POLITECNICO
MILANO 1863

SCUOLA DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
E DELL'INFORMAZIONE

Manutenzione e monitoraggio di un impianto fotovoltaico: caso studio di un revamping

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA

Autore: **Luca Morini**

Studente ID: 10940253
Relatore: *Prof. Giampaolo Manzolini*
Tutor aziendale: *Ing. Andrea Dieci*
Anno accademico: 2024-2025

Indice

Lista delle figure **3**
Lista delle tabelle **5**
Sommario **7**
Abstract **8**
1 Introduzione **9**
1.1. Fotovoltaico in Italia 10
1.2. L'azienda: Erreci 11
2 Struttura di un impianto fotovoltaico **14**
2.1. Cella fotovoltaica 14
2.2. Tipologie di celle fotovoltaiche 14
2.3. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica 16
2.4. Performance della cella fotovoltaica in condizioni reali 18
2.4.1. Effetto della temperatura e della radiazione solare sulla curva I-V 18
2.5. Serie e parallelo 20
2.6. Struttura del modulo fotovoltaico 21
2.7. Ombreggiamento e problemi di hotspot 22
2.8. Diodo di bypass 23
2.9. Inverter 26
2.10. MPPT 28
2.11. Ottimizzatori di potenza 29
3 Manutenzione **30**
3.1. Key Performance indicators KPI 31
3.1.1. Reference Yield $\boldsymbol{Yr}$ 31
3.1.2. Array Yield $\boldsymbol{Ya}$ 32
3.1.3. Final Yield $\boldsymbol{Yf}$ 32
3.1.4. Indicatori di efficienza 32
3.1.5. Performance ratio PR 33
3.1.6. Capacity factor CF 34
3.1.7. Energy Performance Index EPI 34
3.1.8. Disponibilità tecnica e qualità del dato 35
3.1.9. KPI responsabili della qualità dei servizi di O&M forniti 35
3.2. Monitoraggio 35

3.3. Possibili anomalie 37
3.4. Strategie di manutenzione 41
3.5. La manutenzione preventiva 42
3.5.1. Nuove tecnologie 45
3.6. La manutenzione predittiva 48
3.6.1. Modello Sandia 48
3.6.2. Reti neurali artificiali 48
4 Il portale di monitoraggio S-EM 52
4.1. Panoramica impianti 52
4.2. Diagnosi dei guasti 54
4.3. Stato impianto 56
4.4. Stato dispositivi 57
4.5. Visualizzazione dati 58
4.6. Analisi performance 59
4.7. Manutenzione predittiva 63
5 Caso studio di un revamping 65
5.1. Anagrafica dell'impianto 66
5.2. Anomalie riscontrate 72
5.3. Revamping: un nuovo progetto 78
5.4. Analisi economica 86
5.5. Commenti successivi al Revamping 89
6 Conclusioni 91
Appendice A1 93
Appendice A2 97
Appendice A3 101
Bibliografia 102

Lista delle figure

Figura 1.1: Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti – anni 2009-2023 [2]. 10
Figura 1.2: Percentuale impianti a fonti rinnovabili in Italia. 11
Figura 1.3: Logo dell'azienda. 12
Figura 2.1: Struttura della cella fotovoltaica [6]. 14
Figura 2.2: Tipologie di celle fotovoltaiche. [26] 15
Figura 2.3: Curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica. 16
Figura 2.4: Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica. 17
Figura 2.5: Effetto della radiazione solare sulla curva I-V. 19
Figura 2.6: Effetto della temperatura sulla curva I-V 20
Figura 2.7: Serie e parallelo sulla curva I-V. 21
Figura 2.8: Struttura del modulo fotovoltaico. 21
Figura 2.9: Distorsione della curva I-V causato da ombreggiamento [7]. 22
Figura 2.10: Curva ideale I-V. 23
Figura 2.11: Funzionamento di un modulo con ombreggiamento parziale [7]. 24
Figura 2.12: Curva I-V a diversi livelli di ombreggiamento 25
Figura 2.13: Schema elettrico con diodi di bypass e diodi di blocco [7]. 25
Figura 2.14: Inverter monofase full bridge. 27
Figura 2.15: Effetto dell'ombreggiamento parziale sulla curva di potenza. 28
Figura 3.1: Statistica dei revamping in Italia nel 2021 [8]. 30
Figura 3.2: Confronto tra PR e PR corretto con la temperatura [27]. 34
Figura 3.3: Effetto del PID sulla curva I-V. 38
Figura 3.4: Termografie con hot-spot rilevati. [12] 43
Figura 3.5: Termografia sul quadro elettrico. [12] 44
Figura 3.6:Foto scattata dall'alto dalla camera termica con drone 45
Figura 3.7: Diodo di bypass in corto circuito rilevato con elettroluminescenza. 46
Figura 3.8: Effetto PID rilevato dal test di elettroluminescenza 47
Figura 3.9: Fratture rilevate con il test di fluorescenza. 47

Figura 3.10: Struttura di un sistema basato su *machine learning*. 49
Figura 3.11: Schema di un neurone artificiale. 50
Figura 3.12: Rete neurale f*eedforward*. 51
Figura 4.1: Panoramica impianti s-EM. 53
Figura 4.2: Diagnosi dei guasti s-EM. 54
Figura 4.3: Esempio di allarme rilevato. 55
Figura 4.4: Stato impianto s-EM. 56
Figura 4.5: Confronto di produzione oraria tra inverter. 57
Figura 4.6: Confronto di produzione giornaliera tra inverter. 57
Figura 4.7: Confronto corrente DC primo esempio. 58
Figura 4.8: Confronto correnti DC secondo esempio. 59
Figura 4.9: Analisi performance s-EM. 60
Figura 4.10: Andamento del PR in una settimana di febbraio. 61
Figura 4.11: Andamento dell'irradianza in una settimana di febbraio. 61
Figura 4.12: Modello fisico per il calcolo dell'EPI. 62
Figura 4.13: EPI per una settimana di gennaio. 62
Figura 4.14: Pattern di ombreggiamento pomeridiano. 62
Figura 4.15: Mappatura SOM [24]. 63
Figura 5.1: Inquadratura dall'alto dell'impianto. 66
Figura 5.2: Foto del tetto da sopralluogo. 67
Figura 5.3: Layout configurazione stringhe primo impianto. 70
Figura 5.4: Produzione energetica mensile per l'anno 2012. 70
Figura 5.5: Produzione energetica mensile per l'anno 2016. 71
Figura 5.6: Produzione energetica mensile per l'anno 2020. 72
Figura 5.7: Delaminazione dei moduli. 73
Figura 5.8: Delaminazione dei moduli con leggera corrosione. 74
Figura 5.9: Delaminazione rilevata dalla termografia. 74
Figura 5.10: Delaminazione rilevata dalla termografia. 74
Figura 5.11: Hot-spot rilevato dalla termografia 75
Figura 5.12: Hot-spot rilevato dalla termografia. 75
Figura 5.13: Rottura del modulo fotovoltaico. 76

Figura 5.14: Stato di pulizia dei pannelli. 76
Figura 5.15: Termografia sul quadro elettrico. 77
Figura 5.16: Termografia su inverter. 77
Figura 5.17: Planimetria del revamping. 80
Figura 5.18: Layout configurazione stringhe del revamping 81
Figura 5.19: Modello 3D revamping con irradianza. 82
Figura 5.20: Simulazione produzione stimata mensilmente PVGIS. 83
Figura 5.21: Consumi, immissione in rete e produzione PV per un intero anno solare. 83
Figura 5.22: Curve energetiche di un giorno lavorativo estivo 84
Figura 5.23: Curve energetiche di un giorno festivo estivo. 85
Figura 5.24: Confronto incentivo prima e dopo revamping. 86
Figura 5.25: Produzione energetica mensile per l'anno 2022. 89
Figura 5.26: Termografia effettuata dopo il revamping. 89

Lista delle tabelle

Tabella 5.1: Configurazione stringhe del primo impianto. 69
Tabella 5.2: Configurazione stringhe dell'inverter del revamping. 80
Tabella 5.3: Dati utili per l'analisi economica 87
Tabella 5.4: Analisi economica. 88

Sommario

L'efficienza e l'affidabilità degli impianti fotovoltaici dipendono fortemente da strategie efficaci di manutenzione e monitoraggio. Il seguente documento analizza l'importanza di un approccio integrato alla gestione degli impianti, evidenziando come una manutenzione adeguata possa prevenire guasti e migliorare le prestazioni aumentando il ritorno economico del cliente per tutta la vita utile dell'impianto. Per prima cosa viene realizzata una breve descrizione del funzionamento della cella fotovoltaica. In seguito, vengono descritti diversi modelli di manutenzione, tra cui nel dettaglio, la manutenzione preventiva e predittiva. Inoltre, viene sottolineata l'importanza di sistemi avanzati di monitoraggio, in grado di affiancare quotidianamente l'operatore di manutenzione in maniera automatizzata e funzionale. Dal punto di vista tecnico, sono state analizzate nello specifico le principali cause di guasto di inverter e moduli fotovoltaici.

Il progetto è stato sviluppato grazie al contributo di Erreci, azienda che opera nel mercato delle installazioni fotovoltaiche. Per conto dell'azienda sono state analizzate le potenzialità dei servizi offerti da un portale di monitoraggio appena acquisito: s-EM.
Infine, è stata condotta un'analisi di un intervento di revamping che Erreci ha effettuato nel 2022 su un impianto non installato da loro. In primo luogo, è stato approfondito il design tecnico del progetto iniziale: i moduli, gli inverter e la configurazione delle stringhe. Successivamente, grazie ad un'analisi di produzione energetica mensile, è stato ripercorsa la vita utile dell'impianto sottolineando le basse performance riscontrate. In seguito, sono state esaminate tutte le anomalie e problematiche riscontrate dal team di manutenzione di Erreci. Inoltre, oltre ad esaminare il nuovo layout del revamping è stata realizzata un'analisi economica considerando i consumi energetici del cliente e la produzione energetica attesa durante un intero anno. Sono stati evidenziati i vantaggi economici del revamping rispetto alla situazione precedente, soprattutto grazie al significativo apporto della tariffa tuttora valida del Conto Energia.

L'elaborato di tesi evidenzia che una gestione intelligente ed organizzata della manutenzione, supportata dalle nuove tecnologie avanzate quali monitoraggio in tempo reale e machine learning, rappresenta un elemento fondamentale per garantire un'adeguata efficienza e redditività degli impianti fotovoltaici.

Parole chiave: manutenzione, monitoraggio, fotovoltaico, revamping, gestione.

Abstract

The efficiency and reliability of photovoltaic systems strongly depends on good strategies in maintenance and monitoring. This document explores the importance of an integrated approach in management, highlighting how an appropriate maintenance can prevent faults, improve performance and increase financial returns for the customer during all the useful life of the plants. First a brief literature review on the operation of PV cells is carried out. Then, maintenance is described in detail, including preventive and predictive maintenance. Furthermore, the importance of monitoring systems is underlined, as they can support the maintenance operator in an automated and functional way. From a technical point of view, faults and failures of inverters and photovoltaic modules have been analyzed in detail.

The project was developed thanks to Erreci, a company established in the photovoltaic market. In this activity, the potential of services offered by a recently monitoring portal called s-EM was analyzed.

Finally, an analysis was conducted on a revamping project carried out by Erreci in 2022 on a PV plant originally not installed by them. First, the technical design of the initial plant was examined including modules, inverters and string configuration. Then, low performances have been identified through a monthly energy production analysis during plant's life. All the anomalies discovered by Erreci's maintenance team have been analyzed in detail by the means of real photos and documents. Moreover, after analyzing the revamping layout, an economic analysis was performed, considering the customer energy's consumption and the expected energy production over a full year. The economic advantages of the revamping were highlighted, particularly due to the significant contribution of the Conto Energia tariff.

This thesis has highlighted that intelligent and well-organized management, supported by advanced technologies such as real-time monitoring and machine learning, can enhance the efficiency and profitability of photovoltaic systems.

Keywords: maintenance, monitoring, photovoltaic, revamping, management.

1 Introduzione

L'energia elettrica rappresenta un bisogno sempre crescente per la società odierna, con i consumi globali in costante crescita a causa dell'aumento demografico, è intuibile aspettarsi una domanda di energia sempre più alta. Negli ultimi anni nei paesi di tutto il mondo si sta verificando uno sviluppo sempre più marcato dell'industrializzazione, i trasporti e la comunicazione. Affinché si possa mantenere una crescita ragionevole e si possano raggiungere gli obiettivi di sviluppo nazionali prefissati, è necessario che si inizi a produrre energia in maniera sostenibile. Tradizionalmente l'energia elettrica è sempre stata generata soprattutto dalle fonti fossili come carbone, petrolio e gas naturale. Con lo sviluppo delle tecnologie si è riusciti a sfruttare in modo sempre più efficiente le fonti rinnovabili, ovvero quelle fonti che si rigenerano naturalmente in breve tempo e risultando quindi inesauribili. Le fonti rinnovabili si possono distinguere in programmabili e non programmabili (dette anche aleatorie). Tra le energie rinnovabili programmabili si considerano l'energia idroelettrica ad accumulo, l'energia da biomasse e quella geotermica. Tra le energie rinnovabili non programmabili si identificano, invece, l'energia solare fotovoltaica, l'energia idroelettrica ad acqua fluente, l'energia eolica e l'energia da fonte oceanica e dal mare. L'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile contribuisce a ridurre l'impatto ambientale, in quanto le immissioni di inquinanti sono molto ridotte o nulle. Per raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi e contenere il riscaldamento globale entro 2°C dal livello preindustriale, puntando a limitarlo a 1,5°C entro il 2050, è necessario azzerare le emissioni di gas serra prodotte dall'uomo, bilanciando quelle emesse con quelle assorbite. Per raggiungere questo scopo, è fondamentale sviluppare e diffondere queste tecnologie su scala mondiale. Come riportato sulla rivista Solare B2B nel 2023, oltre il 40% dell'elettricità globale è stata prodotta da Fer [1], ma non basta; l'intero globo è solo all'inizio di questa grande transizione. Nonostante gli aumenti dei costi di investimento, dovuti all'aumento dei prezzi delle materie prime, il solare fotovoltaico è l'opzione meno dispendiosa per la nuova generazione di energia elettrica nella maggior parte dei Paesi del mondo: grazie anche al sostegno economico da parte dei governi, è infatti il settore che sta presentando il maggiore sviluppo tra le fonti a energia rinnovabile, diventando il carro trainante della transizione energetica.

1.1. Fotovoltaico in Italia

In Italia la capacità installata degli impianti fotovoltaici ha subito una forte impennata soprattutto negli ultimi anni. Al 31 dicembre 2023 risultano in esercizio in Italia 1.597.447 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 30.319 MW. Gli impianti di potenza inferiore o uguale a 20 kW costituiscono il 94% del totale in termini di numerosità e il 29% in termini di potenza [2].

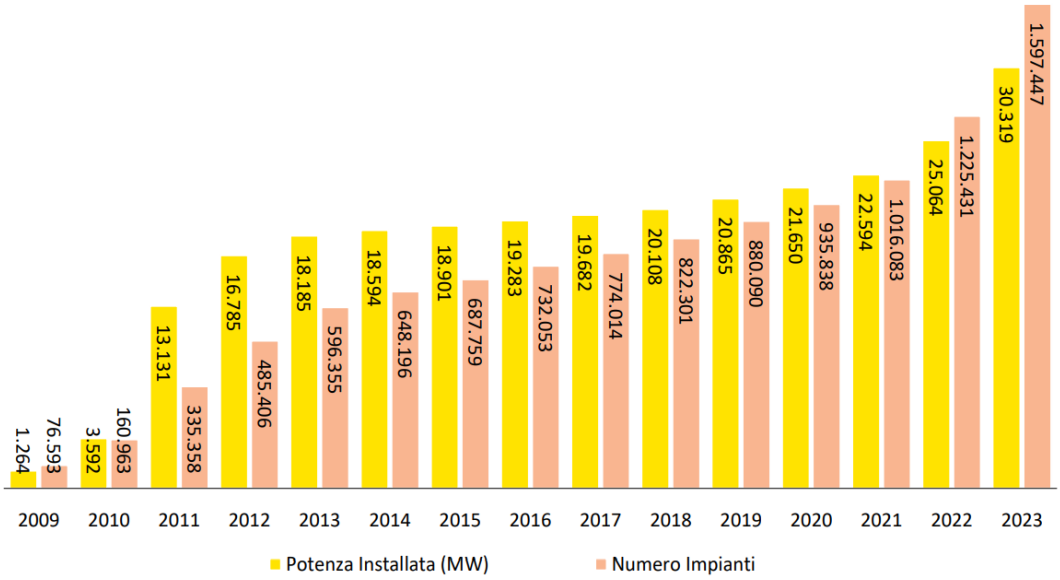


Figura 1.1: Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti – anni 2009-2023 [2].

Il grafico, in figura 1.1, illustra l'evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia nel periodo 2009-2023. Come si nota, alla veloce crescita iniziale favorita dai meccanismi di incentivazione pubblici (in particolare il Conto Energia) segue, a partire dal 2013, una fase di sviluppo più graduale, seguita da una nuova accelerazione a partire dal 2022 grazie a nuovi incentivi come l'Ecobonus e il bonus Agrivoltaico [2].

Nel 2022 il 49,5% della potenza efficiente lorda degli impianti di generazione in Italia è riferita a impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui il 20,3% di impianti fotovoltaici come si evince nel sottostante grafico a torta in figura 2.1.

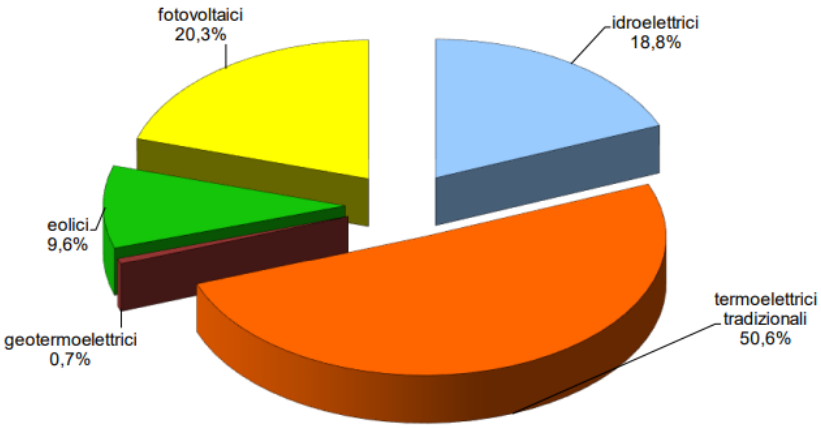


Figura 1.2: Percentuale impianti a fonti rinnovabili in Italia.

Per concludere, il settore fotovoltaico ha avuto una grande espansione grazie al prezzo degli impianti che si è ridotto notevolmente negli ultimi anni rendendoli molto più accessibili sul mercato. Come riporta Irena [3], tra dicembre 2009 e dicembre 2022, i prezzi dei moduli in silicio cristallino sono diminuiti tra l'88% e il 94%.

1.2. L'azienda: Erreci

L'elaborato è stato sviluppato grazie al contributo di Erreci, azienda che opera nel mercato del fotovoltaico.

Erreci è una piccola media impresa italiana che si occupa principalmente della progettazione ed installazione di impianti fotovoltaici nel settore aziendale. L'azienda è relativamente giovane, nata nell'aprile del 1990 a Busto Arsizio (VA) inizialmente si occupa di realizzare e mantenere impianti elettrici. Solo nei primi anni 2000, approfittando del boom del fotovoltaico in Italia grazie ai decreti del Conto Energia, la compagnia ha iniziato a realizzare impianti fotovoltaici in Lombardia e in Emilia-Romagna. Purtroppo, come tutte le altre aziende del settore la compagnia ha vissuto un periodo di profonda crisi successiva al termine del decreto, dal quale è riuscita ad uscire grazie a nuovo business secondario di vendita di luce e gas. Si è trattato di una mossa vincente che ha portato l'azienda a crescere nuovamente sia in termini di dipendenti che di vendite. Infine, nel 2022 Erreci è stata scelta da Repower come partner fotovoltaico. Repower è una delle big italiane a livello europeo nella vendita di energia, con numerosi altri progetti di business innovativi soprattutto nel campo delle fonti rinnovabili. Grazie alla forte rete commerciale di Repower in varie regioni italiane ed alla profonda e consolidata esperienza accumulata nel settore fotovoltaico da parte di Erreci, la partnership sta avendo successo facendo di Erreci uno dei principali punti di riferimento nel mercato italiano del fotovoltaico.

Figura 1.3: Logo dell'azienda.

Durante il mio tirocinio, ho avuto modo di apprendere come gli impianti installati vengano gestiti con la manutenzione e monitorati costantemente. Ho potuto apprendere l'utilizzo di vari portali di monitoraggio, analizzando le performance e segnalando anomalie quali allarmi o mancata produzione al team di manutenzione. Inoltre, ho avuto la possibilità di comprendere il processo di sviluppo del design di un impianto. Uno dei grandi vantaggi di Erreci rispetto alle concorrenti è quello di progettare l'impianto in base ai consumi diretti del cliente. A partire dalle curve di carico orarie ottenute dal distributore, si costruiscono confronti giornalieri ed annuali tra consumi ed energia prodotta dal fotovoltaico. Da questi grafici è facilmente visibile l'energia utilizzata per i consumi, ovvero l'autoconsumo, e l'energia immessa in rete.

Durante la mia esperienza lavorativa in Erreci, ho avuto modo di testare e sperimentare il portale di monitoraggio s-EM di proprietà di i-EM.

i-EM è un'azienda di Livorno che si occupa di strumenti avanzati di analisi dei dati per ottimizzare l'efficienza energetica di impianti a fonti rinnovabili. Questa attività vanta la gestione di più di 800 impianti rinnovabili, più di 5GW di potenza installata in varie regioni del mondo ed offre varie piattaforme di analisi dati per impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici [23]. Inoltre, offre anche un servizio intelligente di gestione dell'energia per *Smart Grid* per coordinare la gestione energetica tra consumo e stoccaggio, integrando diverse fonti di energia rinnovabile per utenze diverse.

S-EM o *Solar Energy Management* è un software che fornisce monitoraggio in tempo reale e strumenti di predizione intelligente per la diagnostica avanzata di impianti fotovoltaici. Questa piattaforma permette agli operatori O&M di analizzare lo stato in tempo reale degli impianti solari, fornendo valori accurati, direttamente ricavati dai *dataloggers* degli inverter tramite le API. Per conto di Erreci ho testato inizialmente questo software confrontandolo con gli altri portali di monitoraggio presenti sul mercato. Sono state proposte modifiche ed aggiornamenti necessari ad ottenere il tool ottimale per il team di manutenzione di Erreci. Inoltre, ho personalmente caricato sul portale il design di decine e decine di impianti, grazie ai quali ho imparato a leggere

le planimetrie e la configurazione delle stringhe degli impianti. Purtroppo, il software completo degli aggiornamenti richiesti è tutt'ora in lavorazione, ma nel capitolo 4 verranno comunque analizzati i principali servizi offerti da questo portale.

Approfitto per ringraziare innanzitutto l'ingegnere e socio principale della compagnia, Andrea Dieci, che mi ha dato la possibilità di lavorare all'interno di questa incredibile realtà. Ringrazio Marco Magliocco e Massimo Parato per il lavoro svolto insieme e tutte le informazioni utili che mi hanno permesso di scrivere questa tesi. Infine, ringrazio per l'ottimo tempo passato insieme la squadra di Fiorenzuola: Sabrina, Mattia, Carla, Costanza e Lisa.

Infine, esprimo un sentito ringraziamento a Ciro Lanzetta ceo di i-EM e all'ingegnere Antonio Piazzi per la disponibilità che mi hanno concesso ed i materiali forniti, utilissimi per la stesura di questa tesi.

2 Struttura di un impianto fotovoltaico

In questa sezione verranno analizzati brevemente i componenti principali di un impianto dalla cella fotovoltaica all'inverter.

2.1. Cella fotovoltaica

Una tipica cella fotovoltaica, raffigurata in figura 2.1 è composta da diversi strati: un vetro di protezione, una rete metallica di contatto, un rivestimento antiriflesso, lo strato di semiconduttore di tipo n, lo strato di semiconduttore di tipo p e un elettrodo di metallo posteriore.

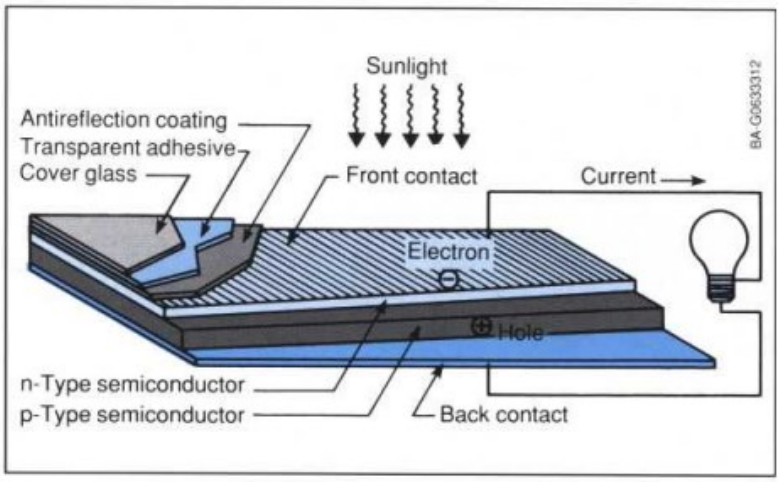


Figura 2.1: Struttura della cella fotovoltaica [6].

2.2. Tipologie di celle fotovoltaiche

Il silicio è il materiale più comunemente utilizzato nelle celle solari grazie a due principali vantaggi: efficienza energetica e basso costo. I moduli commerciali odierni raggiungono efficienze superiori al 20% grazie alle buone proprietà di assorbimento della luce di questo materiale. Inoltre, è uno degli elementi più abbondanti sulla Terra (costituisce circa il 28% della crosta terrestre). Con l'aiuto della trainante industria elettronica dei semiconduttori la produzione di celle solari si è ormai consolidata e industrializzata e il silicio è diventato un materiale relativamente economico e accessibile sul mercato. All'interno delle celle fotovoltaiche, il silicio può essere trovato in tre principali forme: monocristallino, policristallino e amorfo. Nel caso del silicio monocristallino, la cella solare è ottenuta da un wafer di silicio tagliato da un singolo

cristallo di grandi dimensioni, che può superare i 10 cm di diametro. Nel silicio policristallino, la cella è composta da vari grani cristallini uniti in maniera irregolare. Il silicio amorfo, invece, è una delle forme allotropiche del silicio caratterizzata da una struttura molecolare irregolare dove non è presente una struttura cristallina riconoscibile. In figura 2.2 sono raffigurate le tipologie di celle:

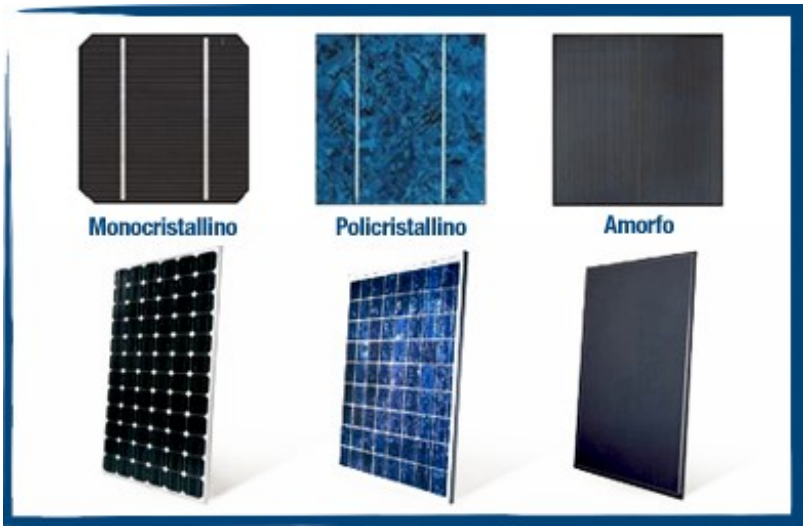


Figura 2.2: Tipologie di celle fotovoltaiche. [26]

- **Celle di silicio monocristallino**: hanno un'efficienza che varia dal 18% al 24%, con un band gap di circa 1.12 eV e una durata di vita di 25-30 anni. Queste risultano essere vantaggiose per la loro stabilità, le elevate prestazioni e la lunga durata, ma presentano restrizioni come un costo di produzione elevato ed un maggiore consumo di materiale rispetto alle celle policristalline.

- **Celle di silicio policristallino**: hanno un'efficienza compresa tra il 14% e il 20%, con un band gap di circa 1.12 eV e una durata di vita di circa 20 anni. I vantaggi sono dati da un processo di produzione semplice ed economico, che riduce lo spreco di silicio. Presentano però una minore efficienza rispetto al monocristallino, soprattutto in condizioni di scarsa illuminazione.

- **Celle di silicio amorfo**: hanno un band gap più elevato circa 1.7 eV. Sono dotate di buona flessibilità e leggerezza e lo spessore complessivo del modulo, telaio compreso, è di pochi millimetri. Il silicio amorfo presenta un costo molto inferiore, che può arrivare anche al 30-40% in meno rispetto alle tecnologie in silicio cristallino. Presentano però un basso rendimento che varia dal 6% al 10% ed una minore resistenza nel tempo.

2.3. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La giunzione p-n si comporta come un diodo che permette alla corrente di circolare solamente in una direzione. La relazione corrispondente è la seguente equazione 2:

$$I = I_0 \cdot (e^{\frac{qV}{KT}} - 1) \qquad (2)$$

dove:

- I_0=corrente di saturazione del diodo;
- q=carica elettrica dell'elettrone $1.6 \cdot 10^{-19} C$;
- k= costante di Boltzmann $1.38 * 10^{-23} J/K$;
- T= temperatura assoluta della cella;

questa equazione descrive l'andamento della corrente in una cella PV quando è al buio. Quando, invece, la cella viene irradiata, aggiungendo la corrente generata dall'effetto fotovoltaico I_{sc} si ottiene la seguente relazione:

$$I = I_{sc} - I_0 \cdot (e^{\frac{qV}{KT}} - 1) \qquad (3)$$

L'equazione della cella viene rappresenta dalla curva caratteristica ideale I-V rappresentata in figura 2.3.

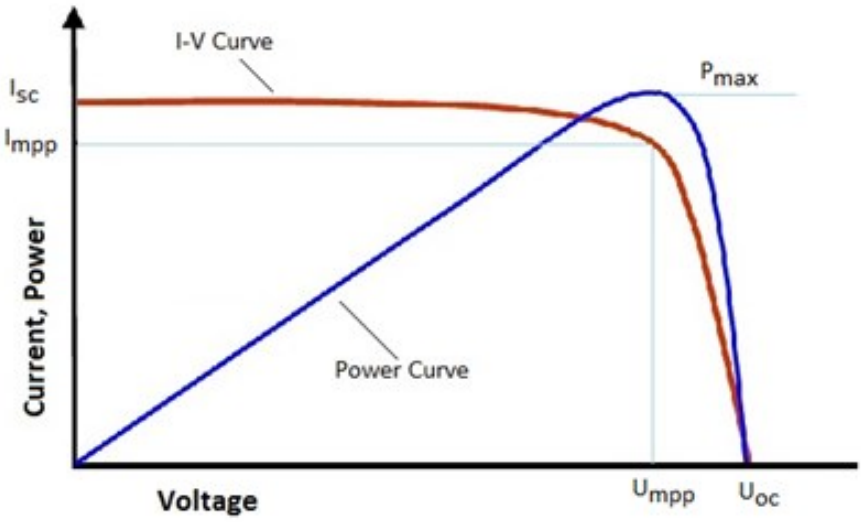


Figura 2.3: Curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica.

In figura 2.3 si possono individuare tre punti caratteristici della cella fotovoltaica: la corrente di cortocircuito I_{sc}, la tenzione di circuito aperto V_{oc} e il punto di massima potenza, ovvero il punto in cui la produzione della cella è massimizzata. La corrente di cortocircuito I_{sc} è la corrente che attraversa la cella solare quando la tensione attraverso la cella solare è pari a zero. Per una cella solare ideale la corrente di

cortocircuito e la corrente generata dalla luce sono identiche. Quindi, la corrente di cortocircuito è la massima corrente prelevabile dalla cella solare. La tensione a circuito aperto V_{oc} è la tensione massima disponibile e si verifica a corrente zero. Dipende essenzialmente dal materiale semiconduttore e dal valore del suo energy gap. Mentre la corrente di cortocircuito diminuisce con l'aumentare del *bandgap*, viceversa la tensione a circuito aperto tenderà ad aumentare. Per le celle a silicio di solito i valori sono tra 0,5V e 0,6V.

L'efficienza di conversione della cella fotovoltaica però viene limitata a causa di molti fattori, tra cui le perdite ohmiche di conduzione e le perdite per ricombinazione tra elettroni e lacune. Nella figura 2.4 viene rappresentato il circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica rappresentata con un generatore di corrente in parallelo a un diodo. Inoltre, vengono considerate anche le due perdite appena citate.

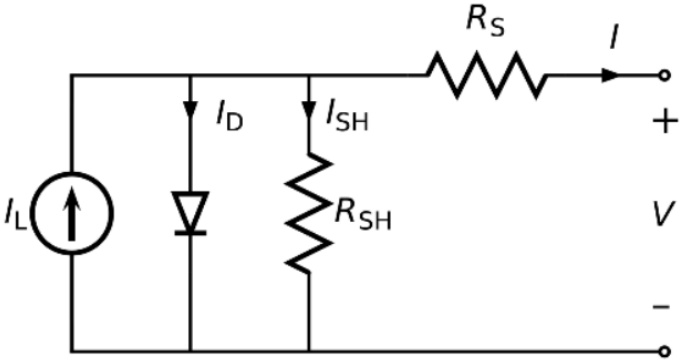


Figura 2.4: Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica.

Dove, R_{SH} che sta per *resistenza di Shunt* rappresenta tutte le perdite interne della cella fotovoltaica come difetti di fabbricazione, errori di progettazione e non purezza dei materiali utilizzati. Mentre, R_S che sta per *resistenza di serie* rappresenta tutti quei fattori di perdita che la corrente incontra nel suo passaggio ovvero per esempio la resistenza di contatto silicio-conduttore, la resistenza dei contatti superiori e inferiori dell'intera cella [11].

2.4. Performance della cella fotovoltaica in condizioni reali

Le performance di un pannello vengono riportate nei datasheet e determinate nei laboratori in via sperimentale sotto particolari condizioni chiamate *Standard Test Conditions* (radiazione solare 1000 W/m^2, temperatura della cella 25°C, air mass AM 1.5). Tuttavia, queste condizioni sono ideali e non si verificano mai sul campo. È praticamente impossibile che i moduli vadano incontro a queste condizioni ambientali. Anche la potenza nominale del modulo è un dato puramente teorico. Solo idealmente questo valore si potrà raggiungere in condizioni ambientali reali, con orientazioni e inclinazioni differenti da quelle ideali. I due aspetti principali che influiscono sul rendimento della cella sono l'irraggiamento e la temperatura ambiente.

