

POLITECNICO DI TORINO

*CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE*

Indirizzo Innovazione nella produzione di energia

TESI DI LAUREA MAGISTRALE



**ANALISI IN REMOTO DI UN GUASTO IN
ISOLAMENTO DI UN CAMPO FOTOVOLTAICO
DOVUTO AD INVECCHIAMENTO DEL BACKSHEET
LAYER.**

RELATORE:

Spertino Filippo

CANDIDATO:

Di Giorgio Manuele

A.A. 2017-2018

Indice

INTRODUZIONE	7
CAPITOLO 1: MODULI FOTOVOLTAICI, STATO DELL'ARTE	8
Struttura e funzionamento di un modulo fotovoltaico	8
Polarizzazione inversa e diretta della cella	10
Dipendenza della curva I-V dalla temperatura e dall'irradianza.....	12
Connessione in serie ed in parallelo.....	13
Mismatch in serie	14
Mismatch in parallelo	15
Guasto a terra- problema di isolamento.....	17
CAPITOLO 2: ISOLAMENTO POSTERIORE PROBLEMATICHE DI INVECCHIAMENTO	19
Backsheet moduli fotovoltaici	19
Esposizione ai raggi UV	19
Temperatura e umidità.....	22
Flussi di cariche elettriche	22
CAPITOLO 3: ANALISI GUASTO IN ISOLAMENTO DEI BACKSHEETS DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	24
Società IMAM Ambiente	24
Elementi principali costitutivi di un impianto fotovoltaico	25
String-box.....	25
Inverter.....	27
Linea di comunicazione	28
Individuazione e monitoraggio guasto in isolamento	29
Caso dell'impianto di Tummarello.....	31
Descrizione del guasto.....	32
Individuazione guasto	33
Analisi energia giornaliera	34
Analisi isolamento, correnti, tensione.....	36
Osservazioni.....	40
Interventi di sostituzione	40

CAPITOLO 4: EVOLUZIONE DEL RENDIMENTO	43
Definizione e calcolo del rendimento	43
Dati iniziali e individuazione di errori di misurazione delle grandezze	44
Ombratura sul sensore dell'irraggiamento.....	45
Errori di comunicazione del portale ABB.....	46
Fermo impianto	47
Condizioni metereologiche non ottimali.....	48
Calcolo del rendimento corretto	50
Ombratura sul sensore dell'irraggiamento.....	50
Errori di comunicazione del portale ABB.....	51
Fermo impianto e Condizioni metereologiche non ottimali	52
Studio Resistenza di isolamento e recupero dati nella finestra ombrata	52
Analisi andamento giornaliero di tensione e corrente degli inverter.....	59
Risultati	62
casi di inverter a cui non sono state apportate modifiche nella configurazione elettrica	62
casi di inverter a cui sono state apportate modifiche nella configurazione elettrica.....	64
Panoramica inverter tummarello.....	66
Osservazioni.....	83
CAPITOLO 5: VALUTAZIONE ECONOMICA.....	84
Quantificazione del danno legato alla mancata produzione.....	84
Conferma affidabilità dei risultati tramite software PVGIS.....	86
CONCLUSIONI:.....	89

Indice immagini

Figura 1 - cella fotovoltaica, giunzione p-n	9
Figura 2 - cella solare modello one diode	10
Figura 3 - corrente risultante nel diodo da modello one diode, convenzione degli utilizzatori....	11
Figura 4 - curva caratteristica corrente-tensione convenzione dei generatori	12
Figura 5 - andamento di tensione e corrente di una cella in funzione di irradianza e temperatura	13
Figura 6 - esempio di mismatch in serie, curve I-V	15

Figura 7 - diodo di bypass.....	15
Figura 8 - esempio di mismatch in parallelo, curve I-V.....	16
Figura 9 - diodo di blocco	16
Figura 10 - corrente inversa in caso di stringa ombrata.....	17
Figura 11 - corrente inversa in caso di stringa ombrata e basso isolamento	17
Figura 12 - schema elettrico di un guasto a terra	18
Figura 13 - variazione della riflettanza del backsheet dei moduli all'aumentare dell'esposizione ai raggi UV, Fei Liu et al 2014	20
Figura 14 - Campioni di backsheets al variare dell'esposizione ai raggi UV, ingiallimento e particolare su cricche ottenuto con microscopio ottico, Fei Liu et al 2014	21
Figura 15 - disposizione dei moduli sulla struttura di sostegno, grafico dei diversi livelli di irraggiamento rilevati sui diversi moduli del campo in base alla posizione, Andrew Fairbrother et al, 2018	22
Figura 16 - veduta impianto fotovoltaico Pianomonaci comune di Carlentini (SR), società IMAM Ambiente	24
Figura 17 - configurazione inverter master-master, master-slave	28
Figura 18 - dettaglio backsheet guasto impianto di Tummarello	29
Figura 19 - curva I-V modulo, pannello silicio policristallino 230 W.....	30
Figura 20 - panoramica impianto di Tummarello.....	31
Figura 21 - esempio curva di potenza, resistenza di isolamento mancata accensione inverter	32
Figura 22 - esempio curva di potenza, resistenza di isolamento regolare accensione inverter	33
Figura 23 - porzione tabella dati di energia giornaliera media prodotta	35
Figura 24 - porzione tabella dati scostamento relativo percentuale dell'energia giornaliera di un inverter rispetto alla media	35
Figura 25 - andamento irradianza sul campo di Tummarello nel giorno del 28/03/2018.....	36
Figura 26 - tabelle valori anomali corrente e tensione analisi preliminare.....	38
Figura 27 - tabella valori anomali resistenza di isolamento analisi preliminare	39
Figura 28 - andamento rendimento medio mensile affetto da errore.....	44
Figura 29 - andamento irradianza e potenza prodotta nel giorno del 7/8/2017.....	46
Figura 30 - andamento energia prodotta con errore di comunicazione datalogger del 1/7/2018.	47
Figura 31 - andamento potenza e irradianza nel caso di fermo impianto nella giornata del 18/4/2018.....	48
Figura 32 - tabella parziale rendimenti giornalieri Novembre 2017	49
Figura 33 - andamento potenza e irradianza con intervallo dati escluso per ombratura 8-10-2017	50
Figura 34 - tabella parziale riferimenti orari programma Matlab.....	51
Figura 35 - andamento resistenza di isolamento di un gruppo di inverter del campo.....	54
Figura 36 - andamento rendimento inverter dal corretto funzionamento	55
Figura 37 - andamento resistenza di isolamento inverter dal corretto funzionamento	56

Figura 38 - andamento irradianza e potenza prodotta inverter 174410 nella giornata del 1/10/2017 con intervallo dati escluso.....	57
Figura 39 - andamento irradianza e potenza prodotta inverter 369500 nella giornata del 9/04/2018 con intervallo dati escluso.....	58
Figura 40 - andamento corrente e tensione inverter 369464 e 173059 nel 14-12-2017.....	60
Figura 41 - andamento corrente e tensione inverter 369454 e 173059 nell' 8-10-2017	60
Figura 42 - andamento corrente e tensione inverter 369464 e 175059 nell'8-10-2017	61
Figura 43 - confronto η dell'inverter 54 con η atteso in relazione all'isolamento	63
Figura 44 - confronto η dell'inverter 62 con η atteso in relazione all'isolamento	63
Figura 45 - confronto η dell'inverter 43 con η atteso in relazione all'isolamento	64
Figura 46 - confronto η dell'inverter 34 con η atteso in relazione all'isolamento	65
Figura 47 - confronto η dell'inverter 6 con η atteso in relazione all'isolamento	67
Figura 48 - confronto η dell'inverter 8 con η atteso in relazione all'isolamento	68
Figura 49 - confronto η dell'inverter 13 con η atteso in relazione all'isolamento	69
Figura 50 - confronto η dell'inverter 14 con η atteso in relazione all'isolamento	69
Figura 51 - confronto η dell'inverter 16 con η atteso in relazione all'isolamento	70
Figura 52 - confronto η dell'inverter 17 con η atteso in relazione all'isolamento	71
Figura 53 - confronto η dell'inverter 18 con η atteso in relazione all'isolamento	72
Figura 54 - confronto η dell'inverter 20 con η atteso in relazione all'isolamento	72
Figura 55 - confronto η dell'inverter 21 con η atteso in relazione all'isolamento	73
Figura 56 - confronto η dell'inverter 24 con η atteso in relazione all'isolamento	74
Figura 57 - confronto η dell'inverter 26 con η atteso in relazione all'isolamento	74
Figura 58 - confronto η dell'inverter 31 con η atteso in relazione all'isolamento	75
Figura 59 - confronto η dell'inverter 35 con η atteso in relazione all'isolamento	75
Figura 60 - confronto η dell'inverter 41 con η atteso in relazione all'isolamento	76
Figura 61 - confronto η dell'inverter 42 con η atteso in relazione all'isolamento	77
Figura 62 - confronto η dell'inverter 44 con η atteso in relazione all'isolamento	77
Figura 63 - confronto η dell'inverter 47 con η atteso in relazione all'isolamento	78
Figura 64 - confronto η dell'inverter 51 con η atteso in relazione all'isolamento	79
Figura 65 - confronto η dell'inverter 55 con η atteso in relazione all'isolamento	79
Figura 66 - confronto η dell'inverter 56 con η atteso in relazione all'isolamento	80
Figura 67 - confronto η dell'inverter 57 con η atteso in relazione all'isolamento	80
Figura 68 - confronto η dell'inverter 58 con η atteso in relazione all'isolamento	81
Figura 69 - confronto η dell'inverter 60 con η atteso in relazione all'isolamento	82
Figura 70 - confronto η dell'inverter 61 con η atteso in relazione all'isolamento	82
Figura 71 - andamento energia persa, energia prodotta ed energia teorica producibile.....	85
Figura 72 - andamento percentuale di energia persa.....	85

