterizzate da impurità significative, attraverso la rilevazione di guasti irreversibili delle celle, ottenuta sfruttando la Microscopia elettronica a scansione [18]. Altri fattori esterni in grado di impattare negativamente sulla qualità dell'immagine TG sono i riflessi sul vetro e la presenza di sporcizia.

Recentemente è stato molto diffuso il metodo IRTG di rilevazione aerea, tramite velivoli a pilotaggio remoto, con diffusione in diverse industrie (militare, civile, di sicurezza) [19]. È un metodo conveniente dal punto di vista dei costi e riduce in maniera significativa i tempi di ispezione (fino a 10-15 volte inferiore rispetto ai tempi di ispezione tradizionali).

Per quanto riguarda i guasti rilevati nelle ispezioni aeree, gli esperimenti condotti in [20] segnalano che gli hotspot presenti possono anche essere dovuti alla vegetazione e alla presenza di sporcizia (e quindi falsamente interpretati come sopraelevazioni di temperatura), e che gli effetti d'ombra sulle celle fotovoltaiche sono i difetti più comuni e contribuiscono ad alterare significativamente i risultati dell'IRTG aereo e la loro interpretazione.

I guasti o difetti reali dal più ricorrente al meno ricorrente sono: moduli con il vetro rotto, hotspot associati a celle danneggiate, stringhe sconnesse e sottostringhe sconnesse. Le stringhe sconnesse causano la maggiore perdita di potenza, successivamente le sottostringhe, gli hotspot e per ultimi i moduli con i vetri rotti.

Esistono anche metodi di diagnostica per impianti fotovoltaici presenti sui tetti, che sfruttano immagini satellitari con l'aiuto di un algoritmo di visione artificiale opportuno. Nel 2015 è stato sviluppato e valutato un algoritmo di rilevazione in grado di sfruttare 100 immagini raccolte dal U.S. Geological Survey per 53 installazioni di impianti fotovoltaici su tetto. Attraverso questo metodo sono state ottenute detezioni soddisfacenti per 50 delle installazioni presenti (94%) [21].

Con l'avanzare di applicazioni basate sul Machine Learning (apprendimento automatico, ML), le rilevazioni potranno essere modellate in maniera precisa sfruttando metodi ML e le immagini raccolte dal satellite [22]. In conclusione possiamo osservare che la Termografia Passiva e in particolare le applicazioni UAS, in grado di sfruttare l'efficienza e la rapidità di rilevazione, e allo stesso tempo garantire l'affidabilità dei dati, sono ad oggi i metodi più diffusi per la diagnostica degli impianti fotovoltaici.

CAPITOLO 2

In questo capitolo verranno approfondite le tecniche di diagnostica avanzata di centrali fotovoltaiche con termografia a infrarossi e drone a guida autonoma, approfondendone benefici e analizzandone eventuali svantaggi.

La Termografia a Infrarossi Aerea (aIRT, Aerial Infrared Thermography) è un metodo di monitoraggio di impianti fotovoltaici su larga scala, e di rilevazione degli eventuali danneggiamenti, di tipo non distruttivo, privo di tempi di inattività, rapido e conveniente.

L'obiettivo delle tecniche aIRT è quello di migliorare e incrementare la qualità e la durata della vita degli impianti, specialmente in luoghi soleggiati e in via di sviluppo (come ad esempio il Brasile), dove c'è carenza di forza lavoro specializzata, e i costi per un sistema di supervisione preciso ed efficiente degli impianti fotovoltaici su scala industriale sono elevati. [20]

È stato osservato che i metodi di controllo della qualità dei moduli, attualmente non sono sufficientemente severi per garantire la resistenza a una vita di sollecitazioni, e allo sviluppo di micro-crepe, che possono svilupparsi in condizioni di funzionamento [23].

Come precedentemente osservato, è cruciale elaborare un metodo di ispezione che copra aree più grandi in tempi brevi; infatti una rilevazione immediata dei guasti garantisce tempi di attività elevati e potrebbe prevenire interruzioni, o necessità di riparazioni costose. A questo scopo, laddove le tecniche IRT sono fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi preposti, possiamo osservare che saranno ancora più efficienti quando andranno a combinare telecamere RGB e IRT nello stesso UAV (Unmanned Aerial Vehicle), rendendo possibile un'analisi simultanea.

Con i dati ottenuti dalle ispezioni, è quindi possibile analizzare gli specifici difetti che si verificano nelle varie fasi della vita degli impianti fotovoltaici, e dei risvolti economici che questi possono avere nelle installazioni commerciali, dove il tempo di attività è fondamentale. Un'analisi addizionale di queste ispezioni potrebbe portare a delle informazioni relative alla qualità dell'attrezzatura adoperata e alla fase di installazione, e del ritorno economico dovuto a ispezioni ricorrenti.

Teoricamente tutti i moduli presenti (componenti composti da più celle, la cui connessione in serie permetterà l'ottenimento di un pannello) ricevono la stessa quantità di irraggiamento in un impianto fotovoltaico, i moduli o le celle che non trasformano fotoni in elettricità li convertono in calore. IRT permette di misurare la radiazione emessa da una superficie di un qualsiasi oggetto all'interno del campo di lunghezze d'onda dell'infrarosso tra 1.4 e 15 μm [29]. Le perdite di energia si mostrano come anomalie termiche nelle immagini IRT, quest'ultime sono state osservate già precedentemente, e sono ad oggi standardizzate secondo lo standard internazionale IEC TS 62446-3 Versione 1.0 [30].

Tipicamente le valutazioni effettuate con tecniche IRT, prevedono l'utilizzo di fotocamere portatili IRT o sul campo o su piattaforme elevatrici per massimizzare l'area coperta. Questo metodo fa affidamento sulle capacità e sull'esperienza degli operatori e richiede tempi decisamente prolungati, di conseguenza la precisione della rilevazione sarà soggetta al rischio inevitabile di errore umano.

Le telecamere IRT possono essere combinate con un equipaggiamento aereo come gli UAV (droni) per aumentare l'efficienza e permettere ispezioni su installazioni fotovoltaiche sui tetti caratterizzate da scarsa accessibilità, o per impianti fotovoltaici su larga scala: in questi casi si parla appunto di aIRT. Nonostante i numerosi lati positivi di questa tecnica, è necessario tener presente che rispetto al metodo tradizionale IRT, la risoluzione delle immagini è inferiore [31][32][33]. Questa soluzione è particolarmente auspicabile in luoghi dove si ha mancanza di manodopera specializzata e costo elevato dei sistemi di monitoraggio. Numerosi studi hanno dimostrato che il potenziale di aIRT è particolarmente grande, in quanto permette di avere un numero di immagini disponibili, per essere trattate e analizzate, piuttosto elevato [24][25][26][27][28].

Per scegliere correttamente le apparecchiature di misura utilizzate nelle ispezioni aIRT, devono essere considerati numerosi aspetti: per quanto riguarda la telecamera, la risoluzione è una caratteristica di fondamentale importanza perché determina la massima altezza del volo, la quale a sua volta influenza fortemente i tempi necessari per le ispezioni. Altre caratteristiche fondamentali sono: la sensibilità termica, l'accuratezza, il campo di temperature di operatività, il peso della telecamera e il tipo di lenti. Nel caso di sistemi UAV bisogna considerare anche la durata della batteria in volo, la stabilità del dispositivo, la massima altitudine, la durata dei sorvoli, il carico utile massimo e la perfetta compatibilità tra i diversi strumenti, nonché il costo dell'attrezzatura [34].

Le procedure di ispezione, prevedono che per ottimizzare il tempo di volo, vengano acquisiti dei video anziché immagini ferme, anche perché questo facilita la rilevazione dei guasti. Durante i sorvoli, bisogna tener presente che numerosi fattori potranno influenzare l'ispezione, e la qualità delle immagini aIRT: diverse sollecitazioni di tipo ambientale, le condizioni atmosferiche, la turbolenza dell'aria ed i riflessi del sole.

I seguenti studi [35][36][31] hanno identificato le condizioni ideali per rilevazioni effettuate sfruttando le tecniche IRT aeree:

- 1) L'orientamento del sensore IRT montato sull'UAV dovrebbe essere perpendicolare ai pannelli fotovoltaici e dovrebbe essere mantenuto costante;
- 2) L'altezza del sorvolo dovrebbe essere almeno di 5 metri in modo tale da evitare che il dispositivo UAV si faccia ombra da solo, causando rilevazioni scorrette;
- 3) Le ispezioni IRT dovrebbero essere condotte in giornate serene (prive di nuvole), luminose e secche. La velocità del vento dovrebbe rimanere al di sotto di 4 m/s, velocità superiori infatti creerebbero turbolenze e disturbo dell'UAV durante le procedure di ispezione;
- 4) Il periodo ideale per effettuare l'ispezione IRT con l'UAV è circa mezzogiorno, quando la direzione del sole è più perpendicolare ai pannelli fotovoltaici. L'irraggiamento del campo fotovoltaico ispezionato sull'aereo, dovrebbe essere superiore a 600 W/m^2 ;
- 5) La traiettoria di volo dovrebbe essere pianificata prima di ciascuna ispezione e il percorso dovrebbe essere ben controllato.

Per tutte le ispezioni la rotta UAV è ortogonale alle tabelle di tracciamento del sistema fotovoltaico di tracciamento monoasse, pianificate in anticipo, al fine di ottimizzare e ottenere un tempo di volo più breve, e una migliore visione di tutti i pannelli fotovoltaici.

Nell'ambito dell'aIRT, l'utilizzo di Droni Totalmente Autonomi in grado di funzionare senza necessità di intervento umano permette una progettazione dei sorvoli di ispezione in fase di installazione, per poi proseguire nella fase operativa in maniera autonoma ed efficace. In tal caso si osserva un aumento della performance e la riduzione dei costi di manutenzione ordinaria e straordinaria, attraverso interventi mirati e risolutivi. È prevista tipicamente la presenza di un Hangar, ovvero una configurazione ad hoc del sistema di contenimento, comando, protezione e ricarica del drone.

Il progetto approfondito nella presente tesi è denominato "MIDA" (Monitoraggio Impianti con Droni Autonomi), realizzato in collaborazione con Acea: prevede l'ispezione di un impianto sito nel comune di Aprilia in provincia di Latina (latitudine: 41.554955, longitudine: 12.654411).

I sorvoli effettuati dal drone sono programmati e vengono svolti in autonomia, tuttavia l'ENAC (l'autorità italiana di regolamentazione tecnica, certificazione e vigilanza nel settore civile, sottoposta al controllo del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti) prevede la necessità di avere per ciascun sorvolo, un pilota sul campo, dotato di opportuna patente che ne attesti le competenze, che in caso di problematiche sia in grado di intervenire in maniera immediata. Nei sorvoli effettuati sull'impianto in questione, per avere un ulteriore livello di sicurezza, anche da remoto in sede Wesii (a Chiavari), ha assistito a ciascun sorvolo il pilota dipendente della società stessa, in modo tale che potesse intervenire, assumendo il controllo manuale del drone, in caso di necessità. Il drone dunque, preventivamente istruito a riguardo della rotta da seguire, effettua le rilevazioni stabilite in tempi brevi e con grande efficacia, mantenendosi ad una distanza dai pannelli di circa 25 m. Attraverso una modalità di volo di questo tipo è possibile rilevare la presenza di eventuali anomalie, di conseguenza laddove si verificasse necessario per motivi di sicurezza intervenire (ad esempio in caso di rischio incendio), si è in grado di agire in maniera rapida ed efficiente salvaguardando lo stato dell'impianto.



Figura 5 Drone Mavic 2, Enterprise Advanced DJI.

Il drone nella **Figura 5** è stato adoperato nel progetto (Drone Mavic 2, Enterprise Advanced DJI) presenta l'aeromobile caratterizzato da un peso al decollo (privo di accessori) pari a 909g. La sua autonomia può variare in base alle condizioni di volo: saranno 31 minuti in assenza di

vento e con velocità pari a 25 km/h, 28 minuti con il modulo RTK collegato (tecnica specifica per il posizionamento satellitare in grado di produrre risultati precisi al centimetro, Real-Time Kinematics, prevede la misurazione dei dati satellitari rispetto a una stazione di terra, per avere informazioni precise in tempo reale), 29 minuti con faro acceso, 30 con faro spento e numerose altre possibilità caratterizzate da variazioni della durata comprese nel range dei 7 minuti. Presenta come GNSS (Global Navigation Satellite System), ovvero come sistema di georadiolocalizzazione e navigazione terrestre, marittima o aerea un GPS+GLONASS (sistema di localizzazione russo).

La termocamera è un modello M2EA, con un sensore Microbolometro Vox non raffreddato, risoluzione del sensore 640 x 512 a 30 Hz. La banda spettrale è tra 8-14 μm , in grado di fornire immagini termiche in un range di temperatura compreso tra -40 e 150°C . La fotocamera visiva presenta un sensore CMOS con numero di pixel effettivi 48 MP. È presente uno stabilizzatore e un complesso sistema di sensori installato su ogni lato del drone. Il drone è poi fornito di un radiocomando, un riflettore M2EA, una batteria di volo intelligente di tipo LiPo, con tempo di ricarica pari a 90 minuti, un lampeggiante M2EA e un altoparlante M2EA. Infine, sarà munito di una scheda microSD con capacità fino a 128 GB (necessaria velocità UHS-I classe 3, ovvero massima velocità di trasferimento in lettura e scrittura delle immagini da e verso una memoria espressa in megabyte al secondo).

L'impianto solare da monitorare, sito in Aprilia (RM), è composto da un numero totale di pannelli pari a 9303, ciascuno di dimensioni 1.5 x 0.8 m, con un'inclinazione di 30° . I pannelli sono dei policristallini da 60 celle ciascuno, suddivise in sottostringhe da venti celle per un totale di 3 diodi di bypass per pannello. La potenza totale installata è pari a 2.2 MWp. Sul campo è presente anche uno SCADA, di Alectris, in grado di valutare la presenza di anomalie a livello di inverter, e dunque in grado di fare analisi molto meno approfondite rispetto a quelle ottenute con tecniche aIRT.

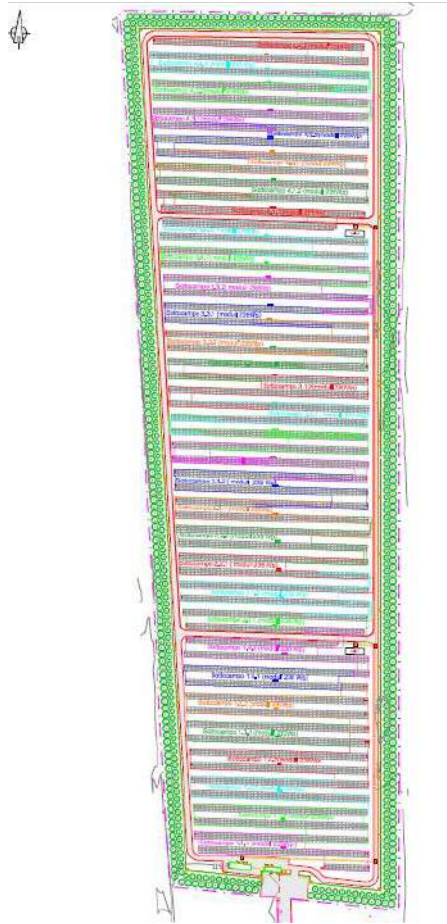


Figura 6 Impianto Aprilia, configurazione elettrica.

Nella **Figura 6** è rappresentata la configurazione elettrica dell'impianto di Aprilia: la linea rossa di figura delimita gli inverter costituenti l'impianto. Il parco fotovoltaico in questione presenta due cabine, ciascuna delle quali costituita da due inverter.

Sono stati effettuati sul medesimo impianto 3 sorvoli, con la stessa strumentazione, con condizioni atmosferiche significativamente differenti: il primo sorvolo è stato infatti effettuato a febbraio, in data 02/02/2022, mentre il secondo è stato effettuato a luglio, in data 29/07/2022 e il terzo ad agosto, in data 23/08/2022. Le condizioni climatiche si sono modificate in maniera significativa, passando da una temperatura media giornaliera di 9 °C a febbraio, 32 °C a luglio e 26 °C a fine agosto.

Il primo dei tre sorvoli effettuati si riferisce a quattro parti dell'impianto, di cui unicamente 4 stringhe facenti parte dell'inverter più a nord, ovvero il numero 4 (in particolare le prime tre a partire dall'alto e la tredicesima stringa sempre partendo dall'alto); i successivi sorvoli sono stati effettuati unicamente a livello dell'inverter 4, per permettere un confronto tra le anomalie rilevate.

Lo scopo dell'analisi è quello di approfondire la modifica comportamentale dell'impianto nelle diverse stagioni, andando a studiare l'evoluzione delle anomalie presenti, e le mutate condizioni dei pannelli, interpretando correttamente i dati nonostante le diverse condizioni climatiche esterne, che possono rendere necessario un processo di standardizzazione del dato. Si vogliono scoprire i trend evolutivi delle singole anomalie, come impatteranno

quest'ultime sulla potenza totale richiesta, tenendo presente che potrebbe esistere un punto in cui i pannelli non saranno più in grado di fornire una quantità di energia accettabile (ad esempio per severità delle anomalie particolarmente significativa) e si potrebbe raggiungere un "breakeven point" dove la produzione del pannello sarà nettamente inferiore a quella di normale funzionamento, se non nulla. Si vuole inoltre osservare quali "delta T" (ovvero differenze di temperatura tra lo spot caldo e la temperatura operativa di riferimento del pannello) comportano una maggiore probabilità di rottura del pannello, quali anomalie si modificheranno e quali rimarranno invece pressoché invariate tra i diversi sorvoli. Per quanto riguarda le differenze di temperatura rilevate, è necessario tenere presente che le analisi sono avvenute in diverse condizioni di irraggiamento ambientale, nonché diverse temperature e in generale condizioni climatiche: è perciò necessario ricorrere a delle tecniche di standardizzazione del dato che permettano una uniformazione dei valori ottenuti, in maniera tale da poter effettuare dei confronti significativi. La Normativa IEC TS 62446-3 fornisce una modalità per estrapolare il valore del delta T tenendo conto delle condizioni reali e dell'irraggiamento nominale nel piano del modulo fotovoltaico, definito come 1000 W/m². Il metodo di seguito viene applicato a tutti i moduli fotovoltaici e tutti i componenti BOS (Balance-of-System, si fa riferimento ai componenti e all'attrezzatura in grado di trasferire l'energia in continua, prodotta dai pannelli solari, attraverso il sistema di conversione che restituisce energia in alternata) per qualunque anomalia termica, non tenendo conto di altri aspetti come la velocità del vento che sono valutati separatamente.

Per l'estrapolazione della differenza di temperatura la normativa raccomanda la seguente formula:

$$\Delta T_2 = \left(\frac{G_2}{G_1} \right)^x \Delta T_1 \quad (5)$$

dove ΔT_i è la differenza di temperatura tra la massima temperatura dello spot caldo e la media operativa del pannello, considerando identiche condizioni di irraggiamento i ; G_i è il valore di irraggiamento alle condizioni i ; se $i = 1$ si considera il valore di irraggiamento reale (tenendo conto che esiste un valore minimo di irraggiamento al di sotto del quale le valutazioni precedenti non forniscono risultati soddisfacenti, ovvero 600 W/m²); se $i = 2$ si considera il valore di irraggiamento nominale di 1000 W/m²; x è il fattore esponenziale che tiene conto delle diverse tipologie di anomalie termiche manifestatesi. Il fattore x in questione assume valori diversi secondo la normativa in due casi: anomalia puntiforme (sorgente di calore puntuale con diffusione di calore radiale, tipicamente fino a un paio di mm² e molto più piccola di una cella) e anomalia estesa (sorgente di calore laterale estesa, tipicamente delle dimensioni di una o più celle). Per le anomalie del primo tipo si ha il fattore x compreso tra 1,5 e 1,8, e $x = 2,0$ rappresenta calore unicamente dovuto alla corrente in un punto, senza dissipazione per radiazione. Per le anomalie del secondo tipo il fattore esponenziale è

normalmente $x = 1$ e dunque rappresenta una proporzionalità lineare della temperatura con l'irraggiamento.

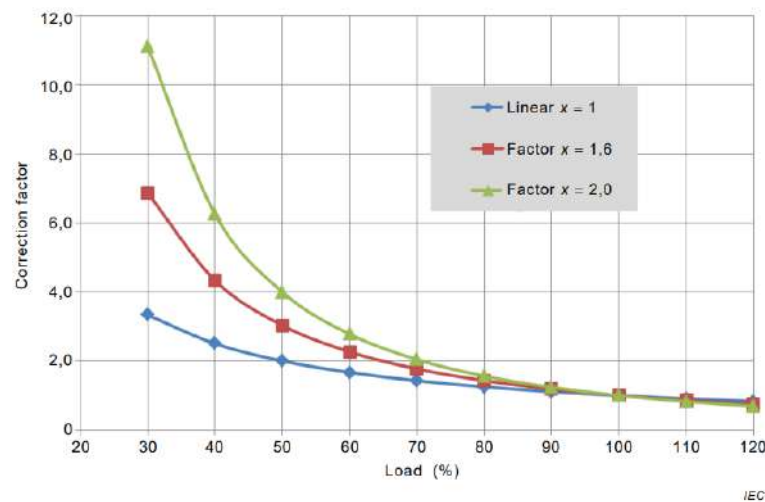


Figura 7 Rappresentazione grafica del fattore correttivo per le differenze di temperatura al variare delle condizioni di irraggiamento.

Come si può osservare nella **Figura 7** è possibile introdurre il cosiddetto “fattore correttivo” il quale verrà modificato non solo al variare dell’irraggiamento ma anche al variare del fattore esponenziale. Per convenienza infatti si sceglie di combinare i due valori in un unico parametro per estrapolare direttamente il ΔT dalla condizione misurata a quella nominale.

$$\text{fattore correttivo} = \left(\frac{G_2}{G_1} \right)^x \quad (6)$$

Sarà possibile osservare se un’analisi di tipo automatico, effettuata con una frequenza significativamente più elevata rispetto a quella tipica di monitoraggio di un impianto a scopi di tipo manutentivo, permetta la rilevazione più rapida e un intervento più efficace sui pannelli in condizioni critiche, garantendo quindi la minimizzazione della perdita di potenza resa disponibile dall’impianto, e ancora quali saranno le variazioni che interesseranno l’impianto studiato, in diverse condizioni ambientali, in periodi relativamente ravvicinati. Bisogna tenere presente che tipicamente, le rilevazioni effettuate sugli impianti vengono richieste dagli enti proprietari o per verificarne il corretto funzionamento una volta installati, o per garantirne la sicurezza una volta passati alcuni anni, e per garantire che eventuali difetti non superino dei valori limite di sicurezza: anomalie caratterizzate da una temperatura del pannello significativamente elevata, non solo in base all’entità del delta T rischiano di non produrre più energia, ma possono comportare anche il rischio di incendio, con conseguenze significative su tutto il parco fotovoltaico.

Nel successivo studio dell’impianto, e nell’analisi delle anomalie verificatesi, è fondamentale tener presente che tutti i difetti presenti o i guasti non saranno dovuti unicamente alle condizioni ambientali esterne, e alle modalità di funzionamento dei pannelli e delle singole celle, ma anche al loro invecchiamento. È necessario ricordare quali sono i parametri elettrici di un pannello fotovoltaico:

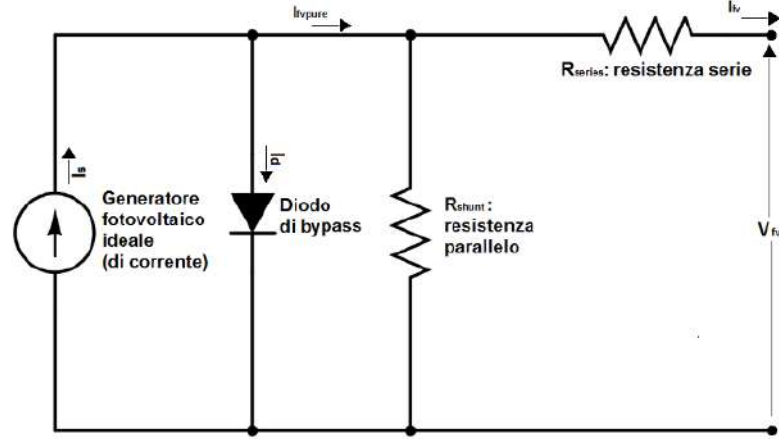


Figura 8 Modello elettrico di un pannello fotovoltaico con inserite le due resistenze serie e parallelo che modellano le perdite del sistema.