2.4.1. Effetto della temperatura e della radiazione solare sulla curva I-V

La temperatura ambiente influenza significatamente le performance della cella solare. Vediamo nell'equazione 4 l'approccio *NOCT* dove la temperatura della cella T_c è direttamente proporzionale alla temperatura esterna dell'ambiente circostante T_{amb} e alla radiazione incidente G.

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{NOCT}}{G_{NOCT}} \cdot G \tag{4}$$

Dove: T_{NOCT} è la "*Nominal Operating Cell Temperature*" e G_{NOCT} è la radiazione solare pari a 800 $^{W}/_{m^2}$. NOCT è tipicamente per moduli monocristallini 47°C.

L'energy gap di un semiconduttore tende a ridursi all'aumentare della temperatura della cella. Diminuendo *l'energy gap*, diminuisce la quantità di fotoni che andranno a realizzare l'effetto fotovoltaico che porterà a una tensione prodotta più bassa. Un effetto secondario della temperatura è legato alle perdite di ricombinazione. Più alta la temperatura, più alta l'energia cinetica delle particelle, più alta la probabilità che si verifichino ricombinazioni. In generale quindi, un aumento della temperatura porta a una tensione più bassa e ad una corrente più alta. Per quanto riguarda l'irraggiamento, più è alto e maggiore è la quantità di elettroni che riescono a contribuire all'effetto fotovoltaico. Nell'equazioni 5 e 6 si osserva l'effetto della temperatura e dell'irradianza sulla corrente di corto circuito e sulla tensione di circuito aperto:

$$I_{sc} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot I_{sc,ref} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_c - T_{c,ref})) \tag{5}$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} \cdot \left(1 + \beta \cdot \left(T_c - T_{c,ref}\right)\right) + \ln(\frac{G}{G_{ref}}) \quad (6)$$

Dove:

-G è la radiazione solare incidente sul pannello;

-G_{ref}è la radiazione solare di riferimento 1000 $W/_{m^2}$;

- α e β sono rispettivamente il coefficiente di temperatura di corrente di corto circuito e il coefficiente di temperatura di tensione di circuito aperto. Questi due coefficienti sono di solito espressi nei datasheet dei pannelli forniti dai costruttori e sono dati in forma percentuale $[\%/K]$

-T_c e $T_{c,ref}$sono rispettivamente la temperatura della cella e la temperatura della cella di riferimento.

In figura 2.5 e in figura 2.6 vengono rispettivamente rappresentate l'incremento della potenza erogata con l'aumentare dell'irraggiamento e l'effetto penalizzante della temperatura nella curva I-V di una cella fotovoltaica.

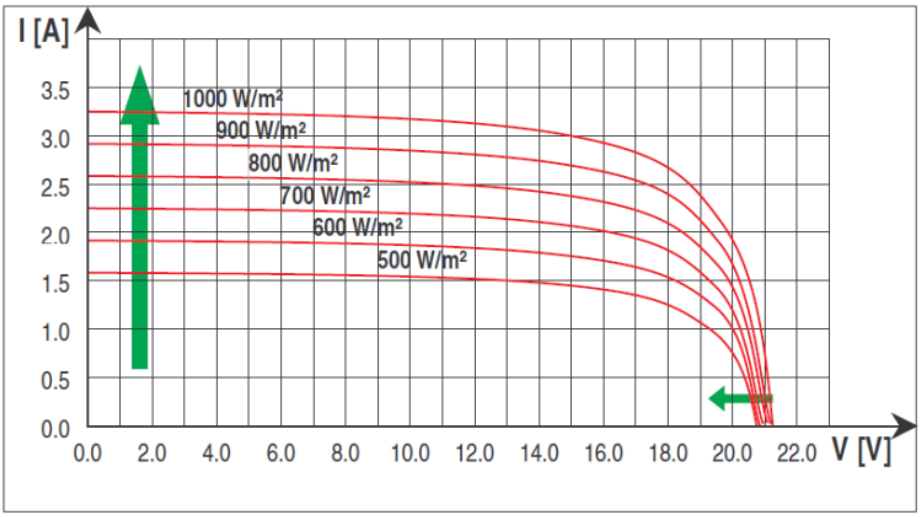


Figura 2.5: Effetto della radiazione solare sulla curva I-V.

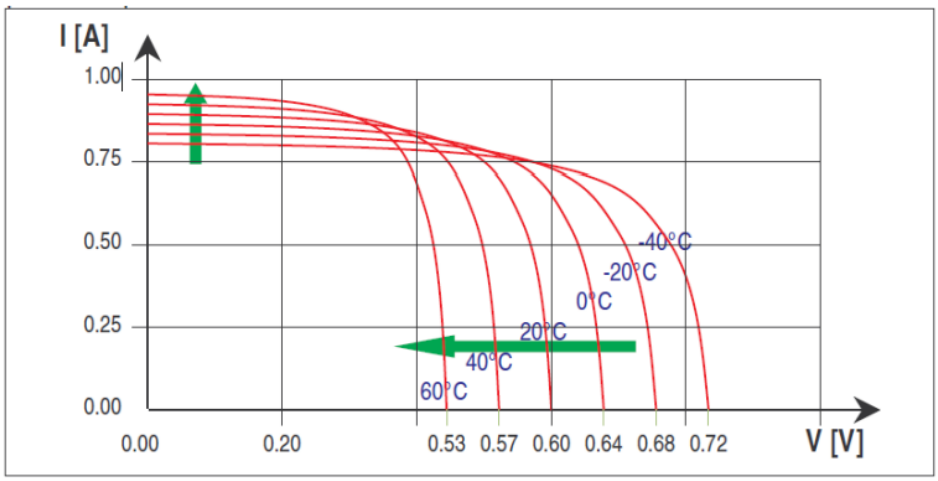


Figura 2.6: Effetto della temperatura sulla curva I-V

Oltre ai due coefficienti citati nelle righe sopra, sui datasheet è presente anche un terzo parametro γ che sta a indicare la variazione della potenza massima con la temperatura. Quest'ultima è proporzionale all'irraggiamento e l'impatto della temperatura viene considerato grazie al coefficiente γ secondo la seguente equazione 7:

$$P_{MMP} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot P_{sc,ref} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_c - T_{c,ref})) \tag{7}$$

2.5. Serie e parallelo

La cella fotovoltaica da sola eroga una potenza di qualche W, troppo poco per essere impiegata singolarmente. Di solito le celle vengono collegate elettricamente in serie o parallelo per raggiungere la tensione, la corrente e la potenza desiderata. L'insieme realizzato prende il nome di modulo fotovoltaico. Le celle collegate in serie incrementano la tensione lungo il modulo, mentre le celle collegate in parallelo aumentano la corrente (figura 2.7). Ciascuna configurazione ha vantaggi e svantaggi. In generale un modulo fotovoltaico è composto da 60, 72 o 96 celle in serie per evitare correnti troppo alte e quindi le conseguenti perdite di resistenza.

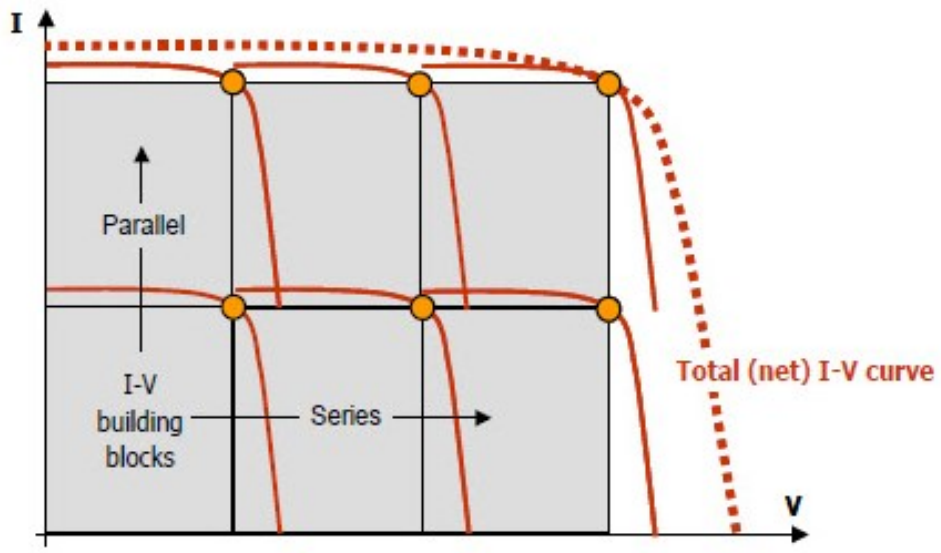


Figura 2.7: Serie e parallelo sulla curva I-V.

Più moduli collegati in serie formano una stringa, più stringhe collegate in parallelo formano il campo fotovoltaico. Una delle prime opzioni da considerare dal punto di vista progettuale riguarda la tensione nominale dell'impianto fotovoltaico, infatti, a parità di potenza generata, una tensione minore corrisponde a una corrente maggiore, la quale richiede cavi di sezione più grande che portano a costi e perdite maggiori.

2.6. Struttura del modulo fotovoltaico

Una volta realizzato il modulo, questo viene protetto dagli agenti esterni da una protezione di vetro temperato sulla faccia superiore e da uno strato di vetro metallo o plastica sulla faccia posteriore. Per evitare il contatto diretto vetro-cella sono presenti due strati di EVA (*vinil acetato di etilene*) per l'incapsulamento della cella. Il tutto viene racchiuso da un telaio di alluminio. La composizione del pannello è raffigurata in figura 2.8.

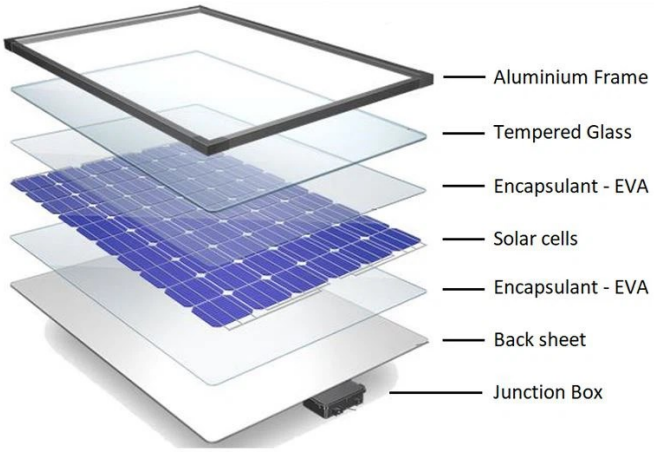


Figura 2.8: Struttura del modulo fotovoltaico.

2.7. Ombreggiamento e problemi di hotspot

Lo studio dell'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici durante il giorno è un aspetto essenziale da tener in considerazione in fase di progettazione dell'impianto. Una delle cause maggiori di perdita di potenza è l'ombreggiamento parziale dei moduli fotovoltaici.

Problemi di ombreggiamento parziale possono verificarsi a causa di numerosi fattori, come ad esempio edifici, alberi, antenne, camini, ventilatori, sporcizia. La conseguenza primaria delle ombre è la riduzione della potenza generata da un array fotovoltaico. La quantità di potenza persa dipende dalla grandezza dell'ombreggiamento e dall'orario in cui si riscontra la sua presenza. Un'ombra mattutina inciderà meno sulla potenza totale erogata rispetto ad un ombreggiamento parziale a mezzogiorno.

Lungo una stringa di moduli collegati in serie scorre la stessa corrente. Anche se solo alcune celle venissero coperte da un'ombra parziale, quest'ultime condurranno una corrente minore rispetto alle celle illuminate dalla radiazione solare, andando ad influenzare la produzione dell'intera stringa. L'intera stringa condurrà la corrente più bassa dovuta alle condizioni peggiori. In altre parole, condizioni di funzionamento non uniformi per celle collegate in serie, portano ad un disallineamento operativo, detto anche *mismatch*. Le celle coperte diventano *reverse-biased*, comportandosi da carichi invece che generatori di corrente. Questo può portare a una dissipazione di potenza altamente localizzata e il conseguente riscaldamento locale può causare danni irreversibili al modulo.

L'ombreggiamento parziale causa una distorsione della curva I-V raffigurata in figura 2.9.

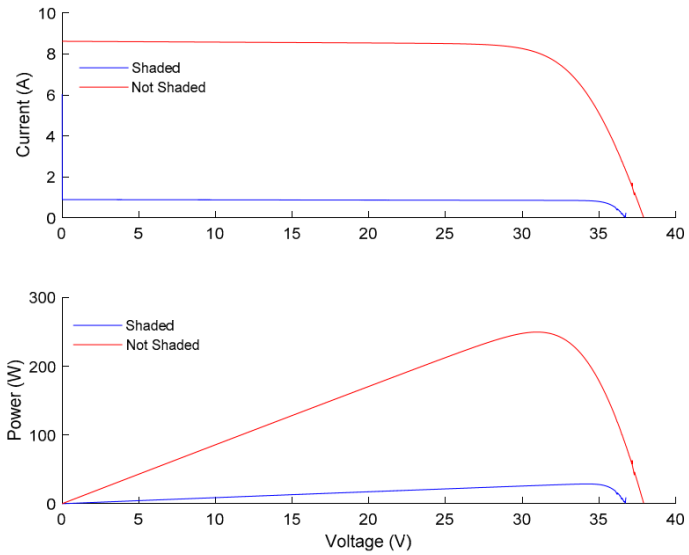


Figura 2.9: Distorsione della curva I-V causato da ombreggiamento [7].

A causa delle caratteristiche elettriche delle celle solari, la perdita di potenza non è proporzionale alla grandezza dell'ombra, ma addirittura maggiore [7]. Quindi, solamente l'ombreggiamento di poche celle può cambiare drasticamente la produzione totale di un'intera stringa di moduli. Inoltre, la condizione *reverse-biase*d porta al surriscaldamento della cella. In figura 2.10 è rappresentato la curva I-V tipica di una cella solare. Se la cella raggiunge la tensione di breakdown, definita come la massima tensione inversa permessa in condizioni di sicurezza, la corrente inversa che attraversa la cella aumenterà improvvisamente, causando un surriscaldamento e per ultimo un danno irreversibile al dispositivo.

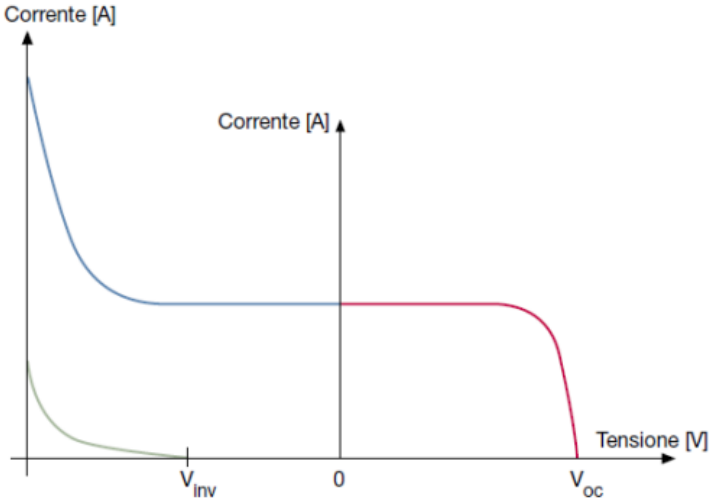


Figura 2.10: Curva ideale I-V.

Pertanto, un'avaria di hotspot si presenta quando una parte della cella o del modulo indica una temperatura maggiore rispetto ai dintorni. Gli hotspot sono molto pericolosi e possono causare danni permanenti al sistema. Per evitare il danneggiamento dell'intero pannello la soluzione migliore è quella di montare assieme alle celle solari dei bypass diodi.

2.8. Diodo di bypass

I bypass diodi vengono collegati in parallelo, ma con polarità opposta, ad una serie di celle di un modulo. Sono contenuti nella *junction box* che, come si vede in figura 2.11, è collocata nel retro del pannello fotovoltaico. La maggior parte dei moduli sono composti da 72 o 60 celle, organizzati in tre sottogruppi da una ventina di celle,

ciascuno con il proprio diodo di bypass. Quindi, convenzionalmente un pannello fotovoltaico ha 3 diodi di bypass.

Se una cella viene ombreggiata e dunque diventa *reversed biased*, la stringa di celle smette di funzionare alla massima performance. È qui che entra in gioco il diodo di bypass. Questo dispositivo fornisce un passaggio secondario al flusso di corrente che attraversa la serie di celle. In questo modo, la potenza generata dalle celle illuminate non sarà influenzata dalla penombra, che copre alcune parti del modulo. La figura 2.11 raffigura un esempio in cui un modulo composto da 60 celle e suddiviso in 20 celle per diodo, sta lavorando con una cella ombreggiata.

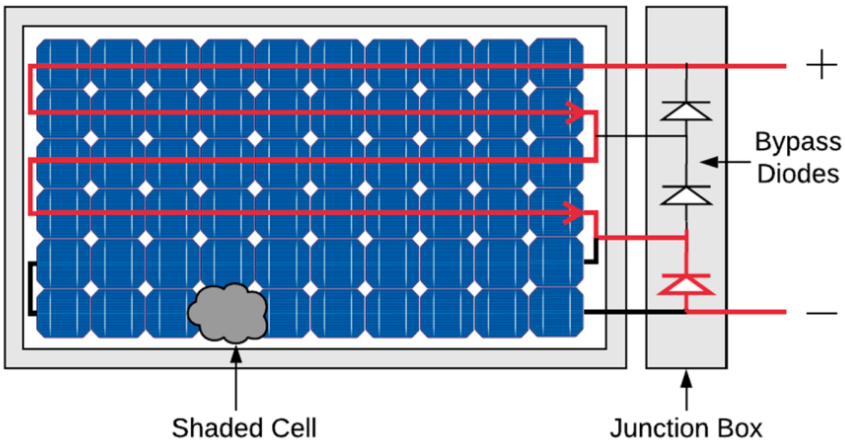


Figura 2.11: Funzionamento di un modulo con ombreggiamento parziale [7].

La figura 2.12 ritrae la curva I-V di una serie di celle ombreggiate descrivendo vari casi, partendo da nessun'ombra (linea nera), sino a un'ombreggiatura totale (linea viola). Quando non sono presenti diodi di bypass, la produzione è nulla come se il pannello fosse completamente coperto anche se l'ombreggiatura in realtà è solo parziale. Con l'utilizzo dei diodi, invece, si salva parte del modulo e la potenza finale erogata sarà maggiore.

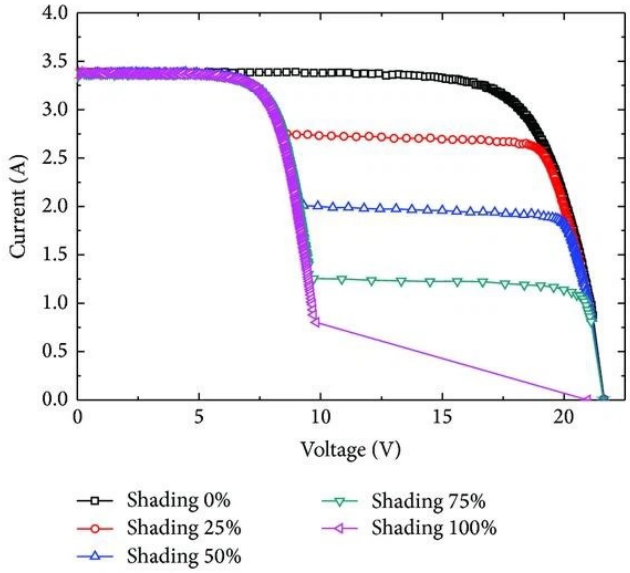


Figura 2.12: Curva I-V a diversi livelli di ombreggiamento

Di solito i campi fotovoltaici sono collegati direttamente alla rete nazionale; per tale motivo, risulta necessario proteggerli da eventuali sbalzi di tensione o di corrente entrante dalla rete verso le celle. Per evitare questo fenomeno è presente anche qui un diodo che viene applicato all'estremità di ogni stringa nominato diodo di blocco. Questi dispositivi rappresentati in figura 2.13 impediscono la circolazione di corrente inversa tra stringhe collegate in parallelo minimizzando le perdite di disallineamento di corrente.

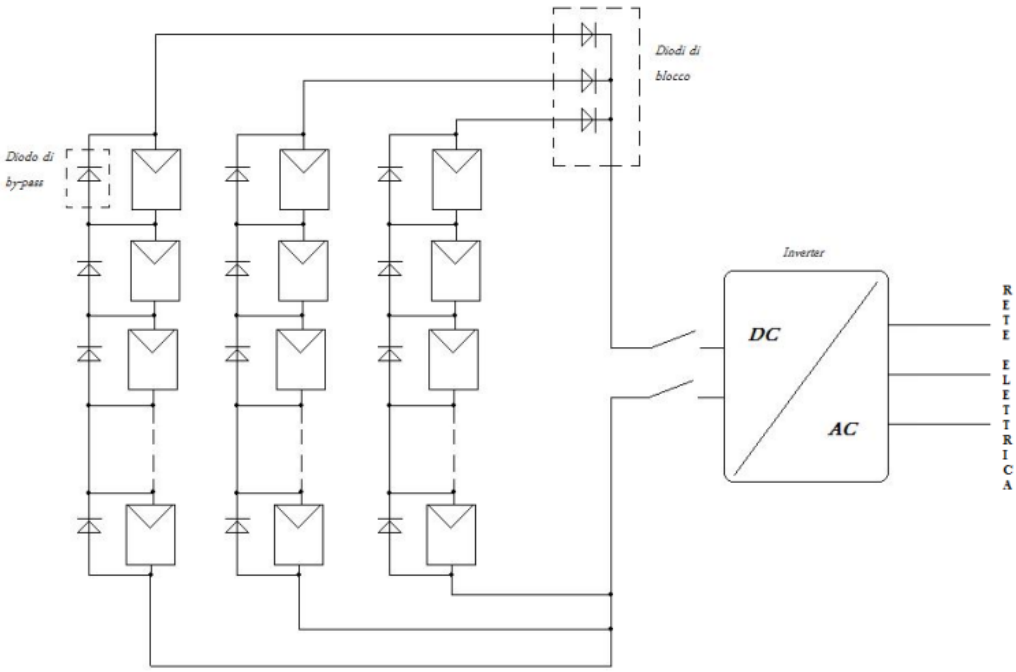


Figura 2.13: Schema elettrico con diodi di bypass e diodi di blocco [7].

2.9. Inverter

Il componente cuore del campo fotovoltaico è l'inverter. Questo strumento converte la corrente continua prodotta dai moduli in corrente alternata che può essere utilizzata direttamente dalle utenze oppure immessa nella rete nazionale. Inoltre, l'inverter fotovoltaico è dotato di funzioni specifiche di controllo hardware e software. Grazie al sistema di MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), l'inverter ottimizza il rendimento dell'impianto producendo la massima potenza ottenibile per ogni istante. In secondo luogo, protegge il sistema nel caso di blackout o sovratensioni della rete, garantendo nessun danno al sistema. Per ultimo, questo dispositivo è il fulcro del monitoraggio. Rileva e segnala, da remoto tramite web o app, eventuali anomalie di sistema che possono essere così risolte e analizzate rapidamente.

L'inverter può avere caratteristiche diverse, ma uno dei fattori principali che vanno considerati in fase di progettazione è la potenza. È molto importante scegliere la potenza di picco adeguata, che deve essere consona alla potenza dell'impianto fotovoltaico e commisurata al consumo istantaneo massimo previsto. Tipicamente, l'inverter viene sovradimensionato, ovvero si sceglie un inverter con una potenza leggermente maggiore alla somma della potenza di picco dei moduli fotovoltaici. La potenza di picco di un modulo è un dato praticamente ideale, misurato in laboratorio sotto condizioni ambientali di temperatura ed irraggiamento molto particolari. Nella pratica nemmeno con una falda esposta a sud a mezzogiorno si arriverebbe ad avere un rendimento pari alla potenza di picco. Inoltre, collegando allo stesso inverter stringhe con esposizioni diverse, per forza di cose durante la giornata produrranno energia in maniera non uniforme e l'inverter, nonostante sia sovraccaricato, funzionerà sempre correttamente senza venire limitato. Altri aspetti per il corretto funzionamento dell'inverter sono molteplici. I più critici sono legati al bilanciamento di tensione tra inverter, generatore fotovoltaico e rete, oltre a problemi legati alla temperatura operativa. Successivamente nel paragrafo 3.4 verranno analizzate le problematiche più frequenti di questo apparecchio.

Un aspetto fondamentale riguarda gli intervalli di tensione continua. Esistono due paia di minimi e massimi valori di tensione DC. Il primo range di valori rappresenta le tensioni DC permesse in ingresso dell'inverter, che dipendono dai massimi valori di tensione accettabili dagli switches dell'inverter. Il secondo range di valori è quello di MPP, che rappresenta l'intervallo di valori in cui l'inverter può operare per inseguire il punto di massima potenza.

In un convertitore fotovoltaico, gli interruttori a semiconduttore di potenza, come i MOSFET o gli IGBT, sono componenti cruciali che gestiscono l'energia elettrica e sono particolarmente sensibili alla temperatura di esercizio. La giunzione del semiconduttore deve operare a una temperatura controllata, e ogni surriscaldamento oltre il limite massimo consentito può portare a danni permanenti, come il degrado e la rottura del componente. Per questo motivo tale temperatura è controllata e se eccede

una prima soglia limite di sicurezza, l'inverter riduce la potenza erogata. Se il dispositivo si surriscalda ulteriormente, entra in modalità stand-by, interrompendo la conversione di potenza. Questa misura estrema è progettata per proteggere il sistema e prevenire danni irreparabili ai semiconduttori, assicurando così una durata maggiore e un funzionamento sicuro del convertitore fotovoltaico.

Nei sistemi fotovoltaici connessi alla rete, la qualità della tensione della rete è fondamentale per il funzionamento sicuro ed efficiente dell'inverter. I codici della rete stabiliscono i limiti di tensione e frequenza che l'inverter collegato alla rete nazionale deve rispettare. Di solito, uno scostamento del 10% è concesso. Una scarsa qualità della rete nazionale, dovuta ad abbassamenti o aumenti temporanei della tensione, possono attivare l'interfaccia dispositivo dell'inverter. In queto caso, il dispositivo si disconnette automaticamente per proteggere sia il sistema fotovoltaico che la rete stessa.

Si descriverà ora brevemente il funzionamento di un inverter monofase full bridge, il cui schema elettrico è raffigurato in figura 2.14. Un inverter di questo tipo è composto da 4 coppie di dispositivi semiconduttori IGBT e MOSFET. Questi interruttori lavorano in coppie: quando Q1 e Q4 conducono, la corrente fluisce dal terminale positivo della sorgente DC al carico, generando una tensione positiva; quando Q2 e Q3 conducono, la corrente scorre nella direzione opposta, creando una tensione negativa. Per ottenere la corrente alternata desiderata gli interruttori vengono controllati dal PWM (*Pulse Width Modulation*). I segnali PWM vengono generati in modo che gli interruttori si accendano e si spengano nei momenti giusti per creare una forma d'onda sinusoidale all'uscita. Tipicamente, viene inserito anche un filtro LC in uscita dal ponte per ridurre le armoniche e generare un'onda sinusoidale uniforme.

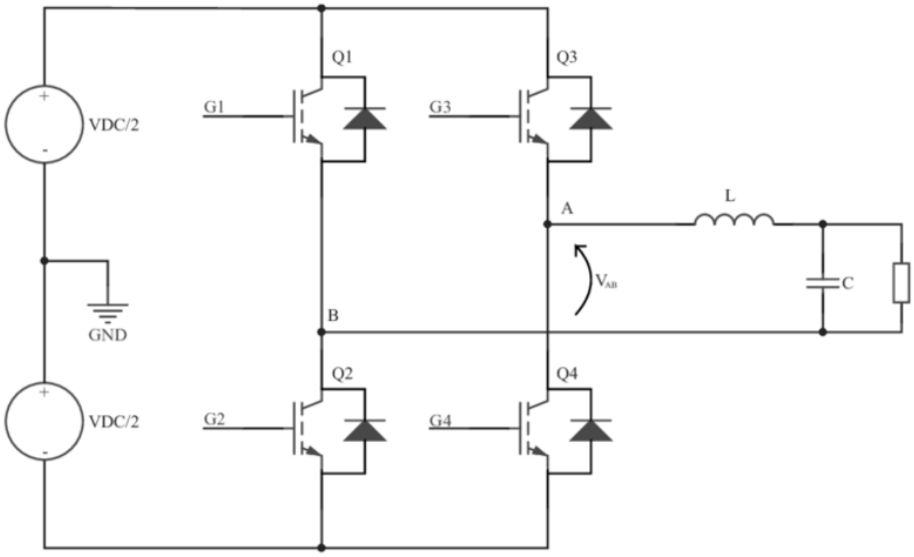


Figura 2.14: Inverter monofase full bridge.

2.10. MPPT

L'MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) è un algoritmo integrato all'interno dell'inverter fotovoltaico, essenziale per ottimizzare il rendimento dell'intero impianto. Permette all'inverter di adattarsi in tempo reale alle variazioni di tensione e corrente, cercando e mantenendo il sistema alla massima potenza possibile. Il punto di massima potenza nella curva I-V, come è stato detto in precedenza varia in base ad alcuni fattori, tra cui intensità della radiazione solare, temperatura, condizioni di ombreggiamento e sporcizia. L'MPPT utilizza diversi algoritmi per cercare il punto di massima potenza. I più comuni sono il metodo *Perturb and Observe* e il metodo *Incremental Conductance*. Questi algoritmi sono basati sull'assunzione che la curva P-V del generatore fotovoltaico abbia un solo massimo. Questo è vero solo se l'irraggiamento è costante e uniforme. Nel caso di ombreggiamento parziale, la curva P-V ha più massimi locali e risulta più difficile trovare il punto di massima potenza. Un esempio è riportato in figura 2.15 Uno svantaggio degli algoritmi MPPT è che possono lavorare solamente su stringhe di moduli con stessa orientazione ed inclinazione. Per fortuna negli inverter moderni gli ingressi MPPT sono circa una decina garantendo l'ottimizzazione del rendimento su tetti con orientazioni diversi o con situazione di ombre parziali. Per gestire efficacemente l'ombreggiamento parziale si utilizzano moderni ed avanzati algoritmi MPPT in grado di rilevare più punti di massima potenza. Spesso però, in situazioni di design complesse dove lo spazio sui tetti è limitato o sono presenti numerosi ostacoli, un'altra soluzione è quella di ricorrere all'utilizzo di ottimizzatori.

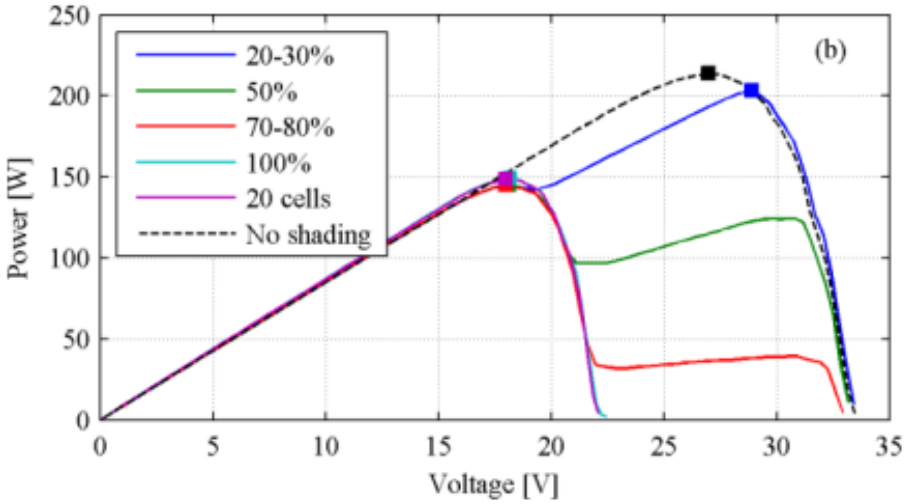


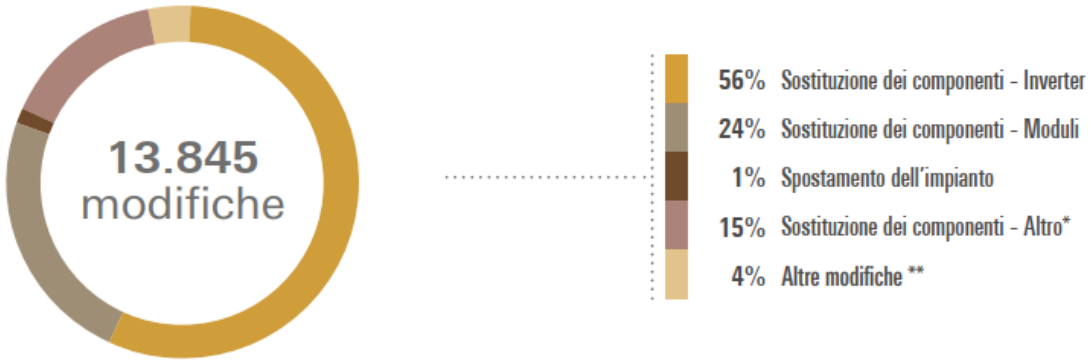
Figura 2.15: Effetto dell'ombreggiamento parziale sulla curva di potenza.

2.11. Ottimizzatori di potenza

Gli ottimizzatori sono una risoluzione alternativa al problema derivante dall'inseguimento di più punti di massima potenza quando l'impianto è sottoposto a condizioni operative non uniformi. Nei classici inverter per fotovoltaici, è stato detto che il numero di MPPT massimo può arrivare a circa 12. Ciascuno MPPT può accettare in entrata solo stringhe costituite dallo stesso numero di moduli che abbiano la stessa orientazione ed inclinazione. Quando però, il design dell'impianto impone di utilizzare più MPPT si ricorre all'utilizzo degli ottimizzatori. Gli ottimizzatori di potenza effettuano una tracciatura MPP distribuita, in maniera tale da differenziare e rendere indipendente ciascun pannello dalle altre curve di potenza dei singoli moduli. Infatti, grazie alla presenza di ottimizzatori, ogni modulo è indipendente dal resto della stringa e non può più essere causa di una diminuzione della potenza erogata dagli altri moduli in serie ad esso. Questi componenti portano numerosi vantaggi prestazionali, di contro però, hanno un costo considerevole sul prezzo totale. Di solito, è possibile collegare due pannelli in serie con unico ottimizzatore, limitando i costi totali. Il loro utilizzo è quindi consigliato solo quando le condizioni non uniformi di design lo impongono.