Indice equazioni

Equazione 1 - legge corrente fotovoltaica in funzione dell'irradianza	9
Equazione 2 - risposta spettrale	9
Equazione 3 - corrente diffusiva in una cella fotovoltaica da modello one diode.....	11
Equazione 4 - corrente di saturazione inversa in una cella ph da modello one diode.....	11
Equazione 5 corrente risultante nel diodo da modello one diode	11
Equazione 6 - potenza operativa in funzione della potenza in condizioni standard	13
Equazione 7 - corrente operativa in funzione della corrente in condizioni standard	13
Equazione 8 - tensione operativa in funzione della tensione in condizioni standard	13
Equazione 9 corrente inversa in caso di stringa ombrata	17
Equazione 10 - Energia media giornaliera prodotta dagli inverter.....	34
Equazione 11 - scostamento relativo percentuale, dell'energia giornaliera prodotta da un inverter rispetto alla media	34
Equazione 12 - rendimento giornaliero inverter	43
Equazione 13 - irraggiamento giornaliero inverter.....	43
Equazione 14 - rendimento medio ottimale giornaliero.....	56
Equazione 15 - energia media ottimale giornaliera.....	56
Equazione 16 - rendimento giornaliero inverter (con dati nella finestra ombrata)	56
Equazione 17 - energia giornaliera mancante per singolo inverter	84

INTRODUZIONE

La tecnologia del fotovoltaico è una realtà ormai matura nel panorama delle energie rinnovabili. Il suo largo sviluppo è stato favorito dall'introduzione di agevolazioni fiscali, quindi tariffe di remunerazione, come il *conto energia* in Italia, dall'alta affidabilità, dall'uso di tecnologie di lunga durata (25 anni di vita attesa), dal buon rendimento e dal basso costo di installazione, circa 1800 euro al kWp per applicazioni residenziali, inferiore per applicazioni industriali. Analisi economiche effettuate negli anni fanno di questa tecnologia un investimento competitivo, dal tempo di ritorno pari a circa dieci anni, ed un guadagno pari circa al doppio del capitale investito. Per far sì che questa tecnologia possa continuare ad essere vantaggiosa, è fondamentale che il tempo di funzionamento non si riduca. Un problema dei moduli è quindi quello legato all'invecchiamento e all'usura prematura di alcune sue componenti, in particolare dell'isolamento posteriore. Alcune tecnologie recenti si stanno rivelando inaffidabili sotto questo punto di vista con problemi che si ripercuotono sia sugli acquirenti (minor vita dell'impianto) che sui produttori (maggior costo della tecnologia).

La Tesi in oggetto realizzata in collaborazione con la società IMAM Ambiente analizza un guasto legato all'isolamento elettrico verificatosi su un impianto del parco fotovoltaico dell'azienda a causa dell'usura del backsheet layer dei moduli. Il lavoro è stato svolto in due parti, una prima comprendente l'individuazione in remoto dei pannelli guasti con loro successiva sostituzione, quindi formulazione di criteri per la valutazione di malfunzionamento e applicazione di questi al database fornito dal datalogger dell'impianto. Questa operazione ha previsto la collaborazione dell'ufficio tecnico dell'azienda, ed i suoi risultati sono stati utilizzati per la guida degli operatori sul campo durante le sostituzioni. Nella seconda parte si è cercato di approfondire le tempistiche del guasto per individuarne eventuali sviluppi e poter in futuro prevenire eventi analoghi.

CAPITOLO 1: MODULI FOTOVOLTAICI, STATO DELL'ARTE

Struttura e funzionamento di un modulo fotovoltaico

La tecnologia del fotovoltaico si basa sull'utilizzo di materiali in grado di produrre potenza elettrica se irraggiati da radiazione solare. I materiali semiconduttori sono i più utilizzati nella produzione dei pannelli per la loro proprietà di avere un gap di energia tra la banda di conduzione e quella di valenza non troppo basso né troppo elevato. Ciò è legato alla possibilità di generare potenza quindi contemporaneamente corrente e tensione. Il fenomeno fisico che si verifica nei moduli fotovoltaici è quello dell'**effetto fotoelettrico**, che comporta la circolazione di un flusso di carica, quindi corrente sulla superficie di un materiale irraggiato da radiazione solare con energia sufficientemente elevata. Nel caso del fotovoltaico i fotoni della radiazione solare interagendo con gli elettroni del reticolo cristallino del silicio cedono la loro energia pari ad $E=hc/\lambda$, (dove h è la costante di Planck, c la velocità della luce e λ la lunghezza d'onda), se questa è sufficiente a fa sì che gli elettroni passino dalla banda di valenza a quella di conduzione si ha circolazione di corrente. I materiali conduttori hanno un gap di energia troppo basso per riuscire a produrre una tensione sufficientemente elevata mentre i materiali isolanti necessitano una energia di attivazione troppo elevata, di conseguenza non si ha mai circolazione di elettroni nel reticolo.

Il **silicio** è un elemento tetravalente, ovvero con 4 elettroni di valenza. Per la realizzazione di una cella fotovoltaica un wafer di silicio viene drogato sulle due facce con **fosforo** un elemento pentavalente (5 elettroni di valenza), **drogaggio n**, e con il **boro**, elemento trivalente (3 elettroni di valenza) **drogaggio p**. Si hanno quindi due zone con diverse impurità separate da un sottile strato detto zona di giunzione. La presenza di specie diverse sui due lati fa sì che all'interfaccia per diffusione si crei uno spostamento di atomi e quindi cariche, di boro dalla zona p alla zona n, e di fosforo dalla zona n alla zona p. Questo spostamento prende il nome di **corrente diffusiva**. Poiché il materiale è inizialmente elettricamente neutro lo spostamento di cariche genera un campo elettrico nella zona, detta di giunzione, che prende il nome di **campo elettrico di giunzione**. Il campo è diretto in modo da contrastare la corrente diffusiva di conseguenza si arriva ad un equilibrio tra i due.

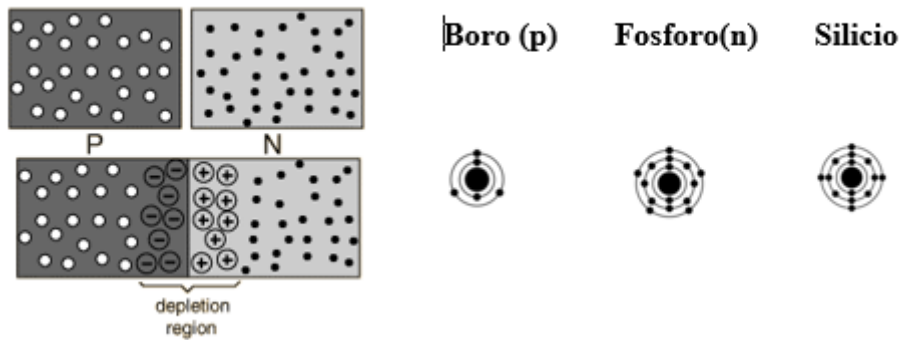


Figura 1 - cella fotovoltaica, giunzione p-n

Gli elettrodi in un pannello sono costituiti nella parte superiore da una griglia di argento di canali di diverso spessore, thinner più sottili, bus bar più spessi, mentre nella parte posteriore da una placca di alluminio. La necessità di usare un materiale dalla alta conducibilità come l'argento è data dal fatto che l'elettrodo anteriore deve essere il più ridotto possibile per evitare di coprire una superficie troppo grande del modulo. In condizione di morsetti collegati ed assenza di radiazione solare non si verifica passaggio di corrente. In caso però di radiazione solare sufficiente a far avvenire il salto dalla banda di valenza a quella di conduzione degli elettroni che si trovano nella zona di giunzione, si origina una **corrente fotovoltaica** I_{ph} , diretta come il campo di giunzione.

Questa può essere espressa dalla seguente equazione:

$$I_{ph} = GSK$$

Equazione 1 - legge corrente fotovoltaica in funzione dell'irradianza

dove **G** è la radiazione incidente, **S** la superficie e **K** un parametro del materiale funzione della **risposta spettrale** che indica la capacità di un materiale di produrre corrente in funzione dalla lunghezza d'onda della radiazione incidente.

$$K = \int S(\lambda) d\lambda$$

Equazione 2 - risposta spettrale

Per far sì che la radiazione solare arrivi fino alla zona di svotamento è necessario che lo strato n corrispondente alla faccia superiore sia spesso circa 3 micron, mentre quello p è di alcuni millimetri.

Polarizzazione inversa e diretta della cella

Applicando ai morsetti della cella un campo elettrico si possono avere due condizioni:

Tensione diretta nello stesso verso del campo di giunzione. Non si ha alcun passaggio di corrente in quanto il campo di giunzione risulta rafforzato, si ha solo il passaggio di una piccola corrente costante e sempre presente, diretta come il campo detta **corrente di saturazione inversa I_0** . Questa condizione si dice di **polarizzazione inversa**.

Tensione diretta in verso opposto a quello di giunzione. In questo caso il campo risulta indebolito di conseguenza si riattiva il processo diffusivo fino al raggiungimento di un nuovo equilibrio. Questa condizione si definisce di **polarizzazione diretta**.