Come mostrato nella **Figura 8** il pannello è assimilabile a un generatore ideale di corrente dove: la tensione ai capi del pannello (V_{fv}) si stabilisce in valori approssimativamente uguali alla nominale non appena si ha la presenza di luce solare, ed è un parametro molto influenzato dalla temperatura (circa l'85% delle perdite di temperatura sono dovute ad una diminuzione di tensione ai capi dei moduli e non di corrente); la quantità di corrente erogata è invece direttamente proporzionale all'irraggiamento solare ricevuto e varia pochissimo con la temperatura. Oltre a questi aspetti ci sono da considerare anche le perdite che rendono il pannello un generatore di corrente non ideale. L'equazione che regola l'emissione di corrente del modulo fotovoltaico, senza considerare inizialmente le perdite sarà:

$$I_{fvpure} = I_s - I_d \quad (7)$$

A questo punto, sviluppando la corrente drenata dal diodo, e aggiungendo le due resistenze che modellano le perdite si giunge alla (8):

$$I_{fv} = I_s - I_0 \exp \left[\frac{q(V_{fv} + I_{fv}R_s)}{nkT} - \frac{V_{fv} + I_{fv}R_s}{R_sh} \right] \quad (8)$$

In questa equazione si ha: I_{fvpure} valutata in Ampere, che è la corrente erogata dal modulo senza considerare le perdite; I_{fv} [A] è la corrente erogata dai morsetti del pannello fotovoltaico durante le varie condizioni di funzionamento, può variare tra un valore minimo I_0 che rappresenta la corrente assorbita a vuoto ($I_{fv} = I_0$ perché $I_s = 0$), a un valore massimo che il pannello eroga quando messo in corto circuito I_{sc} ; I_s [A] è la corrente generata per effetto fotovoltaico dal pannello al lordo delle perdite e di quella assorbita dal diodo, è direttamente proporzionale all'irraggiamento solare mentre è poco influenzata dalla temperatura (varia di circa 0,05% per grado centigrado quando ci si discosta di 20°C); I_d [A] è la corrente che corre sul diodo; I_0 [A] è la corrente di saturazione massima che il diodo assorbe per svolgere il suo funzionamento, tipicamente comprese tra 10^{-15} e 10^{-18} ; n è un termine adimensionale detto fattore di idealità, rappresenta la purezza del semiconduttore utilizzato

per la realizzazione del diodo, e dunque la fedeltà del suo comportamento rispetto alle condizioni nominali, è significativo per le caratteristiche del pannello, maggiore è n (tipicamente compreso tra 1 e 2) minore è la corrente assorbita dal diodo per funzionare e maggiore è il grado di purezza del semiconduttore che lo costituisce; k [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}^4$] è la costante di Stefan-Boltzman pari a $5,6704 \cdot 10^{-8}$; T [K] è la temperatura del diodo e quindi della cella fotovoltaica, variabile generalmente fra 5 e 85 °C (278 e 358 K); q [C] è la carica dell'elettrone pari a $1,6021 \cdot 10^{-19}$; V [V] è la tensione ai capi del diodo; V_{fv} [V] è la tensione ai capi del modulo fotovoltaico, può variare tra 0 (pannello chiuso in corto circuito) e la tensione di cortocircuito V_{oc} che si ha quando il pannello non è connesso a nessun carico, è un parametro influenzato oltre che dalla caduta di tensione sulla resistenza serie anche dalla temperatura delle celle del pannello (varia circa del 0,35% per grado centigrado quando ci si discosta dai 20°C); R_{sh} (R_{shunt}), ha valori tipici compresi tra 200 (per i pannelli commerciali) e 10000 (per i pannelli aerospaziali) Ω/cm^2 , modella tutte quelle perdite interne alla cella come quelle dovute ad errori di fabbricazione (come la non purezza dei materiali e del silicio), la presenza di elementi estranei nel reticolo semiconduttivo (le quali vanno a disturbare e modificare le frequenze di assorbimento utili e generano ioni liberi, con la facoltà di disturbare i flussi di elettroni e delle lacune), le perdite dovute a difetti di progettazione (per esempio la distanza e la forma dei contatti), e tende ad aumentare con la diffusione di queste perdite e a diminuire di conseguenza la corrente erogata dal pannello; R_s (R_{serie}), ha valori tipici compresi tra 0,5 (per pannelli aerospaziali) e 5 (per pannelli commerciali) Ω/cm^2 , simula tutti i fattori di perdita che la corrente incontra al suo passaggio e dunque le perdite dovute alla resistenza di contatto offerta dalla discontinuità silicio/conduttore, quelle dovute al passaggio di corrente tra l'emettitore e la base delle celle dove la corrente si richiude, la resistenza dei contatti superiori e inferiori della cella, quella dei conduttori che portano la corrente verso l'utilizzatore e quelle dei contatti interposti lungo il tragitto.

Note queste nozioni fondamentali, si è in grado di identificare i 4 fattori maggiormente responsabili del decadimento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e quindi del loro invecchiamento: l'effetto PID (Partial Induced Degradation) o di degradazione indotta dal potenziale, l'effetto Stabler-Wronsky, l'effetto degradante dovuto alle radiazioni ionizzanti e l'effetto degradante dovuto a impurità di lavorazione.

Il PID è uno dei fattori meno previsti e più impattanti, consiste in un fenomeno di migrazione delle cariche del wafer di silicio costituente la cella, verso la cornice dei moduli fotovoltaici e in parte verso terra, ed è dovuto all'esposizione del pannello ad un potenziale esterno. La corrente detta di dispersione, impoverisce la densità elettronica del semiconduttore che lavora alla produzione di corrente e incide sulla prestazione dei moduli.

L'effetto Stabler-Wronsky riguarda solamente i pannelli fotovoltaici costituiti da silicio amorfo, l'origine del fenomeno ancora oggi non è ben conosciuta ma si traduce in un aumento della corrente di ricombinazione ed in una conseguente diminuzione della resistenza di shunt R_{sh} . L'effetto dovuto alle radiazioni ionizzanti è il meccanismo di invecchiamento "di fondo" dei moduli fotovoltaici: la radiazione interferisce con il reticolo di silicio spostando gli atomi dalla

loro configurazione originale e diminuendo dunque il potere di conduzione della giunzione semiconduttrice.

Gli effetti dovuti alle impurità di lavorazione, e dunque difetti di progettazione possono comportare infiltrazioni di umidità tra il vetro superiore e il materiale isolante, dovuti alla non perfetta sigillatura e/o a difetti produttivi, fenomeni di “browning” ovvero colorazione del vetro anteriore a causa della scarsa qualità della lastra superiore e ossidazione dei contatti dovuta alla presenza di umidità.

Tenendo conto di tutti questi aspetti, possiamo valutare lo stato dell’impianto in maniera più completa, tenendo conto che le anomalie presenti saranno legate a numerosi aspetti direttamente attribuibili alle condizioni ambientali, ma anche al fenomeno inevitabile di invecchiamento elettrico che li caratterizzerà. L’impianto di Aprilia in questione è stato installato il 12/08/2011.

In conclusione è possibile riassumere alcuni dei dati fondamentali a riguardo del progetto MIDA, e delle analisi effettuate nella seguente **Tabella 1**:

Caratteristiche del sistema

Caratteristiche del sistema	Sistema 1
Piattaforma	DJI Mavic 2 Enterprise Advanced
Tipo telecamera IRT	DJI M2EA
Tipo di sensore IRT	Microbolometro VOx non raffreddato
Campo spettrale IRT	LW 8-14 μm
Sensibilità IRT	40 mK
Pixel IRT	640 x 512
Frequenza dei fotogrammi IRT	30 FPS
Fotocamera (pixel) RGB	DJI M2EA (8000 X 6000)

Tabella 1 Caratteristiche del sistema.

CAPITOLO 3

In questo capitolo si approfondiranno le procedure di acquisizione del dato adoperate nel progetto specifico, facendo riferimento ai dati resi disponibili dal drone (termici e visibili), a quelli relativi alle condizioni meteo resi disponibili dal sistema Controller Wesii, e a quelli ottenuti attraverso l'utilizzo del software QGIS. Le informazioni acquisite in particolare fanno riferimento alle tre date: 02/02/2022, 29/07/2022 e 23/08/2022.

3.1 Procedure di acquisizione del dato

In questa sottosezione si approfondiranno le procedure di acquisizione dei dati, nonché i software adoperati per la loro acquisizione.

Il primo sorvolo, effettuato in periodo invernale, ha previsto l'analisi di 4 porzioni di impianto, andando a coprire una parte piuttosto ampia del parco fotovoltaico: il drone ha reso possibile il rilievo delle anomalie termiche presenti permettendo di definire per ciascuna di queste un valore di temperatura operativa del pannello, uno di temperatura massima raggiunta puntualmente e infine, il delta T stimato come differenza delle due.

Nel corso dei tre sorvoli le termocamere installate sul drone hanno scattato centinaia di fotografie termiche, che analizzate con opportuno software, permettono di fornire i valori di interesse. Per la definizione di questi valori di temperatura sono state sfruttate immagini ottenute dalle termocamere del drone, unite a formare un ortomosaico termico e analizzate in seguito con il supporto di un programma chiamato QGIS: è un software GIS (Geographic Information System), che permette di analizzare ed editare dati spaziali e generare cartografia. QGIS supporta sia dati vettoriali che raster oltre che i principali database spaziali come PostgreSQL/PostGIS o Spatialite. Una sua forza, inoltre, è che integra al suo interno gli algoritmi di processing di altri progetti open source, come GRASS GIS e SAGA GIS, in una interfaccia intuitiva. Le immagini utilizzate ipotizzano un valore di emissività $\varepsilon = 0,9$, e sono caratterizzate da una risoluzione RGB pari a 0,4 cm/pixel, e una risoluzione TIR (contenente l'informazione termica) di 3,7 cm/pixel.

Prima di poter procedere con la fase di analisi dei dati è necessaria dunque la creazione dell'ortomosaico ottenuto tramite la combinazione dei diversi fotogrammi ricavati dalla termocamera del drone, sfruttando la sovrapposizione parziale (verticale e orizzontale) di ciascuno con gli adiacenti. L'ortofoto è una proiezione ortografica priva di un punto di vista privilegiato, e prevede che ogni elemento sia visto dalla propria sommità, eliminando le parti in rilievo. Tramite QGIS è possibile creare l'ortofoto a partire dai singoli scatti, generando poi tramite l'assemblamento di queste il mosaico, ottenendo dunque una visione di insieme rettificata dell'impianto. Così facendo è possibile eliminare gli errori dovuti al punto di ripresa, all'inclinazione e all'effetto distorcente del sensore IR, e ai dislivelli dell'area sorvolata. L'analisi effettuata su questo tipo di immagine è sicuramente meno accurata di quella che si potrebbe ottenere sfruttando le immagini reali, in quanto le numerose elaborazioni dei dati necessarie ad ottenerla possono comportare perdita o deterioramento dei dati. Per poter confrontare porzioni di impianto più ampie con maggiore rapidità, è comunque possibile adoperare questi dati, tenendo conto di avere letture che potrebbero subire delle modifiche

rispetto a quelle estratte direttamente dalle immagini reali, modificandone in maniera opportuna i parametri impattanti come ad esempio l'emissività e l'umidità.

Una volta realizzato l'ortomosaico, è necessario sovrapporvi lo "shapefile" dell'impianto ispezionato, ovvero un file vettoriale che ricalca la forma del parco fotovoltaico e la sua suddivisione in stringhe e pannelli; sfruttando QGIS è possibile determinare i punti sull'ortofoto e indicarne la corrispondente posizione sullo "shapefile". Seguendo opportuni metodi per la realizzazione del cosiddetto "allineamento" è possibile ottenere la disposizione del file vettoriale ("shapefile") in perfetta sovrapposizione al termico (ortomosaico). Si ha dunque ora, l'identificazione di ciascun pannello con un codice numerico, che ne riporta la stringa cui appartiene e la sua posizione esatta.

3.1.1 Procedure di rilevazione delle anomalie termiche

Le anomalie di distribuzione termica, sono facilmente identificabili all'interno dell'ortomosaico, in quanto tipicamente caratterizzate da una colorazione più chiara rispetto a quella del pannello stesso e dei pannelli circostanti. La forma e l'intensità di colorazione dello spot più chiaro, renderanno possibile la determinazione del tipo di anomalia.

Normalmente si identificano 5 diverse tipologie di anomalie: *Hotspot*, *Multihotspot*, *Diode*, *Extended* e *String*. Secondo la Normativa IEC TS 62446-3 ciascuna delle diverse tipologie di anomalia termica può essere ulteriormente suddivisa in: "*Severe*" con delta T compresi tra 10 e 40 K, "*Mild*" per delta T compresi tra 2 e 7 K e "*Normal*" se compresi tra 7 e 10 K.

Nelle successive analisi si osserverà l'assenza di anomalie registrate del tipo *Extended*, naturalmente i dati studiati, facendo riferimento unicamente all'impianto specifico, non necessariamente devono presentare tutte le tipologie possibili. Nella **Tabella 2** successiva, sono distinte e definite le varie tipologie di anomalia, in seguito ne è raffigurato un esempio.

Hotspot	Surriscaldamento concentrato in una zona a livello di pannello che può essere più o meno significativo valutando la sua differenza di temperatura, considerata tra il punto più caldo (hotspot) e la temperatura media di funzionamento del pannello stesso. Potrebbe essere dovuto alla presenza di sporcizia sul pannello, una cella rotta, o una cella ombreggiata. Si prevede che il pannello danneggiato venga controllato affinché venga verificata la severità reale dell'anomalia stessa.	Hotspot Severe	$10K < \Delta T < 40K$
		Hotspot	$7K < \Delta T < 10K$
		Hotspot Mild	$2K < \Delta T < 7K$
Multihotspot	Surriscaldamenti multipli concentrati, distribuiti a livello di pannello, può essere più o meno significativo in base alla differenza di temperatura considerata tra il punto più caldo (si consideri per i diversi hotspot presenti quello caratterizzato dal massimo valore di temperatura) e la temperatura media di funzionamento del pannello stesso. Potrebbe essere dovuto alla presenza di vetri rotti, moduli in corto circuito o sporcizia. Si prevede il controllo dei moduli e del cablaggio per garantirne il corretto funzionamento.	Multihotspot Severe	$10K < \Delta T < 40K$
		Multihotspot	$7K < \Delta T < 10K$
		Multihotspot Mild	$2K < \Delta T < 7K$
Diode	Surriscaldamenti a livello di pannello legati a un danneggiamento del diodo di bypass, il quale funziona come "protezione" per evitare che le celle fotovoltaiche si surriscaldino causando danni all'impianto o addirittura un incendio. Una volta attivato non permette alla corrente di passare alle rispettive cellule. Si verifica quando una parte del modulo riceve ombra, o viene coperta da sporcizia o è soggetta ad un qualunque fattore esterno che potrebbe surriscaldare troppo le celle fotovoltaiche. Si prevede in questo caso di intervenire controllando i moduli, i cablaggi, il funzionamento dell'inverter e delle connessioni.	Diode Severe	$10K < \Delta T < 40K$
		Diode	$7K < \Delta T < 10K$
		Diode Mild	$2K < \Delta T < 7K$
Extended	Surriscaldamento complessivo del pannello, il quale appare come caratterizzato da una distribuzione di temperatura uniforme, ma superiore rispetto a quella dei pannelli adiacenti. Potrebbe essere causato da un errore di fabbrica, un cavo scollegato o un fusibile bruciato. Si prevede il controllo del modulo per verificarne le condizioni.	Extended Severe	$10K < \Delta T < 40K$
		Extended	$7K < \Delta T < 10K$
		Extended Mild	$2K < \Delta T < 7K$
String	Surriscaldamento complessivo a livello di stringa, esteso dunque a una serie di pannelli in successione, che risultano non funzionanti e comportano una perdita di potenza prodotta dall'impianto significativa. Si prevede di intervenire controllando il funzionamento dell'inverter, il cablaggio e le connessioni	String Severe	$10K < \Delta T < 40K$
		String	$7K < \Delta T < 10K$
		String Mild	$2K < \Delta T < 7K$

Tabella 2 Tipologie di anomalia.

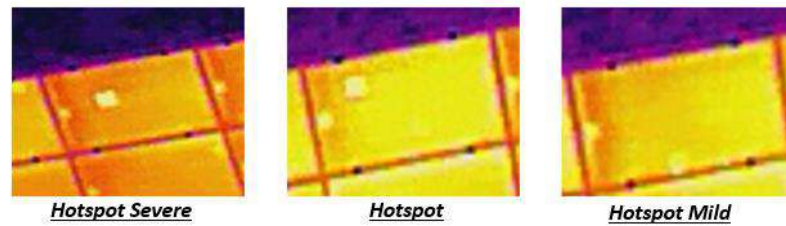


Figura 9 Esempio Hotspot presenti nell'impianto.

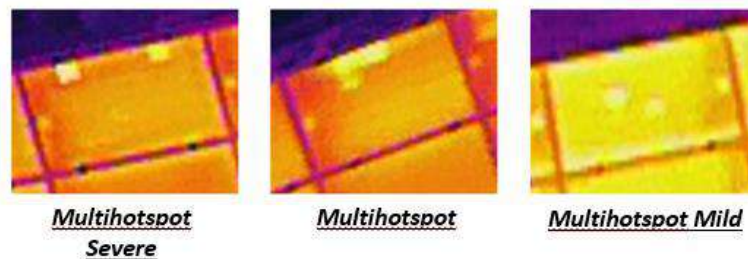


Figura 10 Esempio Multihotspot presenti nell'impianto.

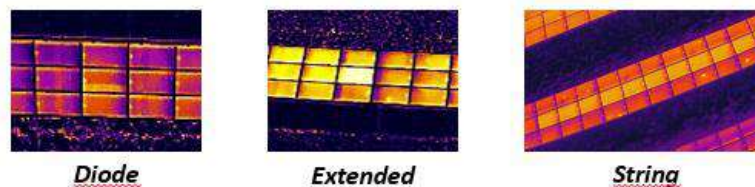


Figura 11 Esempio anomalie meno frequenti.

Come si può notare dall'esame di **Figura 9**, **Figura 10**, e **Figura 11**, le diverse tipologie di anomalie sono distinguibili in maniera immediata a livello visivo; la successiva fase di determinazione dei valori delle temperature di interesse è quella più complessa e delicata, che permetterà di effettuare le seguenti analisi.

Grazie al supporto di QGIS, è possibile, una volta eseguito l'allineamento dello "shapefile" sull'ortomosaico, selezionare tramite opportuni comandi i pannelli che appaiono surriscaldati (sarà possibile individuarli grazie alla loro colorazione più chiara), in questa fase è possibile selezionare diversi livelli di "stretch" o "stiramento" dell'immagine, individuando tramite un confronto tra i possibili, quale permetterà una visione più chiara dell'anomalia. Una volta selezionato il pannello su cui si vuole concentrare l'attenzione, è possibile aprire la "Tabella Attributi" relativa al file vettoriale, e selezionare l'opzione "Mostra elementi selezionati", così facendo si avrà visione del solo pannello di interesse. Si possono creare nella tabella diversi "campi", ovvero attributi di cui si vuole valutare il valore; nelle analisi effettuate nella seguente tesi i campi di interesse sono la temperatura operativa del pannello, la temperatura massima raggiunta dall'anomalia, la differenza di temperatura tra queste, ovvero il delta T, e la tipologia di anomalia. Per poter individuare questi valori si procede per step successivi:

1) Si effettua il massimo "zoom" dell'immagine, in maniera tale da poter valutare in maniera chiara i punti caldi (più chiari) e quelli invece a una temperatura di funzionamento nella norma. È possibile valutare la "regolarità" delle parti non surriscaldate del pannello, confrontandone la colorazione con i pannelli adiacenti.

- 2) Grazie alla maggiore prossimità all'anomalia, è possibile riconoscerne la tipologia, andando a distinguere essenzialmente tra quelle a livello di pannello (*Hotspot*, *Multihotspot*, *Extended*, *Diode*) e quelle coinvolgenti più pannelli in serie (*String*). Le valutazioni dei valori da inserire nei campi di interesse verranno effettuate con procedure differenti nei due diversi casi.
- 3) Si seleziona dunque il file termico (ortomosaico) e si utilizza il comando "Informazioni elementi" che fornisce le informazioni di temperatura relative al punto selezionato tramite cursore. In questa fase è fondamentale ricordare che le valutazioni di temperatura sono relative a un valore di emissività ε impostata pari a 0,9, e che le immagini termiche avranno una risoluzione pari a 3,7 cm/pixel.
- 4) Identificato il punto caldo, facendo riferimento a un'anomalia a livello di pannello, si selezionano 5/6 punti di questo a sufficiente distanza dal punto caldo, in modo tale da non avere surriscaldamenti legati alla vicinanza con questo, e si effettua la media aritmetica tra le rilevazioni, così facendo si ottiene il valore della temperatura operativa del pannello. Nel caso l'anomalia registrata risulti coinvolgere un numero maggiore o uguale a due pannelli in serie, si avrà a che fare con la tipologia *String*; la valutazione della temperatura operativa, viene fatta prendendo i pannelli immediatamente alle estremità della stringa non funzionante e sfruttando per questi lo stesso metodo precedentemente descritto. Naturalmente altre possibilità di valutazione di questo valore sarebbero possibili, ad esempio la scelta della temperatura stimata per i pannelli adiacenti anche per le anomalie a livello di pannello; nel seguente progetto però è stato scelto di valutarlo con le modalità precedentemente esposte. Una volta stimata la temperatura di interesse è possibile registrarla all'interno dell'opportuno campo della "Tabella attributi".
- 4) Determinata la temperatura operativa del pannello, è necessario procedere identificando la temperatura massima. In questa fase è necessario "stirare" quanto più possibile l'immagine, fino a distinguere i singoli pixel, successivamente sempre con il comando "Informazioni elementi" si seleziona ciascuno dei pixel appartenenti alla parte di pannello di colorazione più chiara, e se ne leggono i valori di temperatura, selezionando poi come valore da trascrivere all'interno del campo prefissato, solamente la lettura più alta.
- 5) Si effettua la differenza tra i due valori inseriti precedentemente nei rispettivi campi e si ottiene il delta T. Il valore ottenuto va inserito nel campo di competenza e considerandone l'entità è possibile distinguere l'anomalia rilevata tra *Severe*, *Normal* (identificata come tipologia di anomalia priva di attributo), e *Mild*.
- 6) È nota a questo punto sia la tipologia di anomalia, dal passo 2, sia la sua classificazione in base al delta T dal passo 5, si può dunque arricchire con l'ultimo dato di interesse lo "shapefile", inserendolo nel campo corretto.
- 7) Infine, per poter avere una lettura immediata dell'immagine, è possibile ricorrere alla selezione del file vettoriale, andarne a modificare la "Simbologia", scegliere la modalità "Categorizzato", individuare il valore che si desidera evidenziare, nel nostro caso il tipo di anomalia, scegliere in che modo visualizzarlo (tipicamente una linea sottile, colorata che circonda il pannello) e selezionare "Classifica". L'ortomosaico a questo punto presenterà tutte

le anomalie rilevate, evidenziate da una linea colorata in corrispondenza del pannello o della stringa danneggiata, con colori differenti in base alla scelta dell'utente.

Nei tre sorvoli successivi, lo "shapefile" è stato arricchito con campi distinti per ciascuno degli attributi di interesse, rendendo possibile il confronto tra i diversi valori relativi alle ispezioni. Inoltre, tutti i pannelli appartenenti all'inverter studiato, il numero 4, sono stati filtrati e studiati grazie alla presenza di un opportuno campo "Inverter 4", dove il valore "1" indica appartenenza e il valore "NULL" indica non appartenenza.

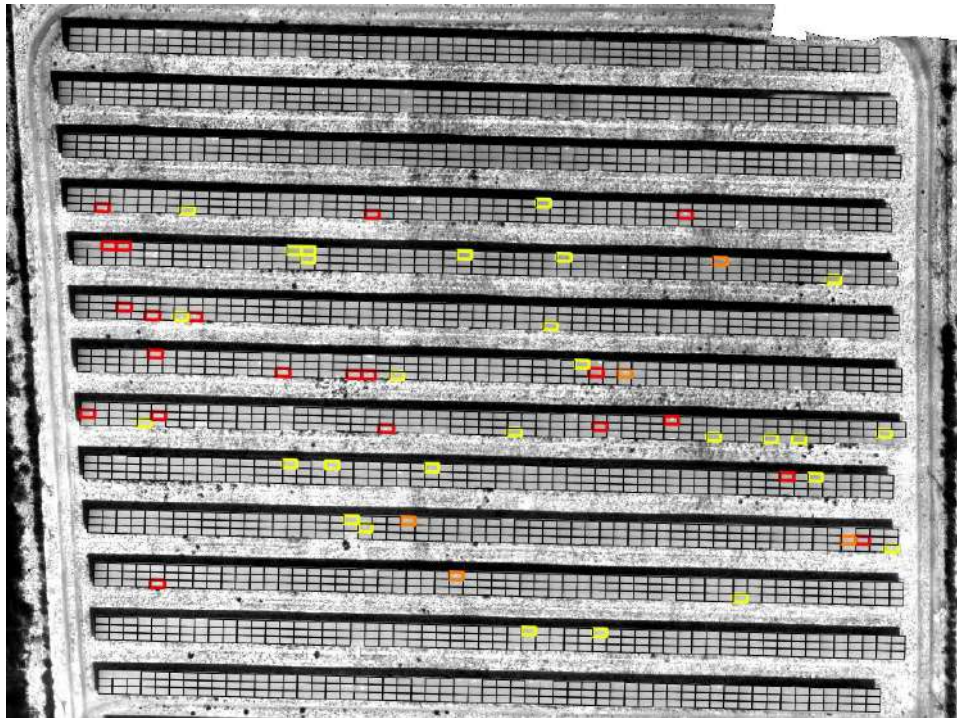


Figura 12 Classificazione degli Hotspot presenti per entità del delta T.

Nella Figura 12 è possibile osservare un esempio di classificazione delle anomalie in base all'entità del delta T, identificando con il colore rosso gli **Hotspot Severe**, in arancione gli **Hotspot**, ed infine in giallo gli **Hotspot Mild**.

3.1.2 Dati acquisiti

Nella seguente sottosezione saranno definite le informazioni fondamentali ottenute dallo studio dei diversi sorvoli, tenendo presente che nel corso del primo sorvolo, come visto precedentemente, sono state analizzate porzioni di impianto non coincidenti con quelle analizzate nel secondo e terzo.



Figura 13 Porzione di impianto analizzata nel primo sorvolo.

Nella **Figura 13** è possibile osservare, come mostrato dall'interfaccia del software QGIS, quali sono le porzioni di impianto sorvolate, di cui si hanno dunque le ortofoto, sfruttate per ottenere le diverse parti dell'ortomosaico. Le linee di colore blu rappresentano il file vettoriale o "shapefile" come ottenuto a seguito del processo di "allineamento" precedentemente discusso e delimitano debitamente i singoli pannelli.

PRIMO SORVOLO		
N° totale di pannelli dell'impianto: 9303	N° di pannelli ispezionati: 2957	
Hotspot totali: 170	Hotspot Severe	38
	Hotspot	17
	Hotspot Mild	115
Multihotspot totali: 104	Multihotspot Severe	31
	Multihotspot	18
	Multihotspot Mild	55
Extended totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo	
Diode totali: 3	Diode Severe	0
	Diode	1
	Diode Mild	2
String totali: 22	String Severe	0
	String	0
	String Mild	22
N° anomalie totali: 299		

Tabella 3 Dati relativi alla porzione di impianto analizzata nel primo sorvolo.

La **Tabella 3** fornisce tutte le informazioni relative al primo sorvolo, ma non tutte le porzioni di impianto studiate sono state poi analizzate anche nelle ispezioni successive. Siccome l'interesse ultimo della seguente tesi è di eseguire un confronto tra le anomalie individuate nei tre sorvoli (per tipologia e severità), verrà approfondita solamente la zona relativa al primo inverter a nord dell'impianto, ovvero il numero 4 come visto nel capitolo 0, corrispondente alle sole 13 stringhe iniziali.