3 Manutenzione

L'energia solare fotovoltaica è tra le fonti rinnovabili più sviluppate negli ultimi anni, ha avuto un grande incremento grazie all'introduzione di incentivi e allo sviluppo di tecnologie sempre più efficienti e sempre più economiche. Essendo una tecnologia recente, a mano a mano che i primi impianti installati invecchiano, diventa sempre più importante una manutenzione costante e funzionale. Nonostante, il fotovoltaico sia una tecnologia nel complesso abbastanza semplice, è composta componenti che possono guastarsi, tra tutti il cuore pulsante del sistema fotovoltaico: l'inverter. Questi dispositivi hanno una vita utile garantita di circa 10-15 anni, molto minore rispetto alla vita utile dei moduli fotovoltaici, che garantiscono circa l'80% delle loro prestazioni sino ai 25 anni [9]. Durante la sua vita l'impianto sarà sicuramente soggetto a dei ricambi a causa di malfunzionamenti. Ad esempio, in Italia durante il 2021 sono stati realizzati 13.845 revamping, di cui per il 56% dei casi la causa è stata un malfunzionamento dell'inverter [8]. Come riportato in figura 3.1 gli altri interventi più frequenti riguardano i moduli per il 24%, modifiche del punto di connessione per il 15% e la sostituzione della componentistica elettrica come cavi, quadri elettrici e interruttori.



* Le altre tipologie di modifiche riguardano variazioni delle modalità installative, interventi di modifica della configurazione elettrica, modifiche del punto di connessione e variazione del regime di cessione.

** Tra gli altri componenti figurano: contatori, trasformatori, dispositivi di interfaccia, ottimizzatori, quadro elettrico e altri componenti minori.

Figura 3.1: Statistica dei revamping in Italia nel 2021 [8].

L'implementazione di tecniche di manutenzione organizzate è fondamentale per garantire affidabilità ed efficienza del funzionamento dell'impianto durante tutto il suo ciclo di vita, e di conseguenza, il rientro sull'investimento nei tempi prestabiliti. Di notevole importanza diventa evitare dei blocchi impianto imprevisti, che vanno a intaccare la produzione di energia e quindi le percentuali di energia autoconsumata

oppure immessa in rete. In questo frangente entra in gioco il monitoraggio, grazie al quale è possibile notare fermi impianto oppure piccoli malfunzionamenti. Questa supervisione è effettuata da remoto utilizzando dei software di monitoraggio dell'inverter, dove tutti i dati a livello di singola stringa vengono raggruppati dai *dataloggers*, inviati ad una piattaforma web attraverso le API ed infine, analizzati dalla squadra di manutenzione. La API è un insieme di regole e strumenti che permettono a diversi software di comunicare tra loro. Una volta che un malfunzionamento è stato rilevato, viene inviata una segnalazione, e in base alla gravità dell'allarme ricevuto, gli operatori risolvono il problema restaurando la funzionalità del dispositivo, senza la necessità di sostituzione dei componenti quando si può intervenire da remoto, oppure sostituendo i componenti guasti intervenendo sul posto.

3.1. Key Performance indicators KPI

I *Key Performance indicators* KPI sono i principali parametri che descrivono le prestazioni, l'affidabilità e l'efficienza dei sistemi e dei componenti fotovoltaici. I KPIs sono usati per monitorare le operazioni degli impianti analizzando nel dettaglio le performance. Come si è visto in precedenza i fattori che influenzano la produzione energetica di un impianto sono la radiazione solare, elementi meteorologici come temperatura e umidità ed infine l'orientazione e l'inclinazione dei pannelli. I KPI permettono un'analisi di performance al netto delle condizioni locali e della diversa tipologia di dispositivi installati. Gli indicatori di performance vengono principalmente suddivisi in KPI legati alle prestazioni dell'impianto PV e in KPI legati alla qualità dei servizi di O&M forniti. Inoltre, possono essere visualizzati su più orizzonti temporali, tipicamente si applicano a valori giornalieri, mensili o annuali. In questa sezione verranno analizzati i principali indicatori responsabili delle performance energetiche stabiliti dalla norma IEC 61724 [10].

3.1.1. Reference Yield $\boldsymbol{Y_r}$

Il *Reference Yield* è definito dall'equazione 8 come il rapporto tra l'irraggiamento lungo il piano dell'array fotovoltaico H_{POA} $[\frac{kWh}{m^2}]$ e l'irradianza di riferimento G_{ref} in condizioni standard STC $[1000\,\frac{W}{m^2}]$.

$$Y_r = \frac{H_{POA}}{G_{ref}} \qquad [h] \tag{8}$$

Questo KPI indica il numero di ore equivalenti di sole durante le quali la radiazione incidente è uguale a quella di riferimento. In sintesi, rappresenta la quantità di radiazione solare disponibile per l'impianto PV. Uno svantaggio di questo parametro è il modo in cui l'irradiazione viene rilevata. Tramite sensori solari come i piranometri è possibile ottenere valori molto precisi, però il costo di questi strumenti è molto

elevato e quasi mai vengono associati agli impianti. Altrimenti è possibile utilizzare dati meteorologici o satellitari, a discapito di una maggiore imprecisione.

3.1.2. Array Yield Y_a

L'*Array Yield* Y_a è ottenuto dall'equazione 9 con il rapporto tra l'energia DC prodotta misurata in un determinato periodo E_{DC} $[kWh]$ e la potenza nominale di picco P_o $[kWp]$.

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_o} \qquad [h] \tag{9}$$

Questo indicatore rappresenta il numero di ore equivalenti, in un periodo di tempo definito, durante le quali il sistema lavora alla sua potenza di picco per fornire l'energia DC in uscita. Il rendimento dell'array include le perdite di cattura, che possono essere causate da temperatura, sporcizia, ombreggiamento parziale e altro.

3.1.3. Final Yield Y_f

Il *Final Yield* Y_f è definite come il rapporto tra l'energia AC prodotta dall'impianto E_{AC} [kWh] e la potenza di picco P_o [kWp]. Nell'equazione 10:

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_o} \tag{10}$$

Questo indicatore rappresenta il numero di ore equivalenti, in un periodo di tempo definito, durante le quali il sistema lavora alla sua potenza di picco per fornire l'energia AC in uscita. Il rendimento finale comprende le perdite di conversione dal lato DC al lato AC.

3.1.4. Indicatori di efficienza

In generale, questi rendimenti sono il rapporto tra l'energia prodotta e l'energia disponibile. Possono essere calcolati per l'intero sistema oppure per i singoli componenti. Il rendimento dell'array η_A è il rapporto tra l'energia DC E_{DC} $[kWh]$ prodotta dai moduli e l'irradianza misurata nel piano dell'array fotovoltaico H_{POA} $[\frac{kWh}{m^2}]$. Questo rapporto nell'equazione 11 indica quanta energia è ottenibile dalle celle solari.

$$\eta_A = \frac{E_{DC}}{A \cdot H_{POA}} \tag{11}$$

Il rendimento dell'inverter η_{inv} in equazione 12 è il rapporto tra l'energia AC prodotta dall'impianto E_{AC} $[kWh]$ e l'energia DC E_{DC} $[kWh]$ prodotta dall'array.

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \tag{12}$$

Il rendimento dell'impianto η_{PV} in equazione 13 è il rapporto tra l'energia AC prodotta dall'impianto $E_{AC\ [kWh]}$ e l'irradianza misurata nel piano dell'array fotovoltaico $H_{POA}\ [\frac{kWh}{m^2}]$. La misura di questo KPI indica la percentuale di energia solare convertita dall'impianto fotovoltaico in energia elettrica.

$$\eta_{PV} = \frac{E_{AC}}{A \cdot H_{POA}} \tag{13}$$

3.1.5. Performance ratio PR

Uno dei KPI più utilizzati dagli operatori è *il Perfomance Ratio* PR definito in equazione 14 dal rapporto tra *il final yield* Y_f e il *reference yield* Y_r.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{AC}}{P_0} \Big/ \frac{H_{POA}}{G_{ref}} \tag{14}$$

Il PR è il rapporto tra l'energia AC prodotta dall'impianto e l'energia solare disponibile. Inoltre, questo indicatore può essere visto come il rapporto tra le ore equivalenti di produzione durante le quali il sistema lavora alla sua potenza di picco e le ore equivalenti di energia solare durante le quali la radiazione incidente è uguale a quella di riferimento. È un parametro fondamentale dal punto di vista del monitoraggio in quanto considera tutte le perdite del sistema fotovoltaico: perdite di efficienza dei moduli, perdite dell'inverter, perdite di resistenza dei cavi, invecchiamento, ombreggiamento, sporcizia ed interruzioni. La misura dell'irraggiamento nel calcolo del PR è di notevole importanza e per questo motivo deve essere molto precisa. La tecnologia migliore per ottenerla è l'utilizzo di piranometri, strumenti alquanto efficaci ma allo stesso tempo molto costosi. Infatti, difficilmente vengono utilizzati dalle aziende in campo pratico. Nella maggior parte dei casi si utilizzano valori ottenuti da modelli satellitari, meno precisi ma sufficientemente affidabili, offrendo un ottimo compromesso dal punto divista tecnico ed economico. Tuttavia, in condizioni di pioggia o nebbia il valore del PR ottenuto può essere un po' fuorviante non rispecchiando le reali condizioni operative dell'impianto. Inoltre, il PR è influenzato dalle variazioni di temperatura. Nei mesi invernali tende ad essere più alto, mentre nei mesi estivi a causa dell'innalzamento delle temperature, tende ad abbassarsi. Al fine di limitare la variazione del PR dovute alle variazioni della temperatura, si utilizza il *weather corrected perfomance ratio* dove viene considerata anche la differenza di temperatura del modulo e la temperatura di riferimento [27]. Un esempio è raffigurato in figura 3.2 nella quale è possibile notare che il PR corretto mantiene un valore più costante durante le stagioni dell'anno.

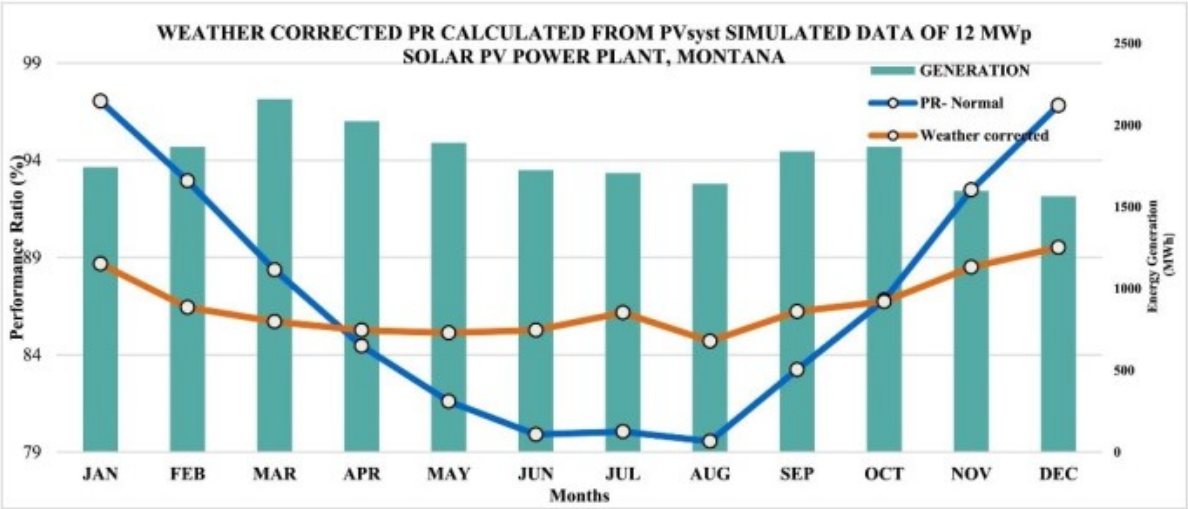


Figura 3.2: Confronto tra PR e PR corretto con la temperatura [27].

3.1.6. Capacity factor CF

Il *Capacity Factor* CF è definito in equazione 15 come il rapporto tra l'energia prodotta annualmente e l'energia che sarebbe stata prodotta ipotizzando che il sistema lavorasse costantemente alla potenza di picco per tutto l'anno.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_0 \cdot 365 \cdot 24} \tag{15}$$

Questo indicatore può essere utile per confrontare il rendimento di un impianto in anni differente, individuando l'invecchiamento e il degradamento del sistema PV. Un altro impiego è di paragonare la produzione PV con le fonti termiche tradizionali.

3.1.7. Energy Performance Index EPI

L'*Energy Performance Index* EPI è calcolata in equazione 16 come il rapporto tra la produzione dell'impianto E_{AC} e la produzione E_{ref} calcolata utilizzando un modello fisico di riferimento dell'impianto. Questo modello fisico è costruito su tutte le informazioni dell'impianto fotovoltaico: numero e tipologia di inverter e moduli, posizione geografica, azimuth e tilt.

$$EPI = \frac{E_{AC}}{E_{ref}} \tag{16}$$

Una volta ottenuto il modello fisico, è necessario un periodo di addestramento dei dati per raggiungere un'affidabilità ragionevole del modello. Questo indicatore può essere utilizzato nel monitoraggio per identificare malfunzionamenti, basse prestazioni o comportamenti anomali ripetitivi come ombre parziali, quando l'EPI è molto minore

di 1. Successivamente verrà analizzato nel dettaglio l'utilizzo di questo tool nel software di monitoraggio s-EM, in grado di individuare problematiche ricorrenti, come ad esempio un ombreggiamento parziale pomeridiano.

3.1.8. Disponibilità tecnica e qualità del dato

La disponibilità tecnica è un parametro che rappresenta il rapporto percentuale del tempo in cui l'impianto ha prodotto rispetto al tempo totale in cui avrebbe potuto produrre. Questo valore deve essere sempre maggior del 98% in un anno. In caso contrario molto probabilmente saranno presenti malfunzionamenti all'inverter oppure problemi di comunicazione con la rete. La qualità dei dati, invece, corrisponde alla percentuale dei dati regolari ricevuti per le grandezze di produzione nell'intervallo selezionato.
Dati mancanti, non validi o fuori soglia sono considerati dati non regolari. Anche in questo caso, la qualità del dato non deve essere inferiore al 90%.

3.1.9. KPI responsabili della qualità dei servizi di O&M forniti

I KPI responsabili della qualità dei servizi di O&M sono importanti per determinare se i servizi sono stati eseguiti adeguatamente, affinché l'impianto possa funzionare come previsto. Questi KPI includono i tempi di riconoscimento, intervento e risoluzione, che monitorano il tempo necessario per riconoscere un allarme, raggiungere l'impianto e risolvere il problema. Un altro KPI importante indica la percentuale di energia non generata dovuta ad interventi di manutenzione straordinaria. In aggiunta, un altro parametro è il fattore di fallimento che valuta se il tempo medio in cui si verifica il guasto nei componenti è inferiore rispetto al valore previsto dai fornitori dei componenti. Se l'indice temporale medio è molto inferiore a 0,9, ciò indica che i guasti si stanno verificando prima del previsto, il che dimostra che i componenti non sono di buona qualità. [10]

3.2. Monitoraggio

Uno dei compiti principali della squadra di manutenzione è monitorare costantemente i livelli di produzione dell'impianto in modo tale da riportare all'occorrenza anomalie o cali di produzione. Diventa importantissimo avere una strategia ordinata ed organizzata per evitare fermi impianto imprevisti che portano ad un mancato ingresso di energia e quindi di denaro. Le sviste non sono accettate, possono portare a peggioramenti del guasto in corso, ritardi sulle operazioni di riparazione, mancata produzione e di conseguenza malcontento del cliente. Per controllare sistemi fotovoltaici di media grande dimensione si utilizzano sistemi di monitoraggio da remoto. Come è stato spiegato precedentemente, nei portali di supervisione dell'inverter, tutti i dati, tra cui potenza prodotta, correnti DC/AC e tensioni di stringa vengono raggruppati dai *dataloggers*, inviati tramite linguaggio API ad un sito web

facilmente accessibile ed infine, analizzati ed elaborati dagli operatori della manutenzione. Quando un malfunzionamento o calo di produzione viene rilevato, il portale invia un allarme, e una volta analizzato il segnale ricevuto gli operatori valutano se intervenire o meno. Spesso e volentieri i portali di monitoraggio inviano una grande quantità di segnalazioni, a volte superflue o fuorvianti, altre volte importanti. Capita spesso che all'inverter sia mancata connessione internet per qualsivoglia motivo; quindi, dal portale risulta una mancata produzione o un errore di comunicazione dell'inverter, mentre in realtà l'impianto stava funzionando correttamente. L'operatore dovrà contattare il proprietario dell'impianto per far ricollegare consonamente l'inverter. Altre volte, succede che un impianto abbia avuto un rendimento molto basso a causa di condizioni climatiche pessime come nebbia, cielo nuvoloso o pioggia, senza nessun guasto effettivo. La bravura dell'operatore sta proprio nell'organizzare al meglio tutte le informazioni ricevute dai portali di monitoraggio e capire, grazie all'esperienza accumulata negli anni, dove effettivamente è necessario intervenire.

La frequenza temporale con cui gli impianti vengono monitorati cambia a seconda dello scopo con vantaggi e svantaggi. Raccogliere dati su base oraria consente di risparmiare spazio di archiviazione, ma può ridurre la capacità di diagnosticare problemi repentinamente. Raccogliere invece, dati ogni dieci, quindici minuti può facilitare individuare ed analizzare i valori raccolti, soprattutto nelle giornate invernali quando la giornata produttiva può ridursi a 5/6 ore, il che comporta pochi punti rilevati. Inoltre, chi si occupa di gestire un ampio portafoglio impianti preferisce visualizzare i dati dei diversi impianti sulla stessa linea temporale. Capita spesso che i portali di monitoraggio acquisiscano dati con frequenze diverse, rendendo difficile realizzare un confronto significativo [20]. Tuttavia, si ritiene che a scopo puramente lavorativo di monitorare gli impianti, una frequenza oraria sia più che sufficiente per rilevare dei fermi impianto oppure dei guasti. Mentre per un progetto di ricerca, una risoluzione temporale più ristretta potrebbe essere la soluzione migliore da seguire.

La maggior parte dei sistemi di monitoraggio disponibili inviano allarmi quando la produzione diminuisce drasticamente, oppure quando un inverter produce meno rispetto agli altri nell'impianto, oppure se vengono rilevati guasti o anomalie. Inoltre, questi sistemi eseguono calcoli automatici di alcuni KPI, tra cui PR e disponibilità tecnica per la maggiore. Un monitoraggio costante e quotidiano del PR viene utilizzato per accertarsi di alcune anomalie, mentre la valutazione annuale o mensile del PR può essere usata dall'operatore per confrontare periodi temporali differenti individuando lo stato di invecchiamento dell'impianto. Tuttavia, i valori raccolti possono risultare inaccurati. Ad esempio, se i dati di irraggiamento utilizzati per calcolare il PR provengono da una centralina meteo oppure da dati satellitare, la cui risoluzione non è certamente accurata come quella dei valori misurati da un sensore in loco, le misurazioni non risultano sempre precise. Altri portali, invece, sono in grado di simulare la produzione attesa utilizzando modelli fisici previsionali partendo dai

valori di irraggiamento e temperatura raccolti. Tutti i dati raccolti e i KPI calcolati possono essere raggruppati e scaricati dall'operatore attraverso dei report mensili, annuali o addirittura settimanali.

I nuovi sistemi di monitoraggio stanno diventando a mano a mano sempre più "intelligenti", una volta raccolti autonomamente tutti i dati generati dall'impianto, questi vengono analizzati tramite metodologie statistiche come le reti neurali in grado di diagnosticare eventuali problemi e identificarne automaticamente le cause. Grazie alle nuove tecnologie, sarà possibile intervenire tempestivamente per risolvere i problemi, riducendo la propagazione dei guasti e minimizzando le perdite economiche complessive. Nei paragrafi successivi verranno analizzate brevemente le reti neurali artificiali con una spiegazione dettagliata, ma concisa del loro funzionamento.

3.3. Possibili anomalie

Così come negli altri sistemi, anche gli impianti fotovoltaici incorrono in dei guasti durante la loro vita utile. In questa sezione verranno analizzate le anomalie più ricorrenti dei componenti dei sistemi PV prima dei moduli [4] [22] e successivamente dell'inverter [20].

- *Ombreggiamento parziale*: dovuto dal passaggio di nuvole, dalla presenza di alberi o altri ostacoli che bloccano l'irradianza solare provocando un possibile effetto di *mismatching*, ovvero che almeno un modulo sta lavorando con parametri elettrici differenti, andando ad influenzare la curva di potenza di tutta la stringa. Nel caso di ombreggiamenti permanenti, come è stato descritto al paragrafo 3.1, si può arrivare alla formazione di *hotspots* ed al danneggiamento di una o più celle fotovoltaiche.

- *Accumulo di sporcizia*: il deposito di polvere, detriti, foglie o escrementi di uccelli influenza molto negativamente il rendimento dei moduli. Anche in questa circostanza l'effetto di *mismatching* è molto comune. In base alla locazione geografica dell'impianto sarà necessario organizzare una pulizia regolare dell'impianto.

- *Surriscaldamento dei moduli dovuti a hotspot:* l'*hotspot* è un particolare tipo di mismatch causato da una distribuzione squilibrata della potenza nelle celle fotovoltaiche. Le celle interessate, vengono polarizzate inversamente e agiscono da carichi, consumando la potenza generata dalle altre celle, aumentando così la temperatura. Possono essere causati da numerosi fattori, tra cui ombreggiamenti, sporcizia, fratture e mismatches, e nei casi più gravi possono provocare surriscaldamenti eccessivi che sfociano in incendi.

- *Degradazione dei moduli PID:* *Potential induced degradation* o PID è un meccanismo di degradazione che si verifica nei sistemi fotovoltaici non dotati di un trasformatore dove, non essendovi isolamento elettrico e la messa a terra della stringa fotovoltaica, si crea un potenziale elettrico che provoca correnti di dispersione che fluiscono dai telai dei moduli verso le celle fotovoltaiche. Questo fenomeno si verifica soprattutto nelle celle più vicino al telaio del modulo. Sotto l'effetto del potenziale elettrico, gli ioni di sodio presenti nel vetro migrano e si accumulano sulla superficie della cella, penetrando al suo interno, riducendo la potenza prodotta. Dopo lunghi periodi, questo processo può portare ad anomalie serie nei moduli ed a efficienze molto basse. In figura 3.3 si può notare come la curva I-V di un modulo varia a seconda della severità dell'effetto di degradazione PID [21].

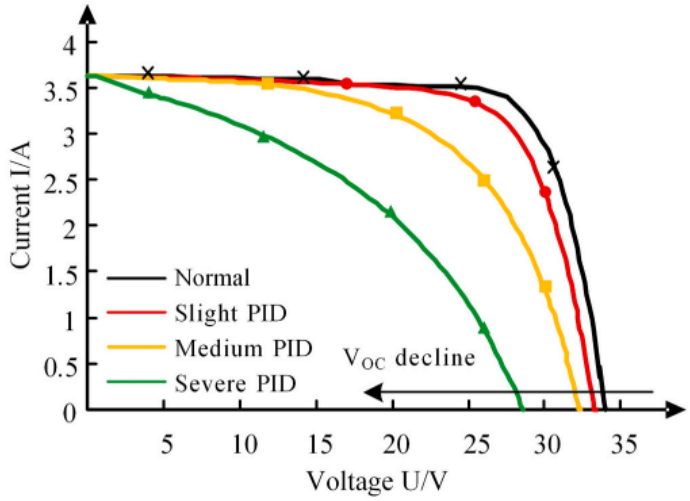


Figura 3.3: Effetto del PID sulla curva I-V.

- *Guasto al diodo di bypass:* questo componente ha un ruolo importante nel mitigare le perdite di potenza causate dagli ombreggiamenti o altre anomalie che invertono la polarizzazione del modulo. Quando un diodo di bypass è aperto o in cortocircuito, il loro effetto diventa nullo, e il disequilibrio tra potenze si propagherà per l'intera stringa andando a peggiorare il rendimento totale.

- *Guasto alla junction box:* è la scatola che contiene i diodi di bypass e il cablaggio che collegano i panelli. I guasti possono essere causati da corrosione, errori umani quali montaggio inadeguato, cablaggio scadente o penetrazione di umidità. Un danneggiamento a questo elemento può portare al surriscaldamento della componentistica interna e di conseguenza al rischio di

danni ulteriori.

- *Guasto a terra:* può verificarsi quando ad esempio le strutture di montaggio dei moduli e i telai vengono a contatto con correnti di dispersione, che possono iniziare a circolare per varie cause, tra cui un errore di installazione, il taglio di un filo, il deterioramento dell'isolamento, la corrosione o un cablaggio scadente. Per evitare situazioni pericolose, i materiali conduttori che non servono a trasportare corrente vengono collegati a dispersori di terra per diminuire il rischio di scosse elettriche.

- *Guasto "line to line":* questi guasti sono causati da cortocircuiti non voluti tra due potenziali, all'interno della stessa o tra due stringhe adiacenti. Possono essere causati da un accidentale cortocircuito, un cattivo isolamento tra connettori o da un cablaggio scadente

- *Microfratture delle celle*: dovute a diverse cause quali, errore di installazione, trasporto, vibrazioni, stress meccanici, condizioni ambientali estreme come neve o grandine.

- *Decolorazione dei moduli:* è un tipo di degradamento che colpisce lo stato incapsulante EVA dei moduli causato dalle radiazioni UV e dall'umidità. Invecchiando, questo strato tende a decolorarsi diventando più giallognolo. Di conseguenza la luce sfruttabile per l'effetto fotovoltaico diminuirà e l'energia prodotta sarà minore.

- *Delaminazione:* attraverso i bordi del telaio dei moduli, l'acqua può penetrare causando umidità, ossidazione e corrosione portando al distaccamento dello strato EVA dal vetro o dalla cella. La scarsa adesione dell'incapsulante genera notevoli perdite di performance.

- *Rotture ai busbars di interconnessione*: i *busbars* permettono il trasporto di corrente dall'interno del modulo al circuito esterno. Spesso per una saldatura errata, per alte temperature, trasporto, montaggio, vibrazioni e carichi eccessivi queste connessioni si possono rompere riducendo la superficie disponibile per il passaggio di corrente.

- *Rottura del telaio o del vetro*: sono eventi soprattutto dovuti ad errori umani nel trasporto o nel montaggio dell'impianto, oppure causati da eventi eccezionali quali grandinate o nevicate.

Per quanto riguarda l'inverter, questo componente ha il compito di trasformare efficientemente la potenza DC in ingresso, in potenza AC in uscita. È uno dei componenti fondamentali dell'intero impianto, in quanto, un suo malfunzionamento operativo blocca completamente la produzione di energia. Spesso succede che questi strumenti stiano sottoperformando per svariate cause tra cui, errori di configurazione, guasti di piccoli componenti, cablaggio errato, anomalie ad una ventola di raffreddamento o qualsiasi altro meccanismo di guasto simile che non è facilmente individuabile. Tutti questi piccoli malfunzionamenti causano grandi perdite se si verificano su un periodo di tempo più prolungato. È qui che diventa fondamentale l'operatore di manutenzione e monitoraggio che grazie alla sua costante supervisione deve essere in grado di rilevare queste sottoperformance ed organizzare interventi mirati.

Un aspetto essenziale, tra le problematiche che colpiscono gli inverter, sono le distorsioni armoniche causate dalla rete. La produzione di potenza degli impianti PV è alquanto incerta e variabile dipendendo dalle condizioni ambientali. Brusche variazioni delle condizioni operative, improvvisi aumenti e diminuzioni di potenza causano sbalzi di tensione che rendono il sistema instabile. Al contrario, la rete nazionale a cui il sistema è collegato, opera con un'onda sinusoidale strettamente definita, sia in termini di frequenza, sia in termini di tensione. Queste variazioni improvvise possono causare disturbi nella rete elettrica, come interruzioni di corrente oppure danni permanenti alle apparecchiature dell'impianto soprattutto all'inverter. Quando lo sbalzo di tensione è troppo elevato oppure quanto la rete elettrica è sovradimensionata, ad esempio durante temporali o altre situazioni in cui si verificano picchi di tensione nella rete, l'inverter si blocca e si spegne in automatico per proteggere l'impianto. Dopo un blocco del genere, è necessario verificare che l'inverter non si sia danneggiato prima del riavvio. Una mancata supervisione, in questi casi può portare a fermi impianto molto lunghi. Per mitigare questi effetti, nei sistemi maggiori di 1 MW è obbligatorio installare l'Unità di Controllo Centrale (CCU). La CCU è un dispositivo elettronico che consente di modulare l'erogazione di energia per mantenere stabile la rete. Inoltre, permette agli operatori di rete di fermare la produzione dell'impianto in qualsiasi momento, qualora la rete risultasse sovraccaricata.

Un altro aspetto da tenere in considerazione è il surriscaldamento dell'inverter. È un problema comune che può influenzare negativamente le prestazioni dell'impianto e, in casi estremi, portare alla rottura del componente. Può essere causato da vari fattori tra cui, il sovradimensionamento o sottodimensionamento dell'inverter. È importante dimensionarlo correttamente in base alla potenza dei moduli installati per evitare surriscaldamenti e perdite di efficienza. Per questo motivo lo spazio di installazione dell'inverter gioca un ruolo rilevante. Se l'inverter è installato in uno spazio chiuso con una scarsa circolazione dell'aria, la temperatura interna può salire rapidamente. Surriscaldamenti eccessivi possono provocare cortocircuiti, fusione dei fusibili interni

all'inverter o il blocco di protezione dell'apparecchio. Oltre allo spazio adeguato di applicazione da scegliere in fare di progettazione, per evitare surriscaldamenti, si consiglia di tenere sotto controllo le prestazioni dell'impianto attraverso i portali di monitoraggio dell'inverter. Ciascuna marca di inverter ha il proprio portale, accessibile gratuitamente e dotato di rilevazioni dei parametri elettrici dell'impianto, sino a livello di stringa, consultabili in tempo reale. Inoltre, è consigliabile mantenere pulito l'inverter, in particolare, con la pulizia dei filtri e della ventola di raffreddamento. La sporcizia, soprattutto la polvere, può ostruire la corretta ventilazione dell'apparecchio.

3.4. Strategie di manutenzione

In accordo con le principali linee guida in O&M [9], la manutenzione di un impianto fotovoltaico può essere suddivisa in cinque categorie:

- **Manutenzione correttiva**: è la più convenzionale strategia di manutenzione che consiste nel riparare o sostituire componente una volta che il guasto si è verificato. Ha il vantaggio di utilizzare completamente la vita utile del pezzo, ma può portare a danni maggiori dell'intero sistema o a lunghi blocchi impianti se la scoperta del guasto non è repentina ed efficace.

- **Manutenzione preventiva**: è una strategia che prevede interventi fisici preventivati, con cadenza semestrale o annuale, a seconda della commessa di manutenzione prestabilita con il cliente.

- **Manutenzione predittiva**: è una strategia che prevede il monitoraggio e l'analisi continua delle condizioni operative di un impianto con l'obiettivo di rilevare segnali di degrado o di malfunzionamento imminenti. Si basa su modelli previsionali fisici oppure su nuovi modelli basati sull'acquisizione di dati storici elaborati attraverso algoritmi specifici.

- **Manutenzione complementare**: si tratta di interventi addizionali come il lavaggio dei pannelli o altri interventi legati alla crescita di vegetazione nei paraggi o alla costruzione di nuovi edifici che possono influenzare la produzione energetica.

- **Manutenzione straordinaria**: si tratta di tutti gli interventi dovuti a eventi imprevedibili come ad esempio grandine, incendi, furti.

3.5. La manutenzione preventiva

L'azienda Erreci offre come servizio di manutenzione i seguenti servizi, con cadenza semestrale o annuale a scelta del cliente:

- Ispezione visiva e verifica degli elementi di impianto
- Termografia
- Lavaggio dei pannelli
- Monitoraggio
- Gestione amministrativa

Per prima cosa viene effettuata un'ispezione visiva a campione per controllare lo stato dei componenti e verificare la presenza di alcuni possibili problematiche, verificando l'assenza di danneggiamenti al pannello, ai cavi di collegamento, il grado di deterioramento degli isolanti e il livello di pulizia dei vetri protettivi individuando residui di sporco come foglie, escrementi di uccelli e detriti e danni superficiali visibili ad occhio nudo. Deve essere inoltre verificata l'assenza di umidità, lo stato dei contatti elettrici, lo stato dei diodi di bypass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità dei pressacavi. Per le strutture portanti devono essere verificati i serraggi dei bulloni e i sistemi di ancoraggio. Contestualmente deve essere verificata la perfetta integrità del materiale, ovvero l'assenza di ruggine o di punti notevole degrado della struttura stessa. Per quanto riguarda l'inverter oltre ad un'ispezione visiva e al controllo dell'involucro, vengono ispezionati i filtri delle prese d'aria di ventilazione e verificato il corretto distacco dell'inverter per mancanza di rete. Infine, viene controllato il collegamento alla rete di terra, il corretto serraggio dei morsetti e vengono esaminati i fusibili.

In secondo luogo, il rilievo della curva caratteristica I-V fornisce importanti informazioni riguardo al calo di prestazione che il pannello può aver subito nel tempo e permette di identificare facilmente anomalie dovute, ad esempio, a diodi di bypass in cortocircuito, connessioni difettose o ombreggiamenti. Di fondamentale importanza diventa effettuare le misure con un buon irraggiamento solare, per poter confrontare al meglio i valori ottenuti con i parametri forniti dalla scheda tecnica determinati in condizioni standard di test (radiazione solare $1000\ W/m^2$, temperatura della cella $25°C$, air mass AM 1.5). Tuttavia, durante la misurazione sul campo sarà necessario correggere i valori registrati alle condizioni reali di irradiazione e temperatura. Le correzioni vengono applicate con formule specifiche per riportare i valori alle STC. Una riduzione della corrente può significare la presenza di hotspots indesiderati, bassi valori di tensione possono indicare a diodi di bypass danneggiati, mentre una perdita generale di potenza suggerisce un invecchiamento delle celle ed infine celle

ombreggiate o sporche si identificano grazie alla distorsione delle curve analizzata nei paragrafi precedenti.

Un'altra operazione che effettua l'operatore di manutenzione è la misura della resistenza di isolamento dell'impianto. Ogni sistema fotovoltaico presenta sia prima del collegamento alla rete che durante il processo di immissione un potenziale differente rispetto alla terra. Un isolamento adeguato abbassa il rischio di scosse elettriche per gli operatori ed evita superflue dispersioni di corrente che compromettono l'efficienza dell'impianto. La corrente totale verso terra è la somma delle correnti di dispersione della componentistica dell'impianto, ovvero, moduli, cavo CC e inverter e deve essere misurata opportunamente seguendo la norma CEI EN 62446 che specifica i valori minimi accettabili. Seconda questa norma, la misura deve essere presa in assenza di carico e in condizioni di irraggiamento buone e stabili. Si applica una tensione continua (di solito tra i 500 V e i 1000 V), ad esempio ai poli positivo e negativo del campo fotovoltaico e si misura la resistenza che deve essere almeno pari a 1 MΩ [22]. Bassi valori della resistenza di isolamento possono indicare l'invecchiamento e la degradazione dei cavi, danni ai pannelli fotovoltaici, danni ai diodi di bypass oppure presenza di umidità o infiltrazioni di acqua che accumulandosi nelle cornici dei pannelli possono formare percorsi di dispersione per la corrente verso terra.

La termografia consiste nell'utilizzo di termocamere a infrarossi in grado di misurare e visualizzare la distribuzione della temperatura sulla superficie dei moduli mettendo in evidenza la presenza di hotspots. Quest'ultimi sono un segnale chiaro e forte di anomalie in corso come ombreggiamenti persistenti, celle difettose, fratture o degrado dei moduli. Infatti, se una cella produce meno corrente rispetto alle altre, si polarizza inversamente, non producendo più energia, il che comporterebbe un'elevata dissipazione del calore [4]. Nella figura 3.4 è riportato un esempio di hotspot.