La cella può essere modellizzata con un circuito equivalente secondo il **modello one-diode**, tramite il quale è possibile ricavare la curva caratteristica corrente-tensione

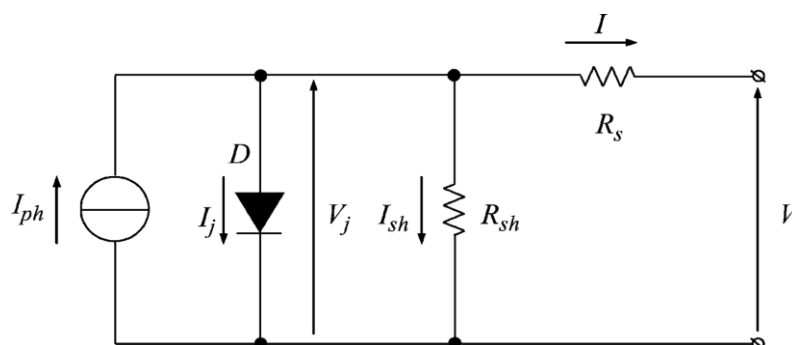


Figura 2 - cella solare modello one diode

Nel circuito il generatore di corrente rappresenta la corrente fotovoltaica di intensità proporzionale alla radiazione solare, il diodo rappresenta il campo elettrico di giunzione, in quanto la sua caratteristica è quella di bloccare il passaggio di corrente in un verso e di favorirlo nell'altro in presenza di una tensione minima applicata. La resistenza in parallelo prende il nome di resistenza di shunt, rappresenta le perdite che si hanno per il passaggio della corrente sulla superficie laterale della cella. La resistenza in serie invece rappresenta le perdite connesse ai due elettrodi e alla resistività del silicio.

Nel diodo si sommano gli effetti della corrente diffusiva I_{diff} e della corrente di saturazione inversa I_{inv} .

$$I_{diff} = I_0 e^{-Uq/knt}$$

Equazione 3 - corrente diffusiva in una cella fotovoltaica da modello one diode

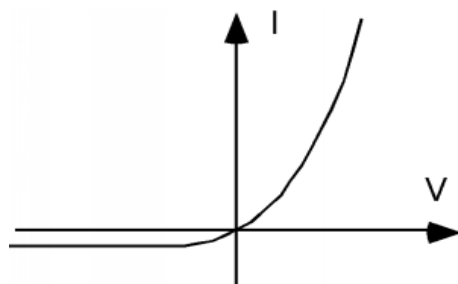
$$I_{inv} = -I_0$$

Equazione 4 - corrente di saturazione inversa in una cella ph da modello one diode

La somma delle due è la corrente risultante:

$$I_j = I_0 e^{-Uq/knt} - 1$$

Equazione 5 corrente risultante nel diodo da modello one diode



Rappresentandola nel diagramma I-V con la convenzione degli utilizzatori questa è l'equazione di un'esponenziale passante per l'origine degli assi ed asintotica alla retta: $I = -I_0$.

Figura 3 - corrente risultante nel diodo da modello one diode, convenzione degli utilizzatori

Secondo questa convenzione un prodotto di corrente e tensione positivo indica una potenza assorbita, si osserva quindi che un diodo non può comportarsi mai come un generatore di corrente.

Se a questa curva però si aggiunge l'effetto della corrente fotovoltaica I_{ph} corrispondente, in caso di radiazione costante, ad una retta $I = I_{ph}$, diretta come la corrente di saturazione inversa, la risultante si ottiene traslando l'esponenziale precedente verso il basso di un valore pari ad I_{ph} . In questo modo la curva attraversa anche il quarto quadrante dove il prodotto corrente tensione è negativo, si ha quindi potenza prodotta. Quella ottenuta è la **curva caratteristica corrente-tensione** di seguito rappresentata nella convenzione dei generatori.

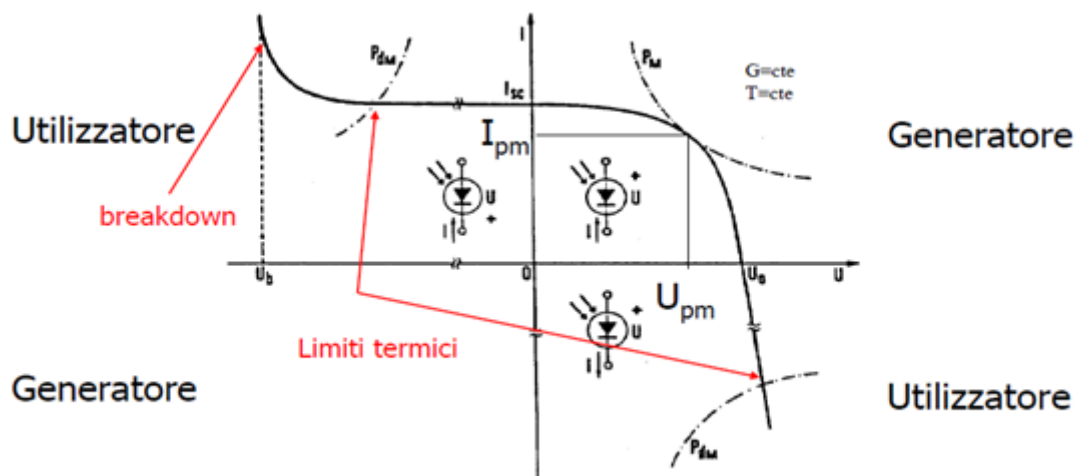


Figura 4 - curva caratteristica corrente-tensione, convenzione dei generatori

Da questa si possono individuare alcuni parametri importanti tra cui la **corrente di corto circuito**, ovvero la massima corrente idealmente erogabile dalla cella, la **tensione di circuito aperto**, la tensione massima idealmente erogabile dalla cella, la **corrente di massima potenza**, la **tensione di massima potenza**, oltre ad alcuni limiti di operatività come i due limiti termici, condizioni in cui o per tensione inversa o per corrente inversa la cella consuma potenza scaldandosi. In caso di prolungata operatività in queste condizioni si ha la rottura della cella. Quello di breakdown invece corrisponde ad un limite di tensione inversa alla quale si ha la rottura istantanea della cella.

Dipendenza della curva I-V dalla temperatura e dall'irradianza

Dipendenza dall'irradianza: Come si è osservato precedentemente la corrente fotovoltaica è direttamente proporzionale alla radiazione solare, per quanto riguarda la tensione invece analizzando l'equazione 5 si ottiene una dipendenza logaritmica con l'irraggiamento. Quindi variazioni delle condizioni di irradianza si ripercuotono quasi interamente in una variazione della corrente.

Dipendenza dalla temperatura: L'aumento della temperatura provoca una diminuzione di tensione e contemporaneamente un aumento di corrente dovuti ad un avvicinamento della banda di conduzione e di valenza per la maggior eccitazione degli atomi. Il decremento della tensione con l'aumento di temperatura è di circa **2,2 mV/°C** mentre l'aumento della corrente

di $5 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$ tuttavia a pesare maggiormente è l'effetto sulla tensione, di conseguenza un aumento di temperatura si traduce sempre in una diminuzione di potenza:

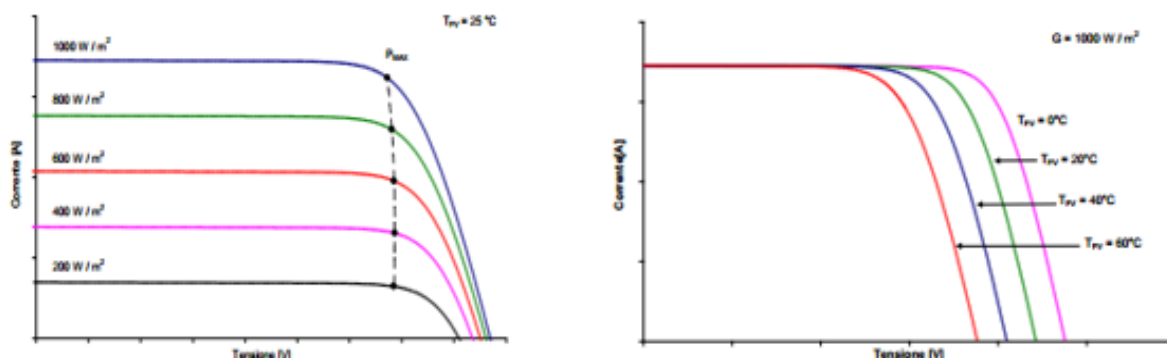


Figura 5 - andamento di tensione e corrente di una cella in funzione di irradianza e temperatura

I coefficienti α , β e γ relativi alle variazioni di corrente, tensione e potenza, in funzione della temperatura e dell'irradianza vengono forniti dal costruttore. Da questi si può ricavare il valore dei parametri in condizioni operative a partire da quelli in condizioni standard, **stc**, tramite le seguenti equazioni:

$$P_{op} = P_{stc} \cdot \left(\frac{G}{G_{stc}}\right) \cdot (1 + \gamma \cdot (T_{c\ op} - T_{c\ stc}))$$

Equazione 6 - potenza operativa in funzione della potenza in condizioni standard

$$I_{op} = I_{stc} \cdot \left(\frac{G}{G_{stc}}\right) \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{c\ op} - T_{c\ stc}))$$

Equazione 7 - corrente operativa in funzione della corrente in condizioni standard

$$V_{op} = V_{oc} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{c\ op} - T_{c\ stc}))$$

Equazione 8 - tensione operativa in funzione della tensione in condizioni standard

Dove $G_{stc} = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, $T_{c\ stc} = 25^{\circ}\text{C}$.

Connessione in serie ed in parallelo

La tensione prodotta da una singola cella corrisponde a circa 0,5-0,6 V di conseguenza può essere vantaggioso connettere le celle in modo da aumentare la potenza prodotta.