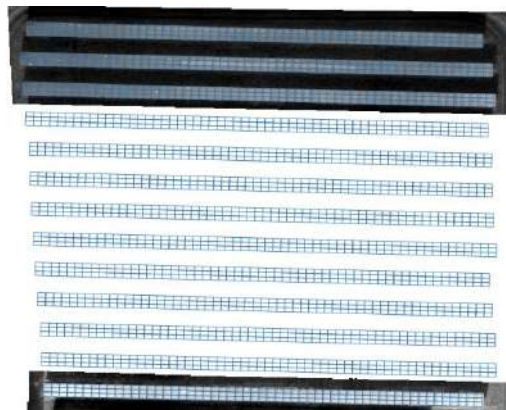


Figura 14 Porzione di impianto appartenente all'inverter 4, analizzata nel primo sorvolo.

Come si osserva nella **Figura 14**, solamente 4 delle 13 stringhe componenti l'inverter 4 rientrano nelle zone studiate con il primo sorvolo, ecco perché il numero di anomalie rilevate in questa porzione è significativamente inferiore a quanto visto nel caso precedente, come si nota nella seguente **Tabella 4**:

PARTE DI INVERTER 4 ANALIZZATA NEL PRIMO SORVOLO		
N° totale di pannelli appartenenti all'inverter 4: 2244	N° di pannelli ispezionati nel primo sorvolo appartenenti all'inverter 4: 703	
Hotspot totali: 55	Hotspot Severe	13
	Hotspot	4
	Hotspot Mild	38
Multihotspot totali: 20	Multihotspot Severe	7
	Multihotspot	2
	Multihotspot Mild	11
Extended totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo	
Diode totali: 1	Diode	1
String totali: 22	String Mild	22
N° anomalie totali rilevate nel primo sorvolo nella porzione appartenente all'inverter 4: 98		

Tabella 4 Dati ricavati dalla prima ispezione, relativi alla porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Per quanto riguarda i dati meteo, sono stati resi disponibili dal sistema "Controller Wesii" che fornisce le informazioni relative all'irraggiamento, alla temperatura, all'umidità e alla velocità del vento. Parametro imprescindibile in questa fase è appunto il valore dell'irraggiamento, che deve essere valutato in maniera opportuna per poter compiere valutazioni corrette. Il primo

sorvolo è avvenuto tra le 11.12 e le 12.44, dunque si può stimare grazie ai dati disponibili, il valore di irraggiamento da considerare. Il sistema di Wesii è in grado di fornire non solo il valore di irraggiamento relativo a un'inclinazione di 0° ma anche quello relativo all'effettiva inclinazione dei pannelli pari a 30° (dato che andremo a sfruttare).

1		Irr 0° inclinazione	Irr 30° inclinazione
2	02/02/2022 07:00	0,00	0,80
3	02/02/2022 07:15	0,00	12,80
4	02/02/2022 07:30	0,80	36,50
5	02/02/2022 07:45	13,20	92,80
6	02/02/2022 08:00	37,70	173,90
7	02/02/2022 08:15	70,80	257,30
8	02/02/2022 08:30	109,40	336,90
9	02/02/2022 08:45	152,30	427,90
10	02/02/2022 09:00	196,10	505,30
11	02/02/2022 09:15	244,50	581,10
12	02/02/2022 09:30	288,20	646,40
13	02/02/2022 09:45	329,70	691,10
14	02/02/2022 10:00	370,10	730,40
15	02/02/2022 10:15	401,70	768,80
16	02/02/2022 10:30	430,00	797,00
17	02/02/2022 10:45	457,30	827,80
18	02/02/2022 11:00	478,20	855,50
19	02/02/2022 11:15	500,00	871,90
20	02/02/2022 11:30	519,60	885,80
21	02/02/2022 11:45	531,60	895,40
22	02/02/2022 12:00	541,60	899,50
23	02/02/2022 12:15	548,50	898,20
24	02/02/2022 12:30	551,40	884,00
25	02/02/2022 12:45	550,40	871,10

Figura 15 Dati di irraggiamento relativi al sorvolo del 02/02/2022.

In base a quanto riportato nella **Figura 15** (un estratto dei dati meteo forniti dal Controller Wesii), si stima l'irraggiamento effettivo (inclinazione 30°) nel corso del sorvolo, come la media tra i valori rilevati nelle ore 11.00, 11.15, 11.30, 11.45, 12.00, 12.15, 12.30, 12.45. Si ottiene allora un valore di irraggiamento pari a 884,38 W/m². Sfruttando tabelle dello stesso tipo relative alla velocità del vento e alla temperatura media, ed effettuando una media tra i valori ricavati alle ore 11.00, 12.00 e 13.00 (a differenza delle informazioni in merito all'irraggiamento rese disponibili ogni 15 minuti, quelle riferite a temperatura e velocità del vento sono fornite ogni ora) è possibile affermare che la velocità del vento media è pari a 4,64 m/s e la temperatura media è pari a 14,2 °C, come mostrato nella **Tabella 5** riassuntiva:

IMPIANTO APR04		
SORVOLO 1		
Località: Aprilia (RM)	Coordinate: lat: 41.554955 long: 12.654411	
Potenza nominale: 2.2 MWp	Numero di pannelli sorvolati appartenenti all'inverter 4: 684	
Risoluzione a terra: 3,7 cm/pixel		
Emissività impostata: 0,9		
Durata del sorvolo	11.12 – 12.14	
Altezza del sorvolo	25 m	
Temperatura ambientale	14,2 °C	Cielo sereno
Umidità ambientale	35%	
Irraggiamento	884,38 W/m ²	
Vento	4,64 m/s	

Tabella 5 Dati relativi il sorvolo del 02/02/2022.

Note queste informazioni relative alla prima ispezione, è possibile valutare gli stessi aspetti, relativamente alla seconda, la quale ha previsto unicamente l'analisi dell'inverter 4 (prime 13 stringhe a partire da nord).



Figura 16 Porzione di impianto analizzata nel secondo sorvolo, corrispondente all'inverter 4.

Nella **Figura 16** è mostrato l'ortomosaico relativo al sorvolo avvenuto in data 29/07/2022, dunque in periodo estivo. Si tenga conto che laddove il confronto venga eseguito tra i tre sorvoli, le valutazioni sono da compiere unicamente a livello delle quattro stringhe osservate nella **Figura 14**, e dunque facendo riferimento unicamente ai 703 pannelli precedentemente esaminati.

SECONDO SORVOLO, PORZIONE DI IMPIANTO IN COMUNE AI TRE SORVOLI			
N° totale di pannelli appartenenti all'inverter 4:2244	N° di pannelli ispezionati nel primo sorvolo appartenenti all'inverter 4: 703		
Hotspot totali: 37	Hotspot Severe: 9	Nuovi	0
		Stessa entità	6
		Peggiorati	3
		Migliorati	0
		Evoluti	0
	Hotspot: 4	Nuovi	0
		Stessa entità	0
		Peggiorati	2
		Migliorati	2
		Evoluti	0
	Hotspot Mild: 24	Nuovi	3
		Stessa entità	15
		Peggiorati	0
		Migliorati	5
		Evoluti	1
Multihotspot totali: 29	Multihotspot Severe: 13	Nuovi	0
		Stessa entità	6
		Peggiorati	3
		Migliorati	0
		Evoluti	4
	Multihotspot: 2	Nuovi	1
		Stessa entità	0
		Peggiorati	0
		Migliorati	1
		Evoluti	0
	Multihotspot Mild: 14	Nuovi	5
		Stessa entità	6
		Peggiorati	0
		Migliorati	0
		Evoluti	3
Extended totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
Diode totali: 1	Diode: 1	Stessa entità	1
String totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
N° anomalie totali: 185			

Tabella 6 Dati ricavati dalla seconda ispezione, relativi alla porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Nella **Tabella 6** si analizzano i dati necessari ad effettuare un confronto tra i tre sorvoli; per le diverse tipologie di anomalie si è verificato se la stessa fosse già presente al sorvolo

precedente, e in caso affermativo se fosse “migliorata” in termini di delta T rilevato (ad esempio un “Hotspot Severe” che passa ad “Hotspot”), “peggiorata” (ad esempio un “Hotspot Mild” che passa ad “Hotspot”), rimasta uguale (indicata nel grafico in termini di “Stessa entità”) o “evoluta” (ad esempio il caso più frequentemente riscontrato, prevede il passaggio da “Hotspot” di qualunque entità al “Multihotspot” della medesima o peggiore entità).

Le stesse analisi possono essere estese alla totalità dell’inverter 4, non distinguendo più in base alla modifica sperimentata rispetto al sorvolo precedente:

SECONDO SORVOLO, PORZIONE DI IMPIANTO RELATIVA ALL'INVERTER 4		
N° totale di pannelli appartenenti all'inverter 4: 2244	N° di pannelli ispezionati nel primo sorvolo appartenenti all'inverter 4: 2244	
Hotspot totali: 91	Hotspot Severe	30
	Hotspot	9
	Hotspot Mild	52
	Hotspot non rilevati rispetto al sorvolo precedente	17
Multihotspot totali: 92	Multihotspot Severe	33
	Multihotspot	10
	Multihotspot Mild	49
	Multihotspot non rilevati rispetto al sorvolo precedente	3
Extended totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo	
Diode totali: 2	Diode	2
String totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo	
N° anomalie totali: 185		

Tabella 7 Dati ricavati dalla seconda ispezione, relativi alla porzione di impianto corrispondente all’inverter 4.

Le informazioni raffigurate nella **Tabella 7**, saranno quelle da confrontare unicamente con i dati relativi il sorvolo 3. In questo rilievo non sono stati osservati difetti di tipo *String*, questo fa immaginare che i dati ottenuti nel precedente sorvolo, fossero probabilmente soggetti a delle distribuzioni termiche anomale legate alle riflessioni presenti, e non a un effettivo danneggiamento esteso dei pannelli. Inoltre alcune delle anomalie individuate nella prima analisi (22/02/2022) non sono state rilevate nella seconda (29/07/2022). Ciò conferma la necessità di avere un operatore in grado di interpretare in maniera opportuna i dati estratti dalle analisi, nonché l’importanza di effettuare più ispezioni, in maniera tale da poter veramente riconoscere le anomalie presenti, evitando più possibile di considerare come tali, errori di rilevazione.

Il secondo sorvolo è avvenuto in data 29/07/2022 tra le 12.00 e le 12.12. È necessario considerare che le valutazioni relative alla tipologia e all’entità delle anomalie, sono state

effettuate sfruttando le rilevazioni ottenute dal software QGIS, adoperando le modalità precedentemente esposte, ma per compiere un confronto efficace è necessaria la normalizzazione dei delta T studiati.

	Irr 0° inclinazione	Irr 30° inclinazione
29/07/2022 08:00	258,60	207,20
29/07/2022 08:15	309,30	259,30
29/07/2022 08:30	363,70	315,00
29/07/2022 08:45	412,50	368,50
29/07/2022 09:00	460,00	423,40
29/07/2022 09:15	511,50	482,90
29/07/2022 09:30	558,30	538,90
29/07/2022 09:45	587,10	577,10
29/07/2022 10:00	608,50	606,30
29/07/2022 10:15	666,00	673,20
29/07/2022 10:30	713,30	729,70
29/07/2022 10:45	757,80	783,40
29/07/2022 11:00	791,20	824,70
29/07/2022 11:15	824,50	865,70
29/07/2022 11:30	853,70	901,90
29/07/2022 11:45	869,10	921,70
29/07/2022 12:00	894,30	952,90
29/07/2022 12:15	913,70	977,00

Figura 17 Dati di irraggiamento relativi al sorvolo del 29/07/2022.

Come possibile osservare nella **Figura 17**, per ricavare un valore significativo dell'irraggiamento, valutato per un'inclinazione di 30°, è necessario effettuare la media dei valori rilevati nelle ore 12.00 e 12.15, ottenendo un valore pari a $964,95 \text{ W/m}^2$. Le stesse valutazioni precedenti possono essere fatte per ricavare il valore delle velocità del vento (2,5 m/s) e della temperatura media (31°C), osserviamo i dati fondamentali nella seguente **Tabella 8** riassuntiva:

SORVOLO 2		
Numero di pannelli sorvolati appartenenti all'inverter 4: 2244 (la totalità)		
Risoluzione a terra: 3,7 cm		
Emissività impostata: 0,9		
Durata del sorvolo	12.00– 12.12	
Altezza del sorvolo	25 m	
Temperatura ambientale	31 °C	Poco nuvoloso
Umidità ambientale	40%	
Irraggiamento	$964,95 \text{ W/m}^2$	
Vento	2,5 m/s	

Tabella 8 Dati relativi il sorvolo del 29/07/2022.

Per quanto riguarda il terzo e ultimo sorvolo, avvenuto in data 23/08/2022, sempre in periodo estivo, si fa nuovamente riferimento alla **Figura 16**, e si suddividono nuovamente i dati ricavati tra quelli relativi alla porzione di impianto comune ai tre sorvoli, e quelli relativi all'inverter 4 nel suo complesso, suscettibile di confronto unicamente tra i due sorvoli.

TERZO SORVOLO, PORZIONE DI IMPIANTO IN COMUNE AI TRE SORVOLI			
N° totale di pannelli appartenenti all'inverter 4:2244	N° di pannelli ispezionati nel primo sorvolo appartenenti all'inverter 4: 703		
Hotspot totali: 30	Hotspot Severe: 4	Nuovi	0
		Stessa entità	3
		Peggiorati	1
		Migliorati	0
		Evoluti	0
	Hotspot: 5	Nuovi	0
		Stessa entità	1
		Peggiorati	1
		Migliorati	3
		Evoluti	0
	Hotspot Mild: 21	Nuovi	5
		Stessa entità	14
		Peggiorati	0
		Migliorati	2
		Evoluti	0
Multihotspot totali: 25	Multihotspot Severe: 4	Nuovi	0
		Stessa entità	4
		Peggiorati	0
		Migliorati	0
		Evoluti	0
	Multihotspot: 4	Nuovi	0
		Stessa entità	1
		Peggiorati	0
		Migliorati	3
		Evoluti	0
	Multihotspot Mild: 17	Nuovi	6
		Stessa entità	7
		Peggiorati	0
		Migliorati	2
		Evoluti	2
Extended totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
Diode totali: 1	Diode: 1	Stessa entità	1
String totali: 0	Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
N° anomalie totali: 56			

Tabella 9 Dati ricavati dalla terza ispezione, relativi alla porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

I dati nella **Tabella 9** sovrastante, in merito alle modifiche delle anomalie (miglioramenti, peggioramenti, evoluzioni ecc...), fanno riferimento al confronto effettuato con il sorvolo precedente. Per quanto riguarda le informazioni relative all'inverter 4 nel suo complesso sono raccolte nella seguente **Tabella 10**:

TERZO SORVOLO, PORZIONE DI IMPIANTO RELATIVA ALL'INVERTER 4				
N° totale di pannelli appartenenti all'inverter 4: 2244	N° di pannelli ispezionati nel primo sorvolo appartenenti all'inverter 4: 2244			
Hotspot totali: 95	Hotspot Severe: 14	Nuovi	2	
		Stessa entità	11	
		Peggiorati	1	
		Migliorati	0	
		Evoluti	0	
	Hotspot: 10	Nuovi	0	
		Stessa entità	1	
		Peggiorati	1	
		Migliorati	8	
		Evoluti	0	
	Hotspot Mild: 71	Nuovi	29	
		Stessa entità	30	
		Peggiorati	0	
		Migliorati	12	
		Evoluti	0	
	Hotspot non rilevati		7	
Multihotspot totali: 123	Multihotspot Severe: 18	Nuovi	1	
		Stessa entità	14	
		Peggiorati	1	
		Migliorati	0	
		Evoluti	2	
	Multihotspot: 8	Nuovi	0	
		Stessa entità	2	
		Peggiorati	1	
		Migliorati	5	
		Evoluti	0	
	Multihotspot Mild: 97	Nuovi	47	
		Stessa entità	31	
		Peggiorati	0	
		Migliorati	15	
		Evoluti	4	
	Multihotspot non rilevati		7	
Extended totali: 0		Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
Diode totali: 1		Diode: 1	Stessa entità	1
String totali: 0		Non è stata rilevata nessuna anomalia di questo tipo		
N° anomalie totali: 219				

Tabella 10 Dati ricavati dalla terza ispezione, relativi alla porzione di impianto corrispondente all'inverter 4.

Grazie a questi dati sono note le modifiche che l'impianto ha sperimentato tra i mesi di luglio e agosto ed è possibile proseguire di conseguenza con le analisi.

Il terzo sorvolo si è svolto tra le 10.00 e le 10.15 del 23/08/2022. Come osservato nel capitolo 0, l'orario preferibile per effettuare i sorvoli sarebbero le 12.00, in quanto i raggi del sole risultano essere più perpendicolari ai pannelli, come avvenuto nelle ispezioni precedenti. In questo caso è necessario tener presente che i dati registrati non normalizzati, potranno essere influenzati anche da questo aspetto.

Per quanto riguarda i dati meteo resi disponibili da "Controller Wesii", è possibile ricavarli a partire dalle tabelle già osservate per i sorvoli antecedenti.

	Irr 0° inclinazione	Irr 30° inclinazione
2022-08-23 08:00:00	186,8	169
2022-08-23 08:15:00	241,3	225,6
2022-08-23 08:30:00	292,2	282,1
2022-08-23 08:45:00	342,3	339,3
2022-08-23 09:00:00	395,8	402,7
2022-08-23 09:15:00	433,8	449
2022-08-23 09:30:00	462,2	482,3
2022-08-23 09:45:00	544,2	585,2
2022-08-23 10:00:00	596,8	650,5
2022-08-23 10:15:00	633,4	696,5

Figura 18 Dati di irraggiamento relativi al sorvolo del 23/08/2022

Dalla **Figura 18**, raffigurante i dati relativi all'irraggiamento, si ricava, facendo la media tra l'irraggiamento rilevato alle 10.00 e alle 10.15, un valore indicativo pari a $673,5 \text{ W/m}^2$. Questo valore è significativamente inferiore a quello registrato nei primi due sorvoli; la differenza significativa riscontrata, potrebbe essere dovuta alla parziale nuvolosità del cielo (ma anche nel sorvolo effettuato in data 29/07/2022 si erano riscontrate le stesse condizioni di nuvolosità, senza però che queste impattassero in maniera così significativa sul valore rilevato), o più probabilmente all'orario dell'ispezione, avvenuta più presto nella mattina. Infatti come visibile in **Figura 15**, e in **Figura 17**, tipicamente in orario mattutino i valori di irraggiamento sono notevolmente inferiori. Naturalmente questo impatterà sulle letture di temperatura non normalizzate, che risulteranno essere significativamente inferiori rispetto al valore che si avrebbe all'irraggiamento "standard", in questo caso, si osserverà come con la standardizzazione sarà possibile avere una maggiore similarità tra i dati ottenuti.

Con le stesse osservazioni effettuate precedentemente è possibile ricavare anche il valore di temperatura e velocità del vento media durante il sorvolo, rispettivamente $27,5 \text{ °C}$ e $2,23 \text{ m/s}$. I dati relativi alla terza e ultima ispezione sono riassunti nella **Tabella 11** a seguire.

SORVOLO 3		
Numero di pannelli sorvolati appartenenti all'inverter 4: 2244 (la totalità)		
Risoluzione a terra: 3,7 cm		
Emissività impostata: 0,9		
Durata del sorvolo	10.00– 10.15	
Altezza del sorvolo	25 m	
Temperatura ambientale	27,5 °C	Poco nuvoloso
Umidità ambientale	76%	
Irraggiamento	673,5 W/m ²	
Vento	2,23 m/s	

Tabella 11 Dati relativi il sorvolo del 23/08/2022.

Analizzando le tabelle (**Tabella 3**, **Tabella 4**, **Tabella 6**, **Tabella 7**, **Tabella 9**, **Tabella 10**), sicuramente la presenza di dei miglioramenti delle anomalie appare insolita, specialmente in quanto i pannelli nella seconda e terza ispezione sono soggetti a temperature più elevate, dunque sollecitazioni superiori, e inoltre l'invecchiamento dei pannelli si suppone essere maggiore rispetto ai voli precedenti. Questi miglioramenti possono essere considerati in realtà come incertezze sperimentali, o errori dovuti a riflessioni, ma talvolta è possibile avere un effettivo miglioramento dell'uniformità della distribuzione di temperatura rilevata nelle immagini delle termocamere, laddove eventuali piogge rendano possibile l'eliminazione di accumuli di sporcizie in corrispondenza dei pannelli. La rimozione della sporcizia, non è certamente legata a un miglioramento di funzionamento del pannello, ma va a interagire con l'emissività ε che viene impostata (nel nostro caso $\varepsilon = 0,9$), soggetta a una variazione in caso di accumulo di sporcizia, la quale fa sì che venga rilevata una variazione di temperatura che nella realtà non c'è.

3.2 Risultati del confronto

In questa sottosezione si analizzano in maniera critica i risultati ottenuti da un oculato confronto tra i dati ottenuti nei 3 sorvoli.

Il confronto tra le stringhe comuni ai 3 sorvoli si può osservare nella **Tabella 12**:

TIPOLOGIA DI ANOMALIA	Sorvolo 1	Sorvolo 2	Sorvolo 3
Hotspot	55	37	30
Multihotspot	20	29	25
Extended	0	0	0
Diode	1	1	1
String	22	0	0
Totale	98	67	56

Tabella 12 Confronto anomalie nei tre sorvoli, per la porzione comune di impianto.

I seguenti grafici rappresentano il confronto effettuato tra le anomalie rilevate nei tre sorvoli nella porzione di impianto comune, ciascuna anomalia è rappresentata da un valore numerico che la identifica. Sono considerate tutte le anomalie rilevate, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli, in almeno uno dei tre: graficamente, laddove la disuniforme distribuzione di temperatura, indicativa della presenza di un'anomalia, non sia stata rilevata, viene indicata con valore di delta T pari a zero. Per la normalizzazione del delta T si adopererà la formula fornita dalla Normativa IEC TS 62446-3, con $G_2 = 1000 \text{ W/m}^2$, al posto di G_1 si avrà il valore dell'irraggiamento ricavato precedentemente per ciascun sorvolo, e $x = 1$ in quanto si fa riferimento ad anomalie del tipo "esteso" e dunque delle dimensioni di una o più celle (a differenza delle anomalie "puntiformi" che hanno dimensioni molto inferiori a quelle di una cella, dell'ordine del mm^2).

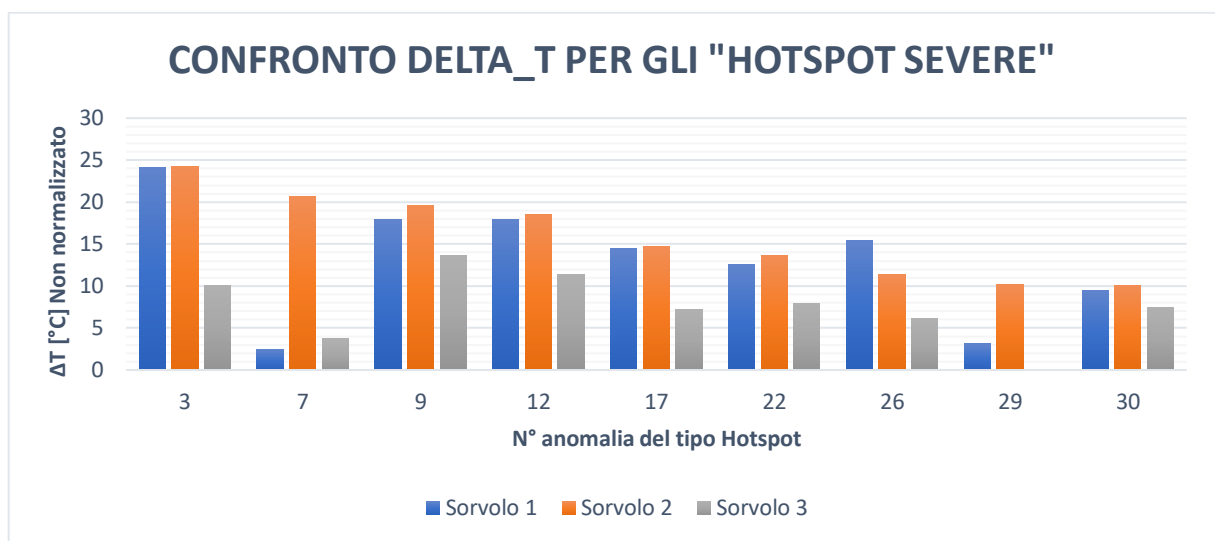


Grafico 1 Confronto delta_T per gli "Hotspot Severe" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

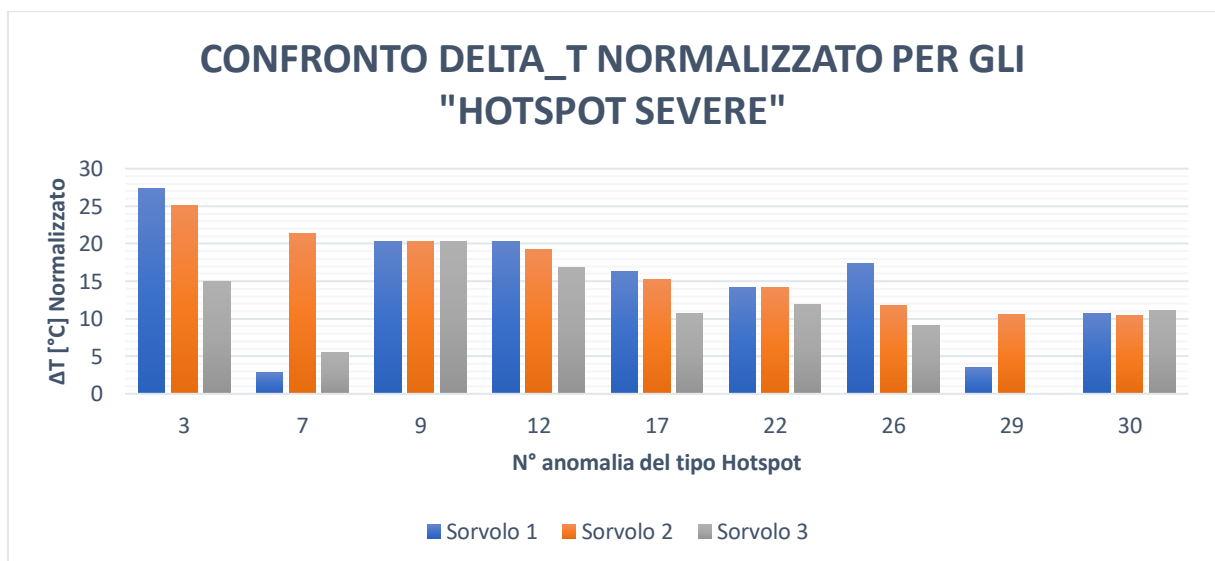


Grafico 2 Confronto delta_T normalizzato per gli "Hotspot Severe" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