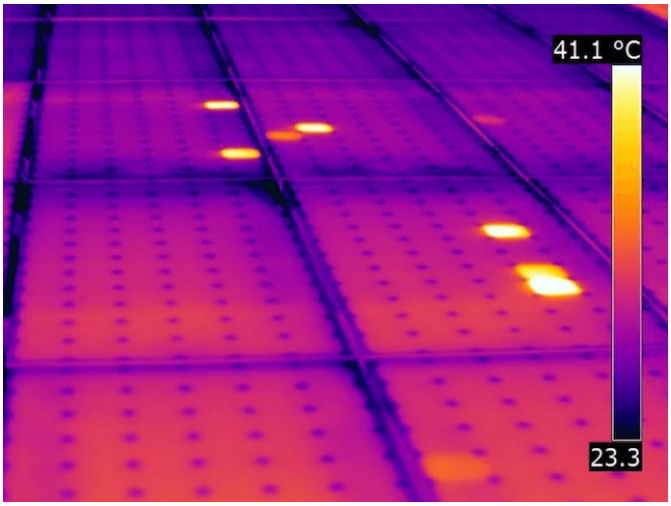


Figura 3.4: Termografie con hot-spot rilevati. [12]

La termografia si può applicare anche ai componenti elettrici dell'impianto che possono risultare surriscaldati come si evince in figura 3.5.

Figura 3.5: Termografia sul quadro elettrico. [12]

Il lavaggio dei moduli fotovoltaici è il principale intervento per mantenere puliti i pannelli. La sporcizia dovuta all'accumulo di polvere e piccoli detriti causa una perdita diretta di energia, in quanto disperde, riflette e assorbe parte della luce solare incidente, riducendo l'intensità dell'irraggiamento che colpisce la cella solare. L'impatto della sporcizia può essere mitigato attraverso azione preventive come la stesura di rivestimenti antipolvere oppure effettuando una pulizia regolare svolta da addetti specializzati in caso di piccoli impianti o automatizzata nel caso di grandi parchi fotovoltaici. Questa problematica assume particolare importanza in aree aride, polverose o con alti livelli di inquinamento. Le operazioni di pulizia devono, infatti, essere realizzate nei momenti opportuni con l'obiettivo di massimizzare le prestazioni energetiche e, allo stesso tempo aumentare i ricavi monetari. In certe regioni, invece, in cui le piogge sono molto frequenti, queste sostituiscono le operazioni di pulizia mantenendo i pannelli sufficientemente puliti, rendendo superfluo e dispendioso qualsiasi ulteriore intervento. In generale in Italia si sceglie di realizzare i lavaggi con cadenza annuale, nei mesi meno piovosi e nelle zone più inquinate. In certi casi, grazie alle frequenti precipitazioni e alla pulizia dell'aria la pulizia dei pannelli, la produzione energetica non è intaccata dallo sporco e la pulizia viene eseguita meno di frequente.

Per quanto riguarda la gestione amministrativa, gli operatori si occupano di svolgere tutte le pratiche e le scadenze che il possessore di un impianto fotovoltaico deve compiere nei confronti delle dogane, del GSE e con il distributore.

Infine, non compresa nel contratto di manutenzione, Erreci offre anche la manutenzione straordinaria. Quest'ultima comprende tutti gli interventi a fronte di

guasti o anomalie impreviste che compromettono il regolare funzionamento dell'impianto. È una manutenzione che si effettua (al di fuori dei casi specificamente previsti in garanzia) per cause di natura non prevedibile riguardanti, ad esempio, eventi atmosferici, fenomeni elettrici, guasti alle macchine, atti vandalici, furto, incendio e altre cause di forza maggiore. L'attività di manutenzione straordinaria prevede un sopralluogo con eventuale elaborazione del preventivo.

3.5.1. Nuove tecnologie

Soluzione tecnologiche avanzate stanno prendendo il largo nel mondo delle manutenzioni del settore fotovoltaico per fornire sempre più maggiore efficienza energetica a basso costo. Questo sviluppo si materializzerà usando gli ultimi sviluppi emergenti:

- *Termografia aerea con drone*: vengono utilizzati droni dotati di termocamere ad alta risoluzione per una facile individuazione dei moduli affetti da hotspots causati da difetti o rottura delle celle [13]. Si tratta di una soluzione molto veloce e affidabili soprattutto per grandi parchi fotovoltaici, come nell'esempio in figura 3.6, che richiederebbero ore e ore di lavoro. Tuttavia, questa operazione richiedere costi maggiori e il conseguimento del patentino di volo per poter pilotare i droni.

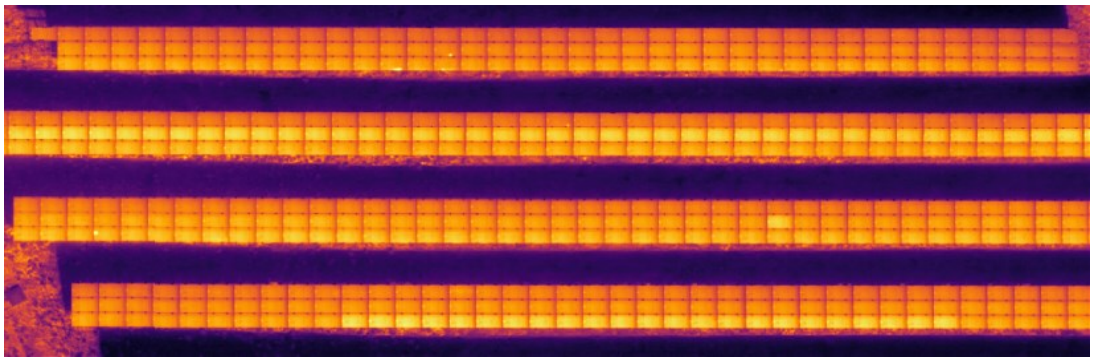


Figura 3.6:Foto scattata dall'alto dalla camera termica con drone

- *Rivestimento anti-sporcizia*: sono rivestimenti specializzati che devono avere alta trasparenza, resistenza all'abrasione e proprietà repellenti per la polvere. In generale, vengono utilizzati a questo scopo tessuti idrofobici e idrofili, che aiutano a ridurre l'accumulo di polvere incrementando il rendimento energetico sino al 3% [14] [15].

- *Rivestimento antiriflesso*: le perdite energetiche causate dalla riflessione rappresentano perdite ragionevoli che possono essere ridotte applicando rivestimenti antiriflesso sui moduli. Tali rivestimenti possono aumentare la produzione del 3-4% [14] [15].

- *Test dell'elettroluminescenza*: viene applicata ai moduli una tensione per verificare i flussi di corrente, mentre una camera con sensori speciali rende visibile ad occhio nudo la luce a infrarossi emessa dalle celle. Le celle funzionanti avranno un aspetto luminoso con una distribuzione uniforme, mentre quelle danneggiate si presenteranno scure. È possibile rilevare anomalie come diodi di bypass in cortocircuito, microfratture nelle celle, effetti di degradamento PID e difetti tra i contatti tra celle vicine [17]. Di seguito riportati in figura 3.7 e 3.8. due esempi, il primo riportante un diodo di bypass in corto circuito, dove un terzo del modulo non sta funzionando, mentre il secondo, evidenza l'effetto PID soprattutto nelle celle più scure vicino al telaio del modulo.

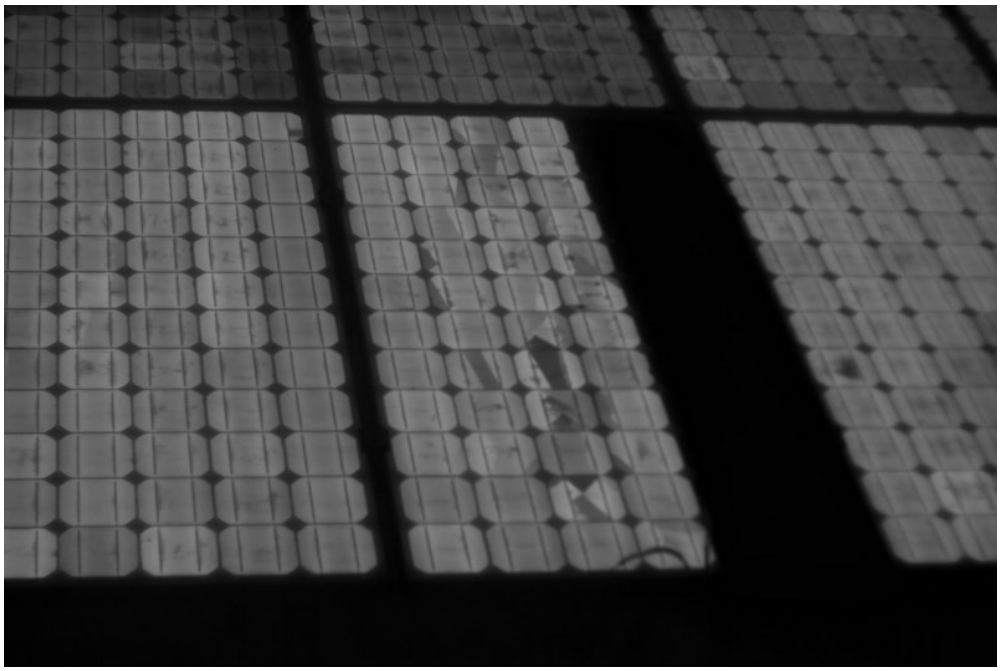


Figura 3.7: Diodo di bypass in corto circuito rilevato con elettroluminescenza.

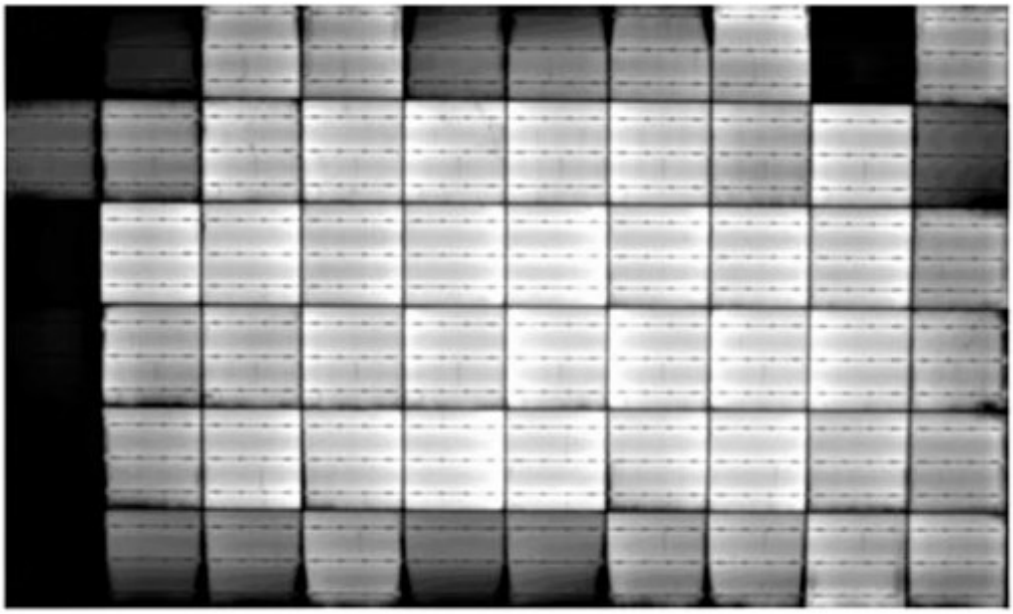


Figura 3.8: Effetto PID rilevato dal test di elettroluminescenza

- *Test di fluorescenza*: questo metodo sfrutta il fenomeno della fluorescenza che si verifica grazie alla presenza di alcuni atomi presenti nell'EVA, lo strato intermedio usato per incapsulare le celle solari. A differenza dell'elettroluminescenza, non è necessario scollegare i moduli dall'inverter. Attraverso questo test è possibile rilevare fratture interne alle celle, deterioramento dell'EVA, delaminazione delle celle e molto altro [18]. Nell'esempio seguente in figura 3.9 viene riportato un modulo con fratture dovuti ad urti da grandine.

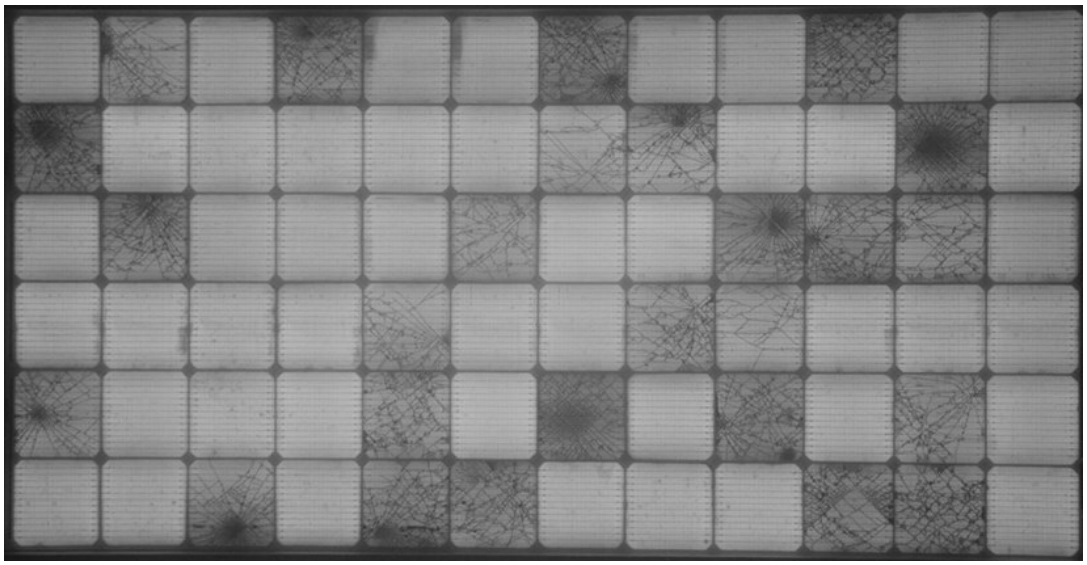


Figura 3.9: Fratture rilevate con il test di fluorescenza.

3.6. La manutenzione predittiva

L'obiettivo della manutenzione predittiva è quello di trovare strategie in grado di predire anomalie di guasto, in modo da ottimizzare i periodi di fermi impianto, la perdita di produzione e il costo della manutenzione. Monitorare e analizzare i dati e gli specifici parametri di un impianto permette di organizzare al meglio la manutenzione con interventi mirati segnalati dai modelli previsionali. La costruzione di un modello previsionale per sistemi fotovoltaici consiste nel calcolare l'energia in uscita partendo dai parametri del sistema e dalle condizioni ambientali in cui il sistema opera. I principali modelli previsionali sono modelli fisici, che una volta stabiliti i parametri del circuito fisico equivalente, sono in grado di prevedere l'output energetico di un modulo date le condizioni ambientali in cui esso sta lavorando.

Nuove tendenze stanno portando all'utilizzo di modelli che utilizzano una serie di storici. Grazie all'evoluzione dell'intelligenza artificiale e del machine learning stanno prendendo forma strumenti in grado di compiere delle proprie previsioni analizzando ed elaborando una serie di parametri storici in input.

3.6.1. Modello Sandia

Uno dei modelli fisici più utilizzati in letteratura per effettuare previsione di rendimento un modulo fotovoltaico è il modello Sandia. Questo modello può essere utilizzato per scopi differenti, dalla fase di progettazione alla fase di monitoraggio confrontando le perfomance ottenute dal modello con quelle previste. Il modello si fonda su basi empiriche. Ciascuna equazione che costituisce il modello deriva dalle caratteristiche della singola cella [19]. Per la fase di design, i valori di irraggiamento sono tipicamente ottenuti da un database orario di una stazione meteo, mentre per scopi di monitoraggio il valore dell'irraggiamento viene tipicamente misurato sul campo attraverso sensori come piranometri o ottenuto da valori satellitari. Il metodo, in relazione alle condizioni ambientali di irraggiamento, temperatura, umidità e vento, costruisce la curva I-V prevista di una cella fotovoltaica, ma per essere utilizzato richiede calcoli ed equazioni complesse da utilizzare con numerosi coefficienti da determinare e non verrà illustrato in questo lavoro di tesi.

3.6.2. Reti neurali artificiali

Le tecniche di *machine learning* basate sull'intelligenza artificiale possono essere usate per la predizione della produzione di energia di un impianto fotovoltaico sulla base di una seria di dati in entrata come dati meteo e parametri storici di produzione ed altri fattori. Queste tecniche prendono il nome di reti neurali artificiali (ANN – *artificial neural networks*). Si tratta di modelli computazionali ispirati alla struttura ed al funzionamento del cervello umano, che settate ed addestrate sono in grado di analizzare ed elaborare previsioni sul corretto funzionamento di un impianto. Lo

schema rappresentativo della struttura di un sistema basato su *machine learning* è raffigurato in figura 3.10.

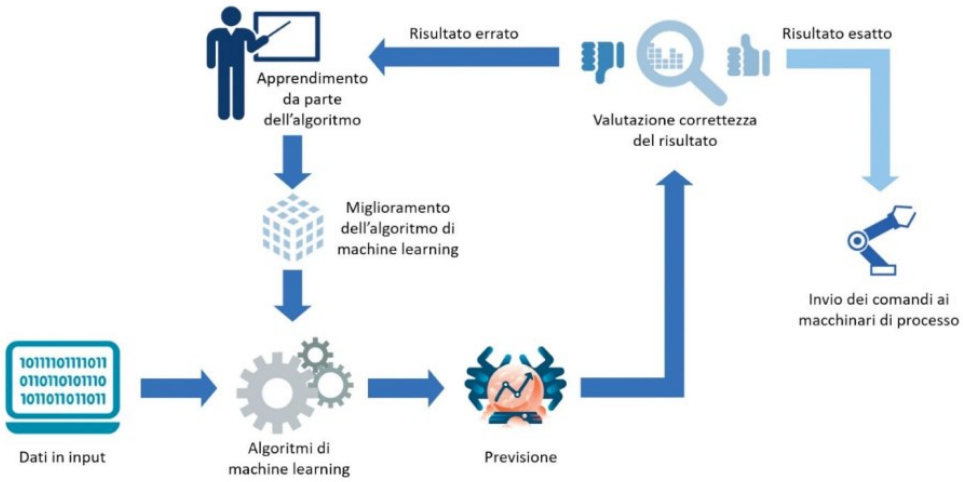


Figura 3.10: Struttura di un sistema basato su *machine learning*.

Una rete neurale è una struttura complessa composta da tante unità elementari di calcolo, chiamate neuroni. Quest'ultimi sono collegati tra loro tramite connessioni pesate, dette sinapsi, e sono collegati all'esterno tramite una serie di ingressi e di solito una sola uscita. Un buon modello previsionale artificiale deve essere un modello distribuito capace di apprendere da numerose informazioni in ingresso, anche in situazioni approssimative e deve essere flessibile, in grado di generalizzare, ovvero di rispondere anche in caso di informazioni iniziali sconosciute, adattandosi a nuove situazioni. Inoltre, deve essere robusto e resistente, ovvero capace di mantenere prestazioni efficienti anche se uno o più neuroni risultano danneggiati. L'unità fondamentale delle reti neurali, il neurone artificiale è costituito da n input provenienti da alcune altre unità, o anche da una fonte esterna. Ad ogni ingresso è associato un peso w_i, che può essere modificato nella fase di apprendimento sinaptico [19]. Lo schema matematico dell'unità fondamentale delle reti neurali è mostrato in figura 3.11.

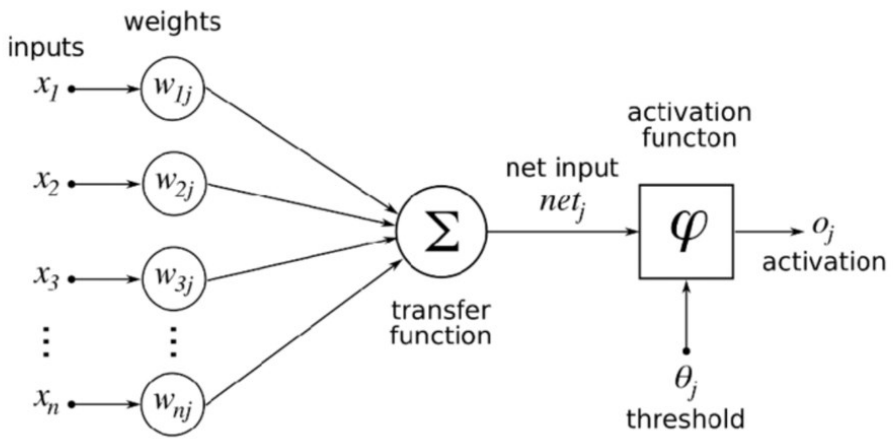


Figura 3.11: Schema di un neurone artificiale.

I pesi aiutano a determinare l'importanza di una determinata variabile, con quelli più grandi che contribuiscono in modo più significativo all'output rispetto ad altri input. Se l'output supera una determinata soglia, attiva il nodo, passando i dati al livello successivo della rete. In questo modo, l'output di un nodo diventa l'input del nodo successivo. La risposta in uscita dal neurone è calcolata applicando la funziona di trasferimento (o di attivazione) alla somma pesata di tutti gli ingressi meno il valore della soglia ϑ_j. Il segnale in uscita y_i è così trovato con l'equazione 17:

$$y_i = f\left(\sum_{i=1}^{n} w_i x_i - \theta_j\right) \tag{17}$$

Sono tre i punti principali che descrivono e caratterizzano le reti neurali artificiali: la tipologia della funzione di attivazione, l'architettura della rete e la modalità di apprendimento.

Esistono principalmente tre tipi di funzioni di attivazione:

- Funzione di Heaviside (equazione 18) è una funzione discontinua che restituisce in uscita 1 per valori positivi e 0 per valori negativi:

$$y_i(x_i) = \begin{cases} 1 \; se \; x_i \geq 0 \\ 0 \; se \; x_i < 0 \end{cases} \tag{18}$$

- Funzione lineare a tratti (equazione 19):

$$y_i = f(x_i) = \begin{cases} 0 & se \; x_i < -0.5 \\ x_i + 0.5 & se \; -0.5 < x_i < 0.5 \\ 1 & se \; x_i \geq 0.5 \end{cases} \tag{19}$$

- Funzione sigmoide (equazione 20): è una delle funzioni più usate ed è definita da:

$$y_i = f(x_i) = \frac{1}{1 + e^{-x_i}} \tag{20}$$

Per quanto riguarda l'architettura della rete, a seconda di come i neuroni si collegano tra loro è possibile avere diversi tipi di rete. La tipologia più utilizzata è quella *feedforward* o reti multistrato, costituite da diversi strati di neuroni. In queste reti rappresentate dalla figura 3.12, le informazioni si muovono tutte in un'unica direzione, dallo strato di input allo strato finale di output con nel mezzo uno o più *layer* nascosti. Caratteristica di queste reti è che ogni neurone è connesso con tutti i neuroni dello strato precedente e successivo.

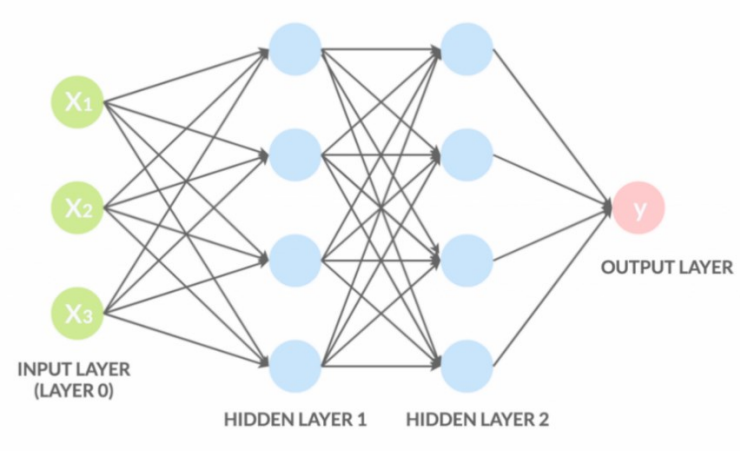


Figura 3.12: Rete neurale *feedforward.*

Una volta stabilità la scelta della funzione di attivazione, l'architettura della rete e gli ingressi iniziale, la rete neurale necessita di una fase di apprendimento detto *training set* in cui si correggono i pesi delle diverse connessioni neurali in modo da ottenere le risposte finali consone all'obiettivo prestabilito. Si sviluppa una memoria associativa, ovvero una memoria che apprende da pattern già conosciuti. Si danno, infatti, in ingresso degli input di cui si sa già la risposta. Si calcola l'errore commesso dalla rete come differenza tra l'output calcolato e l'output corretto. Se l'errore è troppo elevato e supera una soglia prestabilita, i pesi delle sinapsi vengono aggiustati sino ad arrivare alla situazione desiderata. Una volta terminato l'addestramento, la rete è in grado di analizzare una grande quantità di dati. Tuttavia, è molto importante che la rete abbia una buona capacità di generalizzare, ossia che sia in grado di generare una mappatura corretta anche se gli input utilizzati sono leggermente diversi rispetto a quelli dell'addestramento. Una rete che ha ricevuto in ingresso troppi input nella fase di training corre il rischio di perdere questa caratteristica, andando a memorizzare informazioni ridondanti ottenendo come risultati output errati. Tale fenomeno è detto *overfitting.*

4 Il portale di monitoraggio S-EM

S-EM o *Solar Energy Management* è un software che fornisce monitoraggio in tempo reale e strumenti di predizione intelligente per la diagnostica avanzata di impianti fotovoltaici. Questa piattaforma permette agli operatori O&M di analizzare lo stato in tempo reale degli impianti solari, fornendo valori accurati, direttamente ricavati dai *dataloggers* degli inverter tramite le API. Inoltre, calcola automaticamente alcuni KPI strategici come il PR, l'EPI, la disponibilità tecnica e la qualità del dato per l'intero impianto e per singolo inverter. In aggiunta, è dotato di sistemi avanzati di machine learning per la manutenzione predittiva in grado di prevedere possibili anomalie sulla base dello storico di produzione dell'impianto.

Nei seguenti passaggi verranno analizzati nel dettaglio i servizi principali offerti da questa piattaforma.

4.1. Panoramica impianti

La dashboard iniziale della piattaforma, rappresentata in figura 6.1, è la pagina di "panoramica impianti" dove viene raggruppato tutto il portfolio dell'utente. Sono disponibili le informazioni principali degli impianti: nome, stato, posizione, potenza nominale, ore equivalenti, performance ratio, indice di qualità dei dati, allarmi, ultimo aggiornamento. Ogni elemento è interattivo e consente di accedere direttamente alla pagina dell'impianto, oppure di visualizzare le informazioni sui singoli inverter. Tutti i valori sono calcolati secondo il periodo temporale selezionato che è possibile cambiare in alto a destra. A mio parere un grando vantaggio di s-EM è quello di poter avere sulla stessa piattaforma impianti che utilizzano inverter differenti. Dato che ciascuna azienda di inverter ha il proprio portale di monitoraggio, per aziende con un portafoglio impianti molto ampio da gestire come Erreci, avere tutti gli impianti sotto manutenzione in un unico portale aiuta enormemente i compiti dell'operatore di monitoraggio. Inoltre, già nella panoramica iniziale è possibile fare un rapido check delle performance. Si possono visualizzare gli impianti in ordine di provincia e confrontare rapidamente le ore equivalenti e la performance ratio. Idealmente, nella stessa zona geografica, il meteo dovrebbe rimanere stabile e uniforme; quindi, due impianti nella stessa provincia dovrebbero avere ore equivalenti e performance ratio, quantomeno, simili. Si tratta di un confronto rapido e non sempre funzionale, in quanto l'energia prodotta non dipende solamente dall'irradiazione solare, ma anche da inclinazione ed esposizione dei pannelli; quindi, è consigliabile considerare la situazione problematica solo per valori che si discostano molto dalla media zonale e non solo di qualche punto percentuale.

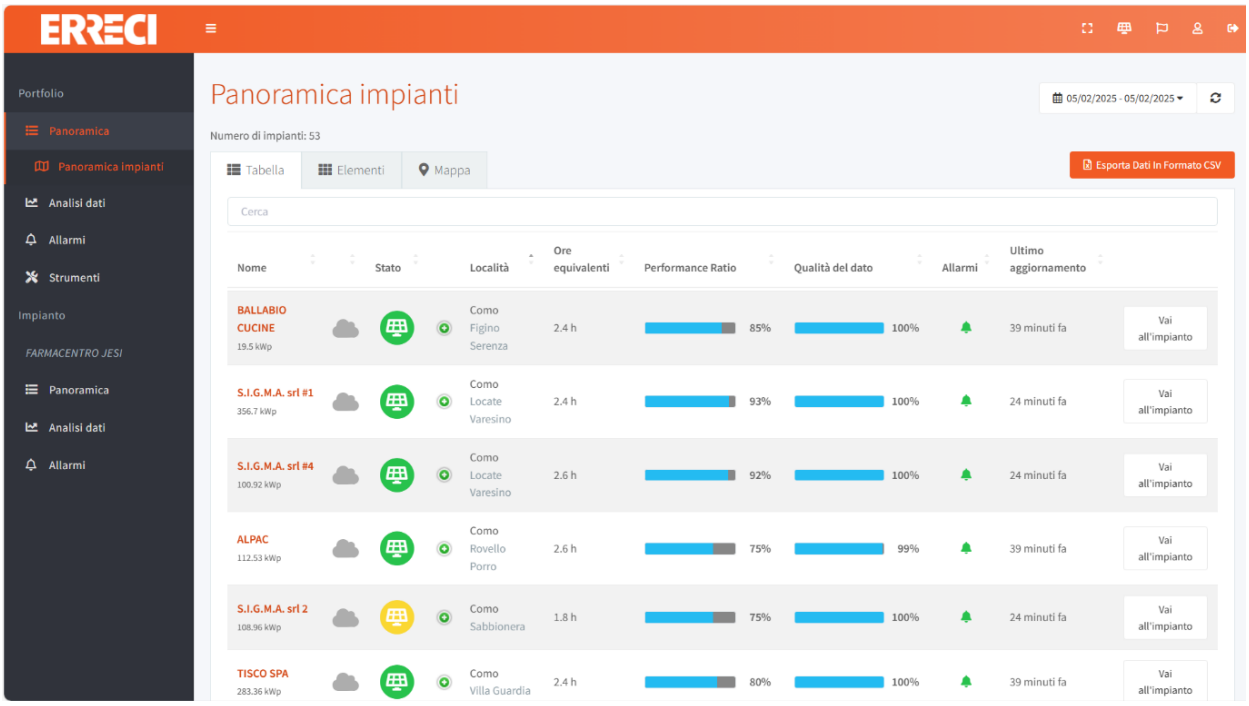


Figura 4.1: Panoramica impianti s-EM.

Ad esempio, nella giornata del 5 febbraio, i KPI calcolati non si discostano molto l'uno con l'altro tranne S.I.G.M.A 2 che ha ore equivalenti un po' più basse rispetto alla media. Questo impianto ha, infatti, il simbolo del pannello giallo. Si tratta di una funzionalità aggiuntiva completamente modulabile dall'operatore. Il colore viene definito da range percentuali preimpostati basati sui KPI calcolati.

4.2. Diagnosi dei guasti

La pagina della "Diagnosi dei guasti" in figura 4.2 fornisce all'operatore il riepilogo degli eventi critici rilevati dagli algoritmi di diagnostica e di manutenzione predittiva, indicandone alcune importanti informazioni tra cui: la sezione di impianto colpita, il tipo di anomalia e la possibile perdita di produzione.

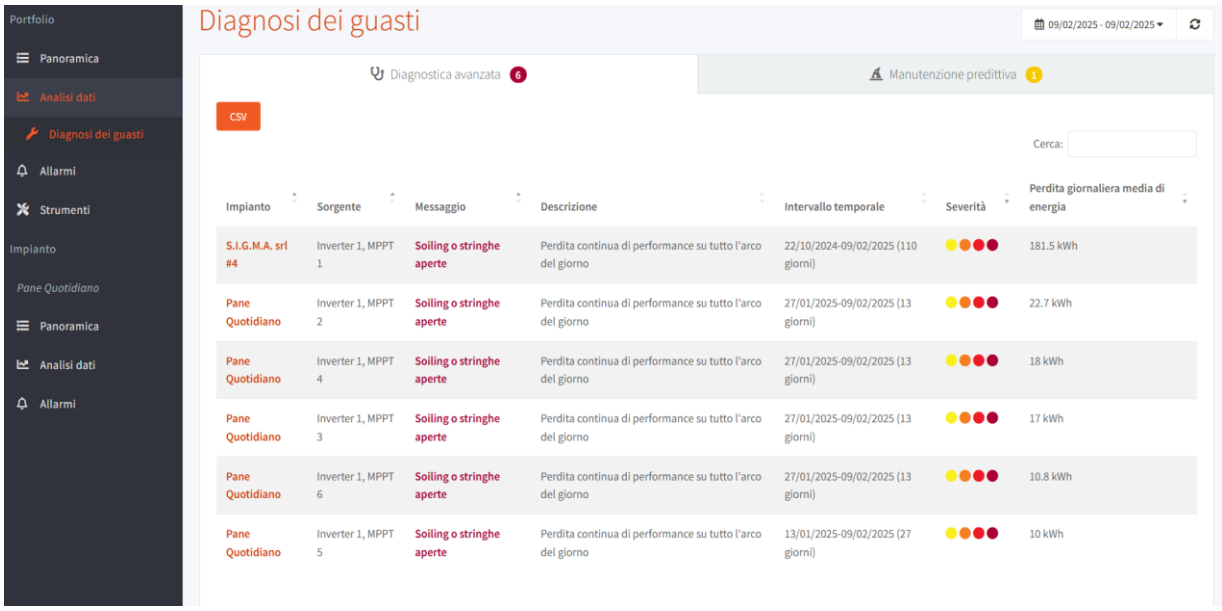


Figura 4.2: Diagnosi dei guasti s-EM.

Al clic sull'allarme, si apre in dettaglio la pagina dell'anomalia che contiene numerose informazioni e possibili soluzioni. Nell'esempio raffigurato in figura 4.3, viene identificato l'intervallo temporale in cui persiste l'anomalia e identificata la zona del possibile guasto, in questo caso MPPT 2 dell'inverter 1. Inoltre, viene descritto brevemente il problema, le potenziali cause e le possibili azioni risolutive.