La connessione in serie comporta l'aumento di tensione a parità di corrente, la connessione in parallelo l'aumento di corrente a parità di tensione; le celle vengono connesse assieme a comporre un modulo che può avere diverse taglie di potenza, più moduli sono connessi in serie a formare una stringa, più stringhe in parallelo a formare un array, più array un campo fotovoltaico.

Per far sì che la connessione tra le celle non faccia insorgere problemi è necessario che queste abbiano stesse caratteristiche di corrente e tensione, quindi stesse caratteristiche costruttive e condizioni di irraggiamento, altrimenti si verificano problemi di **mismatch elettrico**.

Mismatch in serie

Si ha quando tra N_s celle connesse in serie ve ne è una o più che erogano una corrente inferiore alle altre, viene ad esempio posta I_{sc} corrente di cortocircuito delle celle sane e I_{sc}^* quella della cella difettosa, di seguito si riporta la caratteristica delle celle correttamente funzionanti, di una difettosa e quella risultante. In caso si lavori con alti carichi e correnti basse, inferiori a I_{sc}^* non si rileva il problema, la cella guasta continua infatti a erogare corrente anche se con un contributo in tensione inferiore alle altre. Se la corrente erogata dal gruppo sale fino al valore di I_{sc}^* la cella difettosa non dà più contributo in tensione senza però compromettere il funzionamento delle altre. In caso di bassi carichi quindi correnti superiori a I_{sc}^* la cella difettosa inizia a lavorare con tensione inversa consumando potenza, riscaldandosi e rappresentando un rischio per tutto il gruppo. Il secondo effetto che si ha è che la massima corrente erogabile dal gruppo di celle in serie diventa di poco superiore a quella della cella difettosa, che “strozza” il contributo di tutte le altre.

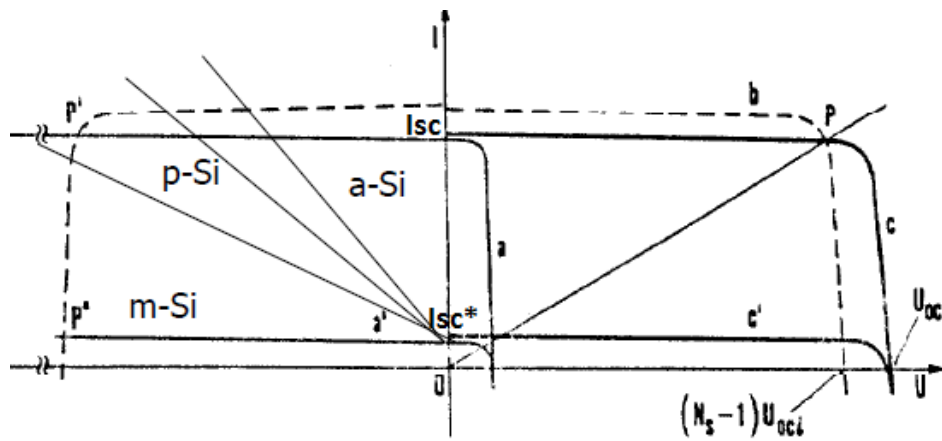


Figura 6 - esempio di mismatch in serie, curve I-V

Una difesa contro questo tipo di guasto è l'uso diodi di bypass in antiparallelo. Nel momento in cui la corrente nella serie di celle supera quella massima erogabile dalla cella difettosa, non appena la polarizzazione inversa arriva ad un valore soglia di 0,5 volt il diodo si apre cortocircuitando la cella guasta e permettendo il passaggio della corrente di quelle sane, in questo modo si evita che questa consumi potenza e non si limita il contributo in corrente delle altre celle. L'ideale sarebbe quindi la presenza di un diodo di bypass per ogni cella presente tuttavia questo rappresenterebbe un costo troppo elevato per il costruttore, di conseguenza se ne inserisce uno ogni 16 celle.

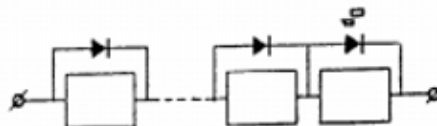
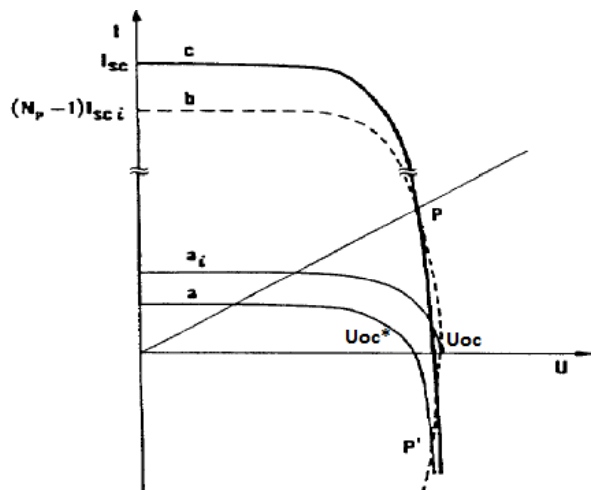


Figura 7 - diodo di bypass

Mismatch in parallelo

Si ha quando di N_p stringhe connesse in parallelo una o più danno un contributo massimo di tensione inferiore alle altre, prendiamo il caso di $N_p - 1$ stringhe sane le cui tensioni di circuito aperto sono U_{oc} , e di una difettosa la cui tensione di circuito aperto è U_{oc}^* , in caso di bassi carichi quindi di tensione erogata bassa, inferiore a U_{oc}^* la stringa difettosa continua erogare tensione anche se con contributo in corrente inferiore a quello delle altre. Se si lavora con tensione pari a U_{oc}^* la stringa guasta non dà più contributo in corrente ma non compromette il funzionamento delle altre. Se la tensione ai capi del gruppo sale al di sopra di U_{oc}^* la stringa



guasta inizia a lavorare in corrente inversa assorbendo potenza, riscaldandosi e rappresentando un rischio per tutto il gruppo. Il secondo effetto è che la massima tensione producibile dal gruppo diventa di poco superiore a quella della stringa guasta, che “strozza” anche in questo caso il contributo delle altre.

Figura 8 - esempio di mismatch in parallelo, curve I-V

Una difesa contro questo tipo di guasto può essere l'uso di diodi di blocco in serie ad una stringa di celle, questo comporta però la perdita in condizioni normali di funzionamento di 0,6 V in tensione. Quando la tensione ai capi della stringa guasta diventa sufficientemente inferiore a quella ai capi delle stringhe sane il diodo si apre escludendo il gruppo ed impedendo la circolazione di una corrente inversa.

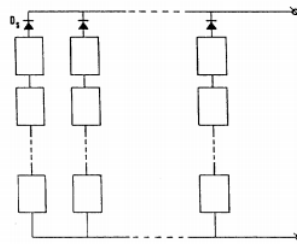


Figura 9 - diodo di blocco

Il diodo di blocco non è inserito dal costruttore ma a discrezione del progettista dell'impianto. Di seguito si esamina il caso di due e tre stringhe in parallelo di cui una completamente

ombrata. Le tre stringhe hanno tutte la stessa tensione di circuito aperto U_{oc} , ma come si osserva in quella ombrata circola una piccola corrente inversa, in caso di corto circuito la corrente inversa è pari a $I_{sc}/2$ nel caso di due stringhe e poco superiore a questa nel caso di tre stringhe. Si osserva però che all'aumentare delle stringhe connesse in parallelo questa si attesta sempre al di sotto del valore di corto circuito di una singola stringa I_{sc} secondo la legge:

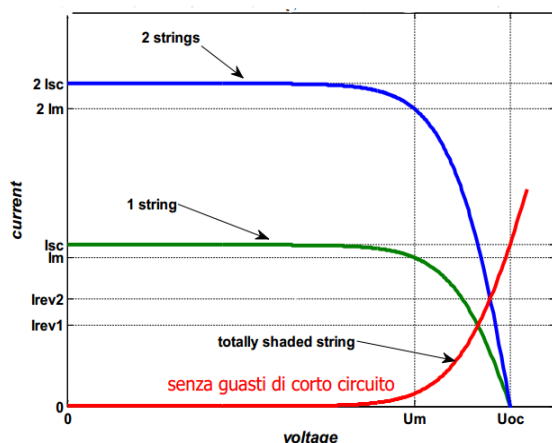


Figura 10 - corrente inversa in caso di stringa ombrata

$$I_{inv} = I_{sc}(N_p - 1)/N_p$$

Equazione 9 corrente inversa in caso di stringa ombrata

dove N_p è il numero di stringhe connesse in parallelo.

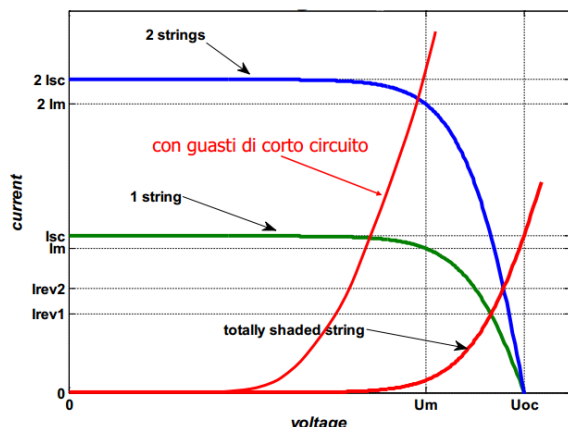


Figura 11 - corrente inversa in caso di stringa ombrata e basso isolamento

Questa corrente e questa potenza dissipata non rappresentano in questa entità un grave rischio per la stringa inoltre non si discostano molto dai valori che si avrebbero in presenza di un diodo di blocco. Il problema si presenta quando nella stringa ombrata si ha un problema di isolamento che si traduce in un abbassamento della tensione.