HOTSPOT SEVERE	ΔT_{sorv1}	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	$\Delta T_{1\text{norm}}$	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
3	24,16	24,2	10,05	27,31857	25,07902	14,92205
7	2,5	20,62	3,71	2,826839	21,36898	5,508537
9	17,98	19,58	13,63	20,33063	20,29121	20,23756
12	17,94	18,51	11,36	20,2854	19,18234	16,86711
17	14,44	14,68	7,24	16,32782	15,21322	10,74981
22	12,52	13,64	7,98	14,15681	14,13545	11,84855
26	15,4	11,36	6,13	17,41333	11,77263	9,101707
29	3,1	10,16	0	3,505281	10,52904	0
30	9,44	10,07	7,47	10,67414	10,43577	11,09131

Figura 19 Confronto delta T per gli "Hotspot Severe", normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

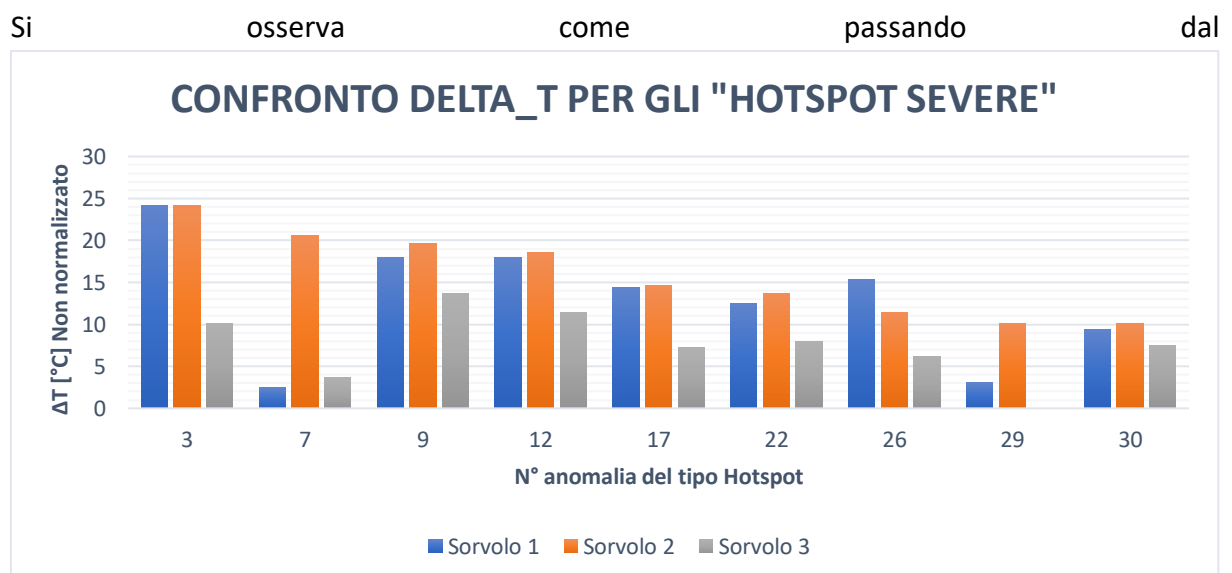


Grafico 1 al Grafico 2, e dunque procedendo con la normalizzazione del delta T, le rilevazioni riscontrate nei vari sorvoli tendano ad aumentare di una certa quantità, inversamente proporzionale al valore di irraggiamento indicativo ottenuto, e le differenze di temperatura mediamente tendano ad avvicinarsi. In particolare è notevole esaminare gli Hotspot di codice identificativo 9, 12, 22 e 30, le cui letture diventano pressoché coincidenti, sia a livello visivo (vedi passaggio dal

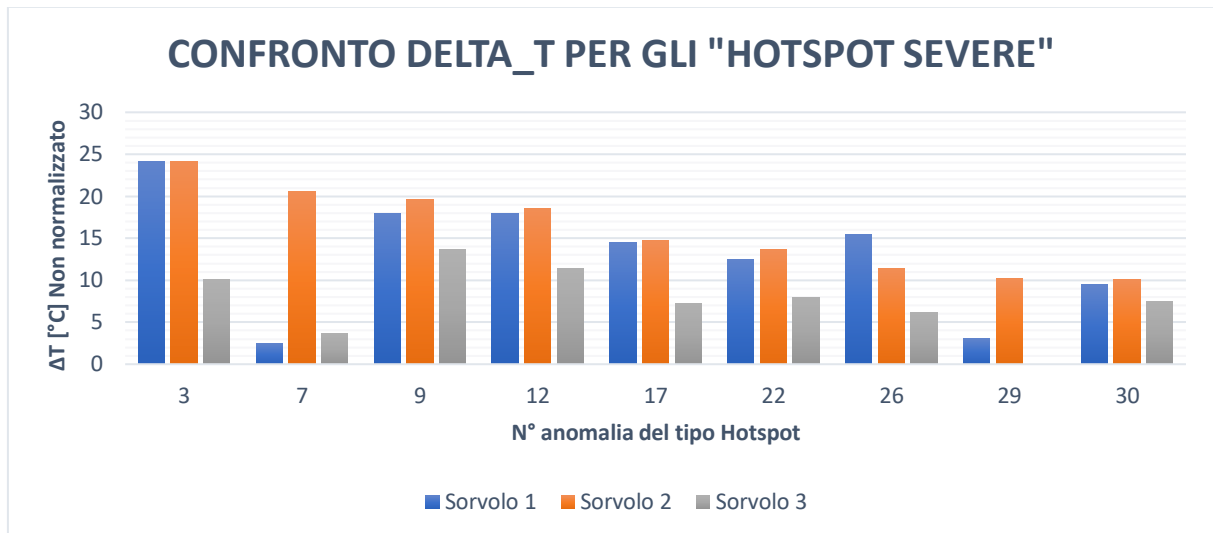


Grafico 1 al Grafico 2), sia a livello numerico come si osserva nella **Figura 19**. Le modifiche apportate al valore una volta normalizzato, sono eclatanti per quanto riguarda specialmente il terzo sorvolo, mentre per primo e secondo sono meno significative: questo è legato alla notevole differenza nei valori di irraggiamento osservati, prossimi per le prime due ispezioni (con una differenza di soli $80,57 \text{ W/m}^2$) e molto inferiore per la terza (addirittura 200 W/m^2 di differenza).

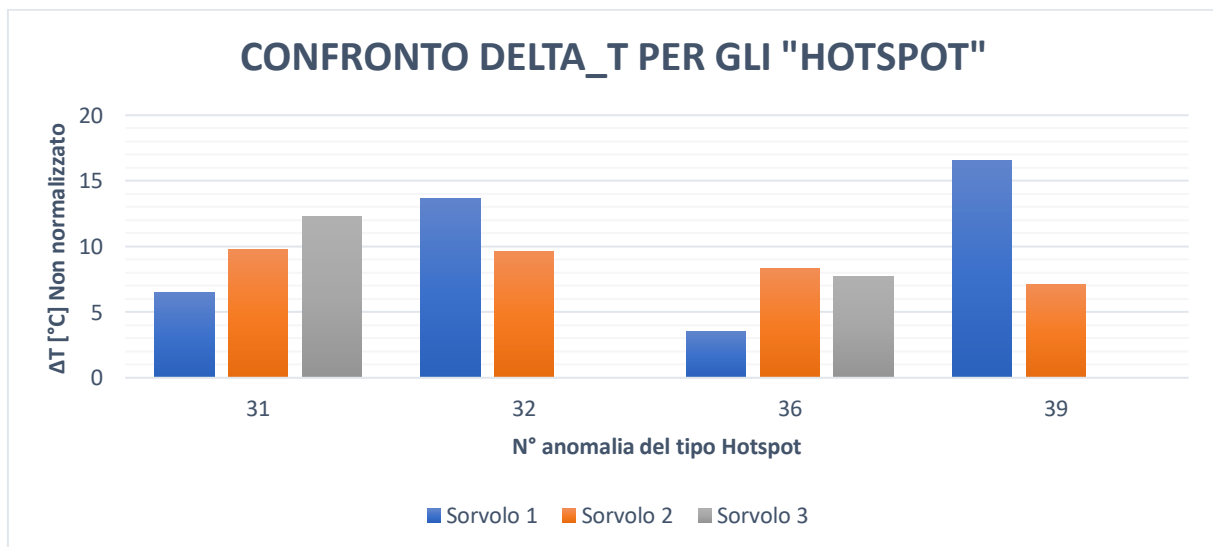


Grafico 3 Confronto delta_T per gli "Hotspot" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

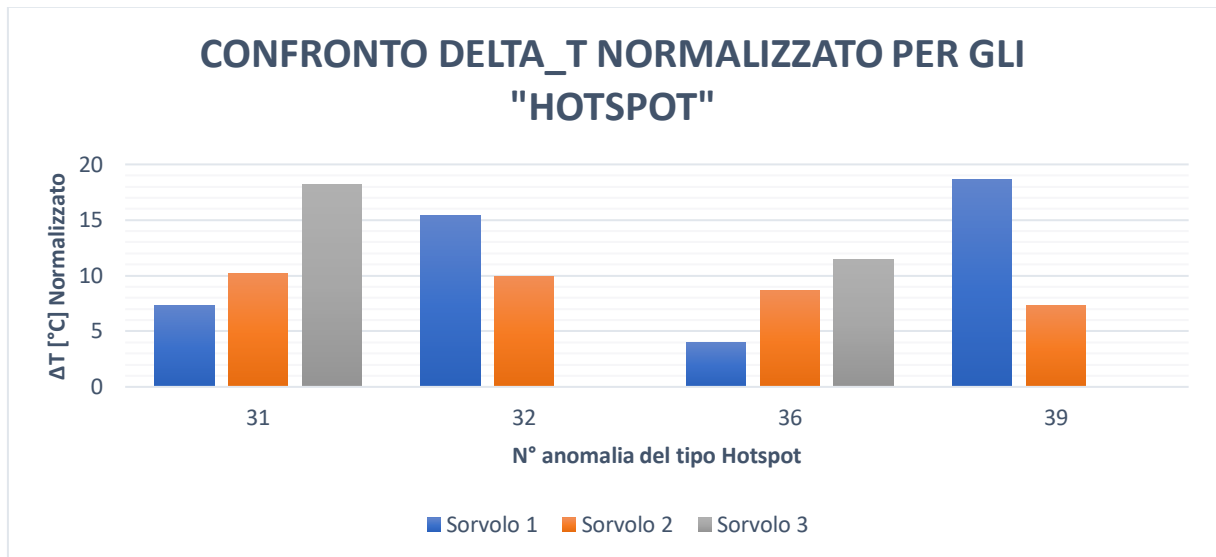


Grafico 4 Confronto delta_T normalizzato per gli "Hotspot" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

HOTSPOT	ΔTsorv1	ΔTsorv2	ΔTsorv3	ΔT1norm	ΔT2norm	ΔT3norm
31	6,48	9,8	12,25	7,327167	10,15597	18,18857
32	13,64	9,61	0	15,42323	9,959065	0
36	3,54	8,33	7,7	4,002804	8,632572	11,43281
39	16,52	7,09	0	18,67975	7,347531	0

Figura 20 Confronto delta_T per gli "Hotspot", normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Per quanto riguarda il confronto degli "Hotspot", rappresentato dapprima nel **Grafico 3** e successivamente, una volta effettuata la normalizzazione, nel **Grafico 4**, sono meno chiare le modifiche introdotte dal procedimento. Infatti, sebbene tutte le letture si modifichino di una certa quantità, ciò non comporta un significativo avvicinamento o allontanamento dei valori una volta normalizzati. Inoltre l'Hotspot 32 e il 39 non sono stati rilevati nel terzo sorvolo, questo potrebbe essere dovuto, come visto in precedenza, all'eliminazione di sporcizia che andava a modificare l'emissività del pannello distorcendo le letture, oppure al valore di irraggiamento significativamente inferiore dell'ultima ispezione. Anomalie di distribuzione termica che, attraverso l'interfaccia QGIS, apparivano inferiori a 2 K e venivano di conseguenza "scartate" in quanto considerate di lieve intensità, una volta normalizzate sarebbero state soggette ad un aumento significativo (infatti sarebbero state moltiplicate per il *fattore correttivo* $(\frac{1000}{673,5})^{x=1}$), entrando a far parte delle anomalie del tipo "Hotspot mild". Come osservato in precedenza, le analisi effettuate tramite il software QGIS sono soggette talvolta a distorsioni ed inesattezze, ma sono comunque efficaci nelle valutazioni relative ad ampie porzioni di impianto con numerose anomalie, in quanto permettono di processare in maniera relativamente rapida, una grande quantità di dati.

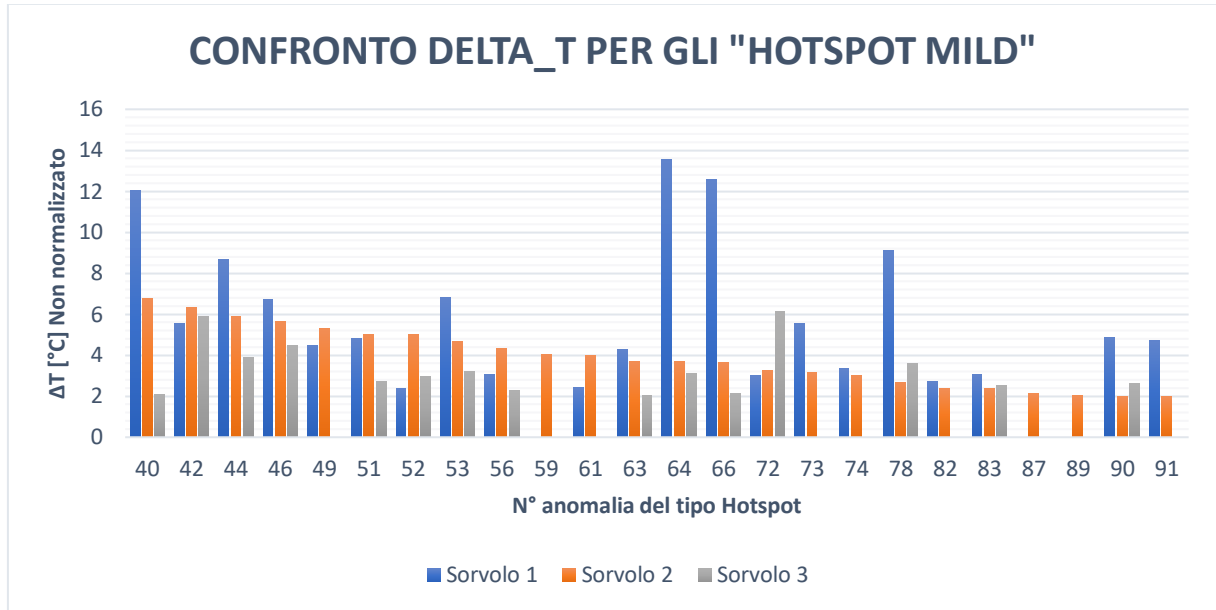


Grafico 5 Confronto delta_T per gli "Hotspot Mild" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

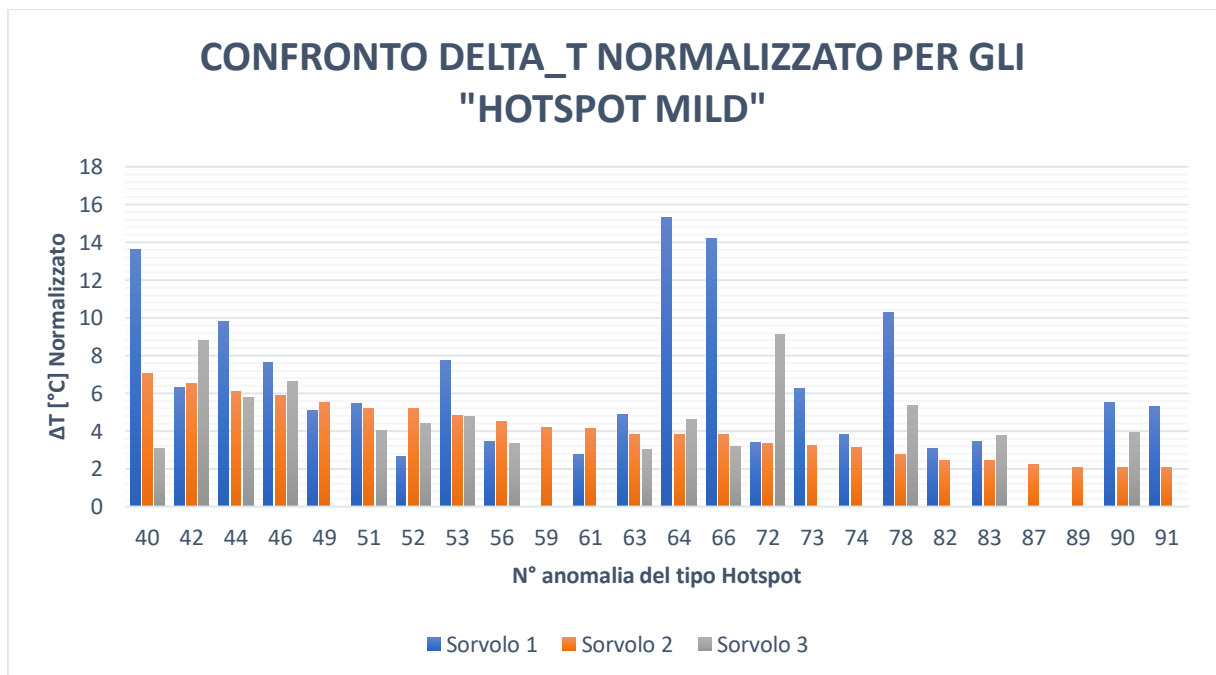


Grafico 6 Confronto delta_T normalizzato per gli "Hotspot Mild" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

HOTSPOT MILD	ΔT_{solv1}	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{1norm}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
40	12,06	6,79	2,09	13,63667	7,036634	3,103192
42	5,56	6,31	5,91	6,28689	6,539199	8,775056
44	8,66	5,88	3,91	9,792171	6,09358	5,805494
46	6,74	5,66	4,48	7,621158	5,865589	6,651819
49	4,5	5,3	0	5,08831	5,492513	0
51	4,82	5,03	2,7	5,450146	5,212705	4,008909
52	2,36	5	2,96	2,668536	5,181616	4,394952
53	6,84	4,68	3,21	7,734232	4,849992	4,766147
56	3,04	4,34	2,26	3,437436	4,497642	3,355605
59	0	4,05	0	0	4,197109	0
61	2,42	4	0	2,73638	4,145293	0
63	4,3	3,69	2,02	4,862163	3,824032	2,999258
64	13,56	3,69	3,11	15,33278	3,824032	4,617669
66	12,56	3,66	2,14	14,20204	3,792943	3,177431
72	3	3,25	6,14	3,392207	3,36805	9,116555
73	5,54	3,14	0	6,264276	3,254055	0
74	3,36	3,02	0	3,799272	3,129696	0
78	9,1	2,66	3,61	10,28969	2,75662	5,360059
82	2,72	2,38	0	3,075601	2,466449	0
83	3,06	2,37	2,53	3,460051	2,456086	3,756496
87	0	2,15	0	0	2,228095	0
89	0	2,02	0	0	2,093373	0
90	4,88	2,01	2,64	5,51799	2,083009	3,919822
91	4,7	2	0	5,314458	2,072646	0

Figura 21 Confronto delta_T per gli "Hotspot Mild", normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Nell'analisi riguardante i delta T relativi agli **"Hotspot Mild"** e dunque nel **Grafico 5**, e nella sua versione normalizzata nel **Grafico 6**, è più complesso definire con che modalità le differenze interagiscono tra loro quando messe a confronto. In alcuni casi, come per l'Hotspot 46, 52, 53, 63 e 83, la normalizzazione chiaramente avvicina i valori registrati, e si può supporre che nel corso dei sette mesi in cui si sono svolte le ispezioni, le anomalie in questione non siano peggiorate o evolute in maniera significativa. Nel caso invece dell'Hotspot 42, evidentemente il passaggio al delta T normalizzato comporta un allontanamento dei valori analizzati, e lo si osserva sia dal confronto visivo tra il **Grafico 5** e il **Grafico 6**, che dal confronto numerico osservato in **Figura 21**. Questo potrebbe far pensare ad un effettivo peggioramento dell'anomalia 42, sebbene i valori rilevati con i parametri pre-impostati da QGIS suggerissero altrimenti, normalizzando le differenze di temperatura, si osserva un aumento significativo del valore di interesse nel terzo sorvolo, con addirittura il passaggio dalla tipologia **"Hotspot Mild"** ad **"Hotspot"** secondo quanto stabilito nella **Tabella 2**.

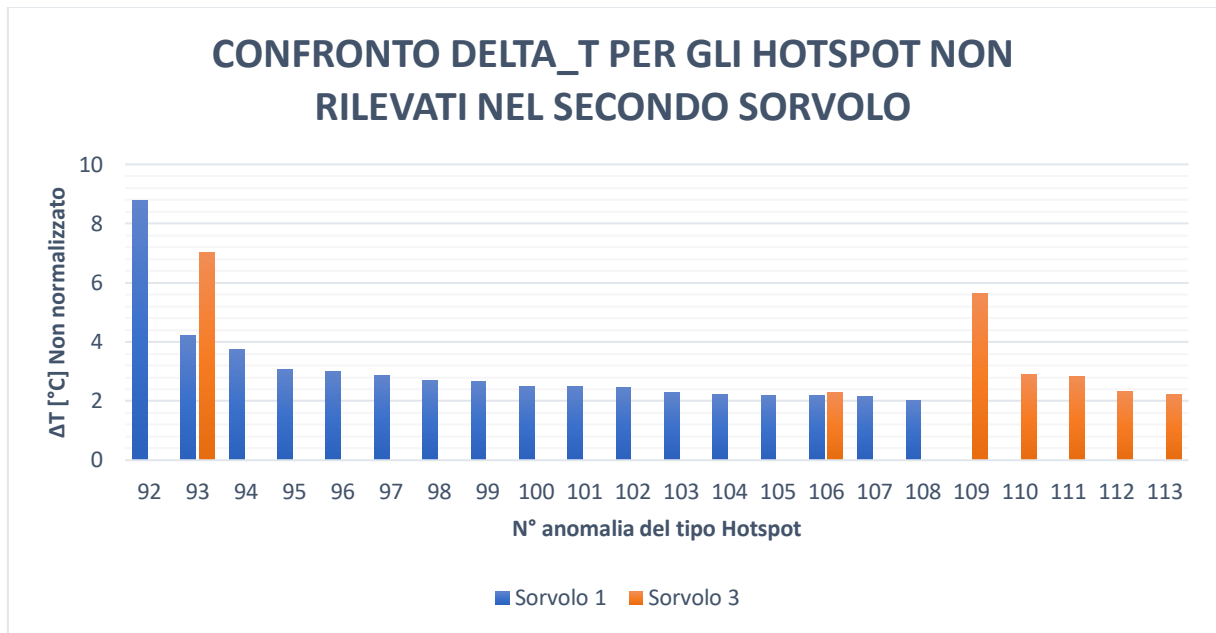


Grafico 7 Confronto delta_T per gli Hotspot non rilevati nel secondo sorvolo.

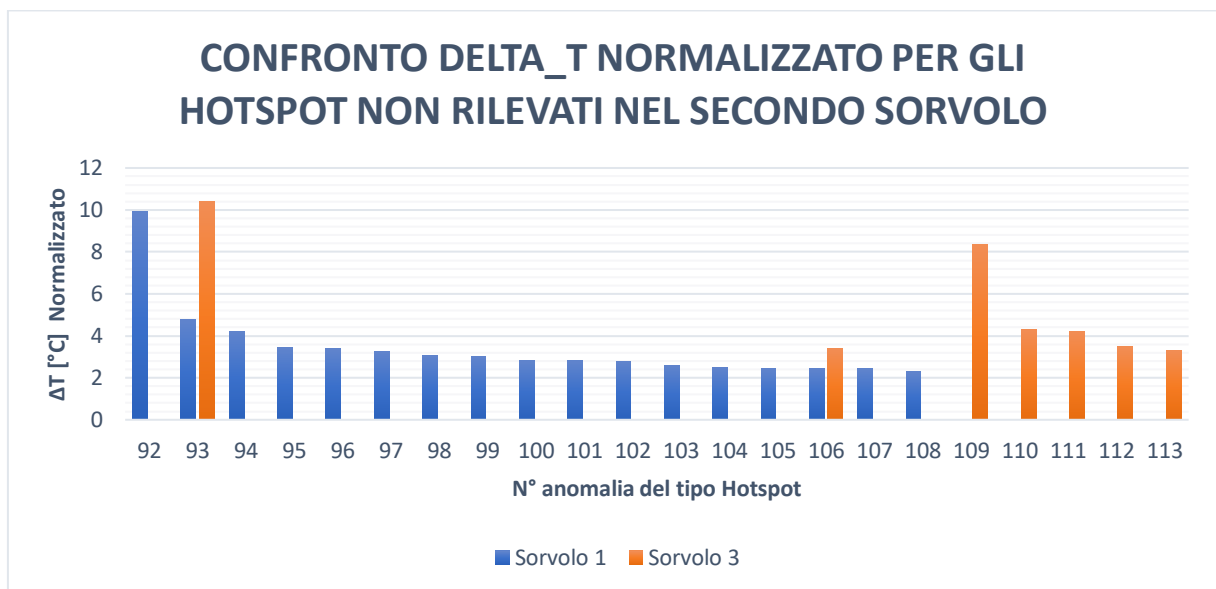


Grafico 8 Confronto delta_T normalizzato per gli Hotspot non rilevati nel secondo sorvolo.