Dettagli ×

Intervallo temporale	27/01/2025-09/02/2025
Sorgente	Inverter 1, MPPT 2
Messaggio	**Soiling o stringhe aperte**
Descrizione	Perdita continua di performance su tutto l'arco del giorno
Severità	●●●●
Potenziali cause	• Moduli PV sporchi (Soiling) o coperti • String box aperta/e • Disallineamento tra configurazione reale dell'impianto e quella utilizzata per la simulazione • Bassa accuratezza dei dati in ingresso alla simulazione
Dettagli	Perdita di produzione stimata: **43.6%** Perdita di produzione media giornaliera: **22.7 kWh** Probabilità anomalie: • Una o più stringhe disconnesse oppure sporco: **58.3%** • Ombreggiamento pomeridiano: **25%** • Ombreggiamento mattutino: **16.7%**
Azioni risolutive	Check delle condizioni del campo PV, in particolare: • Verificare la presenza di soiling sui moduli oppure altre cause che possono determinare la perdita continua di performance dell'impianto. • Verificare che tutte le stringbox siano correttamente collegate all'inverter Se le verifiche precedenti non hanno riportato anomalie, potrebbe esserci un disallineamento tra configurazione reale dell'impianto e quella utilizzata per la simulazione, contattare il supporto tecnico di i-EM.

Figura 4.3: Esempio di allarme rilevato.

4.3. Stato impianto

Nella pagina “Stato impianto”, in figura 4.4, è disponibile un focus sullo stato attuale dell'impianto. Sono forniti indici di performance ratio e qualità del dato, l’ultimo valore di potenza AC ricevuto dal datalogger, la produzione di energia nel periodo temporale selezionato e il valore del rendimento dell'impianto in ore equivalenti calcolato come il rapporto tra l'energia prodotta nel periodo selezionato e la potenza di picco dell'impianto. Inoltre, i grafici sono interattivi: l’utente può modificare l'intervallo di tempo, selezionare e visualizzare solo “irradiazione” o “produzione”. I dati di produzione vengono ricevuti dal datalogger su base oraria, mentre i valori di irradiazione sono dati satellitari direttamente forniti da un satellite in possesso di i-EM.

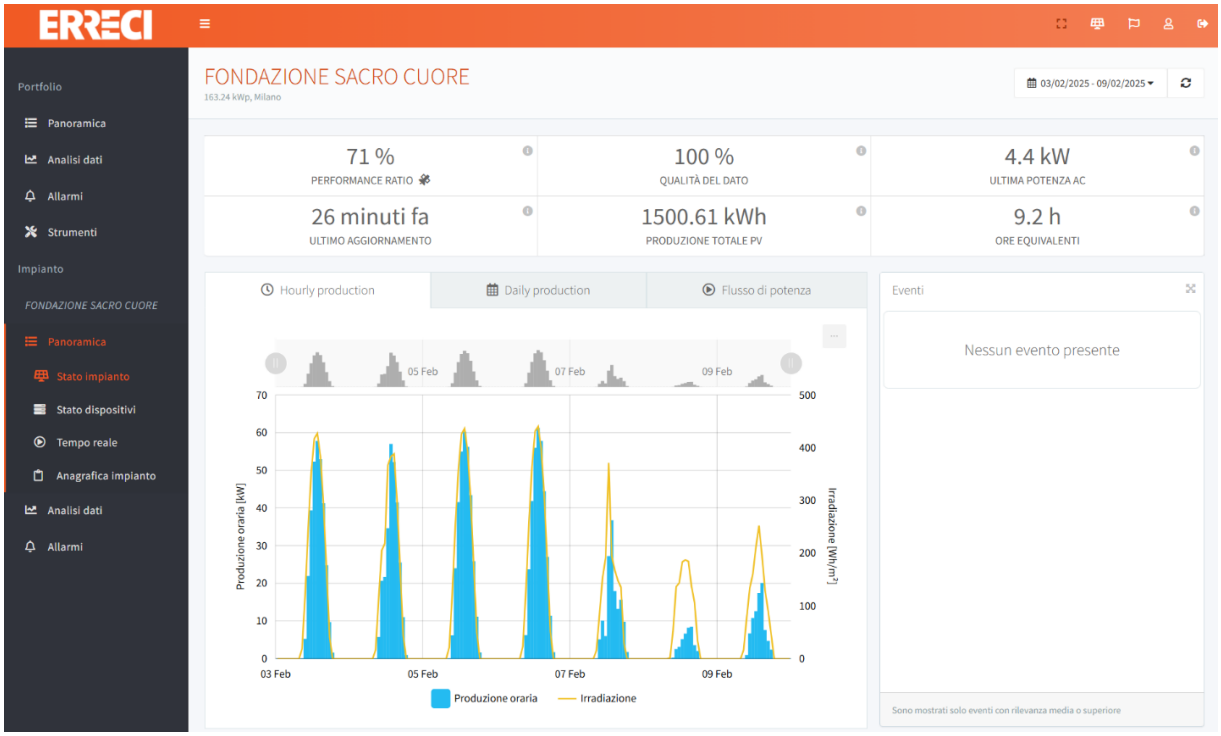


Figura 4.4: Stato impianto s-EM.

4.4. Stato dispositivi

Nella pagina "stato dispositivi" è possibile visualizzare la produzione di energia dei singoli inverter sia con un grafico a barre su base oraria, figura 4.5, che sia su base giornaliera, figura 4.6. Questi grafici sono utili per ottenere immediatamente il confronto tra i diversi inverter. In aggiunta, è possibile scaricare i dati di produzione in diversi formati ed anche scaricare i grafici di cui si ha bisogno.

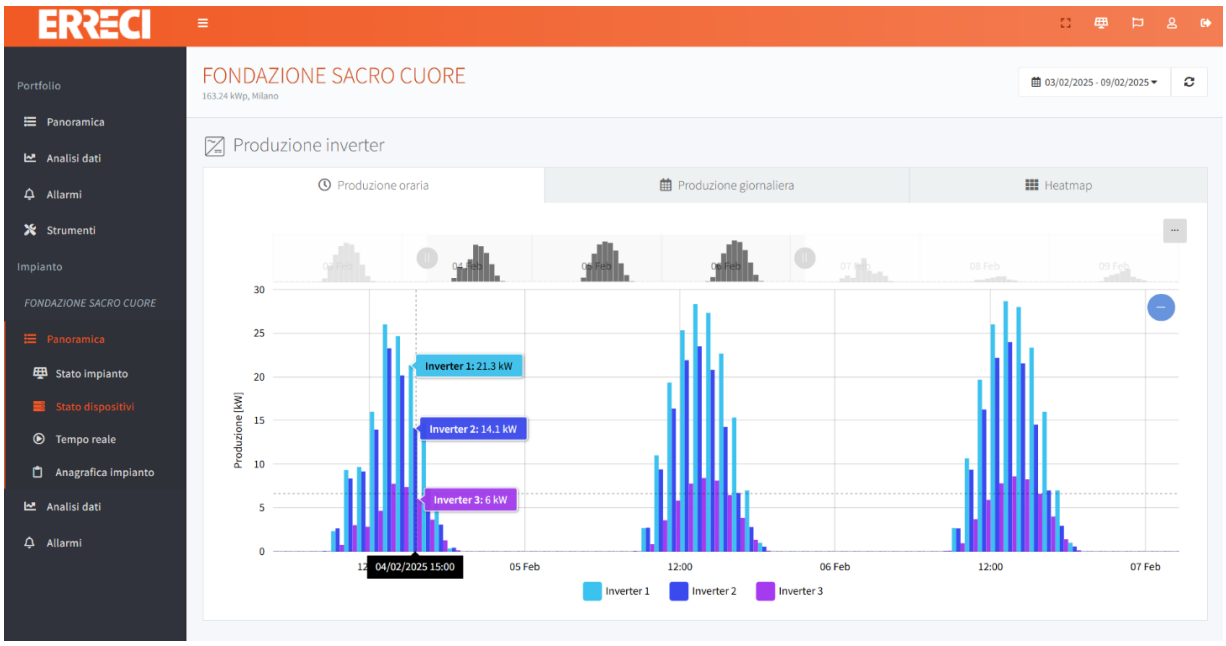


Figura 4.5: Confronto di produzione oraria tra inverter.

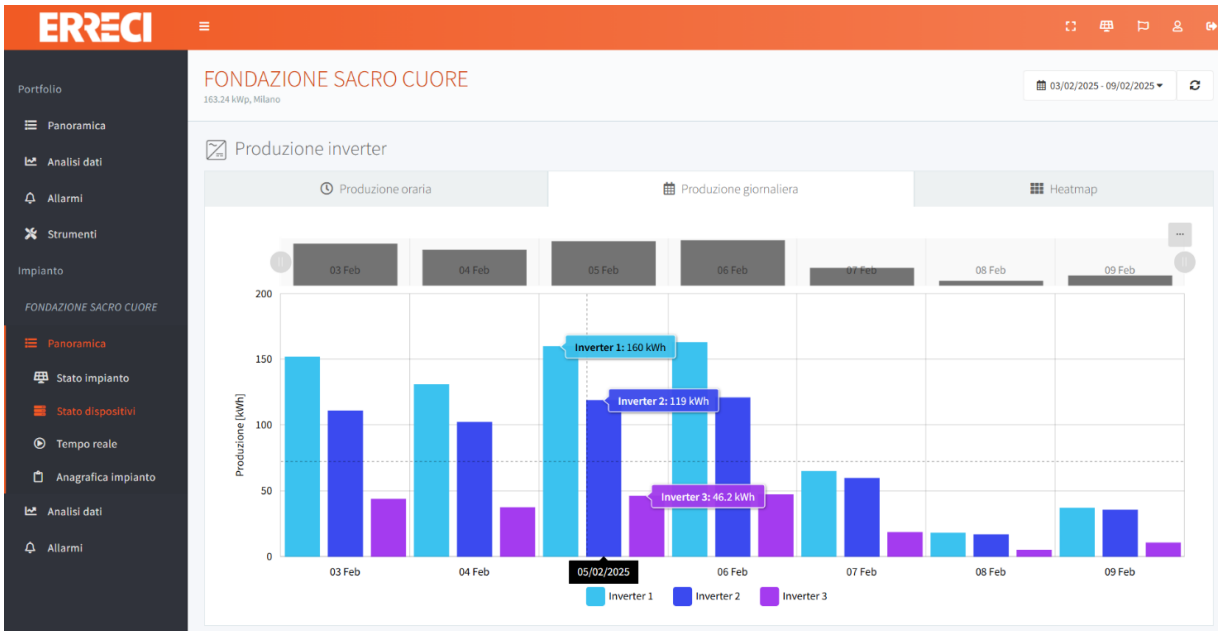


Figura 4.6: Confronto di produzione giornaliera tra inverter.

Nella sezione "tempo reale" invece, si collocano gli ultimi valori registrati dal datalogger: potenza AC. Potenza DC, corrente AC, corrente DC, tensione AC, tensione DC. Mentre la pagina "anagrafica impianto" contiene le informazioni generali dell'impianto: posizione, potenza nominale, numero, modello e dimensioni degli inverter, l'elenco dei sensori installati, il modello dei pannelli installati e la loro configurazione, cioè tilt e azimut per ogni singola stringa di ciascun ingresso MPPT del inverter.

4.5. Visualizzazione dati

Un'altra sezione molto utile è quella di "visualizzazione dati". Qui l'utente può accedere a tutti i dati dei dispositivi, con la possibilità di scegliere tra vari filtri e zoom. Come si vede nell'esempio presentato in figura 4.7, l'operatore di monitoraggio può realizzare analisi dettagliate e puntuali. In questo caso viene analizzata la potenza DC dei singoli ingressi MPPT. È consigliabile effettuare queste analisi durante giornate soleggiate per avere una distribuzione uniforme e stabile dell'irradianza. Solo così sarà possibile individuare possibili anomalie. Si prendono due esempi in considerazione. Il primo è un impianto da 65.12 kWp con un inverter Solis da 60 kW. In figura 6.7, vengono confrontate le correnti DC dei sei ingressi MPPT dell'inverter. Le stringhe sono tutte esposte a sud-ovest, quindi, dovrebbero avere più o meno le stesse condizioni operative. Tuttavia, l'ingresso 6 e l'ingresso 4 hanno la corrente DC nulla per tutta la durata della giornata. Questo significa che non stanno funzionando e sicuramente ci sono dei problemi su quelle stringhe.

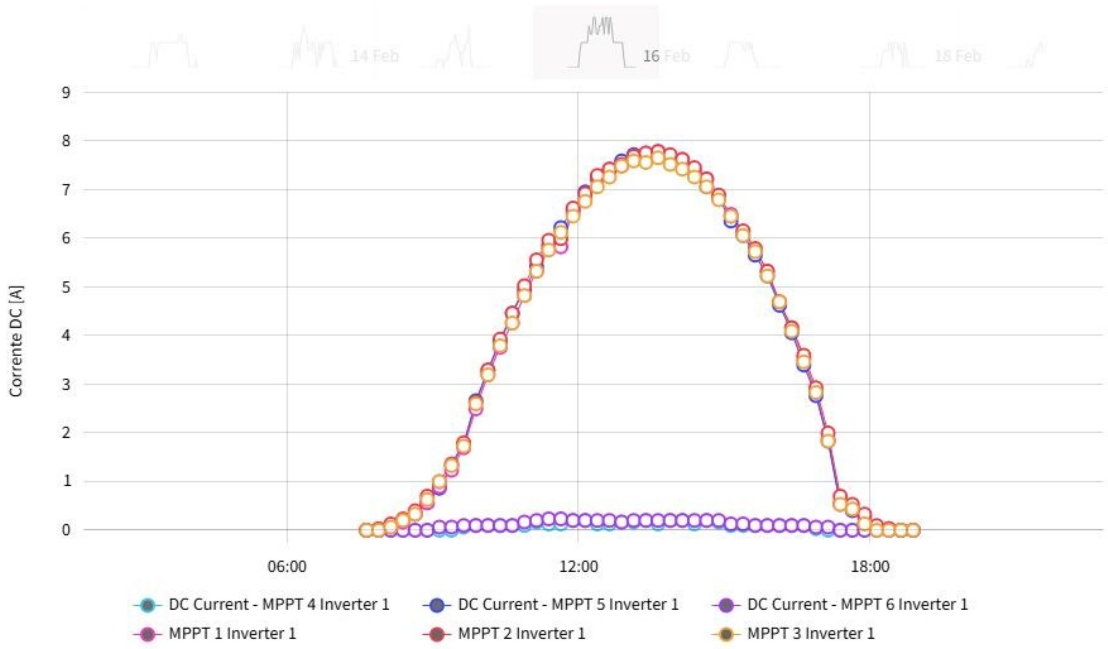


Figura 4.7: Confronto corrente DC primo esempio.

Nel secondo esempio, si considera un impianto da 108.96 kWp con due inverter SMA da 50 kW. Analizzando le correnti DC degli ingressi MPPT dell'inverter 2 si sono riscontrate alcune anomalie. L'inverter 2 ha 6 inseguitori dove i primi quattro hanno due stringhe collegate in parallelo mentre gli ultimi due hanno una sola stringa. In figura 4.8 è possibile notare l'MPPT 6 e l'MPPT 5 che mantengono valori di corrente circa la metà rispetto agli altri, come ci si aspettava. Ricordando che per stringhe in parallelo le correnti si sommano, l'MPPT 3 sta lavorando, dunque, a metà della sua potenza. Le cause vanno indagate, potrebbe essere un problema di sporco o di ombreggiamento. Un altro comportamento anomalo è quello dell'MPPT 6. La sua produzione parte qualche ora dopo rispetto agli altri, probabilmente è dovuto a qualche ombreggiamento parziale.

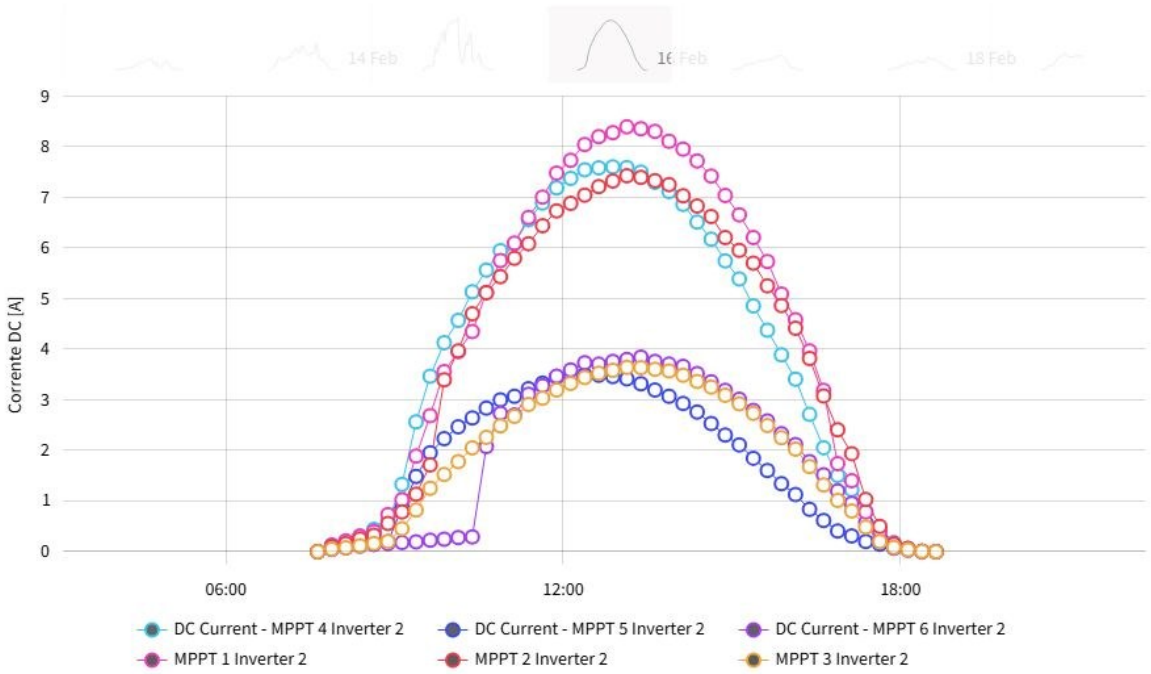


Figura 4.8: Confronto correnti DC secondo esempio.

Dalle curve di potenza DC è possibile anche capire come sono esposte le stringhe. Curve che hanno il picco di produzione più spostato verso le prime ore mattutine significa che sono esposte maggiormente verso est, viceversa se hanno il picco verso le ore pomeridiane significa che sono esposte maggiormente verso ovest.

4.6. Analisi performance

La pagina Analisi performance, in figura 4.9, contiene i principali valori di Key Performance Index (KPI) calcolati con focus su PR, EPI e disponibilità tecnica. Questi valori sono di rilievo perché forniscono all'utente una panoramica quantitativa delle prestazioni dell'impianto. I diversi KPI vengono calcolati utilizzando i dati di

irradianza ricavati dal satellite. Tuttavia, questi dati non possono essere precisi quanto quelli di un sensore localizzato nei pressi dell'impianto, il satellite possiede, infatti, una risoluzione di qualche km quadrato e dunque i dati rilevati possono non essere totalmente accurati. Questo problema si nota soprattutto quando il meteo è instabile, durante giornate piovose, con cielo coperto o nebbia i valori dei KPI calcolati sono molto bassi nonostante l'impianto stia funzionando. Da una parte è dovuto sicuramente all'inaccuratezza dei dati satellitari forniti e dall'altra potrebbe essere che gli impianti sottoperformino durante questo tipo di giornate. Quando, invece, i dati di irradianza vengono rilevati da un sensore in loco molto più precisamente, questo problema non sussiste e di conseguenza il PR mantiene valori alti.

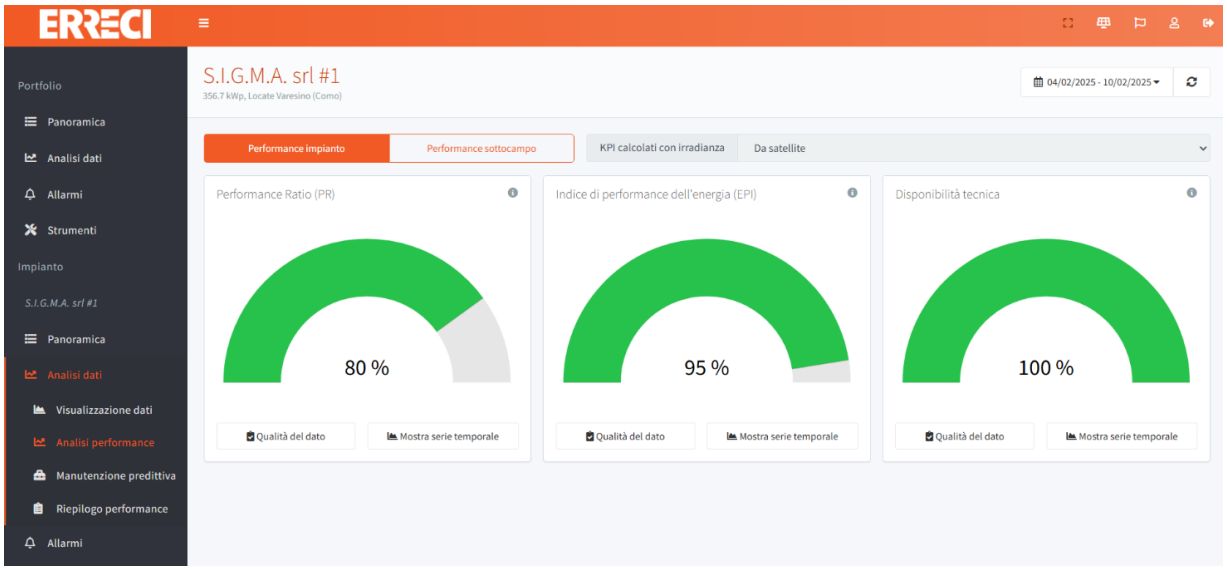


Figura 4.9: Analisi performance s-EM.

Il PR viene calcolato come è stato spiegato precedentemente nel paragrafo 3.1.5, ovvero come il rapporto tra l'energia AC prodotta dall'impianto e l'energia solare disponibile. Nelle seguenti figure 4.10 e 4.11 viene rappresentato il PR calcolato per l'impianto S.I.G.M.A 1 per una settimana di febbraio 2025. Con un confronto incrociato tra PR e irradianza, si nota come per giornate soleggiate il PR mantiene valori alti, mentre per giornate con radiazione solare più bassa tende ad essere più instabile.

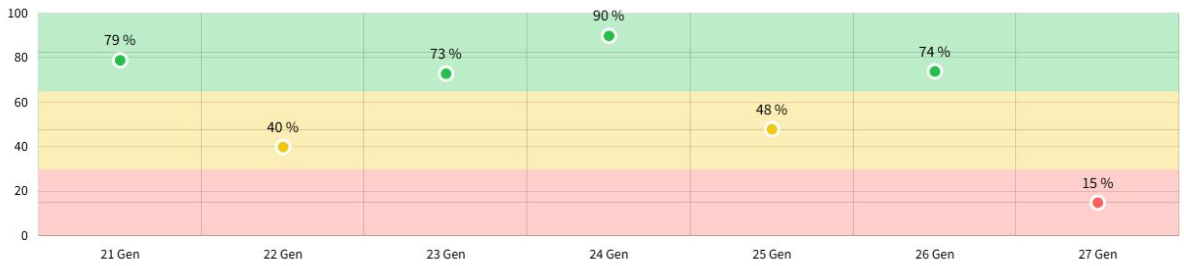


Figura 4.10: Andamento del PR in una settimana di febbraio.

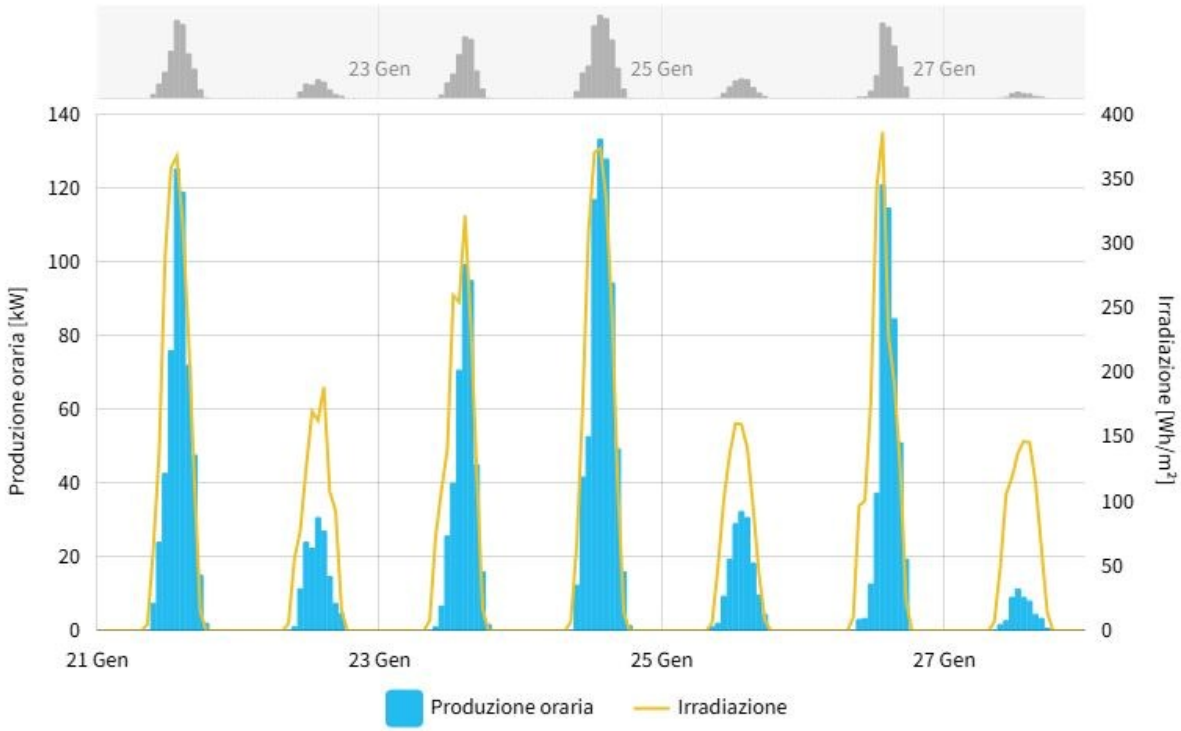


Figura 4.11: Andamento dell'irradianza in una settimana di febbraio.

L'EPI è il rapporto tra la produzione di energia effettivamente prodotta dall'impianto e la produzione di energia calcolata utilizzando un modello fisico previsionale. Attraverso i dati di configurazione dell'impianto: numero e modello dei moduli, numero e modello dell'inverter, tilt, azimut e coordinate geografiche, il software calcola una stima di energia che l'impianto dovrebbe produrre.

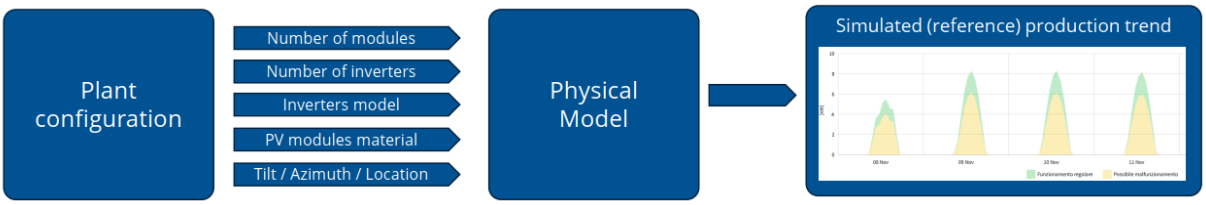


Figura 4.12: Modello fisico per il calcolo dell'EPI.

Si individuano due regioni, in figura 4.13: la verde nella quale l'impianto sta funzionando regolarmente e la gialla nella quale un possibile malfunzionamento potrebbe presentarsi. Come nel caso precedente del calcolo del PR, nei giorni poco soleggiati l'impianto risulta sempre poco performante rispetto all'atteso.

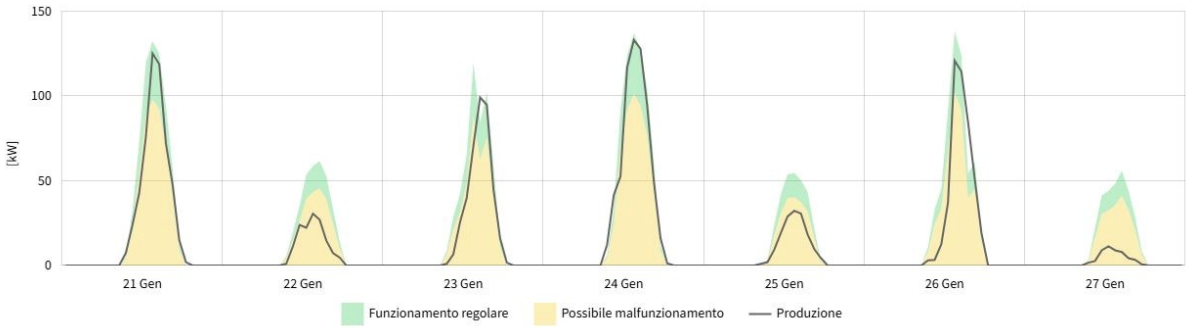


Figura 4.13: EPI per una settimana di gennaio.

Analizzare l'EPI può essere molto utile non solo per capire a vista d'occhio il rendimento dell'impianto, ma anche per individuare dei pattern ripetuti nel tempo. Ad esempio, in figura 4.14, è riportato un trend di produzione anomalo. Per giorni simili dal punto di vista del meteo, nelle ore pomeridiane, la produzione cala sempre vistosamente, nonostante secondo il modello previsionale dovrebbe essere più alta. Molto probabilmente, nel pomeriggio un ombreggiamento parziale va a coprire parte dei moduli diminuendo la produttività.

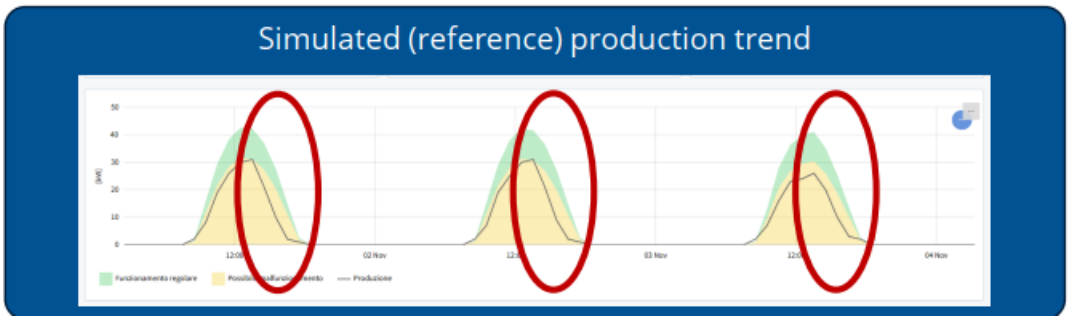


Figura 4.14: Pattern di ombreggiamento pomeridiano.

4.7. Manutenzione predittiva

Infine, una delle sezioni più interessanti offerte da S-EM è la manutenzione predittiva, la quale consente di costruire modelli statistici, basati su tecniche di *Machine Learning*, con l'obiettivo di riconoscere in anticipo comportamenti anomali sui componenti dell'impianto. La predizione di possibili malfunzionamenti è ottenuta per mezzo della rete neurale SOM *self-organizing map* e grazie al calcolo di un particolare KPI. Per iniziare, è necessario un dataset di misure elettriche (sia DC che AC) e parametri ambientali (radiazione solare e temperatura ambiente). Questo storico viene immagazzinato ed elaborato in un sistema SCADA *Supervisory Control Furthermore, Data Acquisition*. Più la lunghezza temporale del frangente storico di acquisizione dati sarà lunga, migliore sarà l'analisi statistica finale. La lunghezza consigliata è di almeno un anno, in modo tale da avere un dataset che comprende tutte le stagioni. Successivamente, viene effettuata una pulizia dei dati acquisiti. In particolare, i giorni che hanno una percentuale di dati mancanti molto alta vengono rimossi. Tra i metodi di *machine learning*, l'algoritmo SOM è molto idoneo, in quanto esegue una mappatura dello spazio, da quello multidimensionale in ingresso ad uno spazio bidimensionale, mantenendo la stessa topologia dei dati originali ovvero, punti vicini nello spazio di input corrispondono a celle che rimangono ancora vicine nello spazio bidimensionale di output [24]. Lo schema illustrativo del funzionamento dell'algoritmo SOM è raffigurato in figura 4.15.

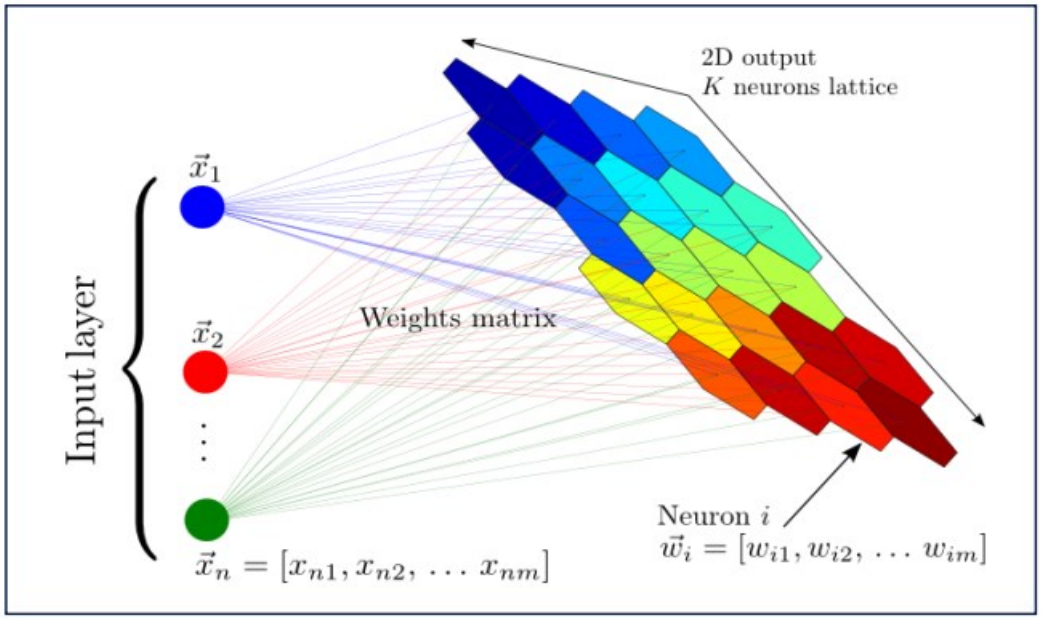


Figura 4.15: Mappatura SOM [24].

La mappatura non lineare dello spazio di output consente l'introduzione di numerosi strumenti utili per l'analisi dei dati, come la misurazione della frequenza di

occupazione delle celle. Per lo scopo proposto, viene appunto calcolato un KPI che confronta la probabilità di occupazione delle celle per tutte le istanze misurate nelle ultime 24 ore con la probabilità di occupazione delle celle precedentemente calcolata nel periodo di training. Tale procedura viene illustrata più nel dettaglio in [24].

Da un punto di vista fisico, il KPI proposto, è in grado di rilevare cambiamenti nelle dinamiche non lineari del sistema. In particolare, i-EM ha calibrato un insieme di regole e soglie basate sui valori del KPI per generare livelli di allerta di diversa gravità. La logica di generazione degli allarmi tiene conto del superamento delle soglie, della persistenza dei valori del KPI al di sotto di tali soglie e della derivata del KPI. Ad esempio, una derivata negativa sta a indicare un progressivo deterioramento dello stato di salute dell'impianto.