In questo caso la corrente inversa cresce tanto più quante sono le stringhe connesse in parallelo. Si deve intervenire in questo caso o con un diodo di blocco o utilizzando tecnologie in classe seconda per non avere cedimenti nell'isolamento.

Guasto a terra- problema di isolamento.

I pannelli fotovoltaici sono soggetti in alcuni casi ad un abbassamento dell'isolamento elettrico legato all'usura dei componenti, ad esempio cavi di connessione o backsheet. Se questo avviene in maniera tale da permettere il passaggio di corrente si avrà un guasto a terra. A seconda di come si sviluppa il guasto e della configurazione dell'array la corrente che attraversa il componente guasto può essere elevata.

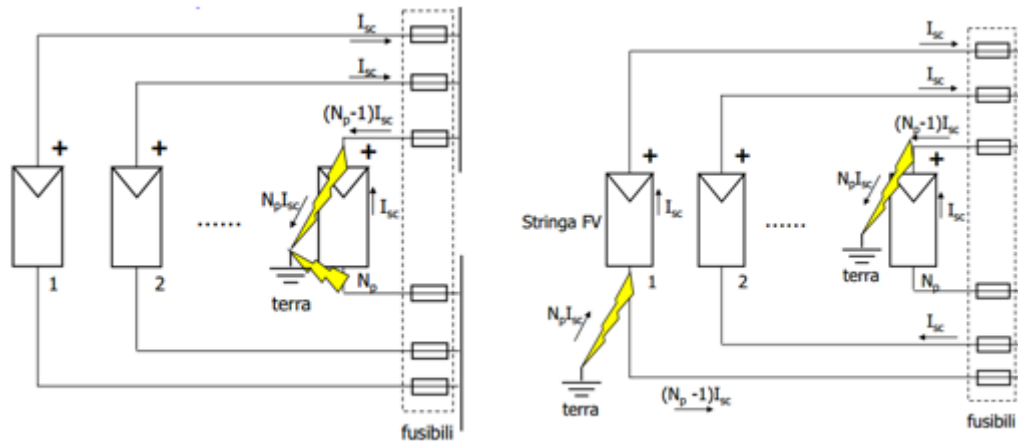


Figura 12 - schema elettrico di un guasto a terra

In figura sono due array di N_p stringhe connesse in parallelo, in cui si ha il caso di un guasto sul polo positivo e negativo e di una stessa stringa e il caso di guasto sul polo positivo di una stringa e sul negativo di una differente. In entrambi i casi i moduli della stringa guasta sono attraversati dalla somma delle correnti delle stringhe connesse in parallelo. È necessario quindi inserire dei sistemi di protezione come ad esempio dei fusibili termici, questi sono elementi del circuito che fondono se attraversati da una corrente sensibilmente superiore a quella nominale. Intervengono aprono il circuito salvaguardando le celle. Devono essere sostituiti dopo l'intervento.

CAPITOLO 2: ISOLAMENTO POSTERIORE PROBLEMATICHE DI INVECCHIAMENTO

Backsheet moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono dotati di un pannello posteriore, **backsheet**, la cui struttura tipica è data da tre layers di materiale polimerico utilizzati come isolamento elettrico e protezione dall'esterno. Il più interno è solitamente in EVA Etilene-Vinil-Acetato, quello intermedio in PET, dotato di buone proprietà meccaniche e di isolamento elettrico, quello più esterno in polimeri compositi per aumentarne la resistenza ai fenomeni atmosferici. Un problema in aumento nel mercato del fotovoltaico è l'usura precoce del backsheet dei pannelli con conseguente malfunzionamento dei moduli stessi. In particolare l'utilizzo a partire dagli ultimi dieci anni di polimeri non a base di fluoro sembra aver aumentato questo fenomeno di invecchiamento. Dal 2014 questi moduli rappresentano il 60 % di quelli presenti sul mercato.

Le cause responsabili dell'invecchiamento precoce dei moduli ed in particolare di questa componente sono da anni oggetto di studio, le principali individuate sono:

- Esposizione a radiazioni elettromagnetiche prolungate, radiazione solare, in particolare componente UV.
- Esposizione a cicli di temperatura giornaliera e stagionale
- Esposizione a umidità e agenti atmosferici (pioggia, neve).
- Esposizione continua a flussi di cariche elettriche

Esposizione ai raggi UV

Tra quelle sopraelencate sembra essere la più dannosa, diversi studi sono stati sviluppati sull'effetto che radiazioni elettromagnetiche con lunghezza d'onda tra i 100 e i 400 nm hanno sui polimeri utilizzati in queste applicazioni. Una conseguenza visibile è l'ingiallimento del backsheet, questo varia a seconda del materiale in questione ed avviene per la formazione di *chromophores*, sezioni di macromolecole date dal degradamento dei polimeri, che assorbono selettivamente la radiazione visibile dando colore al backsheet. Viene misurato attraverso lo **Yellow Index YI**, in un esperimento condotto da **Fei Liu et al** nel 2014 è stato osservato che questo aumenta al crescere della durata di esposizione. Inizialmente il retro dei moduli è di colore bianco, possono essere inserite nella struttura polimerica anche micro-particelle inorganiche per aumentarne il candore. Questo per un requisito fondamentale di questo componente, ovvero un alto coefficiente di riflessione, che permette di indirizzare gran parte

della radiazione ricevuta verso la superficie delle celle di altri moduli aumentandone la producibilità, e di ridurre al minimo la radiazione assorbita dal backsheet.

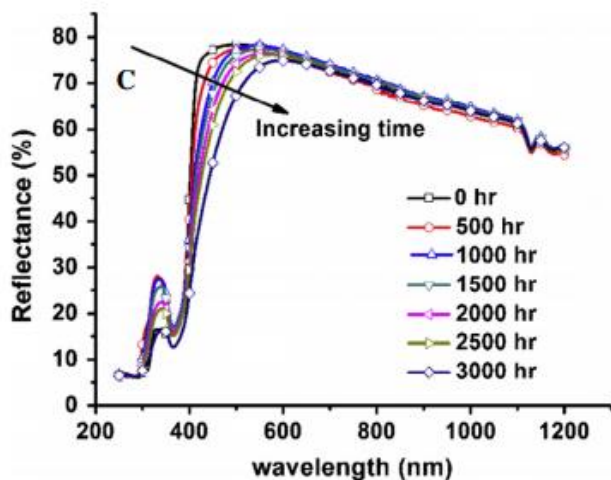


Figura 13 - variazione della riflettanza del backsheet dei moduli all'aumentare dell'esposizione ai raggi UV, Fei Liu et al 2014

Dopo un periodo prolungato di esposizione ai raggi UV si nota che la riflettività dei moduli scende in particolare nell'intervallo tra i 400 e i 600 nm, regione del visibile. Questo fa sì che il retro dei moduli assorba maggiore radiazione solare aumentandone i fenomeni di degradamento e facendolo scaldare, abbassando il rendimento delle celle.

L'effetto secondario è la formazione di cricche e la delaminazione degli strati che compongono il backsheet. Dallo studio citato si osserva come il numero e la larghezza delle cricche cresca con l'esposizione. Queste sono nella maggior parte parallele, secondo l'orientamento delle catene polimeriche. È probabile che il loro orientamento sia dovuto al processo di fabbricazione dei layers, ciò rende più debole la struttura delle molecole in direzione trasversale a causa della bassa presenza di legami covalenti forti.

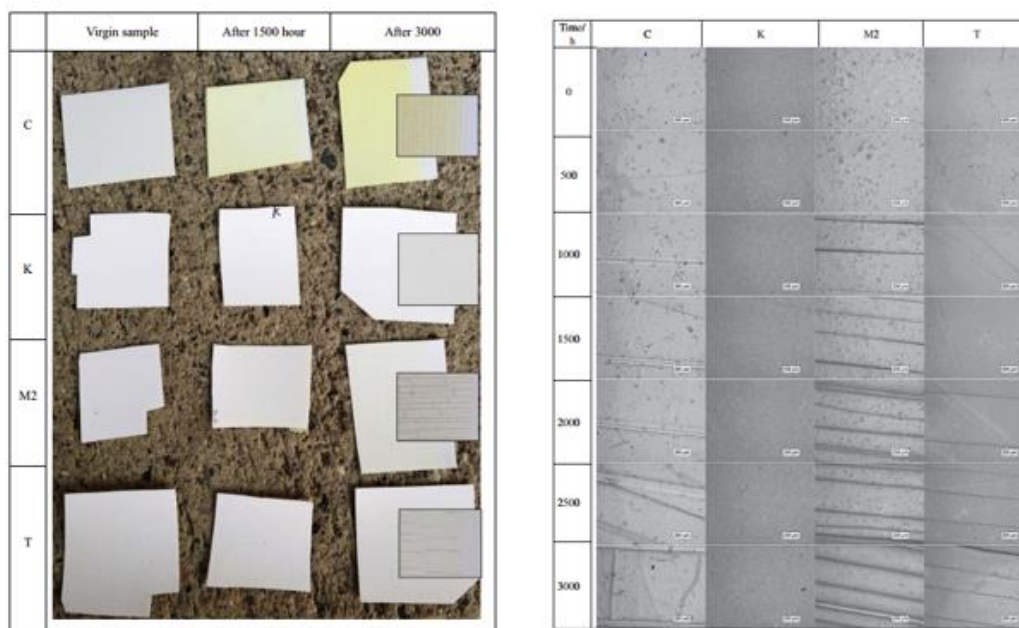


Figura 14 - Campioni di backsheets al variare dell'esposizione ai raggi UV, ingiallimento e particolare su cricche ottenuto con microscopio ottico, Fei Liu et all 2014

Assieme al coefficiente di riflessione del retro del pannello giocano un ruolo fondamentale il coefficiente di riflessione del terreno su cui è costruito l'impianto, **albedo**, e la disposizione dei moduli nel campo fotovoltaico. L'esperimento di [Andrew Fairbrother et al, 2018](#) ha mostrato come il livello di usura più elevato in un campo fotovoltaico nel Maryland a Gaithersburg si fosse raggiunto nei moduli che ricevevano la maggior quantità di radiazione solare, ovvero quelli posti sul perimetro dell'impianto. Inoltre poiché i moduli erano disposti su delle strutture di sostegno in cinque file a diversa altezza dal terreno, si è osservato che anche la diversa altezza è sufficiente a creare diverse condizioni di irraggiamento posteriore e quindi di usura. La posizione nel campo sembra contare non solo in funzione della presenza degli altri moduli, i quali possono schermare la radiazione solare diffusa, ma anche in funzione del tipo di terreno, nel caso dell'analisi citata non uniforme, in parte coperto da roccia, in parte da prato. Dai risultati i pannelli con il backsheet rivolto verso il prato appaiono meno invecchiati, un fattore rilevante può essere il diverso coefficiente di riflessione, minore nel caso dell'erba. L'albedo della componente UV in particolare assume valori molto diversi che vanno dal 2% per l'erba al 15% per la sabbia, al 94% per la neve.