HOTSPOT	ΔT_{sorv1}	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	$\Delta T_{1\text{norm}}$	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
92	8,78	0	0	9,927859	0	0
93	4,22	0	7,02	4,771704	0	10,42316
94	3,74	0	0	4,228951	0	0
95	3,06	0	0	3,460051	0	0
96	3	0	0	3,392207	0	0
97	2,88	0	0	3,256519	0	0
98	2,7	0	0	3,052986	0	0
99	2,66	0	0	3,007757	0	0
100	2,48	0	0	2,804224	0	0
101	2,48	0	0	2,804224	0	0
102	2,46	0	0	2,78161	0	0
103	2,3	0	0	2,600692	0	0
104	2,22	0	0	2,510233	0	0
105	2,18	0	0	2,465004	0	0
106	2,18	0	2,29	2,465004	0	3,400148
107	2,16	0	0	2,442389	0	0
108	2,02	0	0	2,284086	0	0
109	0	0	5,63	0	0	8,359317
110	0	0	2,89	0	0	4,291017
111	0	0	2,83	0	0	4,20193
112	0	0	2,34	0	0	3,474388
113	0	0	2,23	0	0	3,311062

Figura 22 Confronto delta_T per gli Hotspot non rilevati nel secondo sorvolo, normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Paragonando il **Grafico 7** al **Grafico 8** è evidente che la maggior parte delle anomalie del tipo Hotspot non registrate nel secondo sorvolo, sono state unicamente rilevate o nel primo o nel terzo: di 22 Hotspot non osservati nel secondo sorvolo, solamente 2 si sono riscontrati sia nel primo che nell'ultimo, il numero 93 e il numero 106. Ciò può sorprendere, in quanto il sorvolo per così dire "di mezzo", non mostra un'anomalia invece presente negli altri due. Ancora una volta questo potrebbe essere dovuto alle distorsioni introdotte dall'utilizzo di ortofoto come visto nella sottosezione 3.1, o dagli errori dovuti ai parametri pre-impostati da QGIS analizzati in precedenza. Ad ogni modo si osserva che laddove l'Hotspot 93 ha subito un peggioramento significativo, evidenziato ancora di più dalla normalizzazione del dato, come visibile in **Figura 22** (passa infatti dalla classificazione di "**Hotspot Mild**" relativa al primo sorvolo ad "**Hotspot Severe**" relativa al terzo, considerando le differenze di temperatura normalizzate e non direttamente estratte da QGIS), il numero 106 invece ha subito un lieve peggioramento, non degno di nota, rimanendo circa della stessa entità.

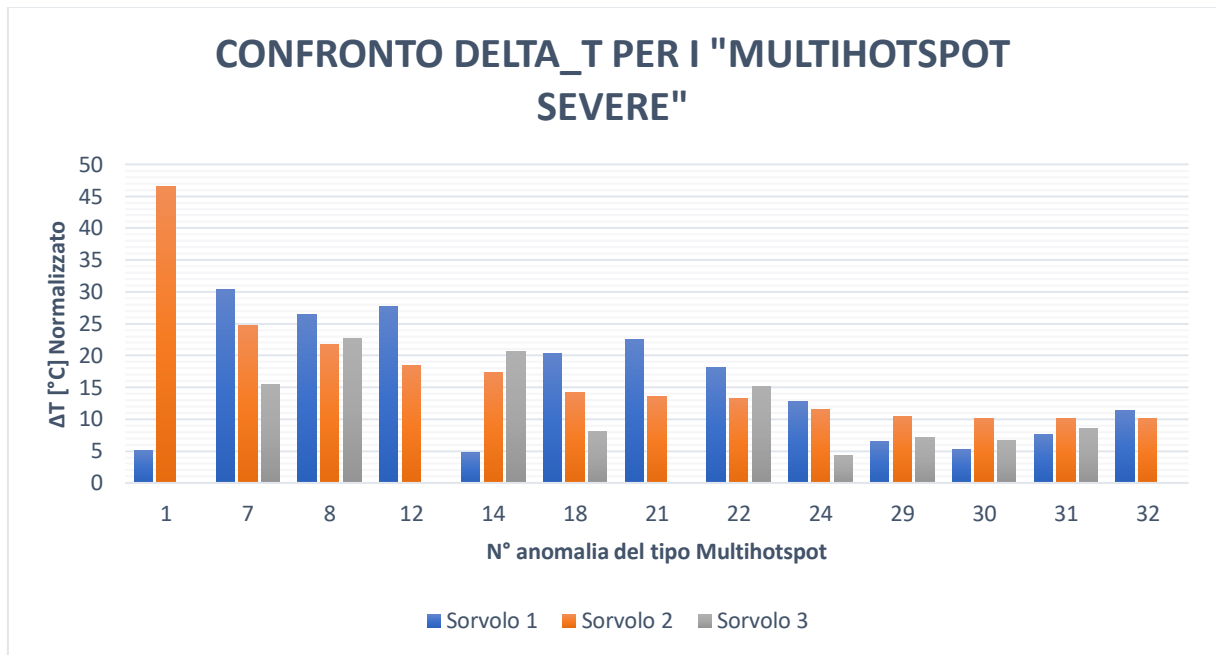


Grafico 9 Confronto delta_T per i "*Multihotspot Severe*" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

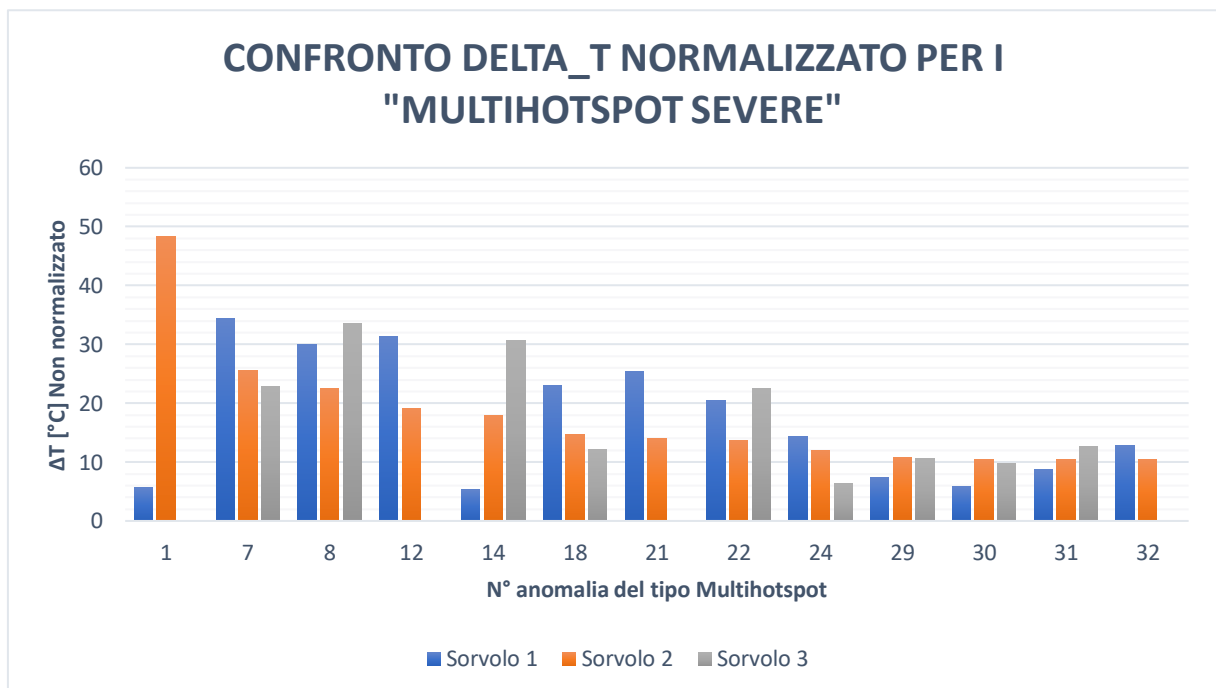


Grafico 10 Confronto delta_T normalizzato per i "*Multihotspot Severe*" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

MULTIHOTSPOT SEV	ΔT_{sorv1}	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	ΔT_{1norm}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
1	5,04	46,61	0	5,698908	48,30302	0
7	30,4	24,71	15,39	34,37436	25,60754	22,85078
8	26,5	21,72	22,65	29,96449	22,50894	33,63029
12	27,74	18,45	0	31,36661	19,12016	0
14	4,7	17,34	20,61	5,314458	17,96984	30,60134
18	20,32	14,15	8,15	22,97655	14,66397	12,10097
21	22,44	13,49	0	25,37371	13,98	0
22	18,12	13,23	15,11	20,48893	13,71055	22,43504
24	12,72	11,55	4,25	14,38296	11,96953	6,310319
29	6,56	10,48	7,09	7,417626	10,86067	10,5271
30	5,2	10,12	6,62	5,879825	10,48759	9,82925
31	7,68	10,11	8,49	8,68405	10,47723	12,60579
32	11,38	10,1	0	12,86777	10,46686	0

Figura 23 Confronto ΔT per i "Multihotspot Severe", normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Raffrontando i valori dei ΔT analizzati nel **Grafico 9** con quelli nel **Grafico 10**, non si ha un'interpretazione immediata delle modalità con cui si vanno a mutare i rapporti tra i valori a confronto. Per alcuni Multihotspot, come ad esempio il numero 7, il 18, il 29 e il 30, la visione grafica mostra un chiaro avvicinamento delle grandezze, corroborato da quanto possibile esaminare in **Figura 23**, con un significativo avvicinamento dei valori relativi agli ultimi due sorvoli. Altri Multihotspot, come il numero 8, il 14, il 22 e il 24 risultavano avere una maggiore similarità dei ΔT prima della normalizzazione, a seguito della quale si sono significativamente distaccati con seri peggioramenti del valore riscontrato nel terzo sorvolo. Per quanto riguarda Multihotspot come il numero 24 o il 31 la normalizzazione non ha comportato modifiche rilevanti nel rapporto tra i valori registrati nelle diverse ispezioni. Il numero 1, 21 e 32 non sono stati rilevati nel terzo sorvolo, e ciò potrebbe essere dovuto alle stesse cause precedentemente identificate, dunque quei parametri pre-fissati arbitrariamente da QGIS, dall'eventuale rimozione di sporcizia dai pannelli, o ancora da errori introdotti, dovuti alle incertezze sperimentali e alla presenza di riflessioni eventuali.

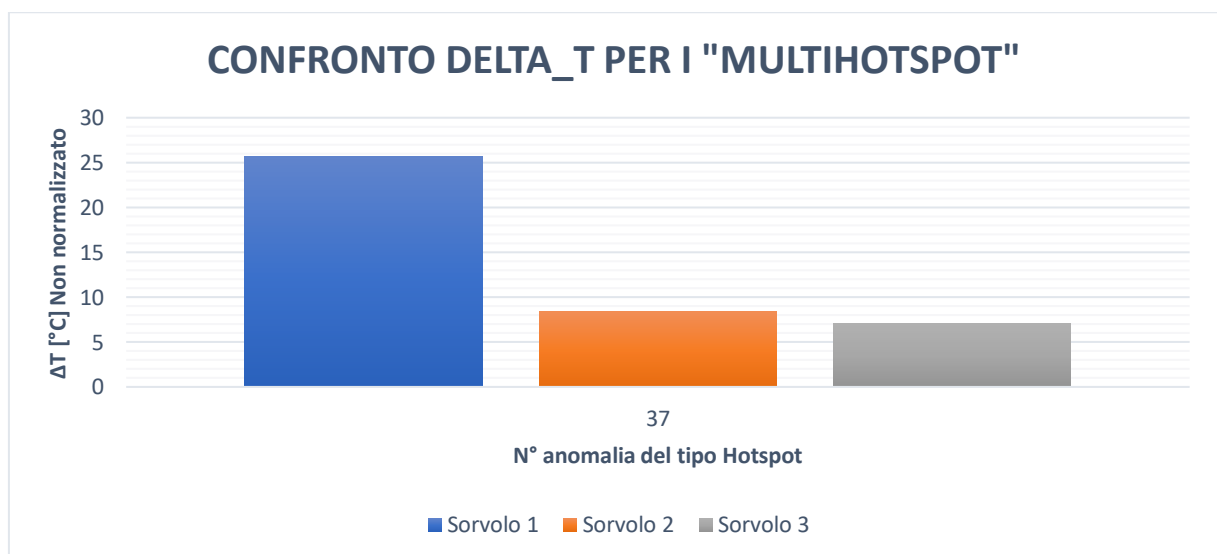


Grafico 11 Confronto ΔT per i "Multihotspot" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

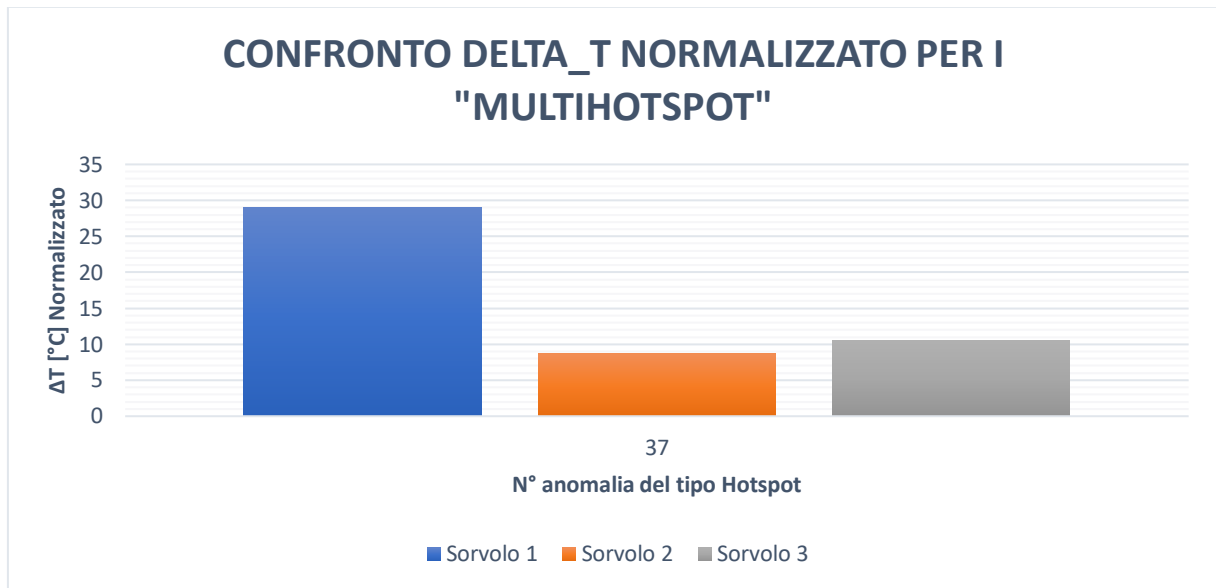


Grafico 12 Confronto delta_T normalizzato per i "*Multihotspot*" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

MULTIHOTSPOT	ΔT_{sorv1}	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	$\Delta T_{1\text{norm}}$	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
37	25,72	8,36	7,07	29,08252	8,663661	10,4974

Figura 24 Confronto delta_T per i "*Multihotspot*", normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

In questo caso il confronto tra il **Grafico 11** e il **Grafico 12** non fornisce modifiche lampanti, se non il passaggio, per quanto riguarda il terzo sorvolo, dell'anomalia numero 37 dalla tipologia "*Multihotspot*" a "*Multihotspot Severe*" (valutando i dati normalizzati), che si può rilevare dalla **Figura 24**. Ad ogni modo la massima severità viene riscontrata al primo sorvolo, questo potrebbe far pensare alla presenza di sporcizia successivamente eliminata o ad errori di valutazione del delta T legati agli aspetti precedentemente discussi.

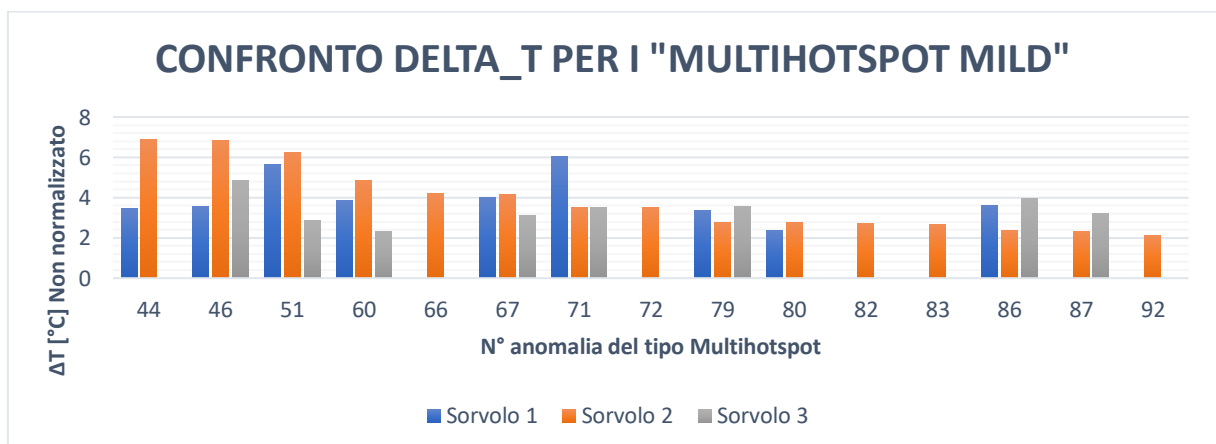


Grafico 13 Confronto delta_T per i "*Multihotspot Mild*" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

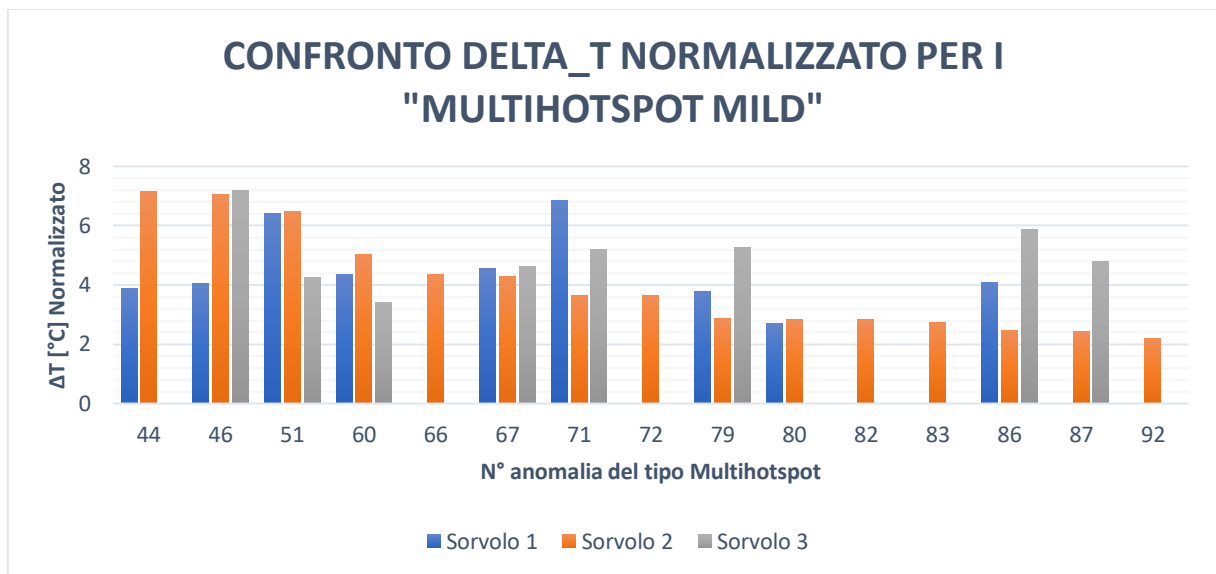


Grafico 14 Confronto delta_T normalizzato per i "*Multihotspot Mild*" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

MULTIHOTSPOT MIL	ΔT_{solv1}	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{1norm}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
44	3,44	6,9	0	3,889731	7,15063	0
46	3,58	6,82	4,85	4,048034	7,067724	7,201188
51	5,66	6,26	2,86	6,399964	6,487383	4,246474
60	3,86	4,85	2,3	4,36464	5,026167	3,414996
66	0	4,19	0	0	4,342194	0
67	4,02	4,14	3,11	4,545557	4,290378	4,617669
71	6,06	3,52	3,5	6,852258	3,647857	5,196733
72	0	3,51	0	0	3,637494	0
79	3,34	2,77	3,55	3,776657	2,870615	5,270973
80	2,38	2,75	0	2,691151	2,849889	0
82	0	2,73	0	0	2,829162	0
83	0	2,64	0	0	2,735893	0
86	3,62	2,39	3,96	4,093263	2,476812	5,879733
87	0	2,33	3,23	0	2,414633	4,795843
92	0	2,13	0	0	2,207368	0

Figura 25 Confronto delta_T per i "*Multihotspot Mild*", normalizzato e non, per la porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

Per quanto riguarda il passaggio dal **Grafico 13** al **Grafico 14**, la modifica del rapporto tra i delta T rilevati nei diversi sorvoli non è uniforme, si ha infatti per i Multihotspot 46, 51, 60 e 67, un avvicinamento, e dunque una maggiore prossimità dei valori registrati, avallata anche da quanto osservabile in **Figura 25**, con particolare similarità tra i valori del secondo e terzo sorvolo (effettuati ad un solo mese di distanza). I Multihotspot 71 e 79 invece risultano caratterizzati da un allontanamento dei valori dei delta T normalizzati, ed in particolare una maggiore differenza tra i valori ottenuti nella seconda ispezione e quelli ottenuti invece nella terza, con condizioni leggermente peggiori nell'ultima (dato osservabile solamente una volta normalizzata la differenza di temperatura). Il numero 80 non è stato registrato al terzo sorvolo, mentre il numero 87 è stato rilevato unicamente negli ultimi due, tutti gli altri sono stati osservati solamente nel secondo. Le motivazioni contemplate per giustificare questi fatti, sono le stesse precedentemente affrontate.

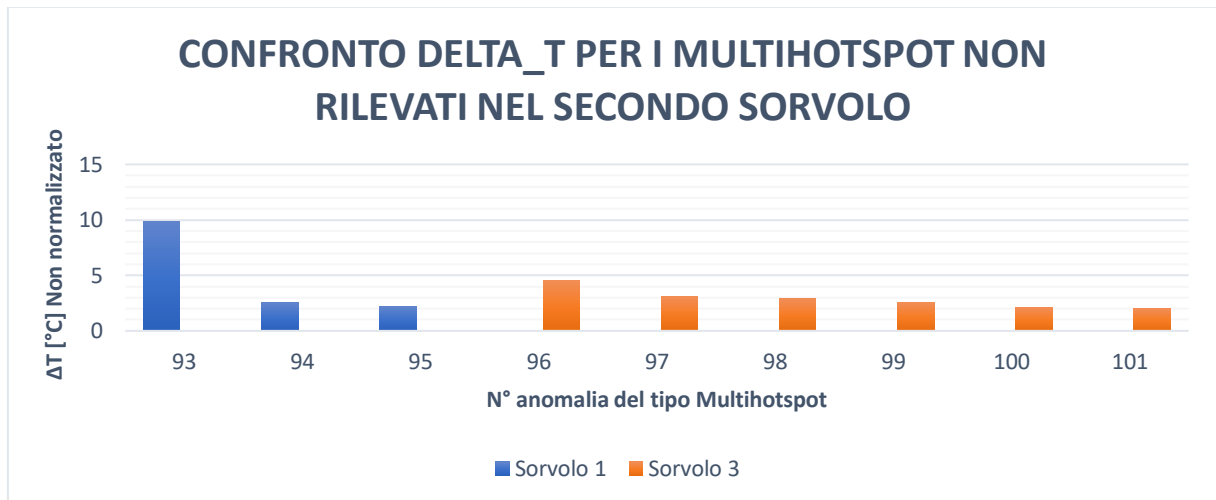


Grafico 15 Confronto delta_T per i Multihotspot non rilevati nel secondo sorvolo.

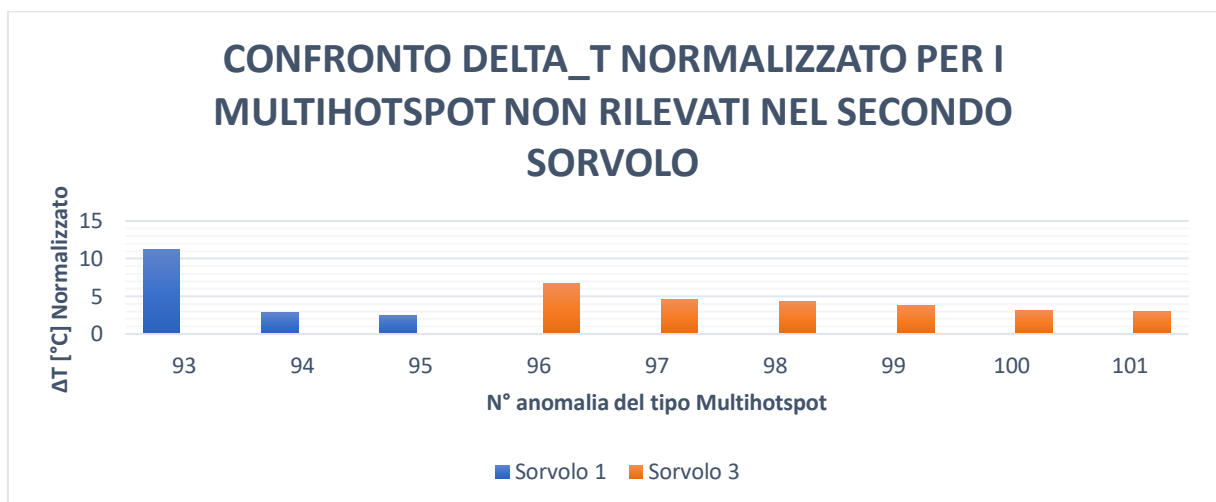


Grafico 16 Confronto delta_T normalizzato per i Multihotspot non rilevati nel secondo sorvolo.

MULTIHOTSPOT	ΔT_{solv1}	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{1norm}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
93	9,9	0	0	11,19428	0	0
94	2,52	0	0	2,849454	0	0
95	2,18	0	0	2,465004	0	0
96	0	0	4,51	0	0	6,696362
97	0	0	3,09	0	0	4,587973
98	0	0	2,88	0	0	4,276169
99	0	0	2,56	0	0	3,801039
100	0	0	2,12	0	0	3,147736
101	0	0	2,02	0	0	2,999258

Figura 26 Confronto delta_T per i Multihotspot non rilevati nel secondo sorvolo, normalizzato e non, nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

A riguardo delle differenze tra il **Grafico 15** e il **Grafico 16**, nonché ai valori raffigurati nella **Figura 26**, non è necessario approfondire particolarmente, in quanto ciascuna delle 9 anomalie è stata rilevata unicamente nel primo, o nel terzo sorvolo, e di conseguenza i

grafici mostrano il risultato della normalizzazione e niente più. Quelle anomalie rilevate nel primo sorvolo e non nel secondo o nel terzo, sono comprensibili tenendo presente le usuali motivazioni, mentre quelle riscontrate unicamente nel terzo sorvolo possono essersi generate nel mese di tempo intercorso tra il sorvolo del 29/07/2022 e quello del 23/08/2022, a seguito di eventuale accumulo di sporcizia o di una cella rotta o ombreggiata.