Ricapitolando, una volta acquisito un dataset storico, il sistema passa alla fase di training e una volta calibrato inizia la fase test, ovvero l'algoritmo SOM viene sottoposto a nuovi dati sconosciuti in entrata. Se un nuovo campione di dati presenta un valore molto differente rispetto a quelli osservati nella fase di addestramento, il KPI calcolato inizia a variare. Discostamenti troppo elevati del KPI durante condizioni operative simili a quelle già imparate durante l'addestramento indicano irregolarità. Applicando un filtro a questo KPI, è possibile rilevare anomalie rispetto al comportamento appreso durante il training e un allert scatterà. Purtroppo, non è stato possibile riportare casistiche reali applicate sugli impianti in portfolio di Erreci in quanto essendo una piattaforma nuova il database di valori storici è ancora troppo ridotto per realizzare un training completo.

5 Caso studio di un revamping

In questa sezione della tesi verrà analizzato il caso studio di un revamping realizzato da Erreci su di un impianto da 99.75 kW installato nel 2011 sul capannone di Treman srl (ex Tecnotrans srl), un'azienda nel piacentino. L'impianto iniziale non è stato installato da Erreci, ma preso in manutenzione negli anni successivi all'entrata in esercizio. A causa di performance relativamente basse è stato necessario un revamping totale. Si definisce revamping di un impianto fotovoltaico l'insieme delle attività che riguardano la sostituzione di alcuni o tutti i componenti che costituiscono l'impianto. Componenti che sono state precedentemente verificate essere obsolete, deteriorate o guaste. L'obiettivo di questa attività è quello di ripristinare la massima efficienza ed efficacia d'impianto, ritornando ad avere la massima produzione energetica possibile. Oggigiorno un revamping è una grande opportunità di business per tutti quegli impianti incentivati in Conto Energia. Si tratta di uno schema incentivante attivo in Italia tra il 2005 e il 2013, sviluppato su cinque decreti leggi, che garantisce per 20 anni una tariffa incentivante sull'energia prodotta [€/kWh]. In caso di revamping, se la nuova potenza dell'impianto revampizzato non eccede per più del'1% la precedente potenza incentivata, l'incentivo sarà ancora valido. L'intervento dovrà interessare almeno il 50% dei moduli fotovoltaici e dovrà comportare un fermo totale dell'impianto di almeno 30 giorni consecutivi. Tuttavia, è possibile chiedere una proroga del periodo incentivante al GSE nel caso di intervento. In altre parole, il periodo incentivante si vedrà allungato di un periodo di tempo equivalente al fermo produzione dovuto ai lavori. I vantaggi di un revamping non sono terminati, infatti, l'efficienza della tecnologia fotovoltaica attuale si aggira sui 20%/23%, molto maggiore rispetto all'efficienza negli anni 2005/2012 che si aggirava sul 12%/15%, il che porterà a un ulteriore vantaggio economico come si vedrà nei successivi paragrafi. Inoltre, la procedura di repowering di un impianto fotovoltaico sfrutta la possibilità di installare la medesima potenza di 10/15 anni fa utilizzando circa la metà della superficie.

5.1. Anagrafica dell'impianto

Il capannone su cui era installato l'impianto è collocato a Castelvetro Piacentino in provincia di Piacenza. Coordinate geografiche: lat. 45.093 long. 9.9793.

Figura 5.1: Inquadratura dall'alto dell'impianto.

Come si nota dalla figura 5.1, rappresentante il fabbricato su cui l'impianto è stato installato, si tratta di un edificio con tetto a doppia falda in lamiera, con esposizione diretta verso sud-ovest. Inoltre, come si evince dalle foto scattate durante un sopralluogo, il tetto è inclinato di circa 5/6 gradi e non sono presenti ostacoli come caminetti o ventole d'aereazione che potrebbero causare ombreggiamenti parziali. Infine, è presente la linea vita, obbligatoria per la sicurezza degli operatori che devono salire sul tetto ed installare i pannelli.

Figura 5.2: Foto del tetto da sopralluogo.

Inizialmente, l'impianto fotovoltaico era composto da 1290 moduli FIRST SOLAR FS-277 con una potenza di 77.5 W, installati sulle due falde esposte verso sud (cerchiate in figura 5.1), per una potenza totale di 99.975 kW. La potenza è suddivisa su nove inverter: 8 SMA SMC 11000TL e 1 SMA SMC 9000TL. I datasheet di moduli ed inverter sono disponibili nella appendice A1.

Il modulo fotovoltaico First Solar FS-277 è un pannello a film sottile basato sulla tecnologia CdTe (tellururo di cadmio) con una potenza nominale di 77.5 W. L'efficienza di conversione di questo modulo è di circa il 10.8%, molto inferiore rispetto ai moduli in silicio monocristallino disponibili oggi sul mercato. Ha dimensioni 1200 mm x 600 mm, con un peso di 12 kg. Occupa quindi una superficie totale di 928.8 m^2, coprendo quasi interamente entrambe le falde esposte a sud.

Dopo aver deciso il tipo di modulo e la potenza di picco necessaria a soddisfare la richiesta del cliente, si passa alla configurazione dell'inverter. Sulla scheda tecnica dell'inverter si ricava la capacità massima degli inverter pari in totale a 100.5 kW, conforme per la potenza totale dell'impianto. I moduli all'interno di ciascuna stringa collegata all'inverter, per lavorare in maniera uniforme, devono avere stessa inclinazione e stessa esposizione; e per connettere le stringhe in parallelo queste devono avere lo stesso numero di moduli per avere la stessa tensione. Conoscendo il valore massimo di tensione dell'inverter è possibile calcolare il massimo numero di moduli che si possono connettere in serie in ciascuna stringa. Ricordando che stringhe

in parallelo hanno la stessa tensione, il valore massimo di tensione di una stringa sarà dato dalla somma della tensione massima di ciascun modulo che compone la stringa. Per calcolare quest'ultimo valore, si considera la tensione a circuito aperto calcolata rispetto al variare della temperatura. Lo scenario peggiore è l'inverno, quando il delta di temperatura è maggiore. Dalla scheda tecnica nell'Appendice A1, si ricavano i seguenti dati e si ipotizza una temperatura esterna minima pari a -10 °C:

- $V_{OC} = 90.5\ V$ (STC 25 °C)
- $\Delta T = \left(25\ °C - (-10\ °C)\right) = 35\ °C$
- $\gamma = -0.20\%/°C$ (coefficiente di variazione di V_{OC} in base alla temperatura)
- $V_{\max inverter} = 700\ V$

Dall'equazione 21 si calcola $V_{oc\ max}$:

$$V_{OC\ max} = V_{OC} - (\gamma_V \cdot V_{OC} \cdot \Delta T) = 96.835\ V \tag{21}$$

E dal rapporto in equazione 22 tra la tensione massima dell'inverter e la tensione massima di un modulo nel peggior scenario possibile, si trova il numero massimo di moduli per stringa:

$$N_{mod\ stringa} = \frac{V_{\max inverter}}{V_{OC\ max}} = 7.22 \tag{22}$$

Per completare il design è necessario calcolare il numero massimo di stringhe per inverter. Per le stringhe si fa riferimento alla corrente massima di cortocircuito calcolata nell'equazione 23 considerando questa volta il peggior scenario, ovvero durante una giornata estiva:

$$I_{maxSC} = I_{SC} + (I_{SC} \cdot \gamma_I \cdot \Delta T) = 1.225\ A \tag{23}$$

Dove:

- $I_{SC} = 1.22\ A$
- $\Delta T = (25°C - 35°C) = 10\ °C$
- $\gamma_I = +0.04\%/°C$

Dall'equazione 25 si calcola il numero massimo di stringhe per inverter:

$$N_{maxstringhe} = \frac{I_{max}}{I_{maxsc}} = 27.7 \tag{24}$$

Dove:

- $I_{max} = 34\ A$ è la corrente massima ingresso per l'inverter SMA 10000TL

Ora il design è completo ed è possibile configurare ciascun inverter rispettando i parametri appena calcolati. Nella tabella 5.1 viene riassunta la progettazione dell'impianto iniziale.

Tabella 5.1: Configurazione stringhe del primo impianto.

Potenza di picco	99.975 kW
Potenza nominale inverter	100.5 kW
Potenza modulo	77.5 W
Inverter 1	21 stringhe da 7 mod
Inverter 2	21 stringhe da 7 mod
Inverter 3	21 stringhe da 7 mod
Inverter 4	21 stringhe da 7 mod
Inverter 5	19 stringhe da 6 mod
Inverter 6	21 stringhe da 7 mod
Inverter 7	21 stringhe da 7 mod
Inverter 8	21 stringhe da 7 mod
Inverter 9	21 stringhe da 7 mod

Mentre in figura 5.3, è raffigurato il layout realizzato dal progettista con in dettaglio la configurazione delle stringhe in entrambe le falde.

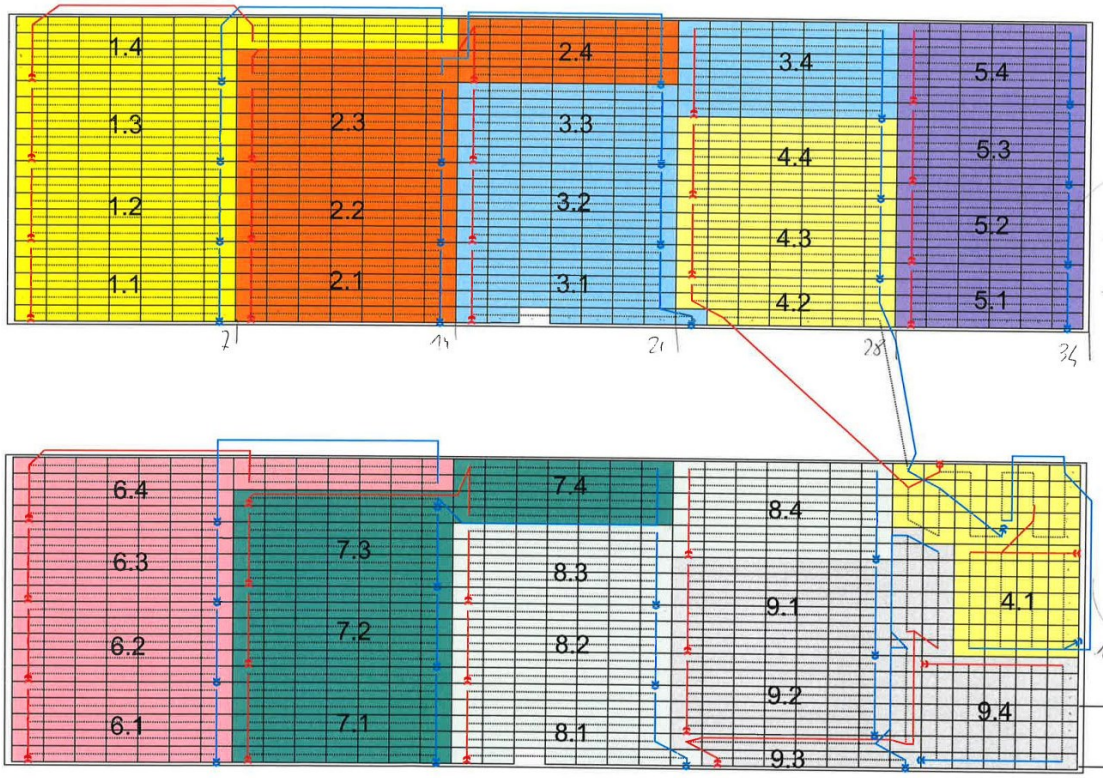


Figura 5.3: Layout configurazione stringhe primo impianto.

L'impianto di 99.975 kWp è entrato in esercizio nel giugno del 2011. Utilizzando il portale di monitoraggio Sunreport è possibile confrontare la produzione di energia mensile con quella stimata. Si osserva in figura 5.4, che nei primi anni di attività, in particolare nel 2012, l'impianto funzionava correttamente.

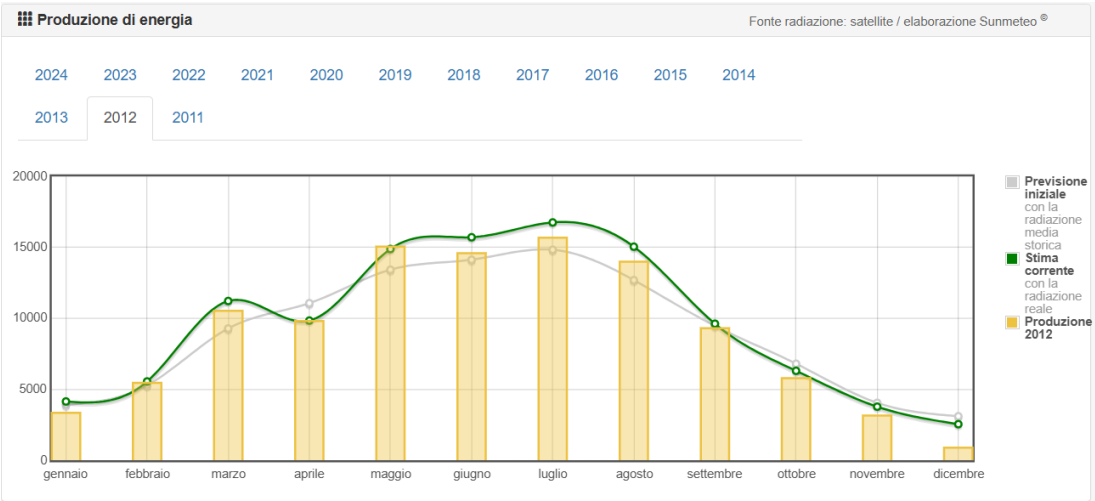


Figura 5.4: Produzione energetica mensile per l'anno 2012.

A parte il mese di dicembre l'impianto ha lavorato discretamente bene raggiungendo se non per poco tutte le stime previste, dove la previsione iniziale (linea grigia) è calcolata a partire da dati meteo storici, mentre la stima corrente (linea verde) è realizzata con la radiazione solare reale misurata da satellite. Tuttavia, già negli anni successivi il rendimento si è abbassato notevolmente. Ad esempio, nel 2016, rappresentato in figura 5.5, si nota che la produzione energetica è stata molto bassa rispetto alle previsioni con un discostamento medio del -23%.

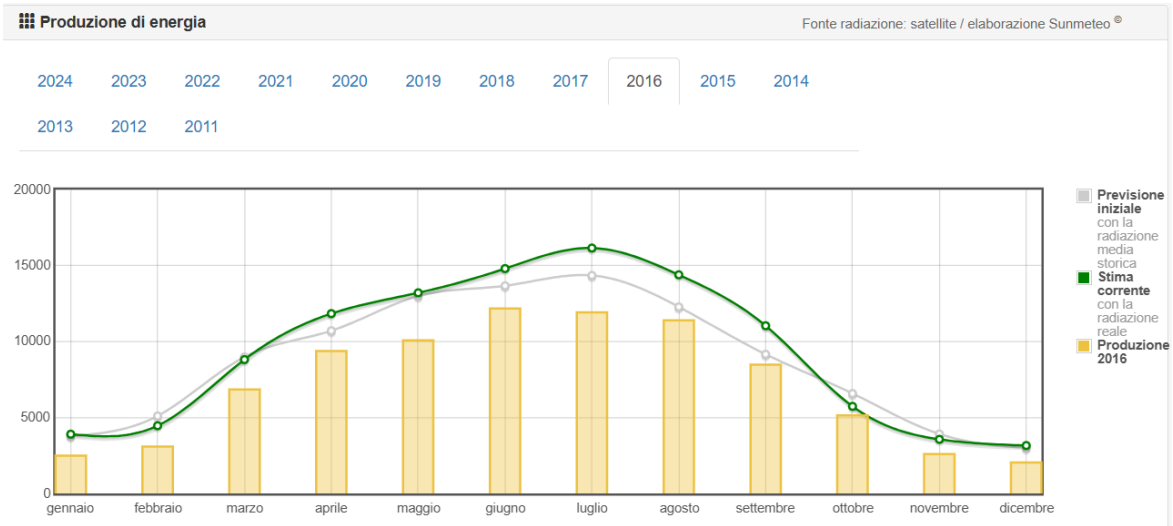


Figura 5.5: Produzione energetica mensile per l'anno 2016.

Le cause di queste basse performance, sin dai primi anni, possono essere molteplici, in primis, probabilmente errori nella progettazione e nell'installazione dell'impianto. Una mancata manutenzione ordinaria poi ha fatto peggiorare la situazione e, come si vedrà successivamente, le problematiche che sono state riscontrate saranno molte. Il rendimento dell'impianto è rimasto molto basso e sotto le aspettative sino al 2019, quando Erreci ha preso sotto contratto la manutenzione di questo impianto.

5.2. Anomalie riscontrate

Vediamo in figura 5.6 la situazione nel 2020: ancora basse performance e un discostamento medio del -31% rispetto alle stime realizzate.

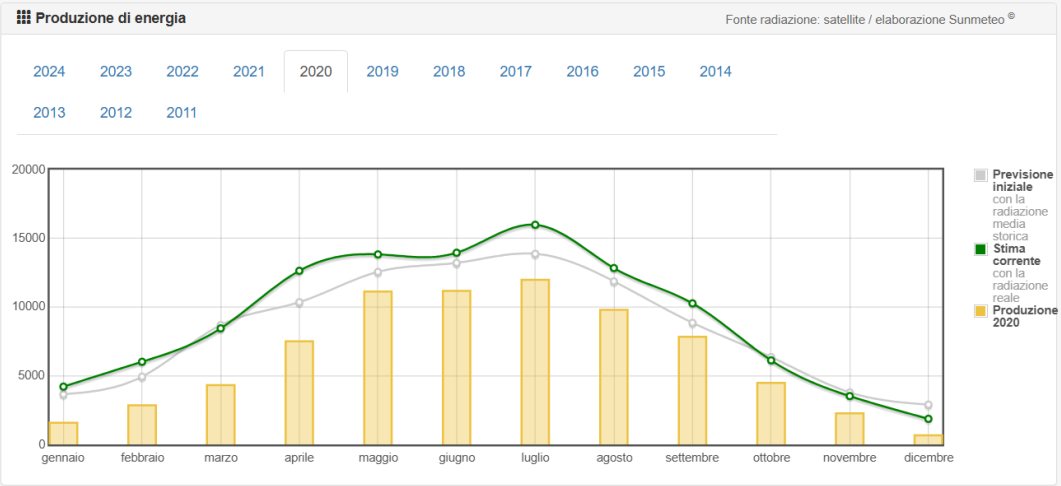


Figura 5.6: Produzione energetica mensile per l'anno 2020.

La squadra di manutenzione di Erreci, per prima cosa, ha effettuato la verifica elettrica dei componenti e la termografia, riscontrando numerose problematiche. Dalle analisi effettuate risultavano: 2 moduli con hot-spot, 5 moduli con vetro e celle crepate, 101 moduli delaminati di cui 35 molto gravi e in diverse stringhe dell'impianto, condizione che pregiudica la produzione di tutto il sistema. Inoltre, è stato segnalato un inverter con parti surriscaldate, con forte odore di bruciato e danni alla struttura. In aggiunta, le verifiche elettriche sul blocco differenziale hanno avuto riscontro negativo ed è stata necessaria la sostituzione. Quest'ultimo è un apparecchio molto importante, perché è in grado di rilevare le correnti di dispersione, intervenendo staccando rapidamente l'impianto, prevenendo danni o infortuni.

Vengono ora riportati alcuni esempi dei guasti rilevati durante le operazioni di manutenzione. In figure 5.7, è facilmente riconoscibile l'effetto della delaminazione sui moduli. Molto probabilmente è stata causata da una penetrazione di acqua o umidità, come lasciano pensare le macchie bianche vicino al telaio. Dalle foto si riesce a notare il distacco progressivo degli strati di composizione del modulo con conseguente ossidazione dei contatti come si osserva leggermente in figura 5.8

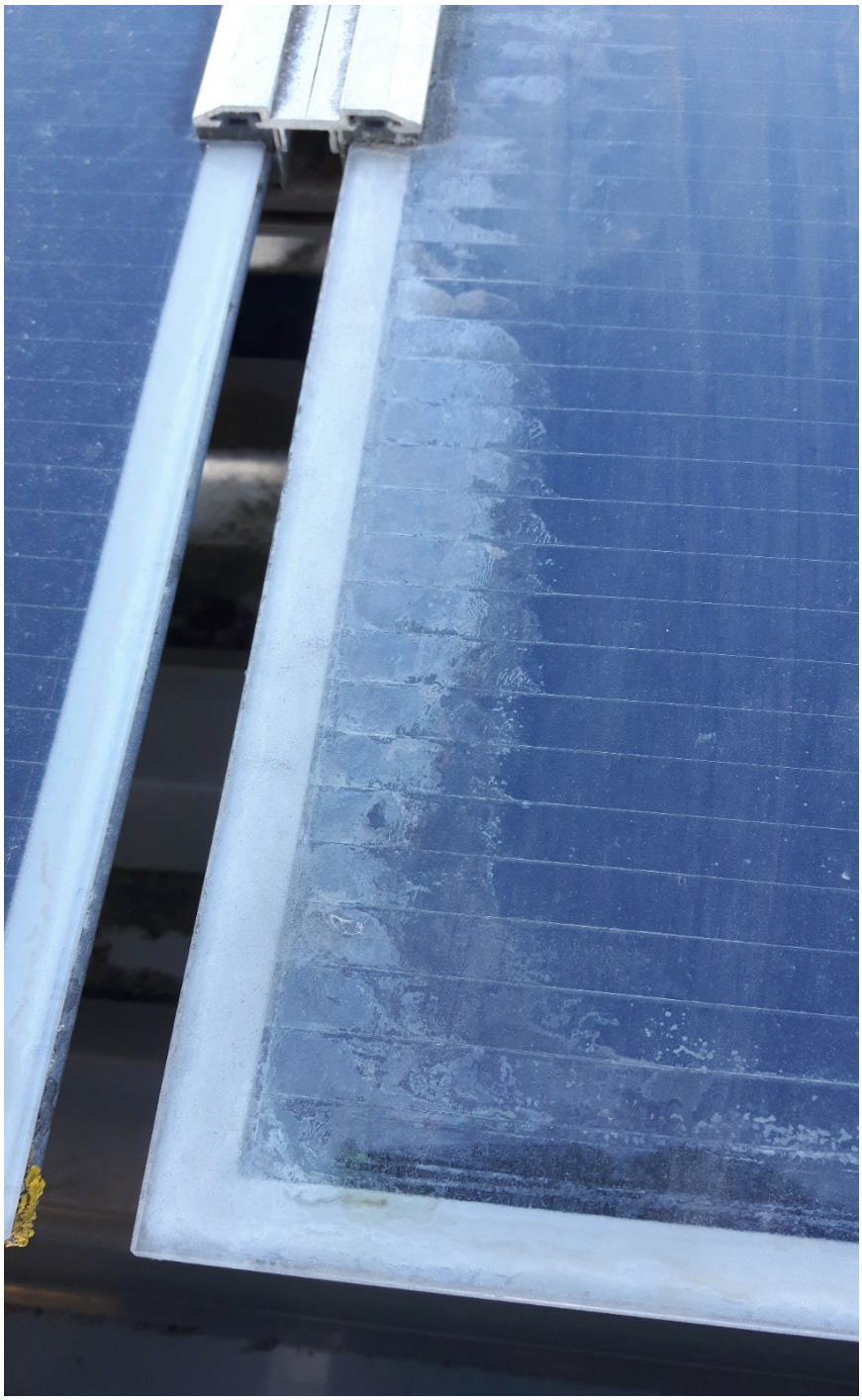


Figura 5.7: Delaminazione dei moduli.

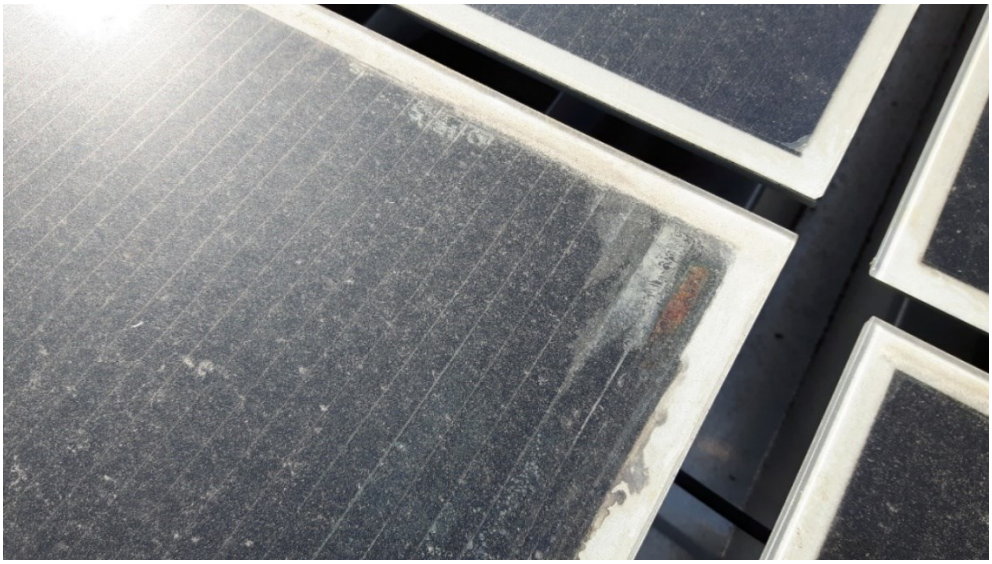


Figura 5.8: Delaminazione dei moduli con leggera corrosione.

Il fenomeno di delaminazione è stato riscontrato anche dalle immagini della camera termografica (figura 5.9 e 5.10):

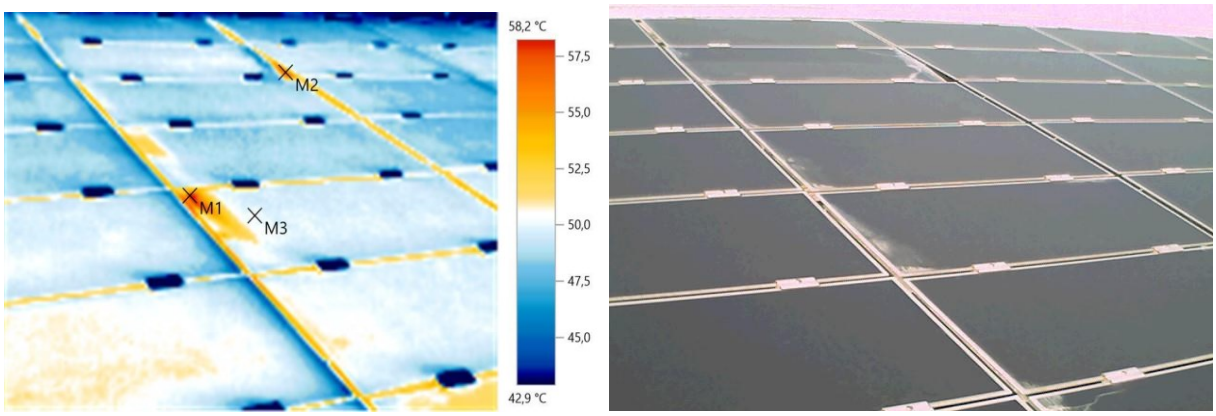


Figura 5.9: Delaminazione rilevata dalla termografia.

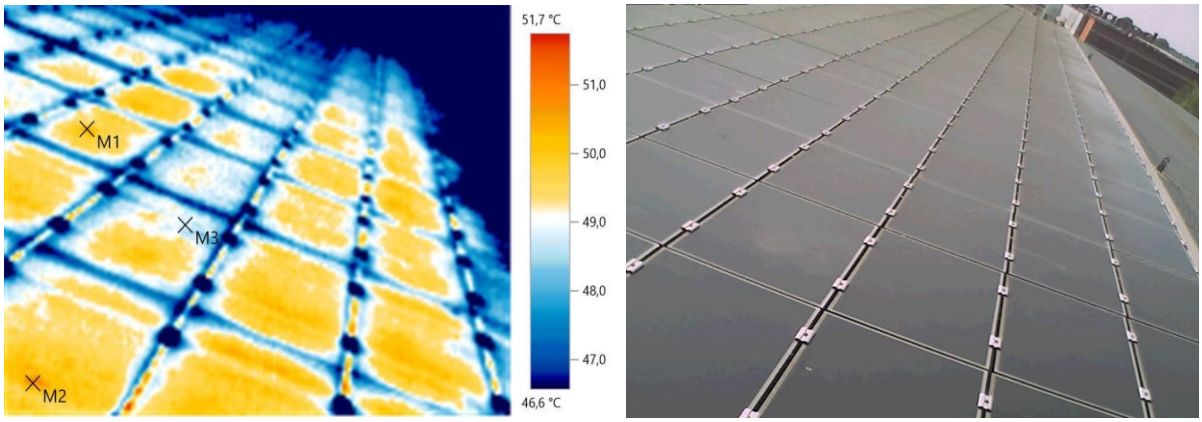


Figura 5.10: Delaminazione rilevata dalla termografia.

La temperatura dei moduli non è uniforme come dovrebbe essere su tutta la superfice del pannello, soprattutto in prossimità del telaio metallico dove, appunto, l'umidità riesce a penetrare all'interno compromettendo le prestazioni.

Dalle immagini 5.11 e 5.12 si osservano i due moduli con hot-spot molto significativi.

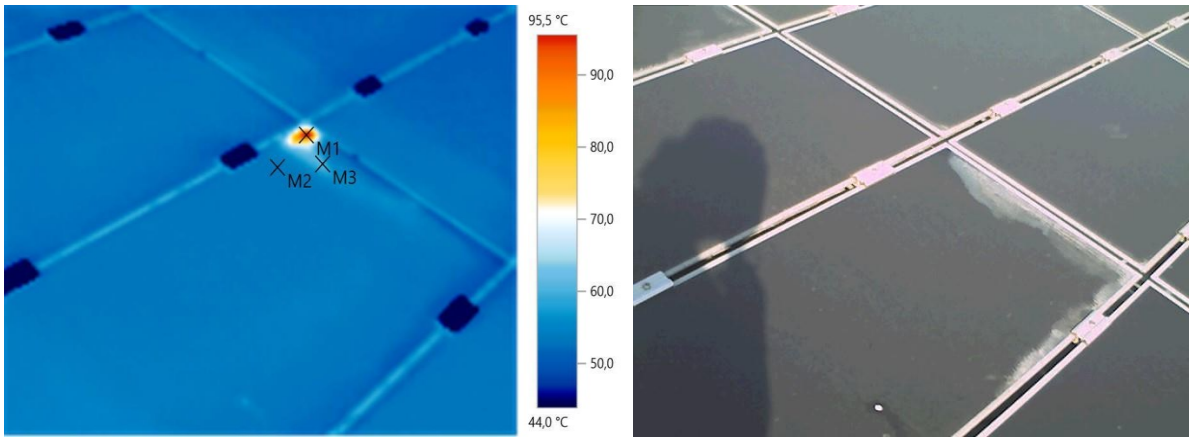


Figura 5.11: Hot-spot rilevato dalla termografia

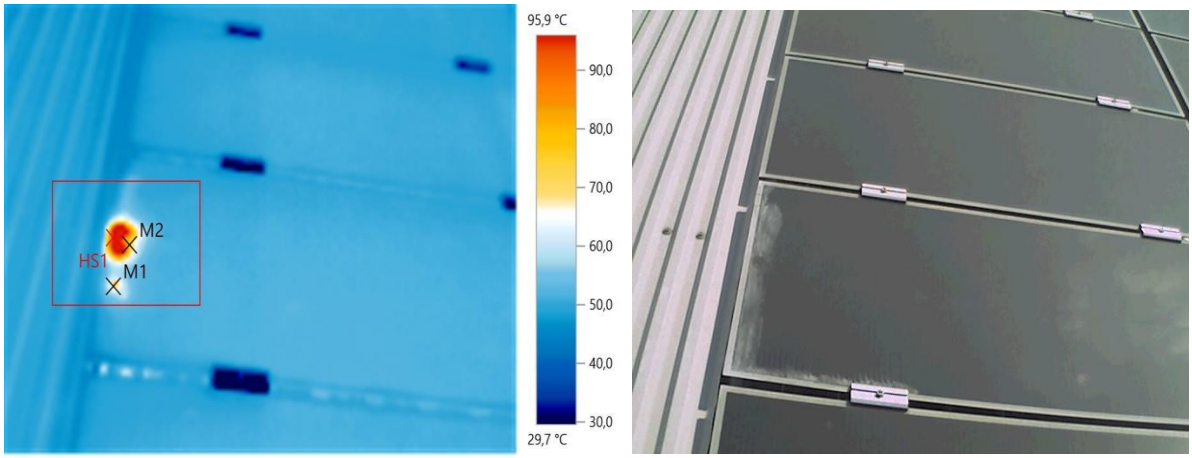


Figura 5.12: Hot-spot rilevato dalla termografia.

In figura 5.13 si osserva uno dei moduli rotti. Una causa possibile per crepe così evidenti potrebbe essere uno stress termico molto elevato oppure un errore umano nell'installazione del modulo durante la fase di serraggio dei morsetti.

Figura 5.13: Rottura del modulo fotovoltaico.

Infine, la mancanza di cure e manutenzioni durante tutti gli anni di attività si nota anche dalle condizioni di pulizia in cui si trovava l'impianto. Tutti i pannelli erano molto maltenuti, come è possibile notare in figura 5.14.

Figura 5.14: Stato di pulizia dei pannelli.

Per quanto riguarda il quadro elettrico, è stata effettuata la termografia anche sugli interruttori magnetotermici e sull'interruttore differenziale. In figura 5.15 si osservano vari punti di calore sui cavi elettrici e sugli interruttori che andranno sostituiti.

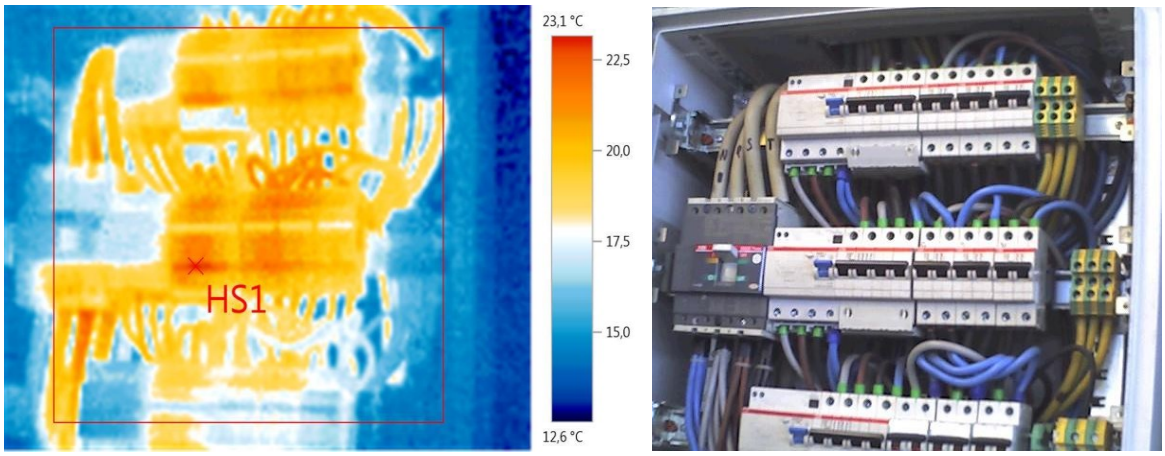


Figura 5.15: Termografia sul quadro elettrico.