Di seguito un'immagine della disposizione dei moduli sulla struttura di sostegno, e un grafico che riporta i diversi livelli di irraggiamento rilevati sui diversi moduli del campo in base alla posizione. Questo andamento si è rivelato compatibile con i diversi livelli di usura osservati sui backsheets.

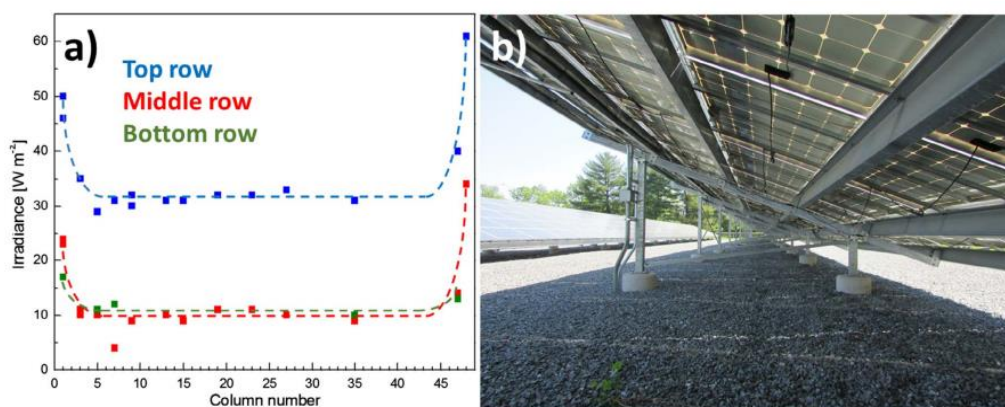


Figura 15 - disposizione dei moduli sulla struttura di sostegno, grafico dei diversi livelli di irraggiamento rilevati sui diversi moduli del campo in base alla posizione, Andrew Fairbrother et al, 2018

Una soluzione a questo problema può essere quella di inserire schermi per la radiazione riflessa dal terreno, sebbene andrebbe a scapito dello scambio termico convettivo, comportando quindi un aumento della temperatura della cella ed un peggior rendimento.

Temperatura e umidità

I cicli termici sembrano essere anch'essi responsabili del problema di usura del backsheet, inoltre accoppiati alla presenza di un frame rigido, alle connessioni e alle celle presenti sull'altra faccia del modulo, che non ne impediscono la dilatazione, aumentano lo stress meccanico e quindi la formazione di cricche. Dall'esperimento di **Addison G. Klink et al 2018** in cui si indagano nuovamente le conseguenze dell'esposizione a cicli reali e accelerati di raggi UV sul retro dei moduli, un fattore che sembra aumentare il numero e la profondità dei difetti è la presenza di umidità. Infatti alcuni materiali assorbono e rilasciano una grande quantità di liquido. Questo fenomeno ciclico che si verifica tra la notte ed il giorno danneggia rapidamente il backsheet.

Flussi di cariche elettriche

Dall'esperimento di **Jia-Wei Zhang et al 2018** in cui si presentano gli effetti che i fenomeni elettrici che coinvolgono un modulo hanno su un backsheet in PET, si è cercato di individuare il tipo di cambiamento che si verifica nelle proprietà termiche e nella cristallinità utilizzando la differential scanning calorimetry. Campioni di pet sono stati esposti per dieci minuti ad un ambiente polarizzante ottenuto con un sistema di *corona discharge* che crea una carica residua sul campione di PET. Questa carica superficiale con il passare delle ore diminuisce per conduzione degli elettroni attraverso il materiale, sulle superfici e **per neutralizzazione**

ad opera di ioni dei gas atmosferici. È l'interazione dei radicali dell'ossigeno con i radicali del gruppo C-H che si creano per la rottura dei legami C-C delle catene polimeriche a modificare, a livello molecolare, la struttura del PET variandone la cristallinità. La dissociazione di questi legami sembra creare zone a minor densità nel polimero considerate alla base del processo di degradazione.

CAPITOLO 3: ANALISI GUASTO IN ISOLAMENTO DEI BACKSHEETS DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Società IMAM Ambiente



La società IMAM ambiente nasce a Torino nel Maggio 2008 dove attualmente ha la sua sede centrale. L'azienda si occupa principalmente di fotovoltaico ed eolico con impianti in Italia e all'estero. È presente attualmente in Sicilia, con sede a Termini Imerese, ed ha già sviluppato il suo mercato in Romania, Turchia e Brasile.



Figura 16 - veduta impianto fotovoltaico Pianomonaci, comune di Carlentini (SR), società IMAM Ambiente

Il parco fotovoltaico della società si compone dei seguenti impianti:

Le forche: costruito nel comune di San Pietro Vernotico, provincia di Bari ha una potenza installata di 993,6 kW di picco.

Tummarello: situato nel comune di Carlentini, provincia di Siracusa, ha una potenza installata di 994,88 kW di picco.

Termini: situato nel comune di Termini Imerese, provincia di Palermo si compone di un impianto a terra e di uno situato su tetto per un totale di 463,69 kW di picco.

Piano monaci: situato nel comune di Carlentini, provincia di Siracusa, ha una potenza installata di 992,3 kW di picco.

Galbinasi: costruito nel comune di Galbinasi, nella regione di Calarasi, Romania. Ha una potenza installata di 4 MW di picco.

La sede amministrativa e tecnica della ditta IMAM Ambiente ha sede a Torino per cui il monitoraggio degli impianti avviene in remoto attraverso il sito ABB, il quale riporta in tempo reale informazioni sugli inverter tra le quali energia giornaliera prodotta, potenza prodotta e informazioni sulle condizioni metereologiche.

Elementi principali costitutivi di un impianto fotovoltaico

L'impianto è strutturato in rack contenenti più inverter. Ciascuno raccoglie la potenza di diverse stringhe connesse in parallelo. Ogni stringa è formata da più moduli in serie, con potenza di 230 W.

String-box

La connessione in parallelo delle stringhe avviene attraverso degli **string-box**. Questi strumenti fungono non solo da collegamento elettrico ma anche da sistema di monitoraggio, di protezione, e da canale di comunicazione del sistema a distanza tramite Software. Rappresentano quindi il centro della comunicazione dell'impianto.

Le linee che connettono le stringhe agli string-box sono dotate di due fusibili per la protezione da sovracorrenti sul lato positivo e su quello negativo. Allo stesso modo la linea che connette gli string-box agli inverter è dotata di fusibili termici e di un fusibile magnetotermico.

Tramite gli string-box è possibile monitorare i seguenti parametri:

- correnti di stringa.

È necessario monitorare le correnti prodotte dalle stringhe per poter individuare eventuali malfunzionamenti. Una volta controllato il corretto stato di funzionamento dei moduli, quindi che la corrente da questi erogata in condizioni di irraggiamento e temperatura standard sia

uguale a quella nominale dichiarata dal costruttore, ci si aspetta che essendo costante il numero di moduli connessi in serie in ogni stringa, e le condizioni di irraggiamento uniformi sul campo, le correnti in ingresso allo string-box siano tutte uguali tra loro. Nel momento in cui una o più correnti differiscono dal valore atteso il software rileva l'errore. È quindi importante che le stringhe connesse ad uno stesso string-box non siano posizionate molto lontane le une dalle altre o ombrate, in modo da evitare condizioni di irraggiamento differenti tra le stesse.

Lo string-box rileva una corrente anomala nel modo seguente: l'unità di controllo effettua una media dei valori delle correnti provenienti dalle stringhe connesse al determinato string-box, eventuali correnti non comprese in un intervallo di ampiezza pari al 10% del valore calcolato vengono segnalate.

L'allarme non viene rilevato se la media delle correnti calcolata è inferiore ad un valore soglia pari a 2 A, al di sotto del quale è probabile vi siano condizioni di tempo sfavorevole quindi basso irraggiamento.

- Resistenza di isolamento di un gruppo di stringhe.

Questo parametro permette di individuare eventuali abbassamenti del valore di isolamento dei moduli o delle linee di connessione del campo, fattori che segnalano possibili guasti che possono far insorgere correnti disperse con effetti negativi sulla sicurezza.