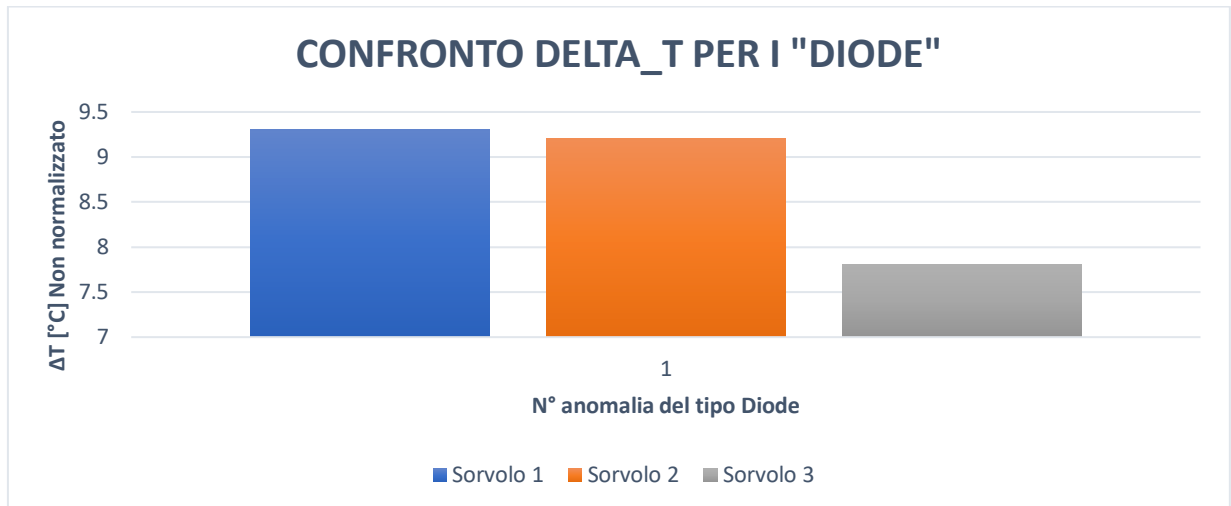


Grafico 17 Confronto delta_T per i "Diode" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

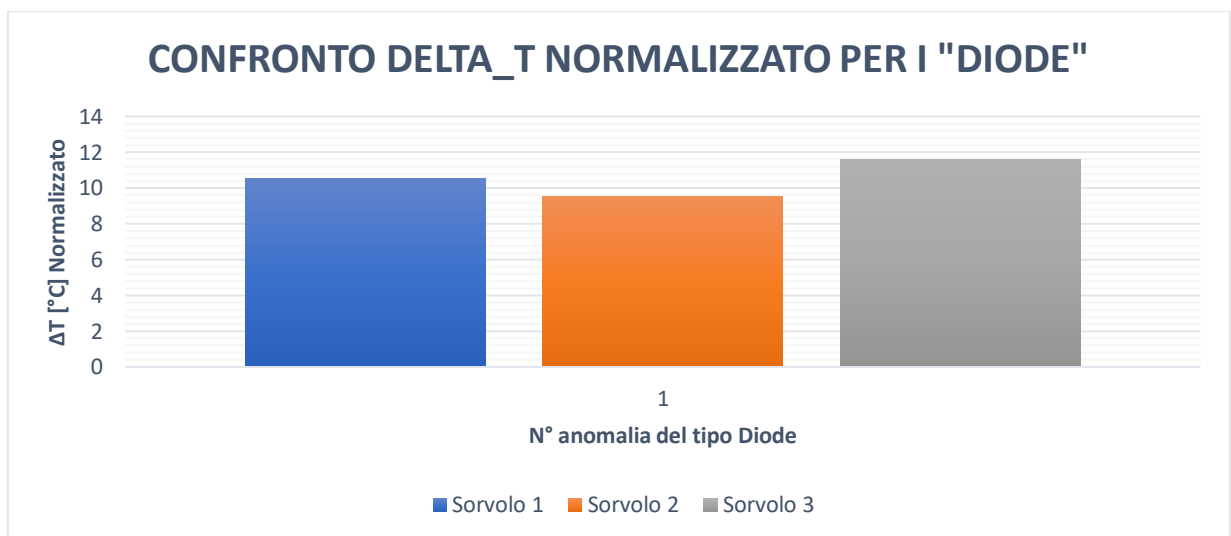


Grafico 18 Confronto delta_T normalizzato per i "Diode" nella porzione di impianto comune ai tre sorvoli.

DIODE	ΔT_{sorv1}	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	$\Delta T_{1\text{norm}}$	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
1	9,3	9,21	7,81	10,51584	9,544536	11,59614

Figura 27 Confronto delta_T per i "Diode", normalizzato e non, per la parte di impianto comune ai tre sorvoli.

È evidente a livello visivo come il passaggio dal **Grafico 17** al **Grafico 18** a seguito del procedimento di normalizzazione, comporti maggiore prossimità dei valori di delta T riscontrati per l'unica anomalia del tipo "**Diode**". Questo aspetto, lampante grazie ai grafici, è riscontrabile numericamente nella **Figura 27**.

I grafici finora osservati riguardano la porzione di impianto comune ai tre sorvoli, quelli a seguire riguardano il confronto tra gli ultimi due, analizzando la parte relativa all'inverter 4, i cui dati fondamentali sono osservabili nella **Tabella 13**:

TIPOLOGIA DI ANOMALIA	Sorvolo 2	Sorvolo 3
Hotspot	91	95
Multihotspot	92	123
Diode	2	1
String	0	0
Totale	185	219

Tabella 13 Confronto delle anomalie nei due sorvoli, per la porzione di impianto relativa all'inverter 4

Nei grafici successivi sono considerate tutte le anomalie rilevate, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4, in almeno uno dei due sorvoli. Per la normalizzazione del delta T si adopererà nuovamente la formula fornita dalla Normativa IEC TS 62446-3, con gli stessi valori precedentemente definiti.

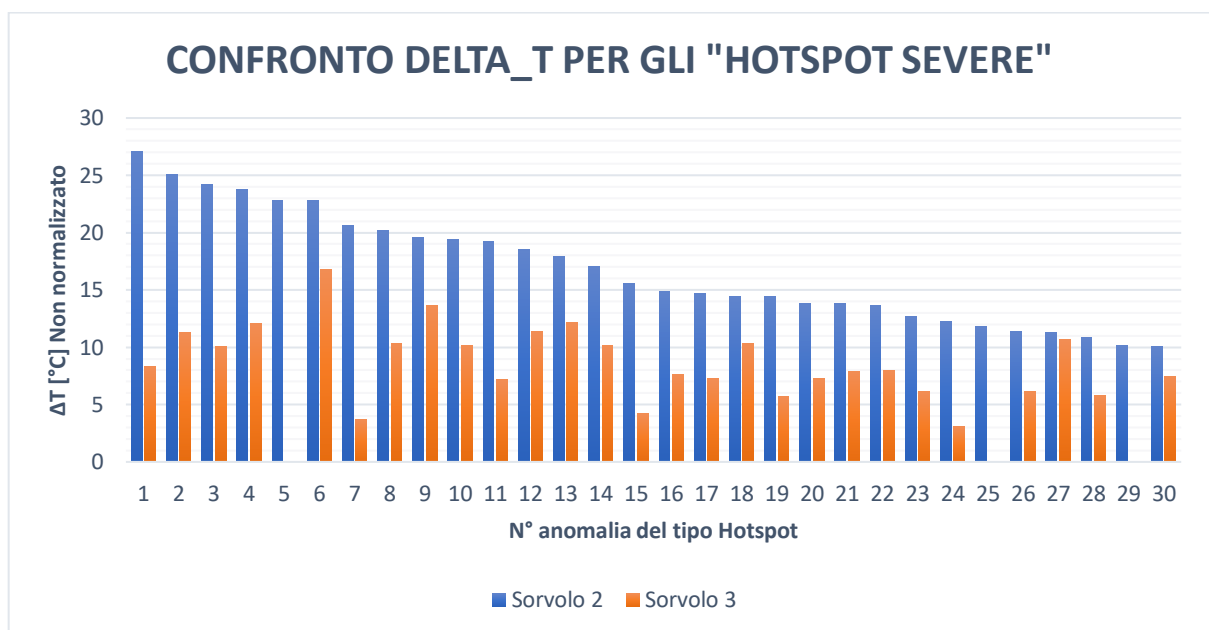


Grafico 19 Confronto delta_T per gli "Hotspot Severe" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4

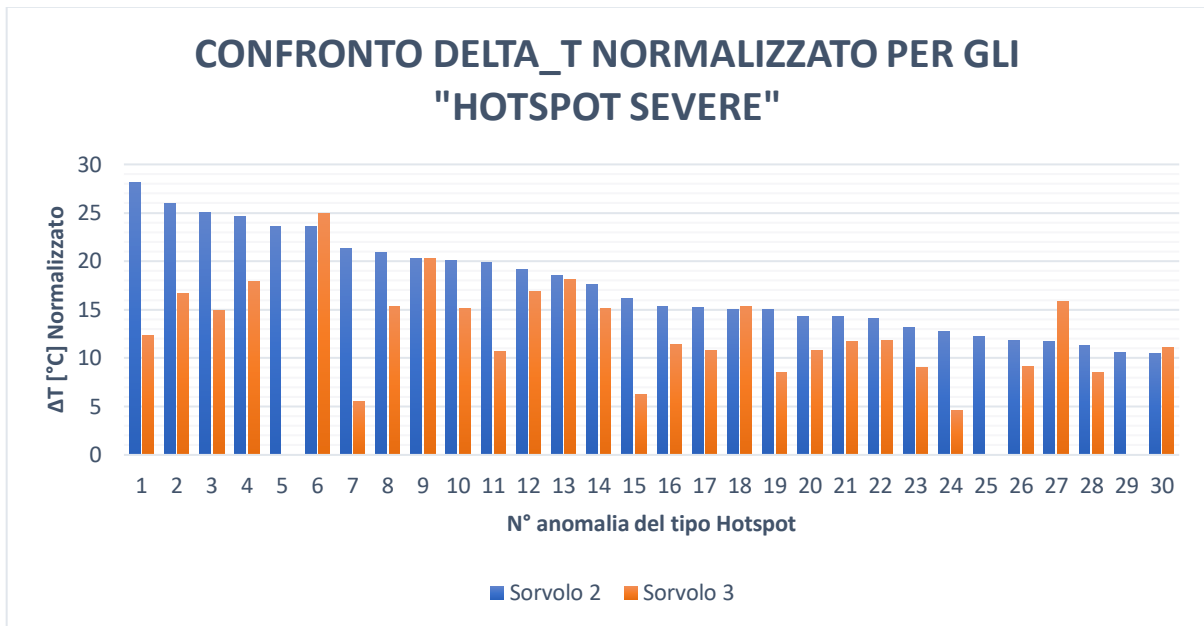


Grafico 20 Confronto delta_T normalizzato per gli "Hotspot Severe" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

HOTSPOT SEVERE	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
1	27,11	8,3	28,09472	12,32368
2	25,06	11,25	25,97026	16,70379
3	24,2	10,05	25,07902	14,92205
4	23,75	12,08	24,61267	17,93615
5	22,78	0	23,60744	0
6	22,76	16,81	23,58671	24,95917
7	20,62	3,71	21,36898	5,508537
8	20,19	10,3	20,92336	15,29324
9	19,58	13,63	20,29121	20,23756
10	19,39	10,17	20,09431	15,10022
11	19,2	7,16	19,8974	10,63103
12	18,51	11,36	19,18234	16,86711
13	17,9	12,17	18,55018	18,06978
14	17,03	10,19	17,64858	15,12992
15	15,56	4,21	16,12519	6,250928
16	14,84	7,65	15,37904	11,35857
17	14,68	7,24	15,21322	10,74981
18	14,47	10,29	14,9956	15,2784
19	14,45	5,71	14,97487	8,478099
20	13,8	7,25	14,30126	10,76466
21	13,78	7,9	14,28053	11,72977
22	13,64	7,98	14,13545	11,84855
23	12,69	6,1	13,15094	9,057164
24	12,27	3,09	12,71568	4,587973
25	11,78	0	12,20789	0
26	11,36	6,13	11,77263	9,101707
27	11,32	10,7	11,73118	15,88716
28	10,88	5,75	11,2752	8,537491
29	10,16	0	10,52904	0
30	10,07	7,47	10,43577	11,09131

Figura 28 Confronto delta_T per gli "Hotspot Severe", normalizzato e non, per la porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Studiando il **Grafico 19** e il **Grafico 20** è possibile individuare visivamente un complessivo avvicinamento dei valori di delta T normalizzati (dovendo confrontare unicamente due colonne, risulta ancora più chiaro), confermato dai dati numerici in **Figura 28**. Solamente l'Hotspot 27 pare riscontrare un allontanamento evidente delle differenze di temperatura analizzate a seguito della normalizzazione, con significativo aumento del valore letto nel terzo sorvolo.

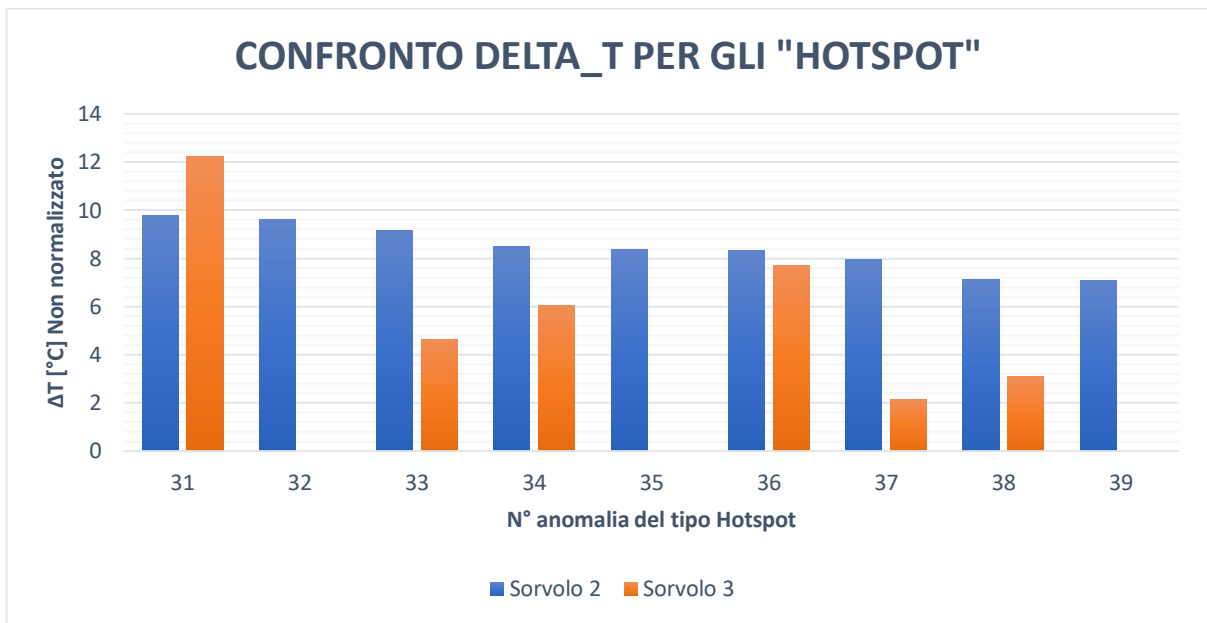


Grafico 21 Confronto delta_T per gli "Hotspot" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

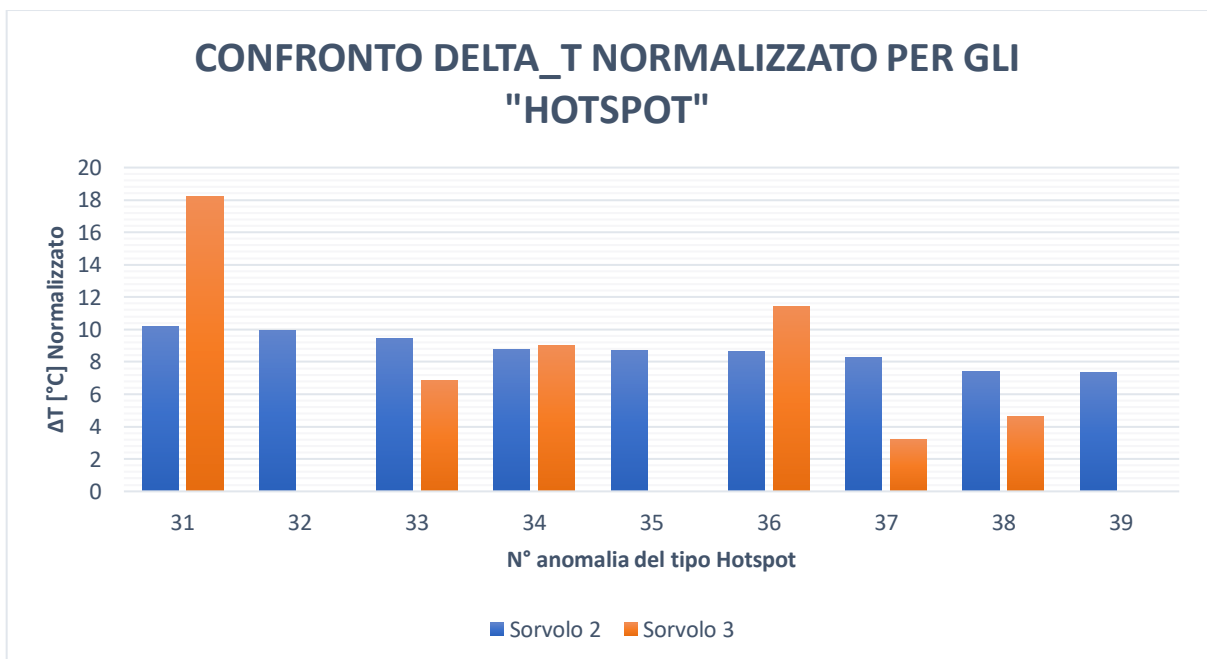


Grafico 22 Confronto delta_T normalizzato per gli "Hotspot" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

HOTSPOT	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
31	9,8	12,25	10,15597	18,18857
32	9,61	0	9,959065	0
33	9,14	4,63	9,471993	6,874536
34	8,48	6,06	8,78802	8,997773
35	8,37	0	8,674025	0
36	8,33	7,7	8,632572	11,43281
37	7,95	2,16	8,238769	3,207127
38	7,14	3,1	7,399347	4,602821
39	7,09	0	7,347531	0

Figura 29 Confronto ΔT per gli "Hotspot", normalizzato e non, per la porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Dal **Grafico 21** al **Grafico 22** si nota per gli Hotspot 33, 34, 37 e 38 una maggiore somiglianza nelle differenze di temperatura normalizzate, e maggiore diversità invece per gli Hotspot 31 e 36. Questo viene confermato dai valori in **Figura 29**.

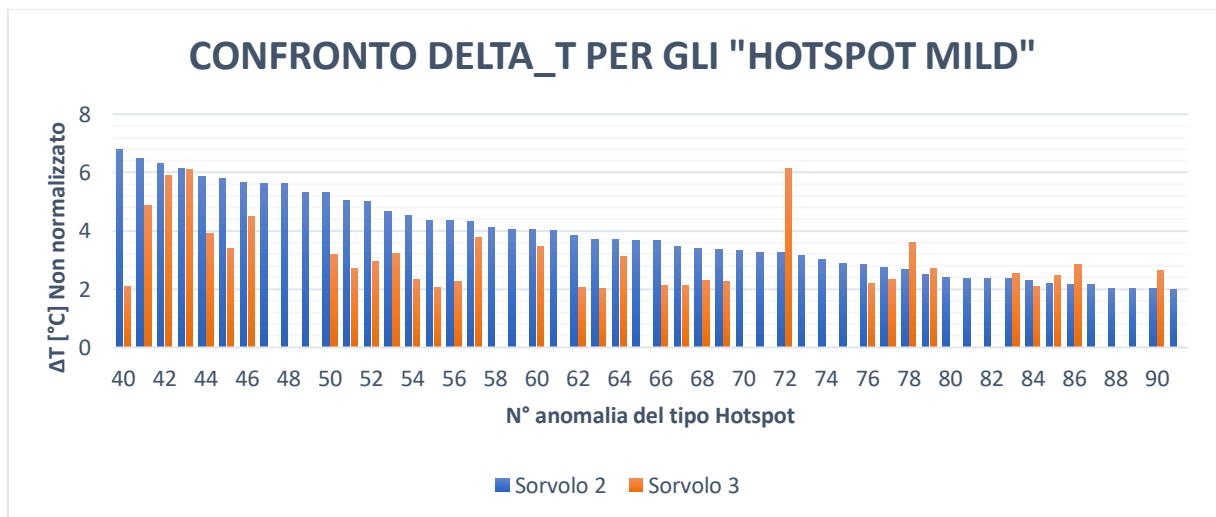


Grafico 23 Confronto ΔT per gli "Hotspot Mild" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

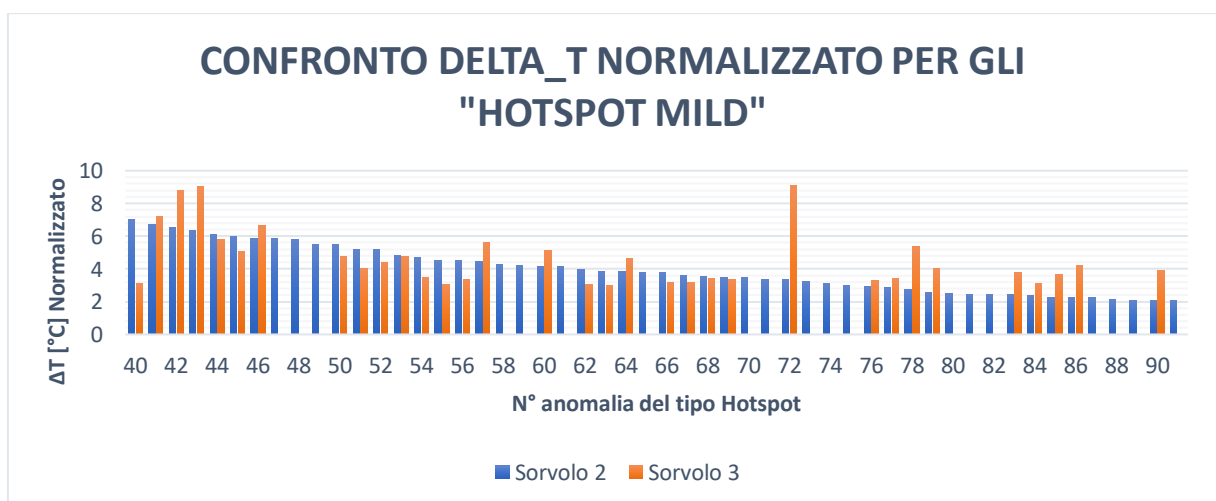


Grafico 24 Confronto ΔT normalizzato per gli "Hotspot Mild" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

HOTSPOT MILD	ΔT_{serv2}	ΔT_{serv3}	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
40	6,79	2,09	7,036634	3,103192
41	6,49	4,86	6,725737	7,216036
42	6,31	5,91	6,539199	8,775056
43	6,14	6,09	6,363024	9,042316
44	5,88	3,91	6,093558	5,805494
45	5,8	3,41	6,010674	5,063103
46	5,66	4,48	5,865589	6,651819
47	5,63	0	5,834499	0
48	5,61	0	5,813773	0
49	5,3	0	5,492513	0
50	5,3	3,19	5,492513	4,736451
51	5,03	2,7	5,212705	4,008909
52	5	2,96	5,181616	4,394952
53	4,68	3,21	4,849992	4,766147
54	4,53	2,33	4,694544	3,45954
55	4,36	2,07	4,518369	3,073497
56	4,34	2,26	4,497642	3,355605
57	4,31	3,78	4,466553	5,612472
58	4,13	0	4,280015	0
59	4,05	0	4,197109	0
60	4,03	3,46	4,176382	5,137342
61	4	0	4,145293	0
62	3,84	2,07	3,979481	3,073497
63	3,69	2,02	3,824032	2,999258
64	3,69	3,11	3,824032	4,617669
65	3,67	0	3,803306	0
66	3,66	2,14	3,792943	3,177431
67	3,46	2,13	3,585678	3,162584
68	3,41	2,29	3,533862	3,400148
69	3,36	2,27	3,482046	3,370453
70	3,33	0	3,450956	0
71	3,26	0	3,378413	0
72	3,25	6,14	3,36805	9,116555
73	3,14	0	3,254055	0
74	3,02	0	3,129696	0
75	2,89	0	2,994974	0
76	2,83	2,21	2,932794	3,281366
77	2,74	2,32	2,839525	3,444692
78	2,66	3,61	2,75662	5,360059
79	2,5	2,7	2,590808	4,008909
80	2,39	0	2,476812	0
81	2,38	0	2,466449	0
82	2,38	0	2,466449	0
83	2,37	2,53	2,456086	3,756496
84	2,31	2,09	2,393906	3,103192
85	2,18	2,48	2,259184	3,682257
86	2,17	2,85	2,248821	4,231626
87	2,15	0	2,228095	0
88	2,03	0	2,103736	0
89	2,02	0	2,093373	0
90	2,01	2,64	2,083009	3,919822
91	2	0	2,072646	0

Figura 30 Confronto delta T per gli "Hotspot Mild", normalizzato e non, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Sebbene il numero di “**Hotspot Mild**” risulti essere molto elevato, e dunque graficamente possano risultare più fitti il **Grafico 23** e il **Grafico 24**, la tendenza prevalente delle anomalie prevede sostanzialmente che venga aumentata la prossimità tra i valori di delta T molto differenti nelle valutazioni pre-normalizzazione, e di “distanziare”, o aumentare la diversità dei valori riscontrati come molto simili in fase pre-normalizzazione. Quanto graficato può essere riscontrato numericamente in **Figura 30**.