Per ultimo, in figura 5.16, si osserva un punto di calore nei pressi della ventola di raffreddamento. Un surriscaldamento dell'inverter, come è stato detto nel paragrafo è causato da vari fattori ed è molto dannoso per il rendimento dell'impianto.

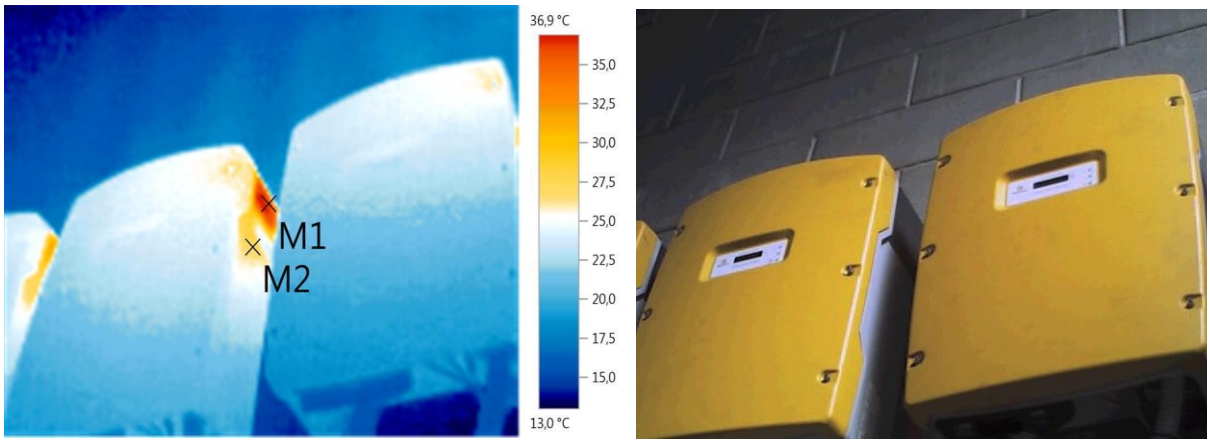


Figura 5.16: Termografia su inverter.

A febbraio 2019, dunque, le condizioni dell'impianto erano disastrose nonostante l'impianto avesse solo sette anni di operatività. Questa situazione è la prova di quanto una manutenzione ordinaria e costante sia importante. Probabilmente errori nell'installazione iniziale dei pannelli o difetti di fabbricazione, rimanendo trascurati,

hanno causato una serie di anomalie concatenate l'una con l'altra che hanno influenzato negativamente il rendimento di tutto l'impianto.

Fortunatamente, essendo usufruendo ancora del Conto Energia, la scelta adottata è stata quella in revamping totale dell'impianto.

5.3. Revamping: un nuovo progetto

Nel 2021 è stato realizzato il revamping totale dell'impianto che è entrato in funzione tra marzo e aprile 2022. Siccome l'impianto era stato realizzato durante il secondo Conto Energia, per usufruire ancora dell'incentivo è stato necessario installare una potenza uguale o discostante al massimo dell'1% a quella precedente. Sono quindi stati installati 259 pannelli JA SOLAR del modello JAM60S20-385/MR, pari a una potenza complessiva di 99.715 kWp, su di un inverter SMA STP 110-60 CORE 2. Le schede tecniche dei componenti sono consultabili nell'Appendice A2.

La casa produttrice dei moduli garantisce un rendimento di produzione del 83% sino a 25 anni. Rispetto ai precedenti le celle sono in silicio monocristallino assicurando un'efficienza molto maggiore rispetto ai precedenti pari a 20.7%. Per una potenza di 385 W a modulo e dimensioni 1769 mm di lunghezza per 1052 mm di larghezza, si nota che il rapporto potenza su superficie occupata è più raddoppiato. Infatti, è stato possibile installare la medesima potenza di circa 99 kW su di una sola falda, lasciando libera l'altra superficie di tetto.

Per quanto riguarda l'inverter, ne è stato scelto uno con potenza nominale pari a 110 kW leggermente superiore alla potenza installata. Non è stata presa in considerazione l'ipotesi di aggiungere ottimizzatori di potenza in quanto l'esposizione è ottimale ed il tetto del capannone non presenta ostacoli che potrebbero causare ombreggiamenti. Sulla scheda tecnica si deduce che l'inverter ha 12 inseguitori MPP indipendenti con un massimo di 2 stringhe collegate in parallelo per MPP. Esposizione, inclinazione in questo progetto rimangono sempre costanti a 17° Sud-ovest e 6°. Come è stato fatto precedentemente si calcola massimo di moduli che si possono collegare in serie su ciascuna stringa. Partendo sempre dal valore massimo di tensione CC in ingresso all'inverter risaliamo al massimo numero di moduli per stringa. Dalla scheda tecnica nell'Appendice A2, si ricavano i seguenti dati e si ipotizza una temperatura esterna minima pari a -10 °C:

- $V_{OC} = 41.78\ V$ (STC 25 °C)
- $\Delta T = \left(25\ °C - (-10\ °C)\right) = 35\ °C$
- $\beta = -0.272\%/°C$ (coefficiente di variazione di V_{OC} in base alla temperatura)
- $V_{\max inverter} = 1100\ V$

Dall'equazione 25 si calcola $V_{oc\ max}$:

$$V_{OC\,max} = V_{OC} - (\beta_V \cdot V_{OC} \cdot \Delta T) = \ 45.76\ V \tag{25}$$

E dal rapporto (equazione 26) tra la tensione massima dell'inverter e la tensione massima di un modulo nel peggior scenario possibile, si trova il numero massimo di moduli per stringa:

$$N_{mod\ stringa} = \frac{V_{\max inverter}}{V_{OC\,max}} = 24 \tag{26}$$

Per completare il design è necessario calcolare il numero massimo di stringhe per ingresso MPPT dell'inverter. Per le stringhe si fa riferimento alla corrente massima di cortocircuito calcolata in equazione 28 come segue, considerando questa volta il peggior scenario, ovvero durante una giornata estiva:

$$I_{maxSC} = I_{SC} + (I_{SC} \cdot \gamma_I \cdot \Delta T) = 11.58\ A \tag{27}$$

Dove:

- $I_{SC} = 11.53\ A$
- $\Delta T = (25°C - 35°C) = 10\ °C$
- $\gamma_I = \ +0.044\%/°C$

Dalla seguente formula (equazione 29) si calcola il numero massimo di stringhe per ingresso MPP dell'inverter:

$$N_{maxstringhe} = \frac{I_{max}}{I_{maxsc}} = 2.45 \tag{29}$$

Dove:

- $I_{max} = 26\ A$ è la corrente massima ingresso per l'inverter SMA 10000TL

I calcoli rispecchiano i dati forniti dal datasheet, è possibile collegare in parallelo al massimo due stringhe per ogni MPPT per un totale di 24 stringhe per inverter. Ora è possibile configurare ciascun inverter rispettando i parametri appena calcolati. Nella tabella 5.2 viene riassunta la configurazione delle stringhe dell'impianto revampizzato: composto da 12 stringhe da 20 moduli e 1 stringa da 19 moduli, con due stringhe collegate in parallelo sull'ingresso MPPT 1.

Tabella 5.2: Configurazione stringhe dell'inverter del revamping.

N.ro stringa	N.ro Moduli	Potenza [Wp]	Voc [Vcc]	Vmppt [Vcc]	Corrente [A]	L [m]	sez. [mmq]	Inverter	MPPT
1	20	7700				10	4	1	1
2	20	7700				14	4	1	1
3	20	7700				18	4	1	2
4	20	7700				22	4	1	3
5	20	7700				26	4	1	4
6	20	7700				30	4	1	5
7	20	7700				34	4	1	6
8	20	7700				38	4	1	7
9	20	7700				42	4	1	8
10	20	7700				46	4	1	9
11	20	7700				50	4	1	10
12	20	7700				54	4	1	11
13	19	7315				55	4	1	12
	259	**99,715**	Kwp						

Su Cad viene in seguito realizzata la planimetria del capannone su cui viene installato l'impianto, con in dettaglio, evidenziata la posizione di ciascuna stringa, in maniera tale da aiutare l'installatore in fase di montaggio. In allegato in figura 5.17 e 5.18 il layout del nuovo impianto accompagnata dalla rosa dei venti per intuire facilmente l'esposizione delle falde.

Figura 5.17: Planimetria del revamping.

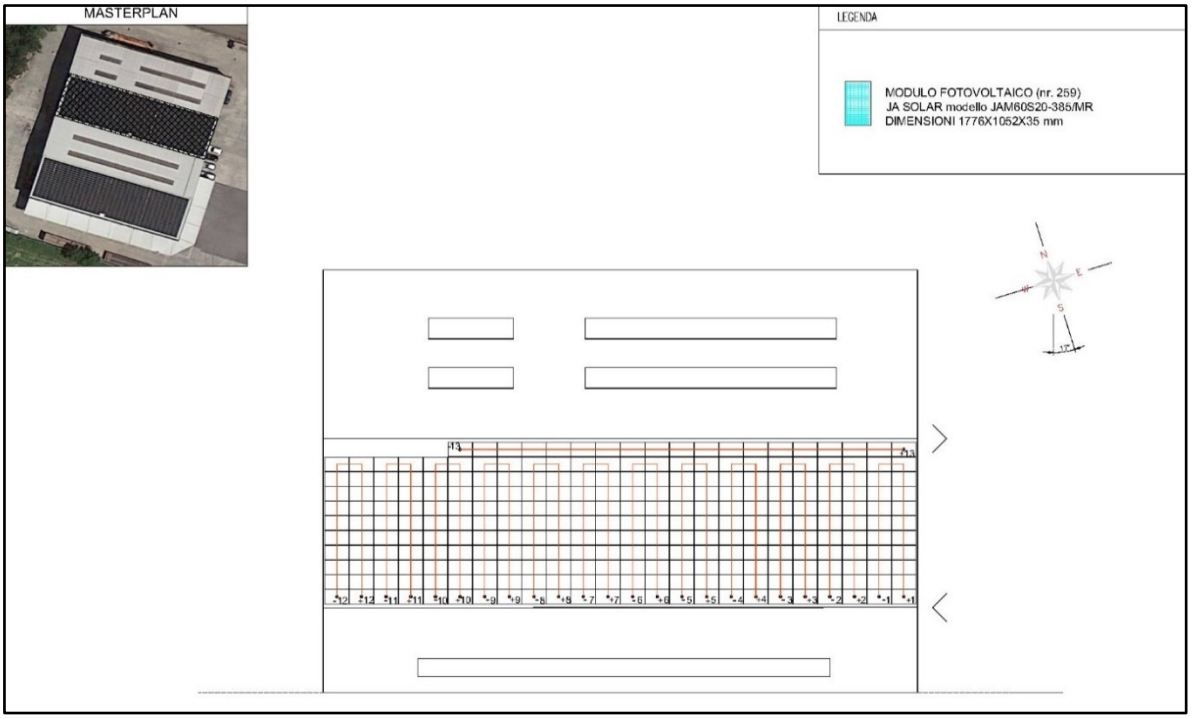


Figura 5.18: Layout configurazione stringhe del revamping

Utilizzando il designer di solaredge viene realizzato il modello 3D del progetto, raffigurato in figura 5.19, dove viene rappresentato il nuovo impianto installato sull'edificio. Inoltre, è possibile analizzare le probabili ombreggiature in base al design dell'edificio e alla radiazione solare. Nel caso preso in esame non ci sono possibili ostacoli sul tetto del capannone che possano generare ombreggiamenti, infatti, la radiazione risulta uniformemente distribuita sulle due falde: maggiore sulla falda in direzione sud-ovest (giallo chiaro) e minore sulla falda in direzione nord-est (giallo scuro).

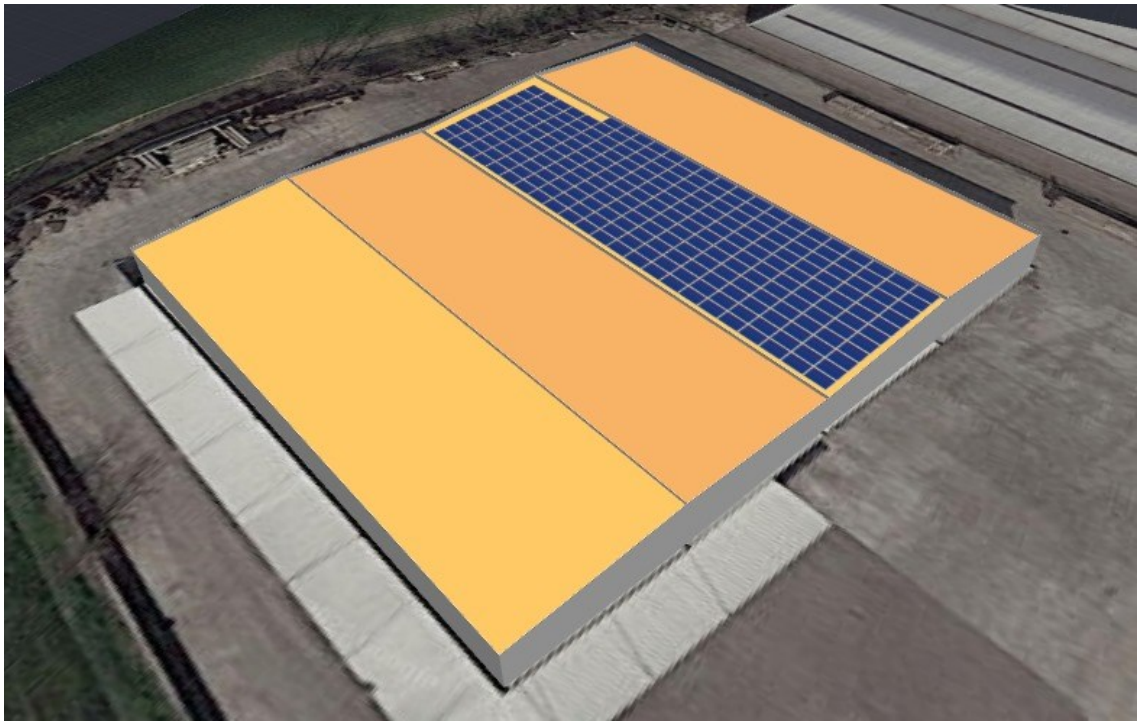


Figura 5.19: Modello 3D revamping con irradianza.

Il prossimo passo durante la progettazione di un impianto fotovoltaico è quantificare la produzione attesa di energia. Queste stime sono molto significative, in quanto ci permettono di calcolare l'autoconsumo, ovvero la quota di energia elettrica prodotta dall'impianto che viene direttamente utilizzata dall'utente, senza essere immessa in rete. Inoltre, come è stato osservato in precedenza, servono per determinare indicativamente se l'impianto stia funzionando correttamente o meno. Per calcolare le stime iniziali Erreci si affida al software PVGIS [25]. Questo strumento permette di stimare la produzione energetica di un impianto fotovoltaico in qualsiasi località del mondo, basandosi su un database dei dati storici di irraggiamento solare e temperatura. Inserendo nel programma coordinate geografiche dell'impianto, potenza installata in questo caso 99.715 kWp, inclinazione 6° e azimut 17° Sud-Ovest si ottiene la produzione stimata giornaliera, mensile ed annuale. In allegato in figura 5.20 la produzione media mensile. Mentre nell'Appendice A3 è possibile consultare il report completo scaricato da PVGIS.

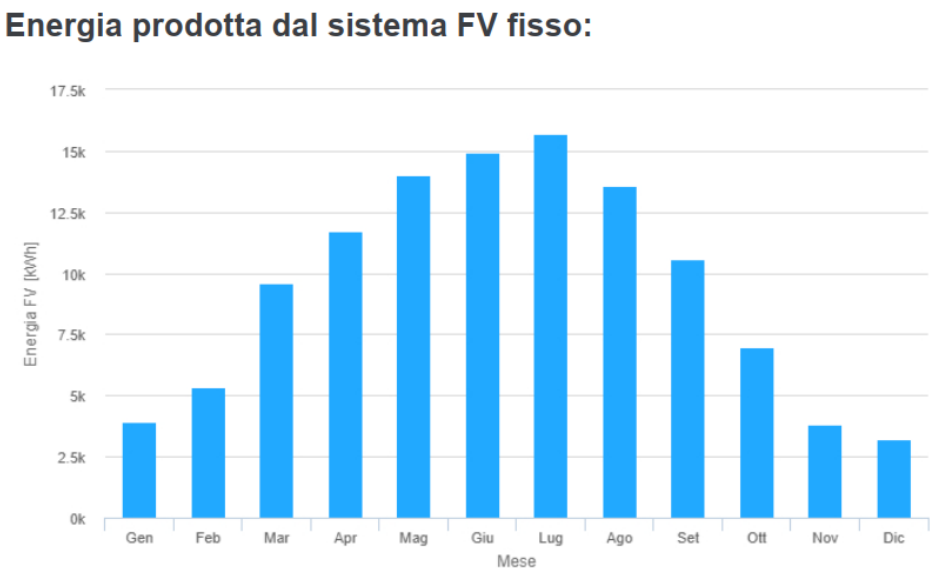


Figura 5.20: Simulazione produzione stimata mensilmente PVGIS.

È stato stimato che l'impianto produca 113340.81 kWh/anno, per un totale di 1130 ore equivalenti all'anno, in media con le statistiche della regione. Per derivare l'autoconsumo, la prima informazione necessaria è ricavare i consumi dell'edificio. Utilizzando il numero del POD e le credenziali dell'utente è possibile scaricare dall'ente distributore le curve di carico su base oraria per un intero anno. Queste curve sono fondamentali per comprendere la domanda energetica specifica del cliente e, di conseguenza, progettare un sistema che soddisfi queste esigenze con un alto autoconsumo e una potenza di picco adeguata. Successivamente, viene realizzata una simulazione dove si confrontano i consumi dell'azienda con la produzione di energia fotovoltaica. In figura 5.21, è rappresentato l'andamento per un intero anno solare.

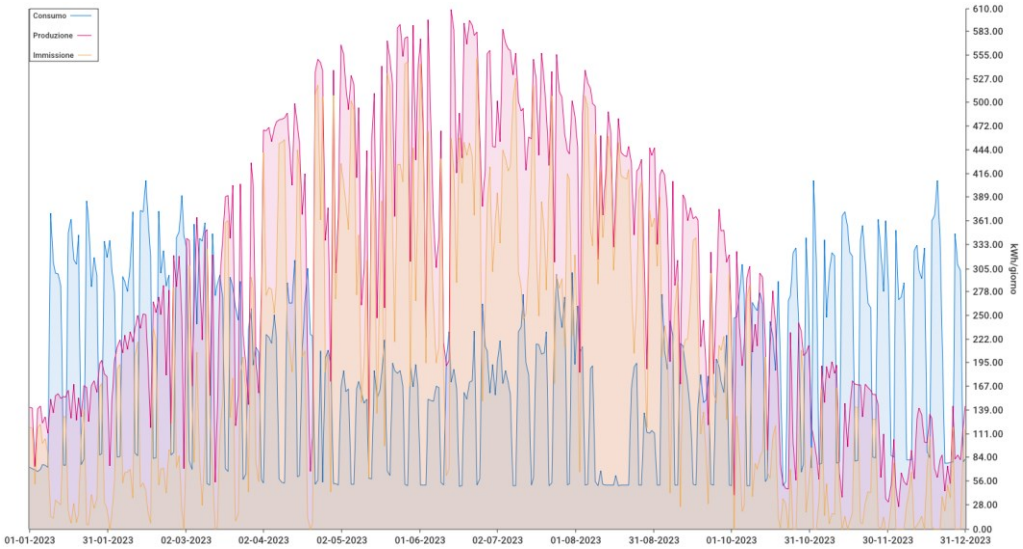


Figura 5.21: Consumi, immissione in rete e produzione PV per un intero anno solare.

In blu sono raffigurati i consumi della Treman, in rosso la produzione energetica dell'impianto e in giallo l'immissione in rete pari alla differenza tra i primi due valori. Si osserva che durante i mesi estivi, quando la produzione dell'impianto è maggiore, vengono coperti tutti i consumi dell'azienda e l'energia rimanente viene ceduta alla rete. Mentre nei mesi invernali, il fotovoltaico non è sufficiente per coprire il fabbisogno energetico della Treman. Un tipico giorno lavorativo estivo è rappresentato in figura 5.22.

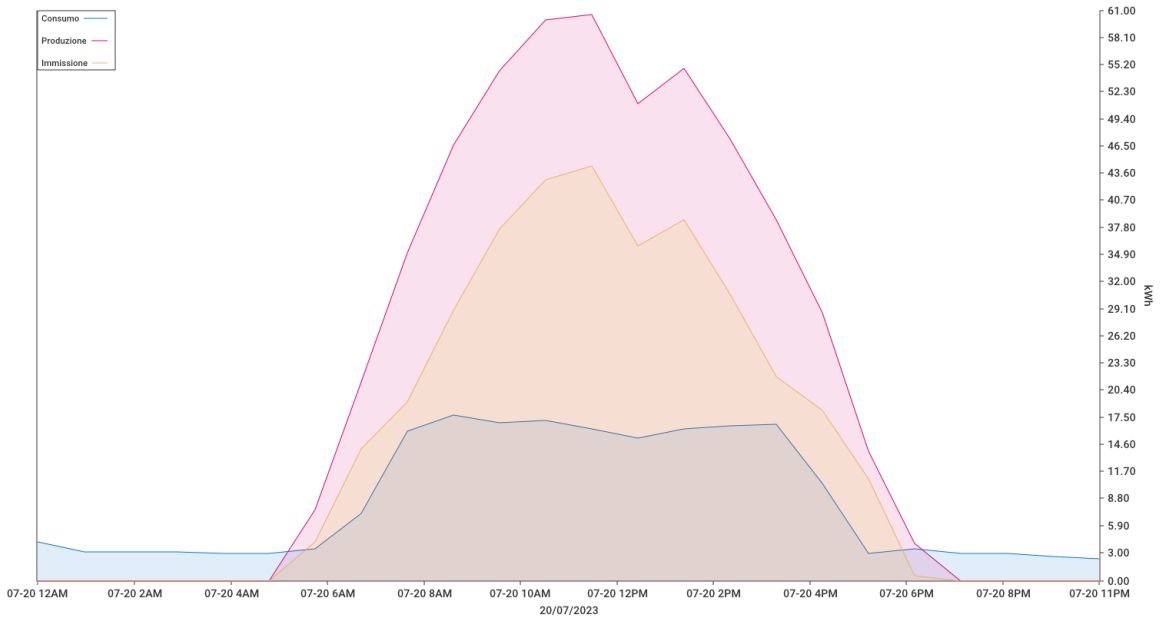


Figura 5.22: Curve energetiche di un giorno lavorativo estivo

Inoltre, si osserva che durante il weekend i consumi dell'azienda crollano drasticamente probabilmente perché la produzione si ferma. Durante i giorni festivi, infatti, l'energia viene quasi interamente ceduta alla rete. In figura 5.23 viene raffigurato un giorno festivo.

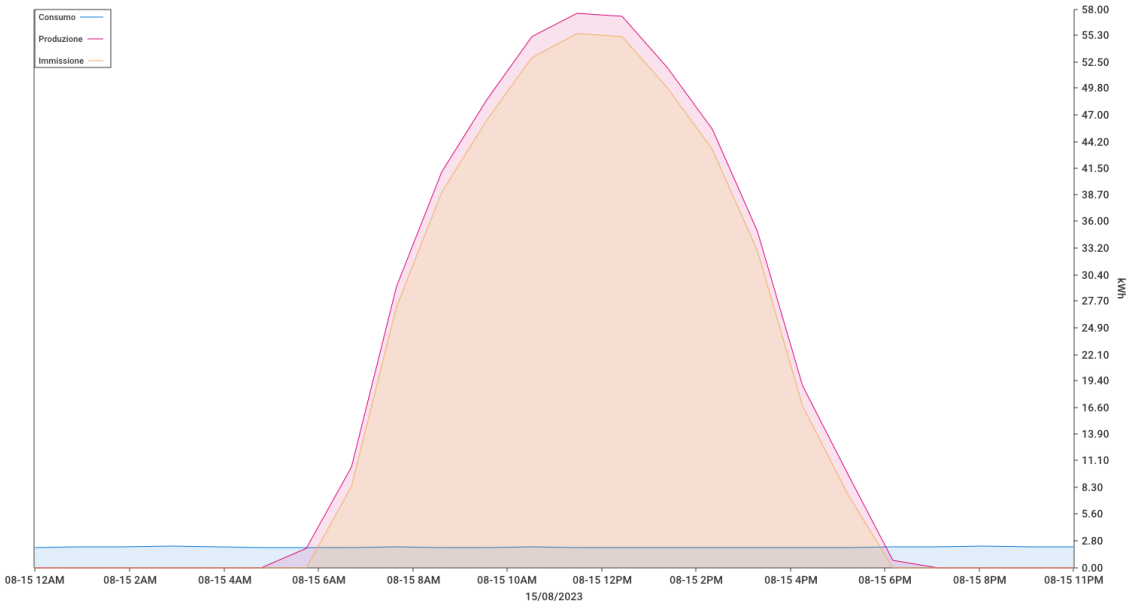


Figura 5.23: Curve energetiche di un giorno festivo estivo.

Dalla simulazione, si ottiene un autoconsumo del 36.5%. Non un valore molto alto. Di solito, in fase di progettazione un autoconsumo del 60/70% viene considerato ottimale per impianti fotovoltaici aziendali. Valori troppo bassi (<50%) significano che molta energia viene immessa in rete, riducendo il vantaggio economico. Quando si vende energia alla rete, infatti, si ottiene un ritorno economico minore rispetto a quello che si ottiene risparmiando sulla bolletta. Questo succede, in quanto, quando si consuma energia, oltre a pagare la corrente, si pagano gli oneri, pari quasi a metà del costo totale della bolletta. L'impianto risulta quindi leggermente sovradimensionato rispetto ai consumi dell'azienda. Probabilmente è stato fatto un errore nella progettazione iniziale oppure a causa del cambio di proprietario dell'edificio i consumi sono cambiati negli anni. Tuttavia, per ottenere ancora la tariffa incentivante, la potenza del revamping è rimasta la medesima dell'impianto precedente e il vantaggio economico è comunque molto importante. Dato che il primo impianto è entrato in esercizio nel 2011 e l'incentivo viene erogato per i primi 20 anni di produzione energetica. All'impianto revampizzato entrato in esercizio nel 2022 spettano ancora 9 anni di tariffa incentivante. Tuttavia, la situazione attuale è molto diversa da quella precedente. Grazie a efficienze dei moduli maggiori ed a una corretta manutenzione e cura dell'impianto, è stato rilevato che nel 2023 e nel 2024, la produzione energetica ha rispettato pienamente le aspettative, producendo in media 115.000 kWh all'anno. Al contrario, quando l'impianto era in pessime condizioni la produzione energetica media degli ultimi 5 anni è stata di 85.000 kWh all'anno, quasi il 25% in meno rispetto alle stime. Dal punto di vista economico, come è stato riassunto in figura 5.24, questo delta energetico è molto importante economicamente. Considerando una tariffa incentivante del 0.40 €/kWh prodotto, l'impianto revampizzato guadagna 12.000€ in più all'anno rispetto alla situazione precedente, per un totale di 108.000€ al termine

dell'incentivo. Sono somme significative visto che corrispondono quasi al totale ammontare dei costi di installazione dell'impianto.

9 anni d'incentivazione rimanente

$P_{OLD} = 99.975\ kWp$	$P_{REVAMPING} = 99.715\ kWp$
$E_{OLD} = 85.000\ kWh/anno$	$E_{REVAMPING} = 115.000\ kWh/anno$
Ipotesi tariffa incentivante 0,40 €/kWh	Ipotesi tariffa incentivante 0,40 €/kWh
$\pi = 34.000$ €/$anno$	$\pi = 46.000$ €/$anno$
$\pi_{TOT} = 306.000$ €	$\pi_{TOT} = 414.000$ €

$$\Delta\pi = 108.000\ €$$

Figura 5.24: Confronto incentivo prima e dopo revamping.

5.4. Analisi economica

In questo paragrafo verrà realizzata una coincisa analisi economica, sottolineando l'importante ritorno economico del cliente, grazie soprattutto alla possibilità di usufruire della tariffa incentivante del Conto Energia. Nella tabella 5.3 sottostante vengono ricapitolati i parametri più rilevanti per lo studio e quelli presi in considerazione per svolgere l'analisi economica. Il costo complessivo dell'impianto comprende i costi dei moduli e dell'inverter, il progetto esecutivo e costruttivo dell'impianto, la direzione dei lavori durante le fasi di realizzazione dell'impianto, la fase di installazione e di messa in sicurezza del cantiere, la verifica della connessione dell'impianto, della messa a terra e delle masse, la misura di isolamento dei circuiti elettrici ed, infine, il funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete etc.). Per completare il quadro dell'investimento sono stati considerati i costi annuali per il suo mantenimento, ovvero quelli legati all'assicurazione dell'impianto fotovoltaico (Assicurazione All Risk) pari a 990,00€ e quelli legati alla manutenzione dell'impianto fotovoltaico pari a 2.178,00 €, incrementati ogni anno per il tasso di inflazione annuo. Nell'analisi economica realizzata sono stati considerati due scenari: il primo senza alcun finanziamento ed il secondo con finanziamento bancario della durata di 10 anni. Inoltre, dal momento che

si usufruisce del Conto Energia, non è possibile recuperare parte dell'investimento tramite detrazione fiscale.

Tabella 5.3: Dati utili per l'analisi economica

RIEPILOGO DATI	
Potenza Impianto	99,715 kWp
Tipologia Impianto	su tetto
Regime contrattuale energia ceduta Ritiro dedicato	
Consumi energetici cliente	68.502,61 kWh/anno
Quota in autoconsumo	36,5 %
Producibilità netta annua	113.340,81 kWh/anno
Producibilità reale per kWp installato	**1.136,00 kWh/kWp * anno**
Stima energia immessa in rete	72.019,00 kWh/anno
Stima delle perdite di producibilità	0,5 %
Emissioni CO2 evitate	74.617,20 kg/anno
Recupero fiscale (detrazioni)	0,00 %
Numero anni detrazione fiscale	10,00 anni
Importo quota annua detrazione fiscale	0,00 €/anno
Costo totale impianto fotovoltaico (IVA esclusa)	**89.100,00 €**
Costo totale impianto fotovoltaico (IVA inclusa)	**98.010,00 €**
Tasso di inflazione annuo energia	2.50
Tasso di inflazione annuo	2.00
Costo di acquisto energia	0,180 €/kWh
Costo di installazione al kWp	**900,00 €/kWp**
Costo annuo manutenzione ordinaria	2.178,00 €/anno
Costo annuo di assicurazione All Risks	990,00 €/anno
Durata Finanziamento	10 anni
Cifra da finanziare compresa di interessi	113.405,00 €
Somma annuale finanziamento	**11.340,50 €**

Dalla tabella sottostante 5.4 si evince l'analisi economica. Le colonne dei ricavi lordi si ottengono, rispettivamente, moltiplicando l'energia immessa in rete per il costo di vendita dell'energia pari a 0.09 €/kWh, e moltiplicando la quota di energia autoconsumata per il costo d'acquisto dell'energia pari a 0.18 €/kWh. Con la loro somma si ottiene il totale dei benefici annui. Sottraendo i costi operativi prima citati si ottiene, infine, il ricavo netto.

Tabella 5.4: Analisi economica.

		RICAVI LORDI				COSTI OPERATIVI		RICAVI NETTI				
Anno	Energia Prodotta	Detrazione Fiscale	Ricavo da vendita Ritiro dedicato	Ricavo da autoconsumo	Totale benefici annui	Spese Manutenzione ordinaria	Premio assicurativo	Ricavo netto	Ricavo cumulato	Flusso di cassa senza finanziamento	Flusso di cassa con finanziamento	Rata annuale
	kWh	€	€		€	€	€	€	€	€	€	€
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-89.100	0	113.405
1	110.544	0	6.482	6.934	13.416	-2.178	-990	10.248	10.248	-78.852	-1.092	11.341
2	109.991	0	6.611	7.072	13.683	-2.222	-990	10.471	20.719	-68.381	-1.962	11.341
3	109.441	0	6.742	7.213	13.955	-2.266	-990	10.699	31.418	-57.682	-2.604	11.341
4	108.894	0	6.876	7.356	14.232	-2.311	-990	10.931	42.349	-46.751	-3.013	11.341
5	108.350	0	7.013	7.502	14.515	-2.358	-990	11.167	53.516	-35.584	-3.187	11.341
6	107.808	0	7.152	7.651	14.803	-2.405	-990	11.408	64.924	-24.176	-3.119	11.341
7	107.269	0	7.294	7.804	15.098	-2.453	-990	11.655	76.579	-12.521	-2.805	11.341
8	106.733	0	7.439	7.959	15.398	-2.502	-990	11.906	88.485	-615	-2.239	11.341
9	106.199	0	7.587	8.117	15.704	-2.552	-990	12.162	100.647	11.547	-1.418	11.341
10	105.668	0	7.738	8.278	16.016	-2.603	-990	12.423	113.069	23.969	-336	11.341
11	105.140	0	7.892	8.443	16.334	-2.655	-990	12.689	125.759	36.659	10.370	0
12	104.614	0	8.048	8.610	16.659	-2.708	-990	12.961	138.719	49.619	23.331	0
13	104.091	0	8.208	8.782	16.990	-2.762	-990	13.238	151.957	62.857	36.569	0
14	103.570	0	8.371	8.956	17.328	-2.817	-990	13.521	165.478	76.378	50.089	0
15	103.052	0	8.538	9.134	17.672	-2.874	-990	13.808	179.286	90.186	63.897	0
16	102.537	0	8.708	9.316	18.023	-2.931	-990	14.102	193.388	104.288	78.000	0
17	102.024	0	8.881	9.501	18.381	-2.990	-990	14.401	207.790	118.690	92.401	0
18	101.514	0	9.057	9.690	18.747	-3.050	-990	14.707	222.497	133.397	107.108	0
19	101.007	0	9.237	9.882	19.119	-3.111	-990	15.018	237.515	148.415	122.126	0
20	100.502	0	9.421	10.079	19.499	-3.173	-990	15.336	252.851	163.751	137.463	0
21	99.999	0	9.608	10.279	19.887	-3.236	0	16.651	269.502	180.402	154.114	0
22	99.499	0	9.799	10.483	20.282	-3.301	0	16.981	286.483	197.383	171.095	0
23	99.002	0	9.994	10.692	20.685	-3.367	0	17.318	303.802	214.702	188.413	0
24	98.507	0	10.192	10.904	21.096	-3.434	0	17.662	321.464	232.364	206.075	0
25	98.014	0	10.395	11.121	21.516	-3.503	0	18.013	339.477	250.377	224.088	0
26	97.524	0	10.601	11.342	21.943	-3.573	0	18.370	357.847	268.747	242.458	0
27	97.037	0	10.812	11.567	22.379	-3.645	0	18.734	376.582	287.482	261.193	0
28	96.551	0	11.027	11.797	22.824	-3.718	0	19.106	395.688	306.588	280.299	0
29	96.069	0	11.246	12.032	23.278	-3.792	0	19.486	415.174	326.074	299.785	0
30	95.588	0	11.470	12.271	23.741	-3.868	0	19.873	435.046	345.946	319.658	0

Nonostante le perdite ed i costi ordinari e straordinari imputati, il sistema dimostra una buona sostenibilità e convenienza finanziaria. Nello scenario senza finanziamento, infatti, il tempo di rientro nell'investimento è di 8 anni, mentre in caso di finanziamento il tempo di rientro è di 10 anni, leggermente maggiore a causa degli interessi bancari. Tuttavia, non è stato ancora considerato nell'analisi economica il guadagno relativo agli incentivi del Conto Energia. Grazie al revamping realizzato, la produzione totale annua è aumentata notevolmente e il delta di guadagno, rispetto alla situazione pre sostituzione, ammonta all'incirca a 12.000€ l'anno. Di fatto, il cliente sta pagando il revamping dell'impianto grazie ai maggiori guadagni ottenuti dal Conto Energia.