Al momento dell'accensione dell'inverter viene automaticamente testata la resistenza di isolamento, se questa ha un valore inferiore ad 1 MΩ, l'inverter non entra in funzione. La procedura viene automaticamente effettuata per cento volte, dopo le quali in caso il problema persista l'inverter va in blocco e viene segnalato l'allarme.

- Tensione delle stringhe

Una stringa è generalmente composta da circa 20 moduli in serie, considerando una tensione in condizioni nominali di 29 V per modulo, in caso di corretto funzionamento si avrebbe una tensione totale sulla stringa di $29 \times 20 = 580$ V. Ogni modulo è dotato di diodi di bypass connessi in parallelo a gruppi di venti celle, questi intervengono in caso di guasto di una o più unità che erogano corrente più bassa delle altre o nulla bypassando il gruppo a cui queste appartengono, con l'effetto di salvaguardare la corrente del gruppo a spese di una piccola perdita in tensione. L'apporto di tensione perso per un gruppo di celle bypassato è pari a $0,5 \times 10 = 5$ V a cui si aggiunge il costo di 5 V per l'apertura del diodo per un totale di 10 V. Se

questo guasto si verifica in più zone del pannello o in più pannelli della stringa, la tensione prodotta sarà sensibilmente più bassa delle altre. Questo permette di individuare questa tipologia di guasti (hot-spot, craking, shading effect).

- funzionalità dei fusibili presenti.

Come osservato precedentemente, l'inserimento di fusibili nella connessione in parallelo di stringhe è necessario come mezzo di prevenzione di possibili correnti inverse che circolano nei cavi in caso di guasti nell'isolamento.

L'intervento dei fusibili nell'impianto è anch'esso oggetto di monitoraggio e viene segnalato in caso di attivazione.

Inverter

Gli string-box connettono i moduli del campo agli inverter, il cui compito è quello di convertire la corrente proveniente dai pannelli da continua in alternata alla frequenza di 50 Hz per poterla immettere in rete. Questi possono essere raggruppati in cassette o Rack.

Gli inverter utilizzati sono dotati di sistema MPPT (Maximum Power Point Tracker). Un software in grado di far lavorare i moduli a cui è connesso in corrispondenza del punto di massima potenza aumentando l'efficienza dell'impianto. Il MPPT consente di recuperare potenza in caso di condizioni fortemente variabili, la tipologia usata in questi impianti ha un'alta sensibilità alle variazioni della curva caratteristica ed è in grado di riconoscere picchi multipli evitando di far lavorare il gruppo in corrispondenza di un massimo locale.

Un'altra importante caratteristica di questi inverter è la presenza di un sistema di dissipazione ampiamente dimensionato che consente di lavorare in un range di temperature molto ampio.

A seconda della modalità di funzionamento degli inverter di un cassetto si possono classificare in:

Sistemi Multi Master: Ciascun inverter è assegnato ad un array separato mentre tutti gli array sono isolati tra loro. Questo permette un inseguimento dell'MPP indipendente in ogni stringa. È possibile quindi avere array differenti con orientazioni differenti (diverse condizioni di irraggiamento) senza avere perdite. È una soluzione conveniente in un impianto di grande taglia dove le condizioni a cui sono sottoposti i pannelli del campo in uno stesso momento possono essere eterogenee.

Sistemi Master Slave: In questa configurazione il Master è l'inverter che calcola e impone l'MPP per tutti gli array connessi assieme, è quindi importante che i loro moduli abbiano uguale orientamento ed irraggiamento, altrimenti si avranno perdite dovute al fatto che non tutte le stringhe lavoreranno in condizioni di massima potenza avendo diverse curve I-V. Il lato positivo di questo sistema sta nella possibilità di utilizzare gli inverter tutti alla potenza

Rack Master Master

35 kW
30 kW
33 kW

Tot 98 kW

Rack Master Slave

55 kW
43 kW
off

Tot 98 kW

nominale, al contrario di quanto solitamente avviene nella configurazione multi-master.

Ad esempio, in un sistema in cui ogni rack è composto da tre inverter di potenza nominale 55 kWp è probabile che le stringhe connesse ad essi, in condizioni operative erogino meno di 55 kW. Nella modalità Multi-Master ogni inverter accetta in ingresso la potenza erogata dalle proprie stringhe, quindi un valore inferiore a quello nominale, con maggiori perdite nella conversione. Nella modalità Master-Master la potenza prodotta da tutte le stringhe connesse al Rack viene distribuita sugli inverter, in modo da farli lavorare in numero sufficiente ed il maggior tempo possibile in potenza nominale, con perdite di conversione minori.

Figura 17 - configurazione inverter master-master, master-slave

Linea di comunicazione

Il canale di comunicazione **RS485** connette in serie fino a 32 inverter. Tramite questa l'impianto è collegato ad un datalogger che permette di immagazzinare i dati storici riguardanti la produzione degli impianti per poterli poi analizzare. A questo oltre ai canali di comunicazione dei moduli sono connessi sensori di temperatura ed irraggiamento.

Il datalogger infine, tramite un servizio di portale web permette la visualizzazione dei dati in forma numerica e grafica.

Individuazione e monitoraggio guasto in isolamento

In caso di grave usura del pannello posteriore dei moduli di un campo, il valore della resistenza di isolamento di un array può scendere sensibilmente. L'inverter a cui sono connesse le stringhe in parallelo è in grado di effettuare in automatico una valutazione della resistenza di isolamento al momento dell'accensione decretando la messa in funzione o meno del gruppo.

A partire dalla fine dell'anno 2016 è stato rilevato un problema dovuto al deterioramento dell'isolamento della faccia posteriore di alcuni moduli dell'impianto di *Tummarello*. Sono state quindi effettuate misure per giudicare l'entità del danno e procedure per l'individuazione dei pannelli con maggiori criticità provvedendo alla loro sostituzione.

Di seguito una foto di un modulo danneggiato, sull'impianto di Tummarello.



Figura 18 - dettaglio backsheet guasto impianto di Tummarello

Come si osserva in corrispondenza delle connessioni elettriche della faccia anteriore si sono originate delle crepe nel pannello posteriore. In questo modulo sono così accentuate da lasciar passare addirittura la luce solare.

Di seguito si riportano i dati di targa del pannello ed un esempio di curve caratteristiche.

Caratteristiche modulo

Modulo in Si policristallino				
P_m [W]	V_{mpp} [V]	I_{mpp} [A]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]
230	29,8	7,72	37	8,25
γ [%/°C]	β [%/°C]	α [%/°C]	noct	diodi di bypass
-0,45	-0,35	0,05	47°C	6

Curva I-V modulo

In viola la curva I-V in condizioni operative

In celeste la curva I-V in condizioni STC

In rosso la curva di potenza in condizioni operative

In nero la curva di potenza in condizioni STC

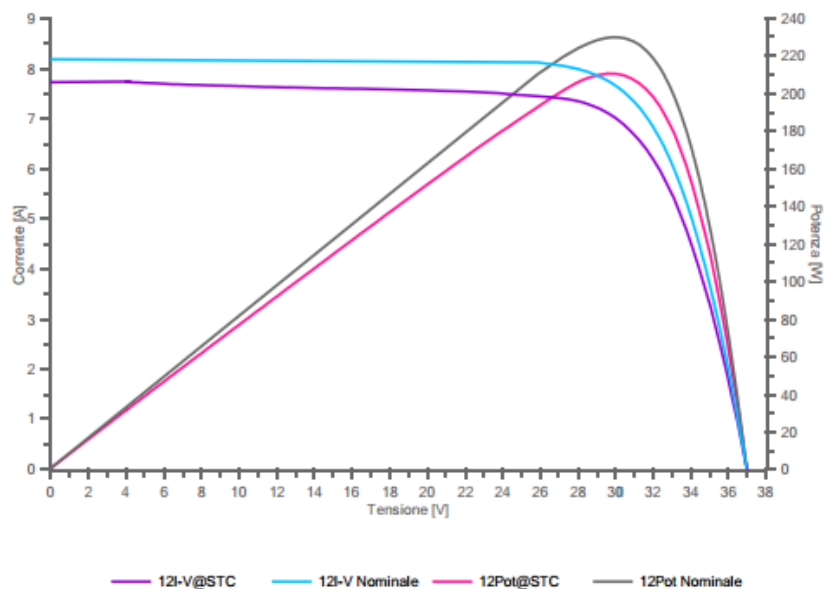


Figura 19 - curva I-V modulo, pannello silicio policristallino 230 W.

Caso dell'impianto di Tummarello

L'impianto di Tummarello, connesso in rete dal 2010, ha una potenza installata di 994,88 kWp, distribuita su 69 inverter a cui si sono connesse stringhe di moduli in silicio policristallino.

Gli inverter adottati su questo impianto sono inverter di stringa da 12,5 kW. Questi sono dotati di due ingressi, ciascuno dei quali ha connesse due stringhe in parallelo, quindi 4



stringhe per inverter. Ognuna di esse si compone di 16 moduli da 230 Wp connessi in serie, per un totale di 64 moduli e circa 14720 Wp per inverter. Essendo presente un convertitore AC-DC ogni 4 stringhe è più opportuno parlare di inverter distribuiti piuttosto che di stringa. Gli inverter sono dotati di due diversi sistemi di MPPT uno per ciascuna coppia di stringhe connesse, il che permette di avere sempre una buona resa anche quando una delle due coppie presenta una configurazione o una condizione di irraggiamento diversa dall'altra. L'efficienza di questi sistemi può superare il 97%.

Figura 20 - panoramica impianto di Tummarello

L'analisi effettuata sull'impianto, disponendo di inverter che servono un numero relativamente basso di moduli, è stata realizzata in remoto tramite il software Aurora - ABB. Questo studio consiste in una prima fase in cui è stata effettuata l'individuazione dei moduli guasti con successiva rimozione-sostituzione; ed una seconda fase in cui sono state eseguite un'analisi dell'evoluzione temporale del guasto ed una quantificazione del danno riportato, ovvero la mancata produzione, con conseguenti perdite economiche.