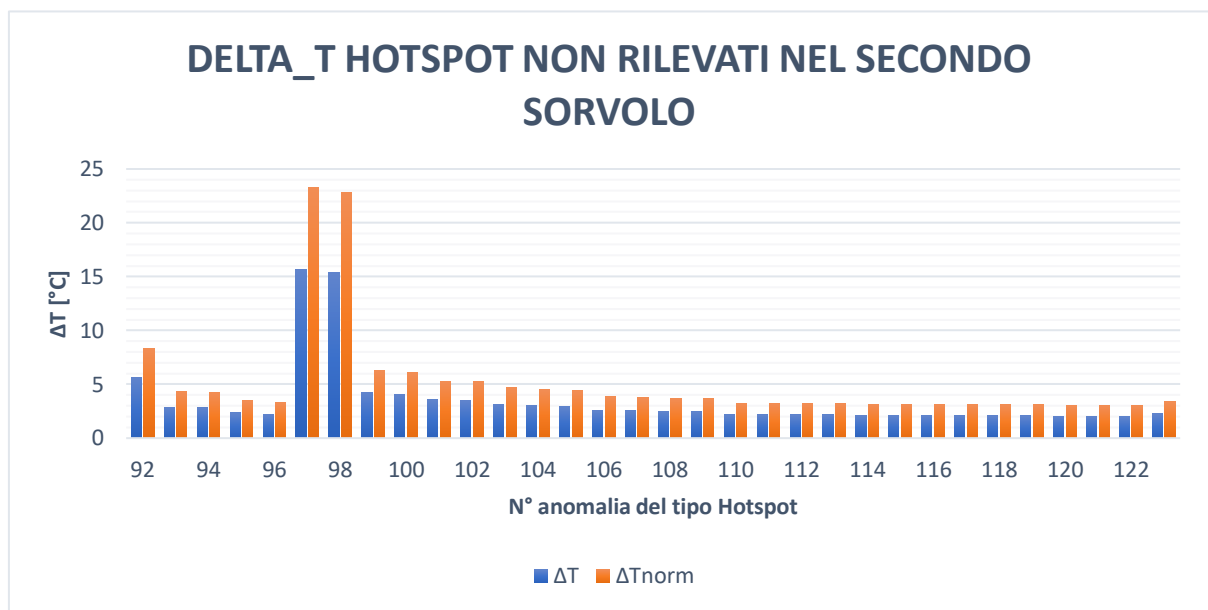


Grafico 25 Delta_T normalizzato e non, per gli Hotspot rilevati solamente nel terzo sorvolo, nella porzione di impianto relativa all’inverter 4.

HOTSPOT	ΔTsorv2	ΔTsorv3	ΔT2norm	ΔT3norm
92	0	5,63	0	8,359317
93	0	2,89	0	4,291017
94	0	2,83	0	4,20193
95	0	2,34	0	3,474388
96	0	2,23	0	3,311062
97	0	15,71	0	23,32591
98	0	15,36	0	22,80624
99	0	4,25	0	6,310319
100	0	4,09	0	6,072754
101	0	3,57	0	5,300668
102	0	3,53	0	5,241277
103	0	3,16	0	4,691908
104	0	3,03	0	4,498886
105	0	2,95	0	4,380104
106	0	2,6	0	3,860431
107	0	2,53	0	3,756496
108	0	2,51	0	3,7268
109	0	2,45	0	3,637713
110	0	2,18	0	3,236823
111	0	2,17	0	3,221975
112	0	2,17	0	3,221975
113	0	2,16	0	3,207127
114	0	2,13	0	3,162584
115	0	2,13	0	3,162584
116	0	2,11	0	3,132888
117	0	2,1	0	3,11804
118	0	2,09	0	3,103192
119	0	2,08	0	3,088344
120	0	2,04	0	3,028953
121	0	2,03	0	3,014105
122	0	2,03	0	3,014105
123	0	2,29	0	3,400148

Figura 31 Delta_T normalizzato e non, per gli Hotspot rilevati solamente nel terzo sorvolo, nella porzione di impianto relativa all’inverter 4.

Nel **Grafico 25** e nella **Figura 31** si esaminano quegli Hotspot rilevati unicamente nel terzo sorvolo e si osserva semplicemente come si modifichi il valore della differenza di temperatura a seguito della normalizzazione.

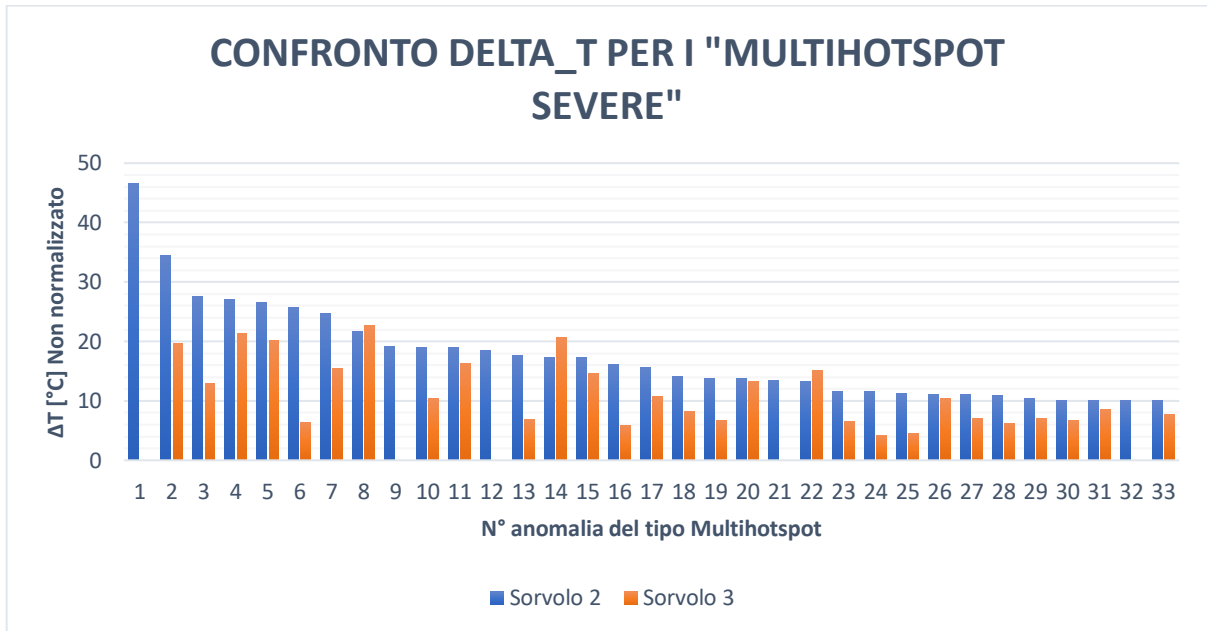


Grafico 26 Confronto delta_T per i "Multihotspot Severe" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

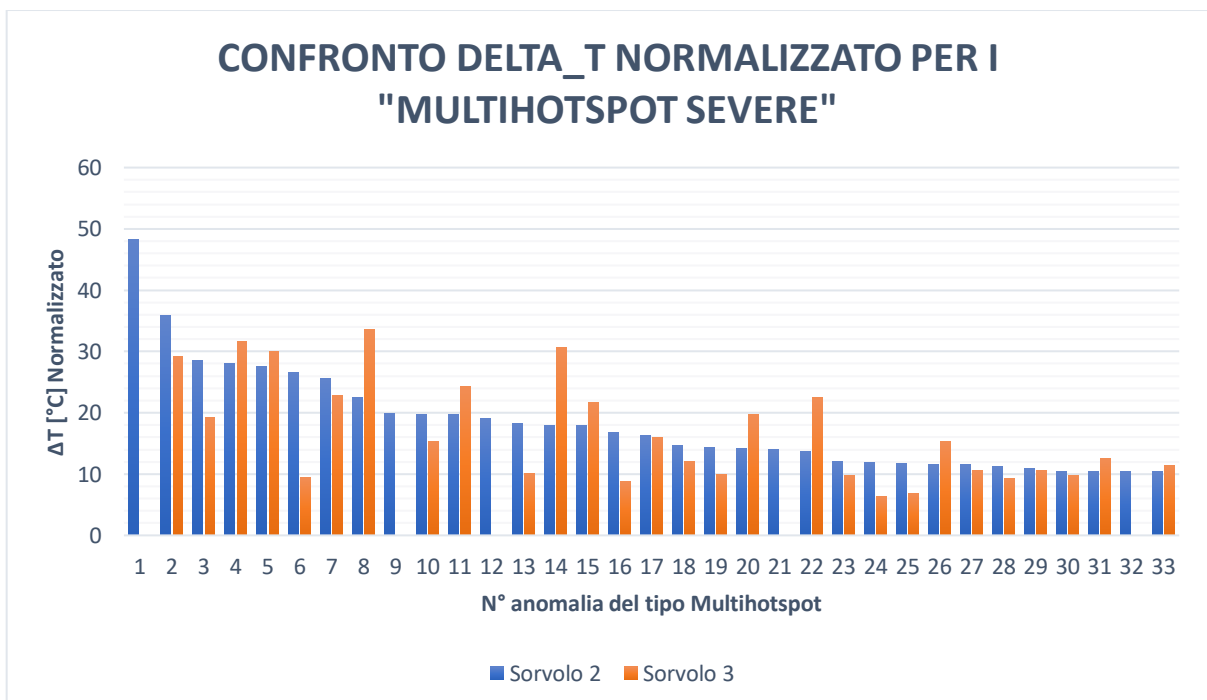


Grafico 27 Confronto delta_T normalizzato per i "Multihotspot Severe" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

MULTIHOTSPOT SEV	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
1	46,61	0	48,30302	0
2	34,54	19,64	35,7946	29,1611
3	27,52	12,95	28,51961	19,22791
4	27,03	21,27	28,01181	31,58129
5	26,59	20,21	27,55583	30,00742
6	25,71	6,36	26,64387	9,443207
7	24,71	15,39	25,60754	22,85078
8	21,72	22,65	22,50894	33,63029
9	19,19	0	19,88704	0
10	19,06	10,34	19,75232	15,35264
11	18,99	16,31	19,67978	24,21678
12	18,45	0	19,12016	0
13	17,64	6,79	18,28074	10,08166
14	17,34	20,61	17,96984	30,60134
15	17,3	14,63	17,92839	21,72235
16	16,2	5,91	16,78843	8,775056
17	15,65	10,73	16,21846	15,9317
18	14,15	8,15	14,66397	12,10097
19	13,78	6,66	14,28053	9,888641
20	13,75	13,31	14,24944	19,76244
21	13,49	0	13,98	0
22	13,23	15,11	13,71055	22,43504
23	11,61	6,56	12,03171	9,740163
24	11,55	4,25	11,96953	6,310319
25	11,29	4,58	11,70009	6,800297
26	11,11	10,35	11,51355	15,36748
27	11,11	7,11	11,51355	10,55679
28	10,83	6,27	11,22338	9,309577
29	10,48	7,09	10,86067	10,5271
30	10,12	6,62	10,48759	9,82925
31	10,11	8,49	10,47723	12,60579
32	10,1	0	10,46686	0
33	10,09	7,65	10,4565	11,35857

Figura 32 Confronto delta_T per i "Multihotspot Severe", normalizzato e non, per la porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Confrontando il **Grafico 26** e il **Grafico 27** e prendendo in considerazione quanto rappresentato in **Figura 32**, è possibile osservare come per numerosi casi, differenze di temperatura apparentemente più severe nel secondo sorvolo, risultino in realtà peggiori nel terzo, una volta valutati i valori significativi e dunque normalizzati, ciò potrebbe essere a causa dell'invecchiamento o per via di accumuli di sporcizia verificatisi nel mese di tempo passato tra le due ispezioni.

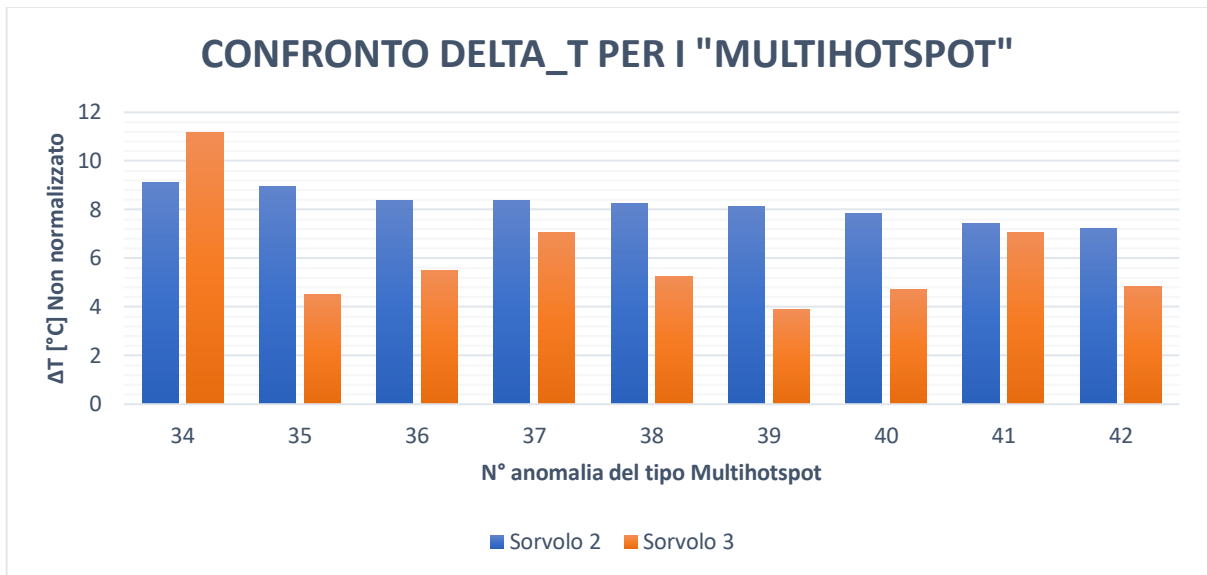


Grafico 28 Confronto delta_T per i "Multihotspot" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

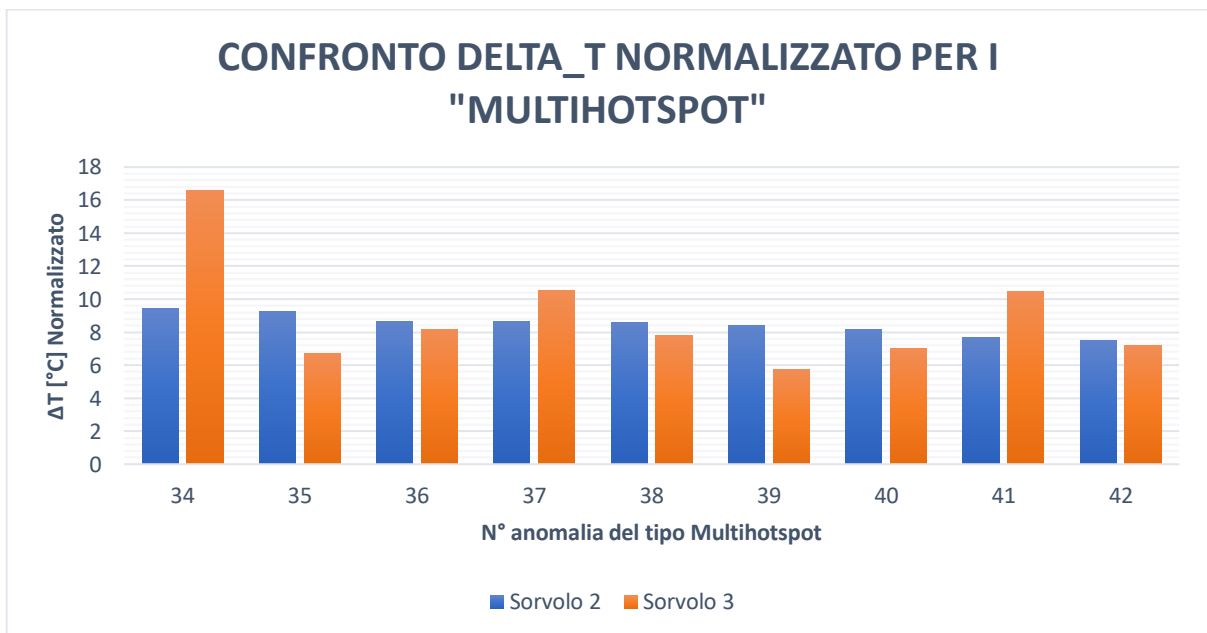


Grafico 29 Confronto delta_T normalizzato per i "Multihotspot" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

MULTIHOTSPOT	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
34	9,11	11,17	9,440904	16,585
35	8,95	4,52	9,275092	6,71121
36	8,37	5,51	8,674025	8,181143
37	8,36	7,07	8,663661	10,4974
38	8,27	5,26	8,570392	7,809948
39	8,13	3,88	8,425307	5,76095
40	7,85	4,72	8,135137	7,008166
41	7,42	7,05	7,689518	10,46771
42	7,22	4,85	7,482253	7,201188

Figura 33 Confronto delta_T per i "Multihotspot", normalizzato e non, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Come si nota a seguito dell'analisi del **Grafico 28** e del **Grafico 29**, ma anche riassuntivamente in **Figura 33**, laddove si hanno anomalie caratterizzate da valori prossimi previa normalizzazione, la crescita del valore relativo al terzo sorvolo normalizzato è significativamente superiore a quella del valore relativo al secondo. Anche in questo caso, per la maggior parte delle anomalie comporta una maggiore somiglianza dei valori registrati, e dunque permette di affermare che tra il 29/07/2022 e il 23/08/2022, le anomalie presenti non si siano modificate in maniera significativa, a meno del Multihotspot numero 34 che, facendo riferimento ai valori normalizzati, è peggiorato passando da **"Multihotspot"** a **"Multihotspot Severe"**.

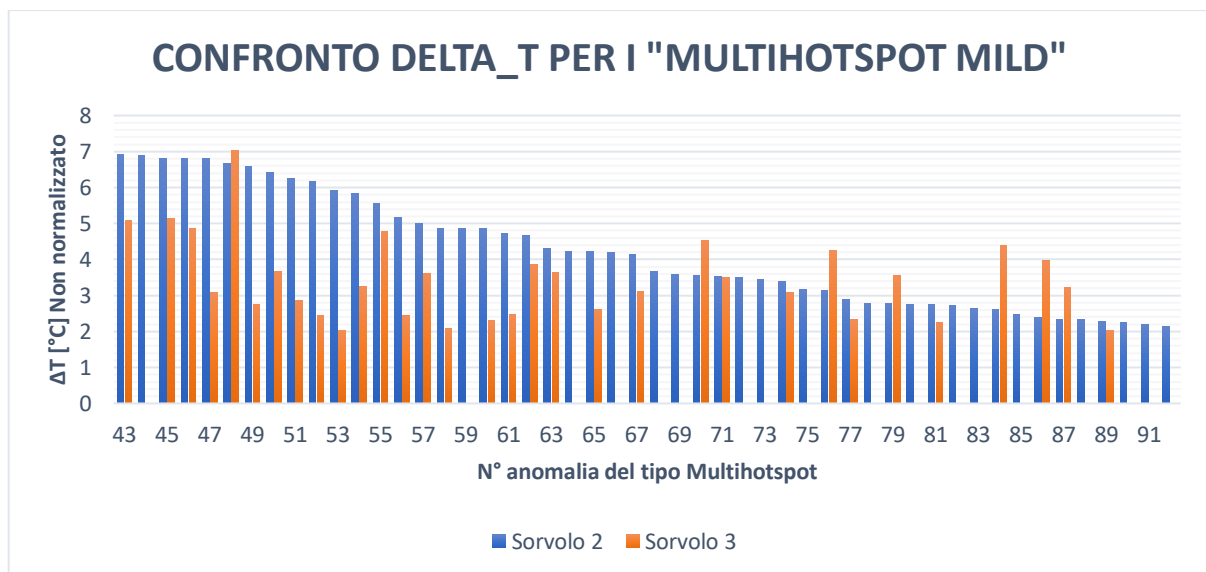


Grafico 30 Confronto delta_T per i **"Multihotspot Mild"** nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

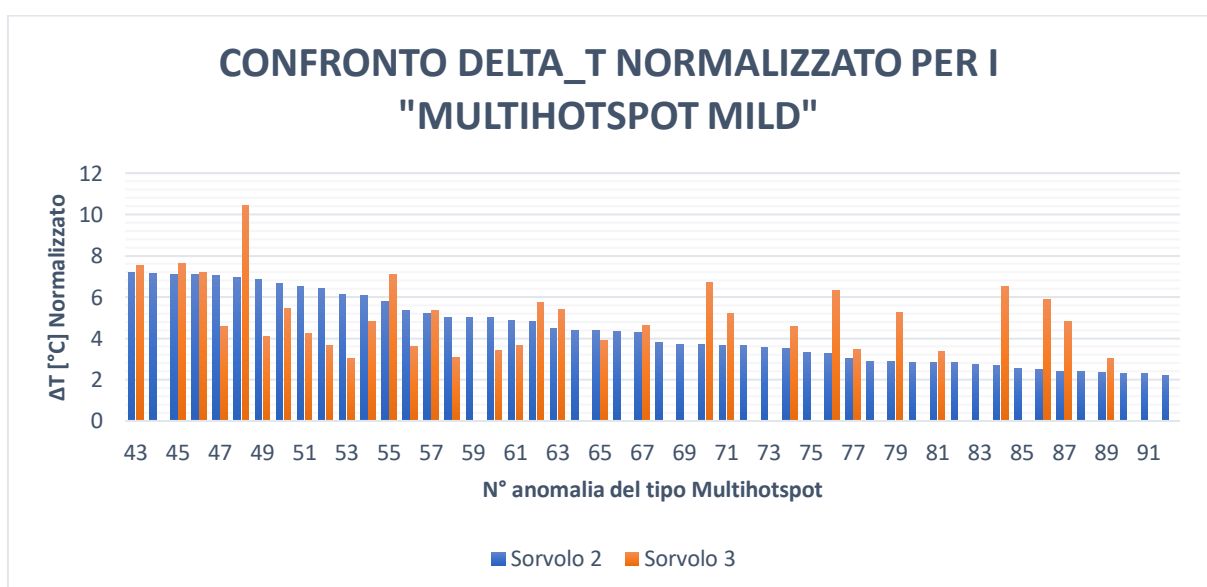


Grafico 31 Confronto delta_T normalizzato per i **"Multihotspot Mild"** nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

MULTIHOTSPOT MIL	ΔT_{serv2}	ΔT_{serv3}	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
43	6,93	5,08	7,181719	7,542687
44	6,9	0	7,15063	0
45	6,82	5,14	7,067724	7,631774
46	6,82	4,85	7,067724	7,201188
47	6,8	3,07	7,046997	4,558278
48	6,68	7,02	6,922638	10,42316
49	6,59	2,74	6,829369	4,0683
50	6,42	3,66	6,653194	5,434298
51	6,26	2,86	6,487383	4,246474
52	6,17	2,45	6,394114	3,637713
53	5,93	2,04	6,145396	3,028953
54	5,84	3,24	6,052127	4,81069
55	5,57	4,79	5,77232	7,112101
56	5,18	2,44	5,368154	3,622866
57	5,01	3,61	5,191979	5,360059
58	4,85	2,07	5,026167	3,073497
59	4,85	0	5,026167	0
60	4,85	2,3	5,026167	3,414996
61	4,71	2,47	4,881082	3,667409
62	4,66	3,86	4,829266	5,731255
63	4,31	3,65	4,466553	5,419451
64	4,23	0	4,383647	0
65	4,21	2,62	4,36292	3,890126
66	4,19	0	4,342194	0
67	4,14	3,11	4,290378	4,617669
68	3,66	0	3,792943	0
69	3,58	0	3,710037	0
70	3,55	4,53	3,678947	6,726058
71	3,52	3,5	3,647857	5,196733
72	3,51	0	3,637494	0
73	3,44	0	3,564952	0
74	3,39	3,08	3,513135	4,573125
75	3,18	0	3,295508	0
76	3,13	4,25	3,243691	6,310319
77	2,9	2,32	3,005337	3,444692
78	2,78	0	2,880978	0
79	2,77	3,55	2,870615	5,270973
80	2,75	0	2,849889	0
81	2,74	2,26	2,839525	3,355605
82	2,73	0	2,829162	0
83	2,64	0	2,735893	0
84	2,61	4,38	2,704803	6,503341
85	2,47	0	2,559718	0
86	2,39	3,96	2,476812	5,879733
87	2,33	3,23	2,414633	4,795843
88	2,33	0	2,414633	0
89	2,27	2,03	2,352453	3,014105
90	2,24	0	2,321364	0
91	2,2	0	2,279911	0
92	2,13	0	2,207368	0

Figura 34 Confronto delta_T per i "Multihotspot Mild", normalizzato e non, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Dal paragone tra il **Grafico 30** e il **Grafico 31**, nonché dall'analisi della **Figura 34** risulta che, sebbene dal grafico iniziale la maggior parte delle anomalie apparisse come di maggiore entità nella seconda ispezione, una volta effettuata la normalizzazione effettivamente il delta T maggiore viene sperimentato nel terzo sorvolo, coerentemente con quanto precedentemente esaminato a riguardo di invecchiamento ed eventuale accumulo di sporcizia.