5.5. Commenti successivi al Revamping

L'anno che evidenzia meglio i vantaggi del revamping realizzato è il 2022, riportato in figura 5.25, dove dal mese di aprile si osserva il notevole aumento di produzione energetica ottenuto grazie all'intervento effettuato.

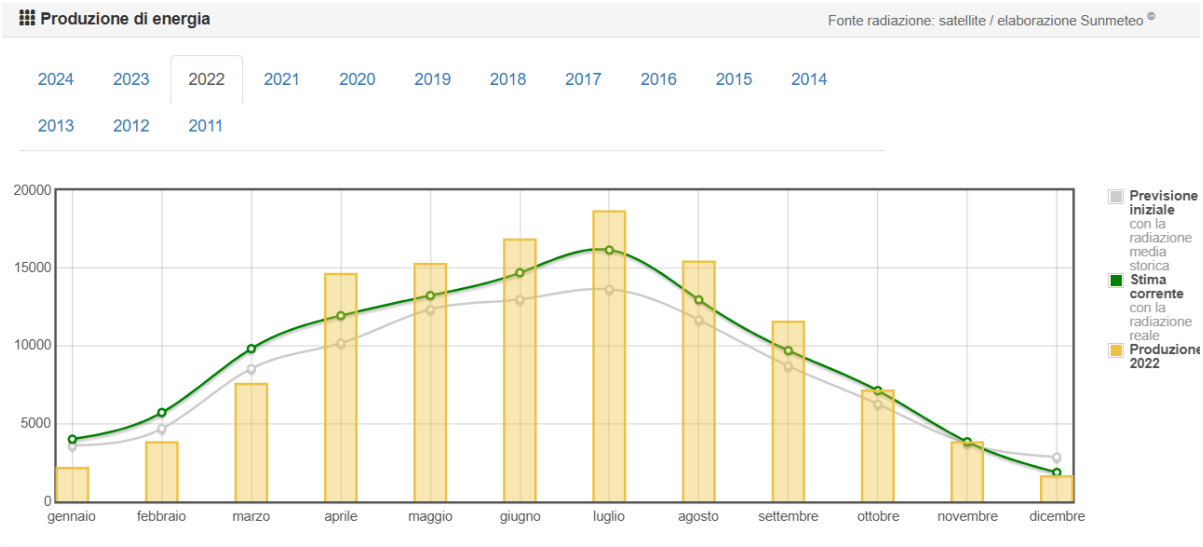


Figura 5.25: Produzione energetica mensile per l'anno 2022.

L'impianto è stato installato e collaudato da Erreci in maniera corretta. La produzione sin da subito ha raggiunto le stime previste, scavalcandole nei mesi estivi, di solito, più efficienti per il fotovoltaico. Un' altra prova che evidenzia il lavoro corretto degli installatori di Erreci è la prima termografia realizzata nel gennaio del 2023. Dall'analisi dei termogrammi, riportata in figura 5.26, non si evidenzia alcuna anomalia.

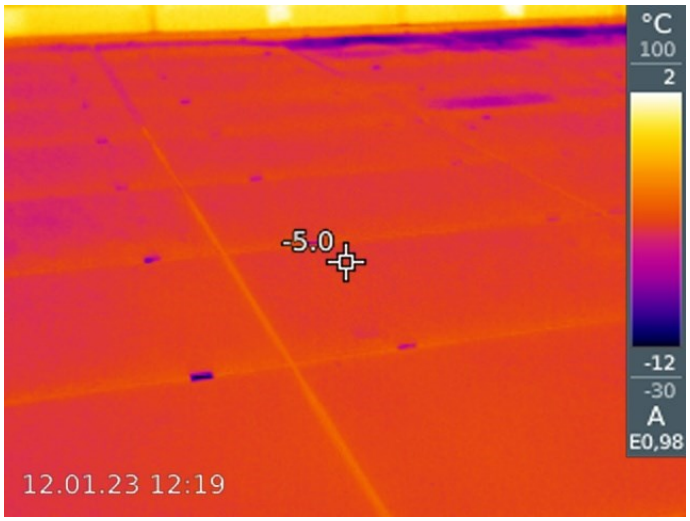


Figura 5.26: Termografia effettuata dopo il revamping.

In conclusione, anche senza considerare i vantaggi fiscali ottenuti grazie al Conto Energia, l'installazione di un nuovo impianto è stata conveniente: il tempo di rientro è infatti accettabile e i ricavi in 20 anni di esercizio sono elevati. Tuttavia, per raggiungere lo scopo remunerativo previsto, l'impianto deve funzionare correttamente nel corso degli anni. Occorre dunque una manutenzione ordinaria costante ed efficace, unita ad una supervisione efficiente dei parametri principali dell'impianto. In caso contrario, anomalie e guasti possono verificarsi andando a limitare notevolmente la produzione dell'impianto e di conseguenza il ritorno economico atteso, come è accaduto al precedente impianto.

6 Conclusioni

L'analisi svolta in questo elaborato ha evidenziato come la manutenzione e il monitoraggio siano aspetti fondamentali per garantire l'efficienza e la sostenibilità degli impianti.

Il caso studio preso in esame è la prova lampante di come una mancata manutenzione possa portare a condizioni economicamente sfavorevoli. Fortunatamente il proprietario beneficia tuttora della tariffa incentivante del Conto Energia ed è riuscito a adempiere al costo del revamping grazie al surplus energetico e quindi monetario del nuovo impianto più performante. Diversamente, la sostituzione totale delle componenti, dopo solo 9 anni di attività, sarebbe stata economicamente molto gravosa, soprattutto considerando gli ingenti costi iniziali che sussistevano nel 2010. Dunque, dal punto di vista economico, investire nella manutenzione consente di ridurre significativamente i costi operativi sul lungo termine senza influenzare il ritorno economico atteso. Inoltre, una manutenzione ordinaria a cadenza annuale o semestrale riduce il rischio di guasti imprevisti e prolunga la vita utile delle apparecchiature.

L'impiego di strategie di manutenzione predittiva e di monitoraggio sono un altro aspetto fondamentale. È emersa la grande utilità del portale di monitoraggio s-EM che, grazie ad allert automatici alla mancata produzione degli impianti, e alla possibilità di effettuare analisi di confronto tra impianti o di approfondire l'analisi dei principali parametri elettrici, permette di supervisionare costantemente l'attività degli impianti presenti nel portfolio di un'azienda. Inoltre, l'adozione della manutenzione predittiva con l'utilizzo di modelli statistici basati su machine learning porterà sicuramente grandi vantaggi, tra i quali l'identificazione di comportamenti anomali o variazioni nelle performance dei pannelli solari che possono precedere un guasto. L'ottimizzazione degli interventi di manutenzione attraverso strategie personalizzate in base alle specifiche condizioni dell'impianto, come la posizione, l'età e le caratteristiche tecniche, sarà il prossimo passo per ridurre i tempi di fermo e la produttività complessiva.

In uno scenario in cui la competitività e la sostenibilità sono sempre di più fattori chiave, il ruolo della manutenzione e del monitoraggio non può essere trascurato. L'integrazione di tecnologie avanzate e l'adozione di politiche di gestione efficienti rappresentano la rotta principale per garantire affidabilità, sicurezza e vantaggi economici duraturi.

Appendice A1

First Solar FS Series 2 PV Module

Thin film solutions for high performance PV systems

First Solar® FS Series 2™ PV Modules are IEC 61646 and IEC 61730 certified for use in systems up to 1000 VDC, UL Listed (600VDC), and meet the requirements of Safety Class II. First Solar provides cost effective thin film module solutions to leading solar project developers and system integrators for large scale, grid-connected solar power plants. First Solar application engineers provide technical support and comprehensive product documentation to support the design, installation, and long term operations of high performance PV systems.

WARRANTY

- Material and workmanship warranty for five (5) years and a power output warranty of 90% of the nominal output power rating (P_{MPP} +/- 5%) during the first ten (10) years and 80% during twenty-five (25) years subject to the warranty terms and conditions.
- Modules are life cycle managed with a collection and recycling program, providing module owners with no cost, pre-funded, end-of-life take back, and recycling of the modules.

All specifications and warranties apply only to products sold and installed in North America. For applications outside of North America, please refer to the Global Datasheet (PD-5-401-02).

First Solar (US)
Tel: 877 850 3757
info@firstsolar.com

First Solar (Europe)
Tel: +800 3757 3757
info@firstsolar.de

www.firstsolar.com

PD-5-401-02 NA MAY 2011

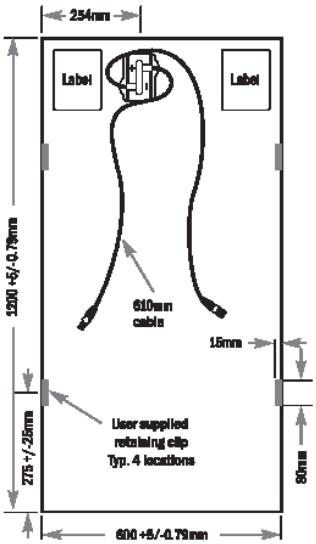
The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC[1,4]						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power(+/-5%)	P_{MPP}(W)	70	72.5	75	77.5	80
Voltage at P_{MAX}	V_{MPP}(V)	65.5	66.6	68.2	69.9	71.2
Current at P_{MAX}	I_{MPP}(A)	1.07	1.09	1.10	1.11	1.12
Open Circuit Voltage	V_{OC}(V)	88.0	88.7	89.6	90.5	91.5
Short Circuit Current	I_{SC}(A)	1.23	1.23	1.23	1.22	1.22
Maximum System Voltage	V_{SYS}(V)	1000 (600 UL[2])				
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_K(P_{MPP})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC}, high temp (>25°C)	$T_K(V_{OC,\ high\ temp})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC}, low temp (-40°C to + 25°C)	$T_K(V_{OC,\ low\ temp})$	-0.20%/°C				
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_K(I_{SC})$	+0.04%/°C				
Limiting Reverse Current	I_R(A)	2				
Maximum Series Fuse	I_{CF}(A)	2				

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m², NOCT[3] 45°C, AM 1.5*						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power(+/-5%)	P_{MPP}(W)	52.5	54.4	56.3	58.1	60.0
Voltage at P_{MAX}	V_{MPP}(V)	61.4	62.4	63.9	65.5	66.8
Current at P_{MAX}	I_{MPP}(A)	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
Open Circuit Voltage	V_{OC}(V)	81.8	82.5	83.3	84.2	85.1
Short Circuit Current	I_{SC}(A)	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00

MECHANICAL DRAWING



* All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

[1] Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

[2] Required to maintain UL compliance

[3] Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/ m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	1200mm	Thickness	6.8mm
Width	600mm	Area	0.72m²
Weight	12kg	Leadwire	4.0mm², 610mm
Connectors	Solarline 1 type connector		
Bypass Diode	None		
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 116 active cells		
Frame Material	None		
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass		
Encapsulation	Laminate material with edge seal		

High Performance PV System Solutions

Key Features:

- Produces high energy output across a wide range of climatic conditions with excellent temperature response coefficient
- Proven to perform as predicted with a high Performance Ratio (PR)
- Frameless laminate is robust, cost-effective and recyclable, and does not require module grounding
- Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 quality and environmental management standards
- Tested by leading international institutes and certified for reliability and safety:
  - Certified to IEC 61646
  - Certified to IEC 61730
  - CE Marking
  - Safety Class II @ 1000 V
  - UL 1703 and ULC 1703 Listed (Class C Fire Rating)
  - Eligible CSI PV Module
  - FSEC Certified

© Copyright 2011, First Solar, Inc.

First Solar.

www.firstsolar.com

FS Series 2 PV Module
PD-5-401-02 NA MAY 2011

SMC 9000TL-10/IT / 10000TL-10/IT / 11000TL-10/IT

Tecnologia efficiente

- Grado di rendimento > 98 %
- Ottimo rendimento grazie alla nuova regolazione MPP OptiTrac
- Sistema di raffreddamento OptiCool a elevata efficienza

Sicurezza

- Senza trasformatore
- Sezionatore CC integrato ESS
- Per il montaggio all'interno e all'esterno
- Servizio assistenza tecnica in tutto il mondo

SUNNY MINI CENTRAL

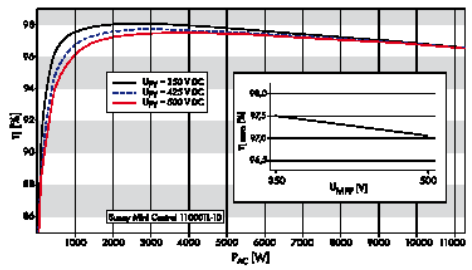
Tempi d'ammortamento mai così brevi

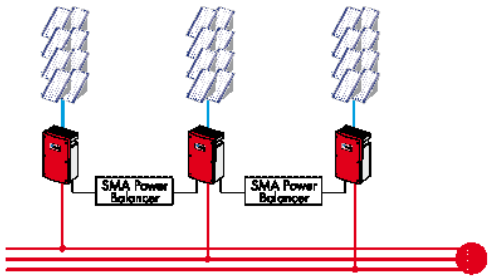
Con i tre Sunny Mini Central 9000TL, 10000TL e 11000TL, SMA amplia la propria gamma di prodotti di riferimento in classe di potenza elevata. Dotata delle tecnologie più avanzate, come la topologia H5 e l'interruttore sezionatore del carico in corrente continua ESS, la famiglia di prodotti offre potenze differenziate da 6 a 11 kW per apparecchio. Con un compatto alloggiamento pressofuso in alluminio gli apparecchi permettono un intervallo di potenza così ampio grazie all'eccezionale grado di rendimento superiore al 98 %, alla regolazione MPP OptiTrac e alla tecnologia OptiCool. Gli apparecchi, dotati dell'innovativa tecnologia Power Balancer per il bilanciamento del carico, si candidano ad essere la soluzione ideale per grandi centrali fotovoltaiche da 20 a centinaia di Kilowatt di potenza. Eccezionale grado di rendimento, minimo prezzo specifico e installazione vicino al generatore: una combinazione vincente che vi ripagherà ad ogni raggio di sole.

Dati Tecnici
SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL

	SMC 9000TL-10/IT	SMC 10000TL-10/IT	SMC 11000TL-10/IT
Ingresso (CC)			
Potenza CC max.	9300 W	10350 W	11400 W
Tensione CC max.	700 V	700 V	700 V
Range di tensione FV, MPPT	333 V - 500 V	333 V - 500 V	333 V - 500 V
Corrente max. d'ingresso	28 A	31 A	34 A
Numero di inseguitori MPP	1	1	1
Numero max. stringhe (parallele)	5	5	5
Uscita (CA)			
Potenza nominale CA	9000 W	10000 W	11000 W
Potenza CA max.	9000 W	10000 W	11000 W
Corrente max. d'uscita	40 A	44 A	48 A
Tensione nominale CA / range	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V
Frequenza di rete CA (autoregolante) / range	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz
Fattore di potenza (cos φ)	1	1	1
Collegamento CA / power balancing	monofase / ●	monofase / ●	monofase / ●
Grado di rendimento			
Grado di rendimento max.	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimento europeo	97,6 %	97,5 %	97,5 %
Dispositivi di protezione			
Protezione contro inversione della polarità CC	●	●	●
Sezionatore CC ESS	●	●	●
Resistenza alla corrente CA di cortocircuito	●	●	●
Monitoraggio della dispersione verso terra	●	●	●
Scaricatori di sovratensioni controllati	○	○	○
Monitoraggio rete (SMA grid guard)	●	●	●
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	●	●
Dati generali			
Dimensioni (L x A x P) in mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	ca. 35 kg	ca. 35 kg	ca. 35 kg
Spettro di temperature di funzionamento	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Rumorosità ambientale	≤ 42 dB(A)	≤ 45 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Autoconsumo: funzionamento (standby) / notte	< 8 W / 0,15 W	< 8 W / 0,15 W	< 8 W / 0,15 W
Topologia	senza trasformatore	senza trasformatore	senza trasformatore
Raffreddamento	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Luogo di montaggio: interno / esterno (parti elettroniche protette come da IP65)	●/●	●/●	●/●
Dotazione			
Collegamento CC: MC3 / MC4 / Tyco	○/●/○	○/●/○	○/●/○
Collegamento CA: morsetto a vite	●	●	●
Display LCD	●	●	●
Interfacce: RS485 / radio	○/○	○/○	○/○
Garanzia: 5 anni / 10 anni	●/○	●/○	●/○
Certificati e omologazioni	www.SMA-Italia.com	www.SMA-Italia.com	www.SMA-Italia.com
● Dotazione di serie ○ Opzionale	Dati in condizioni nominali - Aggiornamento luglio 2009		

Curva del grado di rendimento





www.SMA-Italia.com
Tel. +39 02 89 34 72 00
Fax +39 02 89 34 72 01

SMA Solar Technology AG

Appendice A2

Higher output power

Lower LCOE

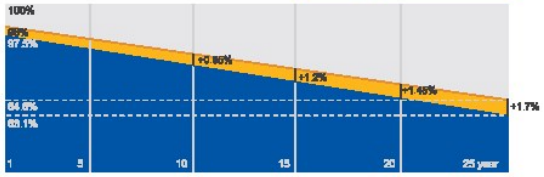
Less shading and lower resistive loss

Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730,UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

JA SOLAR

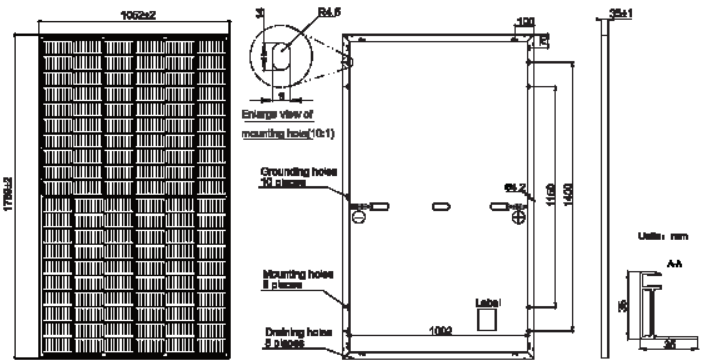
www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JA SOLAR

JAM60S20 365-390/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	20.5kg±3%
Dimensions	1769±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) ,12 AWG(UL)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 806pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.13	41.30	41.46	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	33.98	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.4	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

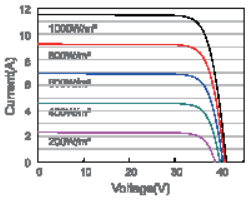
TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	276	280	284	287	291	295
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38.41	38.65	38.89	39.14	39.38	39.63
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32.05	32.30	32.55	32.72	32.96	33.20
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40
Max Power Current(Imp) [A]	8.61	8.66	8.71	8.78	8.83	8.88
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

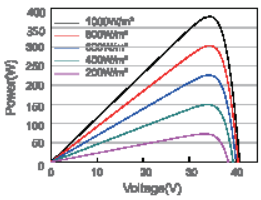
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front	5400Pa (112 lb/ft²)
Maximum Static Load,Back	2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class Ⅱ
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

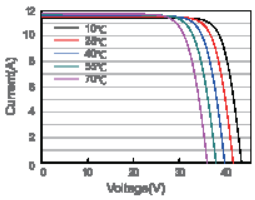
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



SUNNY TRIPOWER CORE2
STP 110-60

Maggiore flessibilità

- Per grandi impianti su tetto e superfici libere con potenze nell'ordine dei MW
- 12 inseguitori MPP
- 24 stringhe con terminali Sunclix 1100 VCC

Maggiore potenza

- 110 kW per 400VCA standard
- Messa in servizio rapida senza DC-Combiner aggiuntivi
- Grado di rendimento del 98,6%

Maggiore rendimento

- Servizio di controllo premium per prestazioni degli impianti sempre affidabili
- Massimi rendimenti grazie alla soluzione software integrata SMA ShadeFix

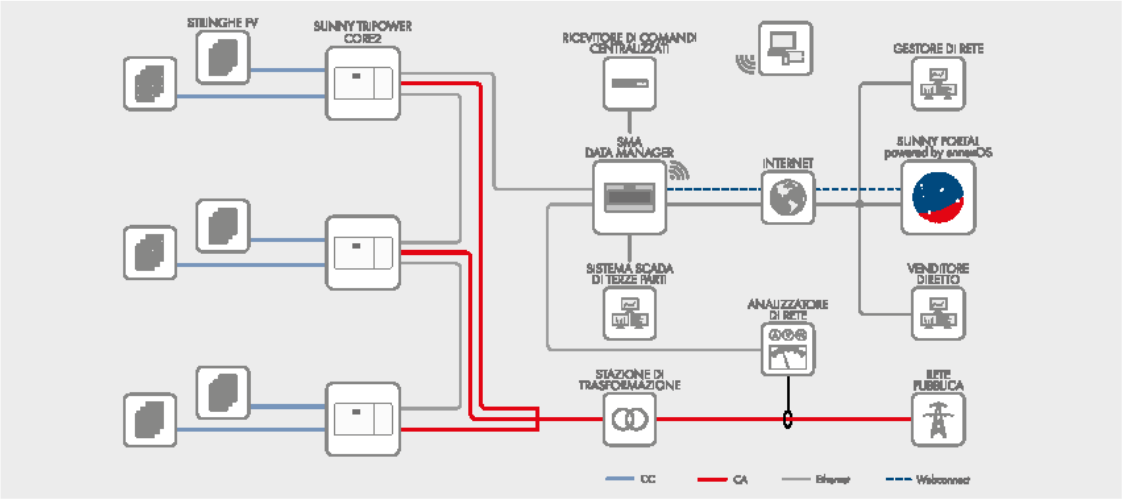
Maggiore integrazione nel sistema

- Flessibile e ampliabile per esigenze future in SMA Energy System Business
- Gestione energetica completa con ennexOS
- Massima sicurezza IT

SUNNY TRIPOWER CORE2

Design dell'impianto flessibile e massimi rendimenti grazie alle funzioni integrate

Sunny Tripower CORE2 è l'inverter ideale per impianti decentralizzati nell'ordine del megawatt, grazie al design flessibile. Con 110 kilowatt di potenza, 24 stringhe e 12 inseguitori MPP, Sunny Tripower CORE2 consente un grado di copertura particolarmente elevato durante la giornata in installazioni a terra e con diversa inclinazione del tetto. La soluzione software SMA integrata ShadeFix ottimizza sempre automaticamente le prestazioni dell'impianto anche in caso di moduli parzialmente ombreggiati. Il servizio di monitoraggio automatico SMA Smart Connected garantisce il riconoscimento tempestivo degli errori e massimi rendimenti dell'impianto FV.
Con Sunny Tripower CORE2 come componente centrale di SMA Energy System Business gli installatori e i gestori degli impianti beneficiano di componenti di alta qualità da un solo fornitore e della possibilità di potenziamento futuro con soluzioni di accumulo SMA.



Dati tecnici	**Sunny** Tripower CORE2
Ingresso (CC)	
Potenza max del generatore FV	165000 Wp STC
Tensione di ingresso max.	1100 V
Range di tensione MPP	da 500 V a 800 V
Tensione nominale d'ingresso	585 V
Tensione d'ingresso min. / Tensione d'avviamento	200 V / 250 V
Corrente d'ingresso max. per inseguitore MPP / Corrente di cortocircuito max. per inseguitore MPP	26 A (22 A < 600V) / 40 A
Numero di inseguitori MPP indipendenti / Stringhe per inseguitore MPP	12 / 2
Uscita (CA)	
Potenza nominale alla tensione nominale	110000 W
Potenza apparente CA max.	110000 VA
Tensione nominale CA	400 V
Range di tensione CA	da 320 V a 460 V
Frequenza di rete CA / Range	da 50 Hz / 45 Hz a 55 Hz da 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz
Frequenza di rete nominale	50 Hz
Corrente d'uscita max	159 A
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	da 1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
Distorsione armonica totale (THD)	< 3%
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-PE
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max. / europeo Grado di rendimento	98,6% / 98,4%
Dispositivi di protezione	
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	●
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●
Resistenza ai cortocircuiti CA / separazione galvanica	● / –
Dispositivi di monitoraggio delle correnti di guasto sensibile a tutte le correnti	●
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II
Dati generali	
Dimensioni (L x A x P)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44,0" / 26,9" / 14,3")
Peso	93,5 kg (206,1 lb)
Range di temperatura di funzionamento	da −30 °C a +60 °C (da −22 °F a +140 °F)
Rumorosità, massimo (1 m)	78 db(A)
Autoconsumo (notturno)	< 5 W
Topologia / Principio di raffreddamento	Senza trasformatore / raffreddamento attivo
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP66
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%
Dotazione / Funzione / Accessori	
Collegamento CC / Collegamento CA	Sunclix / capocorda (fino a 240 mm²)
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●
Interfaccia Ethernet	● (2 porte)
Interfaccia dati	Web Interface / Modbus SunSpec
Tipo di montaggio	Montaggio a parete / Montaggio su telaio
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○
Certificati e omologazioni (selezione)	IEC 62109 1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, CI0/CI11 IV2/MV1:2018, CEI0-16:2019, CEI0-21:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Erzeuger Typ A/B
Denominazione del tipo	STP 110-60

● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento: 10/2021

STP110-60-DE-IT-W1 Stampato su carta FSC. Con riserva di modifiche e possibili errori, anche sulla base di grafici non nominali, nonché di disegni e dati tecnici. SMA declina ogni responsabilità per eventuali errori di stampa e relativi conseguenze. Aggiornamento in tempo reale disponibile sul sito www.SMA-Solar.com

Appendice A3

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

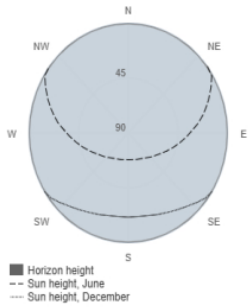
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	45.093,9.979
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	99.715 kWp
System loss:	14 %

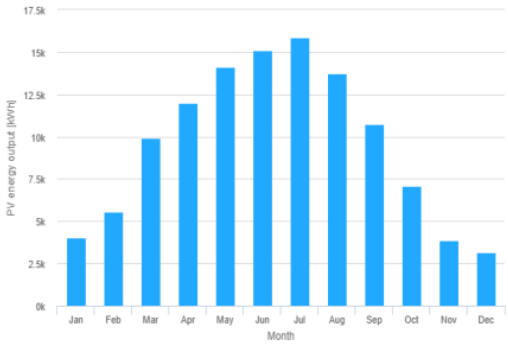
Simulation outputs

Slope angle:	6 °
Azimuth angle:	17 °
Yearly PV energy production:	115263.7 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1564.12 kWh/m²
Year-to-year variability:	3950.33 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.46 %
Spectral effects:	1.02 %
Temperature and low irradiance:	-11.89 %
Total loss:	-26.1 %

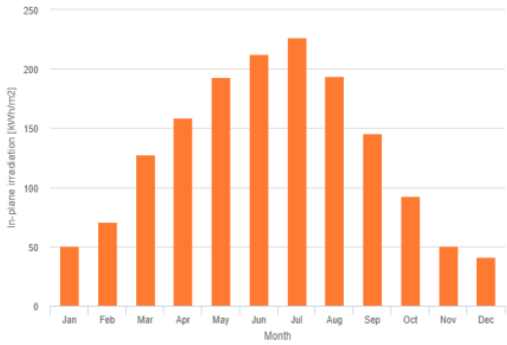
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	4022.1	50.9	847.5
February	5562.6	70.6	1047.5
March	9934.8	127.4	1366.0
April	11975.2	158.8	1416.7
May	14123.4	193.1	1169.4
June	15127.9	212.9	873.1
July	15888.0	226.3	817.6
August	13754.2	193.6	662.1
September	10724.5	145.6	544.1
October	7102.2	92.8	929.2
November	3890.7	50.7	727.5
December	3158.3	41.3	610.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/02/13

Bibliografia

[1] SolareB2B - *Ottobre 2024*. Recuperato da:

https://www.solareb2b.it/newsletter/SolareB2B-ott2024-hd.pdf

[2] GSE. (2023). *Rapporto statistico 2023 solare fotovoltaico*. Recuperato da: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202023.pdf

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable power generation costs in 2022*. Recuperato da:

https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022

[4] L. Koester, S. Lindig, A. Louwen, A. Astigarraga, G. Manzolini, D. Moser, (2022) *Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment,* Elsevier.

[5] Miles, R. W., Hynes, K. M., & Forbes, I. (2005). *Photovoltaic solar cells: An overview of state-of-the-art cell development and environmental issues*. Elsevier, 4-7.

[6] Cook, G., Billman, L., & Adcock, R. (1995). *Photovoltaic fundamentals*. U.S. Department of Energy, 10-22.

[7] Vieira, R. G., de Araújo, F. M. U., Dhimish, M., & Guerra, M. I. S. (2020). *A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules*. *Energies*.

[8] GSE *Rapporto attività 2021*. Recuperato da:

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/GSE_Rapporto_Attivit%C3%A0_2021.pdf

[9] Iftikhar, H., Sarquis, E., & Costa Branco, P. J. *Why can simple operation and maintenance (O&M) practices in large-scale grid-connected PV power plants play a key role in improving its energy output?, Energies*.

[10] Rediske, G., Michels, L., Mairesse Siluk, J. C., & Donaduzzi Rigo, P. (2024). *A proposed set of indicators for evaluating the performance of the operation and maintenance of photovoltaic plants*. Elsevier, 3-6.

[11] *Analisi rendimento moduli fotovoltaici e curva corrente-tensione I-V*. Recuperato da: http://www.st-ingegneria.com/analisi-rendimento-moduli-fotovoltaici-e-curva-corrente-tensione-i-v.html

[12] *Termografia dei moduli fotovoltaici*. Recuperato da:

https://termografiaitalia.com/termografia-fotovoltaico/

[13] *Termografia con drone*. Recuperato da:

http://www.st-ingegneria.com/termografia-impianto-fotovoltaico-con-drone-hot-spot.html

[14] De Jesus, M. A. M. L., Timò, G., Agustín-Sáenz, C., Braceras, I., Cornelli, M., & Ferreira, A. D. (2018). *Anti-soiling coatings for solar cell cover glass: Climate and surface properties influence*. *Solar Energy Materials and Solar Cells,* 517–523.

[15] Tsanakas, J. A., Ha, L., & Buerhop, C. (2016). *Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 695–709.

[16] Test *di elettroluminescenza*. Recuperato da:

http://www.st-ingegneria.com/elettroluminescenza-moduli-fotovoltaici-in-campo.html

[17] Test di *fluorescenza*. Recuperato da:

http://www.st-ingegneria.com/fluorescenza-moduli-fotovoltaici-in-campo.html

[18] King, D. L., Boyson, W. E., & Kratochvill, J. A. (2004). *Photovoltaic array performance model*. Sandia National Laboratories.

[19] Gallo, C., & De Bonis, M. *Reti neurali artificiali*. IEEE Members.

[20] IEA-PVPS. (2017). *Technical assumptions used in PV financial models: Review of current practices and recommendations* (Report IEA-PVPS T13-08:2017), 43-44, 52-53.

[21] Ma, M., Wang, H., Xiang, N., Yun, P., & Wang, H. (2021). *Fault diagnosis of PID in crystalline silicon photovoltaic modules through I-V curve*. Elsevier, 2.

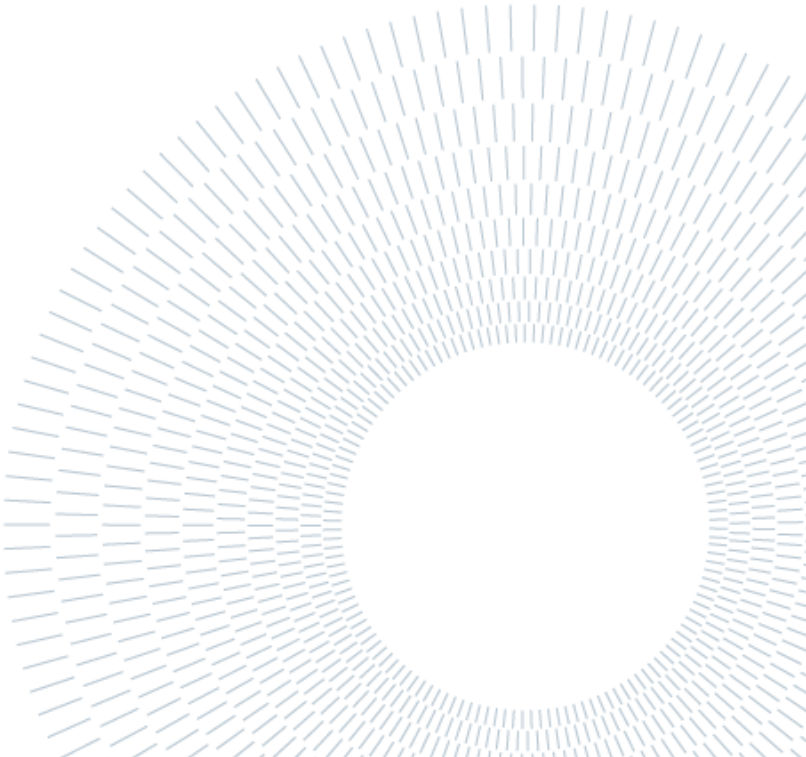
[22] Hong, Y. Y., & Pula, R. A. (2022). *Methods of photovoltaic fault detection and classification: A review*. Elsevier, 5901-5903.

[23] *Sito web di i-EM*. Recuperato da: https://www.i-em.eu/

[24] Betti, A., Tucci, M., Crisostomi, E., Piazzi, A., Barmada, S., & Thomopulos, D. (2021). *Fault prediction and early-detection in large PV power plants based on self-organizing maps*. *Sensors*, 5-8.

[25] *Software PVGIS*. Recuperato da: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

[26] *Immagine tipologia celle solari*. Recuperato da:

http://www.alwayson-srl.it/il_fotovoltaico/celle_solari.php

[27] Ajith Gopi, K. Sudhakar, Ngui Wai Keng, Ananthu R. Krishnan, (2021), *Comparison of normal and weather corrected performance ratio of photovoltaic solar plants in hot and cold climates*. Elsevier, 58