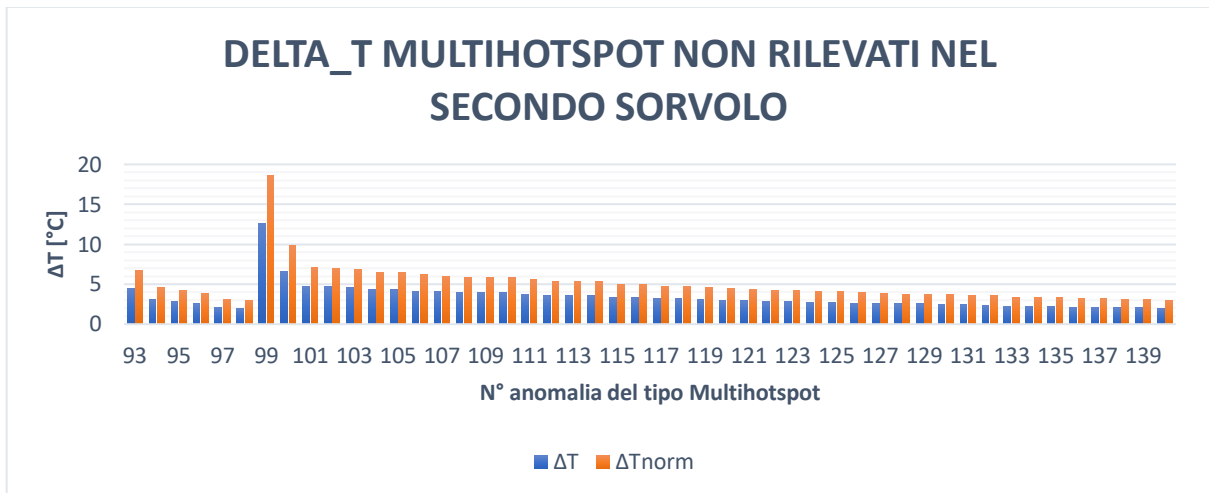


Grafico 32 Delta_T normalizzato e non, per i Multihotspot rilevati solamente nel terzo sorvolo, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

MULTIHOTSPOT	ΔT_{solv2}	ΔT_{solv3}	ΔT_{2norm}	ΔT_{3norm}
93	0	4,51	0	6,696362
94	0	3,09	0	4,587973
95	0	2,88	0	4,276169
96	0	2,56	0	3,801039
97	0	2,12	0	3,147736
98	0	2,02	0	2,999258
99	0	12,56	0	18,64885
100	0	6,65	0	9,873794
101	0	4,78	0	7,097253
102	0	4,72	0	7,008166
103	0	4,58	0	6,800297
104	0	4,39	0	6,518189
105	0	4,32	0	6,414254
106	0	4,15	0	6,161841
107	0	4,06	0	6,028211
108	0	3,93	0	5,835189
109	0	3,93	0	5,835189
110	0	3,92	0	5,820341
111	0	3,76	0	5,582777
112	0	3,6	0	5,345212
113	0	3,59	0	5,330364
114	0	3,58	0	5,315516
115	0	3,33	0	4,944321
116	0	3,31	0	4,914625
117	0	3,22	0	4,780995
118	0	3,21	0	4,766147
119	0	3,12	0	4,632517
120	0	2,97	0	4,4098
121	0	2,96	0	4,394952
122	0	2,88	0	4,276169
123	0	2,86	0	4,246474
124	0	2,76	0	4,097996
125	0	2,74	0	4,0683
126	0	2,65	0	3,93467
127	0	2,55	0	3,786192
128	0	2,54	0	3,771344
129	0	2,53	0	3,756496
130	0	2,49	0	3,697105
131	0	2,44	0	3,622866
132	0	2,4	0	3,563474
133	0	2,27	0	3,370453
134	0	2,24	0	3,325909
135	0	2,23	0	3,311062
136	0	2,13	0	3,162584
137	0	2,13	0	3,162584
138	0	2,06	0	3,058649
139	0	2,06	0	3,058649
140	0	2,01	0	2,98441

Figura 35 Delta_T normalizzato e non, per i Multihotspot rilevati solamente nel terzo sorvolo, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Nel **Grafico 32** e successivamente in **Figura 35**, si osservano le anomalie di tipo Multihotspot, di qualunque entità, riscontrate unicamente nel terzo ed ultimo sorvolo e dunque per così dire "nuove". Nessuna di queste risulta essere di entità superiore al *Mild*, anche una volta normalizzata, queste rilevazioni potrebbero essere legate alle usuali incertezze sperimentali e alle cause precedentemente affrontate.

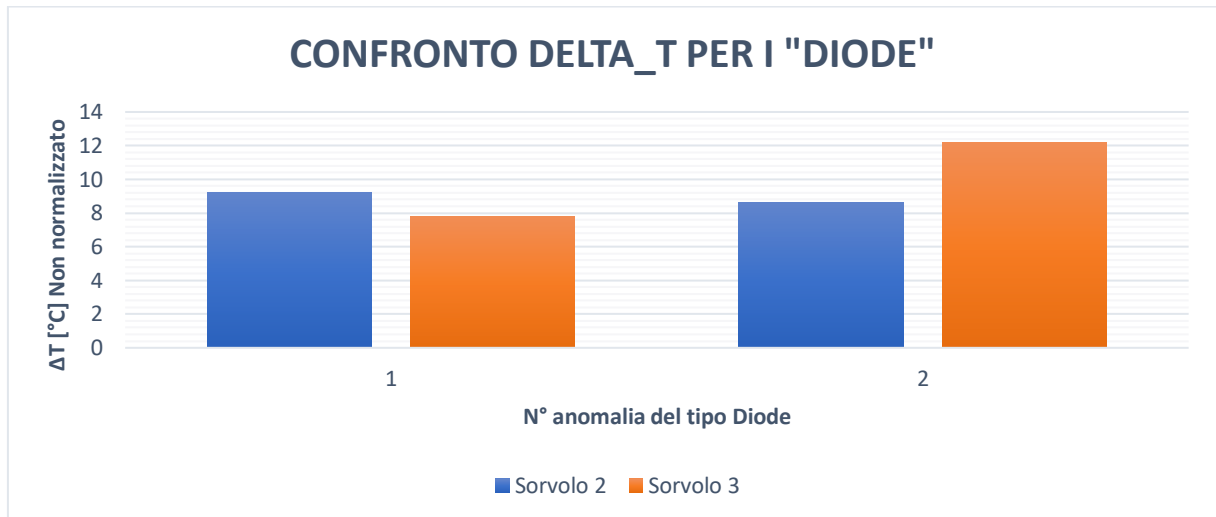


Grafico 33 Confronto delta_T per i "Diode" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

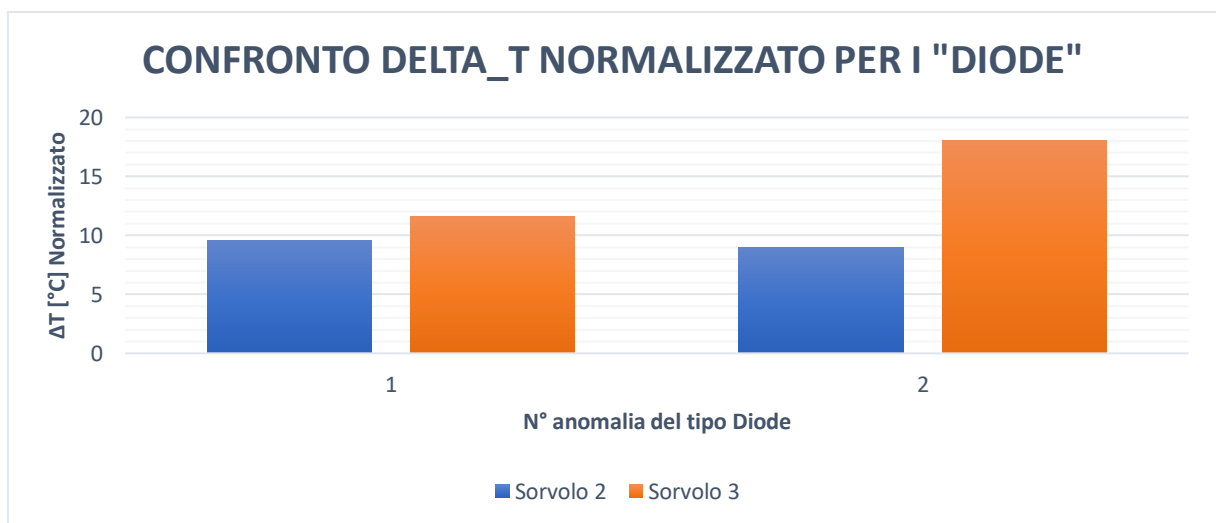


Grafico 34 Confronto delta_T normalizzato per i "Diode" nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

DIODE	ΔT_{sorv2}	ΔT_{sorv3}	$\Delta T_{2\text{norm}}$	$\Delta T_{3\text{norm}}$
1	9,21	7,81	9,544536	11,59614
2	8,62	12,18	8,933105	18,08463

Figura 36 Confronto delta_T per i "Diode", normalizzato e non, nella porzione di impianto relativa all'inverter 4.

Infine, nel **Grafico 33**, nel **Grafico 34** e nella **Figura 36** si verifica, nel caso del **Diode** numero 1, una maggiore somiglianza per i delta T normalizzati rispetto a quelli estratti direttamente da QGIS, e viceversa invece per il numero 2. Ciò che risulta in entrambi casi è un peggioramento dell'anomalia, con il passaggio dalla tipologia "**Diode**" alla tipologia "**Diode Severe**".

In conclusione, tornando a fare riferimento alla porzione di impianto comune ai tre sorvoli, è possibile analizzare quali anomalie sono state riscontrate in tutte le ispezioni, quali in due soltanto, e quali in una. È lampante la necessità di effettuare più sorvoli, per poter garantire con una ragionevole sicurezza l'effettiva presenza di un'anomalia termica, non dovuta ad eventuali errori nell'estrapolazione dei dati.

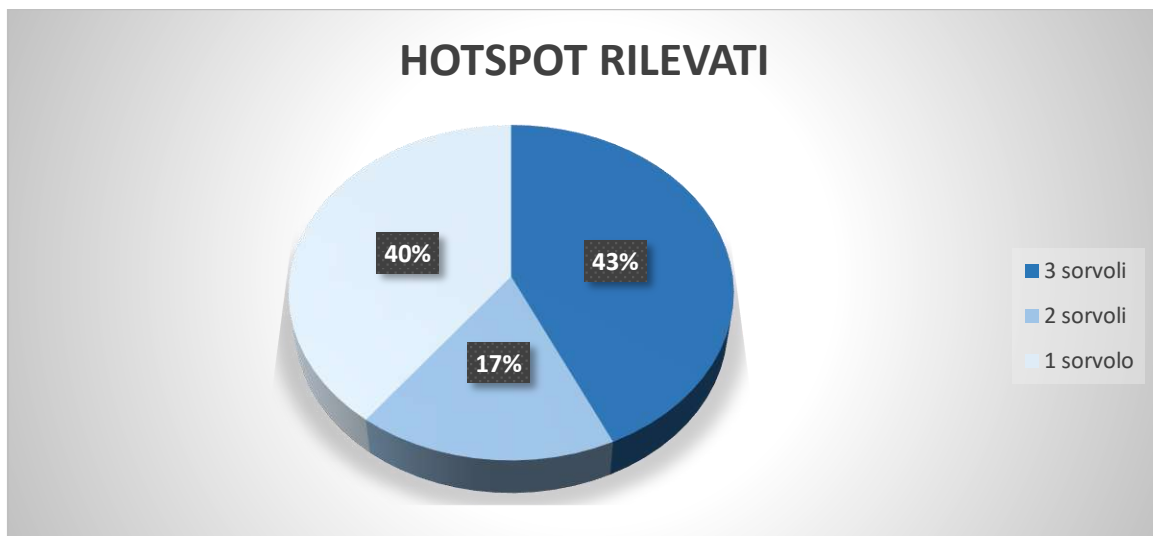


Grafico 35 Hotspot rilevati

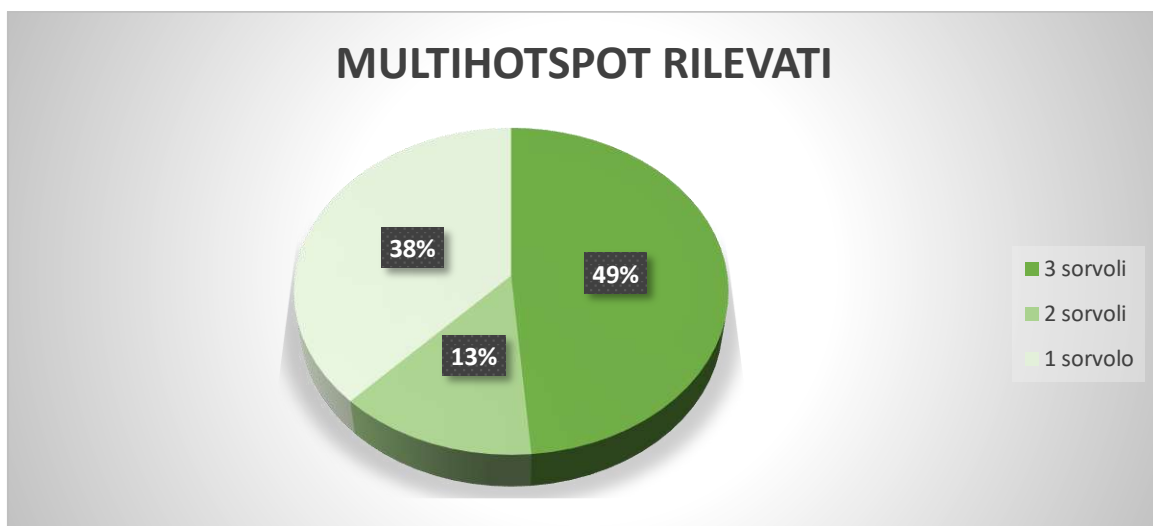


Grafico 36 Multihotspot rilevati

I tre sorvoli, effettuati in condizioni climatiche e stagionali estremamente differenti, hanno individuato una quantità di difetti termici sul totale compresa tra il 40% e il 50% come

Lucia Barbagelata

evidenziato nel **Grafico 35** e nel **Grafico 36**, laddove si interpretino come tali, unicamente quelli rilevati in tutte e tre le ispezioni. Escludendo da questi, grazie ad un'ispezione visiva, quelli in realtà dovuti alla presenza di sporcizia e depositi di vario tipo, rimarranno solamente quei difetti su cui sarà opportuno che il gestore dell'impianto concentri la propria attenzione, affinché si evitino significativi cali prestazionali dell'impianto.

Per quanto riguarda invece i difetti riscontrati su due dei tre sorvoli totali, o in uno soltanto, andrà fatto uno studio osservazionale per vederne l'evoluzione futura e poterne interpretare opportunamente la natura e gravità.

CONCLUSIONI

L'obiettivo della presente ricerca era studiare come, attraverso le più moderne ed efficienti modalità di diagnostica per le centrali fotovoltaiche, sfruttando appunto il drone autonomo su un impianto realmente esistente, si modificano le condizioni delle anomalie dell'impianto in un confronto multitemporale; il progetto di nome MIDA è stato realizzato grazie al sistema di monitoraggio e controllo di Wesii in sinergia con Acea, società proprietaria dell'impianto stesso. È stato possibile condurre un numero di sorvoli superiore a quanto tipico per un impianto fotovoltaico, ovvero tre sorvoli nel giro di sette mesi, questo ha permesso uno studio dell'evoluzione dello stato dei pannelli, e delle modalità di funzionamento del parco fotovoltaico. A questo scopo sono state analizzate le immagini termiche rese disponibili dal sistema di Wesii (ortomosaico), sfruttando il software QGIS e analizzando tutte le anomalie presenti in ciascuno dei tre sorvoli, è stato possibile studiare i parametri di interesse e confrontarli.

Un sistema di questo tipo implementato su un numero superiore di impianti fotovoltaici, potrebbe rendere possibile una maggiore efficienza complessiva di questi, ed una maggiore affidabilità di produzione dell'energia richiesta, con una rilevazione e correzione dei possibili guasti più rapida. È fondamentale tener presente l'importanza di avere un operatore esperto, in grado di analizzare i dati ed interpretarli opportunamente. Affinché questo sia possibile, la presenza di immagini relative a più ispezioni è indispensabile, in quanto permette di distinguere le anomalie termiche che affliggono l'impianto nella realtà, da errori di rilevazione legati a riflessioni, condizioni climatiche non ideali o ancora presenza di sporcizia.

È importante tenere presente che sebbene questa ricerca comprenda un numero di sorvoli non particolarmente elevato, monitorando lo stesso impianto per periodi più prolungati, con una frequenza di acquisizione uguale, se non superiore, e analizzando di conseguenza le informazioni estrapolate, si potrebbero trarre conclusioni particolarmente interessanti: laddove si riuscisse a riconoscere un trend evolutivo dell'anomalia nel tempo, ovvero con che modalità queste tendessero a modificarsi, si potrebbe definire in maniera empirica, un'analisi predittiva del comportamento delle anomalie presenti nell'impianto, e definire di conseguenza con quale frequenza sarebbe raccomandabile effettuare la manutenzione degli impianti, affinché la loro produzione rimanesse sempre soddisfacente.

Una raccomandazione per ulteriori ricerche future potrebbe essere quella di realizzare uno studio di questo tipo, approfondendo ad esempio solamente una delle diverse tipologie di anomalia, e studiandone l'evoluzione in un ciclo annuale, con cadenza dei sorvoli ad esempio mensile; questo permetterebbe di valutare la risposta della singola anomalia alle diverse condizioni al contorno (irraggiamento, temperatura, velocità del vento e umidità) e di compiere un'ipotesi a riguardo delle modalità di evoluzione anche in base alla stagionalità, individuando se esistesse un mese o una stagione in cui tendono ad aumentare o peggiorare i difetti presenti.

RINGRAZIAMENTI

Questo spazio lo dedico a tutte le persone che in questi anni mi hanno motivato, spronato e supportato, permettendomi di arrivare al termine di questo percorso con il desiderio di continuare a mettermi alla prova e di dare sempre il meglio.

Innanzitutto vorrei ringraziare il mio relatore, il professore Giovanni Tanda che con pazienza e partecipazione mi ha guidato passo passo nella stesura di questo elaborato. Ringrazio il co-relatore Mauro Migliazzi, nonché tutto il team di Wesii, ed in particolare Pietro Salvagno, per la continua disponibilità, per l'avermi mostrato cosa significa lavorare con dedizione e per avermi dato fiducia nella realizzazione di questa ricerca.

Un grazie alla mia famiglia, fonte di continua ispirazione e sostegno, per insegnarmi ogni giorno come sia possibile raggiungere i propri obiettivi con il duro lavoro. A mio padre che mi ha detto "Fai cose che ti piacciono perché ci sarà molto da lavorare", e a mia mamma senza il cui costante sostegno non sarei riuscita a mantenere sempre la determinazione. Ai miei fratelli che mi guidano costantemente, e mi sanno consigliare saggiamente dando risposte a tutti i miei dubbi, per i momenti di leggerezza che mi fanno vivere e che mi hanno permesso di affrontare questo percorso con maggiore serenità. Grazie a mia sorella Cecilia, che mi ha accompagnato con il suo costante supporto durante questi anni, per essere l'esempio di cui ho bisogno.

Ai miei compagni di avventura, Lorenzo e Chiara, che hanno condiviso con me i momenti più gioiosi ma anche i più impegnativi facendomi forza e incoraggiandomi costantemente.

Grazie alle mie più care amiche, che mi ricordano di vivere la vita con maggiore spensieratezza e che restano sempre al mio fianco.

BIBLIOGRAFIA

- [1] "Infrared termography-based condition monitoring of solar photovoltaic systems: A mini review of recent advances", *Solar Energy*, 2021, 223, 33-43. A.W. Kandeal, M.R. Elkadeem, Amrit Kumar Thakur, Gamal B. Abdelaziz, Ravishankar Sathyamurthy, A.E. Kabeel, Nuo Yang, Swellam W. Sharshir.
- [2] "Advances in pulsed phase thermography", *Infrared Phys. Technol.*, 2002, 43 (3-5), 175-181. Maldague, X., Galmiche, F, Ziadi, A.
- [3] "Detection and characterisation of delamination in PV modules by active infrared thermography", *Nondestruct. Test. Evaluat.*, 2016, 31 (1), 1-16. Sinha, A., Sastry, O.S., Gupta, Rajesh.
- [4] "Lock-in thermography based local solar cell analysis for high efficiency monocrystalline hetero junction type solar cells", *Solar Energy Mater. Sol. Cells*, 193, 157-162. Breitenstein, O., Sontag, D.
- [5] "Amplitude-modulated lock-in vibrothermography for NDE of polymers and composites", *Res. Nondestr. Eval.*, 1996, 7 (4), 215-228. Rantala, J., Wu, D., Busse, G.
- [6] "Infrared thermography as a nondestructive tool for materials characterisation and assessment", *Proc.SPIE*, 2011. Avdelesis, N.P., Gan, T.H., Ibarra-Castanedo, C., Maldague, X.P.V.
- [7] "Issues associated with the use of infrared thermography for experimental testing of insulated systems", *Lawrence Berkley Lab., CA (United States)*, 1995. Griffith, B., Beck, F., Arasteh, D., Türler, D.
- [8] "Factors affecting the accuracy of thermal imaging cameras in volcanology", *J.Geophys. Res. Solid Earth*, 2006, 111 (B11), n/a-n/a. Ball, M., Pinkerton, H.
- [9] "Optimization of pulsed thermography inspection by partial least-squares regression", *NDT and E Int.*, 2013, 66, 128-138. Lopez, Fernando, Ibarra-Castanedo, Clemente, de Paulo Nicolau, Vicente, Maldague, X., Xavier.
- [10] "Shunts due to laser scribing of solar cells evaluated by highly sensitive lock-in thermography", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 2001, 65 (1-4), 55-62. Breitenstein, O., Langenkamp, M., Lang, O., Schirmacher, A.
- [11] "Spatially resolved evaluation of power losses in industrial solar cells by illuminated lock-in thermography", *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2004, 12 (5), 339-353. Isenberg, J., Warta, W.
- [12] "Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in crystalline silicon wafers", *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, 2006, IEEE pp.920-923. Ostapenko, S., Dallas, W., Hess, D., Polupan, O., Wohlgemuth, J.
- [13] "Aerial solar thermography and condition monitoring of photovoltaic systems", *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, IEEE 000613-000618. Denio, H.
- [14] "Artificial intelligence for concentrated solar plant maintenance management. Proceedings of the tenth international conference on management science and

- engineering management.”, Springer, 2017, pp. 125-134. Jiménez, A.A., Muñoz, C.Q.G., Marquez, F.P.G., Zhang, L.
- [15] “A new condition monitoring approach for maintenance management in concentrate solar plants”, Proceedings of the ninth international conference on management science and engineering management, Springer, 2015, pp. 999-1008. Muñoz, C.Q.G., Marquez, F.P.G., Liang, C., Maria, K., Abbas, M., Mayorkinos, P.
- [16] “How much power is lost in a hot-spot? A case study quantifying the effect of thermal anomalies in two utility scale PV power plants”, Sol. Energy, 2020, 211, 1255-1262. Skomedal, Åsmund F., Aarseth, Bjørn L., Haug, Halvard, Selj, Josefine, Marstein, Erik S.
- [17] “An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants”, Prog. Photovoltaics Res. Appl., 2008, 16 (8), 693-701. Muñoz, J., Lorenzo, E., Martínez-Moreno, F., Marroyo, L., García, M.
- [18] “Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells”, Sol. Energy Mater Sol. Cells, 2010, 94 (2), 106-113. Simon, Michael, Meyer, Edson L.
- [19] “Infrared drones in the construction industry: designing a protocol for building thermography procedures”, Energy Procedia, 2017, 132, 63-68. Entrop, A.G., Vasenev, A.
- [20] “Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale PV power plants”, Sol. Energy, 2020, 211, 712-724. Vidal, K., de Oliveira, A., Aghaei, M., Rüther, R.
- [21] “Automatic solar photovoltaic panel detection in satellite imagery”, International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2015, pp. 1428-1431. Malof, J.M., Rui, H., Collins, L.M., Bradbury, K., Newell, R.
- [22] “Deep convolution neuralnetwork for automatic detection of damaged photovoltaic cells”, 2018, 42 (2). Pierdicca, R., Malinverni, E., Piccinini, F., Paolant, M., Felicetti, A., Zingaretti, P.J.I.A.o.t.P., Remote Sensing, Sciences, S.I.
- [23] “Why do PV modules fail?”, Energy Procedia, 2012, 15, 379-387. Ferrara, C., Phillipp, D.
- [24] “An Unmanned Inspection System for Multiple Defects Detection in Photovoltaic Plants”, IEEE J. Photovoltaics 10, 2020, 568-576. Li, X., Li, W., Yang, Q., Yan, W., ZOmaya, A.Y., Member, S., Yang, Q., Member, S., Yan, W., Zomaya, A.Y.
- [25] “Hotspot diagnosis for solar photovoltaic modules using a Naive Bayes classifier”, Sol. Energy, 2019, 190, 34-43. Niazi, K.A.K., Akhtar, W., Khan, H.A., Yang, Y., Athar, S.
- [26] “Automatic Fault Detection of Photovoltaic Arrays by Convolutional Neural Networks During Aerial Infrared Thermography”, 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Marseille, France, pp. 1302-1307. Oliveira, A.K.V. de, Aghaei, M., Rüther, R.
- [27] “A computer vision line-tracking algorithm for automatic UAV photovoltaic plants monitoring applications”, Energies, 2020, 13. Roggi, G., Niccolai, A., Grimaccia, F., Lovera, M.

- [28] "Automatic Boundary Extraction of Large-Scale Photovoltaic Plants using a Fully Convolutional Network on Aerial Imagery", IEEE J. Photovoltaics, 2020. Sizkouhi, A.M., Aghaei, M., Esmailifar, S.M., Mohammadi, M.R.
- [29] "On the detection of hot spots in operating photovoltaic arrays through thermal image analysis", Mater. Eval., 2013, 71, 457-465. Tsanakas, I., Botsaris, P.N.
- [30] "Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography", International Electrotechnical Commission (IEC), 2017.
- [31] "Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants", IEEE J. Photovoltaics, 2014, 4, 1107-1113. Quater, P.B., Grimaccia, F., Leva, S., Mussetta, M., Aghaei, M.
- [32] "An infrared thermographic approach as a hot-spot detection tool for photovoltaic modules using image histogram and line profile analysis", Tsanakas, J.A., Botsaris, P.N.
- [33] "Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges", Renew. Sustain. Energy Rev., 2016, 62, 695- 709. Tsanakas, J.A., Ha, L., Buerhop, C.
- [34] "Technological review of the instrumentation used in aerial thermographic inspection of photovoltaic plants", Renew. Sustain. Energy Rev., 2018, 93, 566-579. Gallardo-Saavedra, S., Hernández-Callejo, L., Duque-Perez, O.
- [35] "PV Power Plant Inspection by Image Mosaicing Techniques For IR Real-Time Images", IEEE 43rd Photovolt. Spec. Conf., 2016, 3100-3105. Aghaei, M., Leva, S., Grimaccia, F., Milano, P.
- [36] "PV power plant inspection by UAS: Correlation between altitude and detection of defects on PV modules", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference On. Leva, S., Aghaei, M., Grimaccia, F.