Descrizione del guasto

Gli inverter di stringa hanno una maggior sensibilità ai problemi in isolamento degli inverter centralizzati. Come già descritto in precedenza, al momento dell'accensione, quando i moduli ricevono radiazione solare l'inverter effettua una misurazione della resistenza di isolamento, qualora il valore misurato sia inferiore ad **1 MΩ** l'inverter non entra in funzione.

La resistenza di isolamento può variare nell'arco della giornata per effetto dell'umidità; è quindi influenzata da variabili come fenomeni meteorologici e irradianza solare. In presenza, ad esempio, di una o più stringhe di pannelli connessi ad un inverter, aventi stato del backsheet non ottimale, può accadere che nelle prime ore di luce per presenza di brina o maggior umidità sul campo, il valore della resistenza di isolamento rilevato sia inferiore a quello minimo accettabile, impedendo l'accensione dell'inverter. Con il passare delle ore, l'aumento della radiazione solare e quindi la riduzione dell'umidità, può riflettersi in un aumento della resistenza di isolamento fino al superamento di 1 MΩ di soglia, permettendo all'inverter di entrare in funzione. È il caso riportato di seguito del 6-10-2017, giornata soleggiata ma preceduta da giorni di maltempo, in cui l'inverter matricola 369476 registra una Resistenza di isolamento inferiore al megaohm fino alle ore 16:10 in cui raggiunge rapidamente i 2,3 MΩ. Fino a quel momento non eroga potenza, una volta raggiunto il valore di soglia si accende funzionando correttamente.

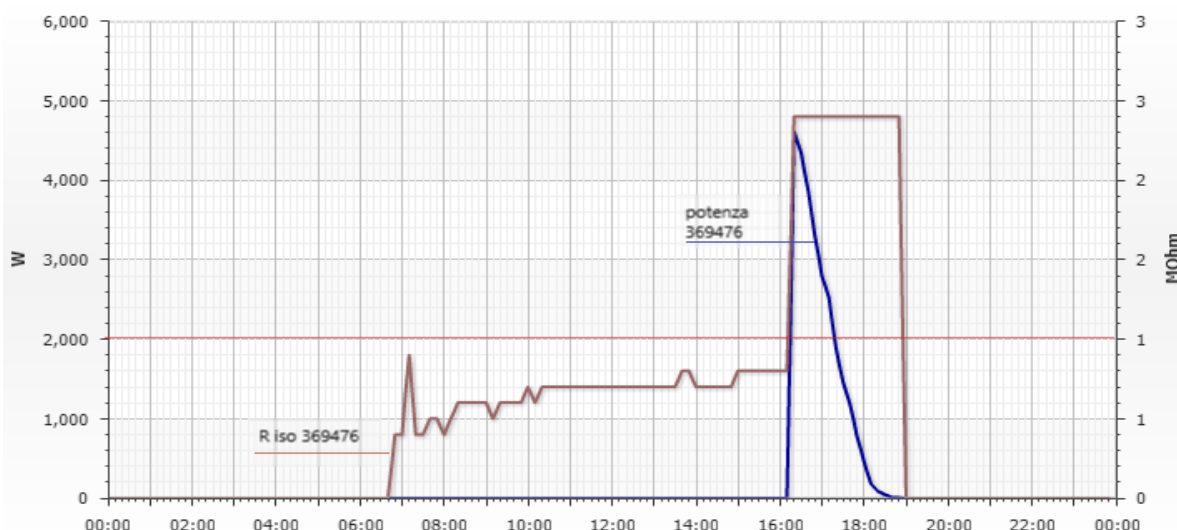


Figura 21 - esempio curva di potenza, resistenza di isolamento mancata accensione inverter

Di seguito il comportamento dello stesso inverter dopo due giorni di bel tempo, nella giornata dell'8-10-2017 in cui il valore della Resistenza di isolamento è di 3,1 MΩ costante. L'inverter funziona regolarmente per tutto il giorno, a dimostrazione di come le condizioni meteorologiche e la stagione siano influenti su questo parametro.

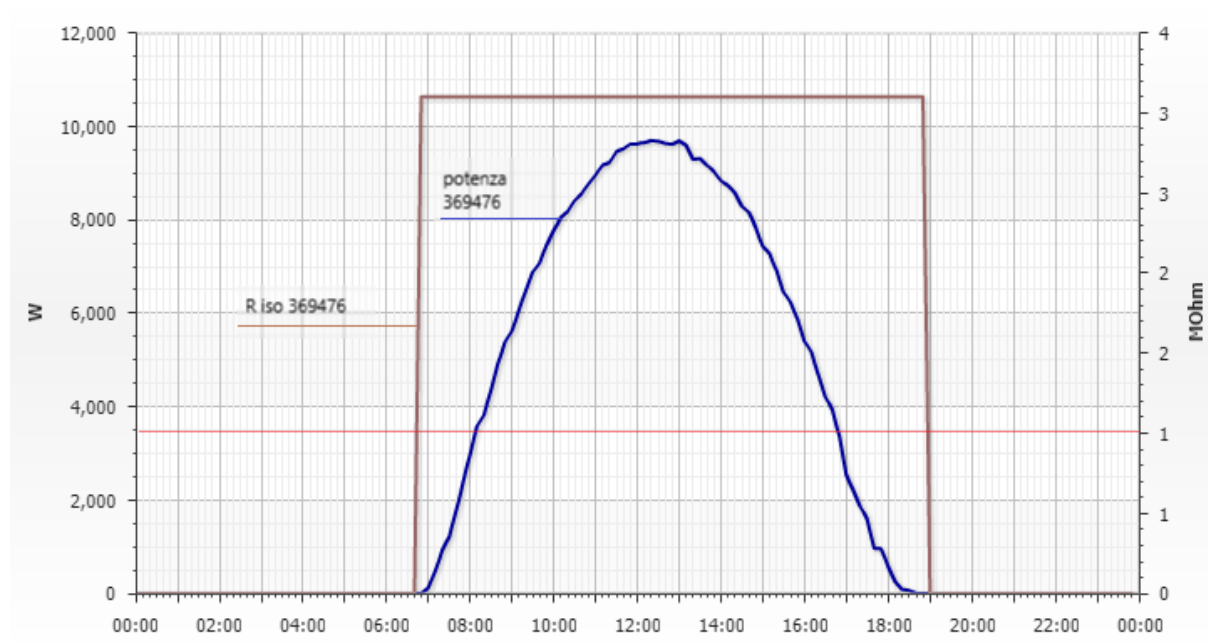


Figura 22 - esempio curva di potenza, resistenza di isolamento regolare accensione inverter

Individuazione guasto

I parametri scelti per l'individuazione degli inverter con pannelli degradati sono stati:

- **Energia giornaliera prodotta.** Inverter che presentano questo tipo di problema possono avere energia prodotta inferiore agli altri per **accensione ritardata/non accensione**.
- **Resistenza di isolamento, Correnti in ingresso, Tensioni in ingresso.** Alterazioni di questi valori rispetto a quelli attesi sono un chiaro segno di guasto dei moduli connessi all'inverter, o di configurazione atipica delle stringhe dovuta a precedenti interventi (disconnessione di moduli o stringhe, sempre a causa di bassa resistenza di isolamento).

Analisi energia giornaliera

Si è scelto come analisi preliminare di raccogliere per tutti gli inverter del campo il dato di **energia prodotta giornalmente** a partire dal 5/02/2018 (data di inizio analisi) per poter effettuare un confronto rilevando quelli la cui produzione si è dimostrata sensibilmente inferiore alle altre.

In caso di corretto funzionamento, essendo uniforme l'irraggiamento sui moduli, l'inclinazione, l'orientamento, il numero di moduli in serie, ed il numero di stringhe in parallelo, l'energia prodotta giornalmente dovrebbe essere la stessa per tutti gli inverter.

Una volta ottenuti i dati si è proceduto calcolando giorno per giorno l'**energia media prodotta [Wh]** dagli inverter del campo e lo **scostamento relativo percentuale, SR%** della produzione di ogni inverter rispetto ad essa:

$$E_{media} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{n}$$

Equazione 10 - Energia media giornaliera prodotta dagli inverter

con n numero di inverter, E_i produzione giornaliera generico inverter i

$$SR\% = 100 \cdot \frac{E_i - E_{media}}{E_{media}}$$

Equazione 11 - scostamento relativo percentuale, dell'energia giornaliera prodotta da un inverter rispetto alla media

In questo modo è stato possibile individuare in prima analisi gli inverter dove erano plausibilmente presenti moduli guasti o bypassati procedendo alla loro sostituzione/reintegro.

Per diminuire le incertezze nell'analisi, i dati sono stati filtrati eliminando i valori non attendibili forniti dal database di ABB. Alcuni errori di comunicazione tra l'inverter e il datalogger possono infatti produrre valori di energia giornaliera eccessivamente elevati.

Si precisa che l'analisi effettuata è stata di tipo qualitativo, infatti la stessa media usata per l'individuazione dei moduli è influenzata dai valori provenienti dai moduli guasti.

Di seguito si riporta a titolo esemplificativo una porzione della tabella con i dati sopra citati riguardanti l'energia prodotta dagli inverter durante parte del periodo di monitoraggio.

Orario	inverter 1	inverter 2	inverter 3	inverter 4	inverter 5	inverter 6	inverter 7	inverter 8	inverter 9	inverter 12	inverter 13	inverter 14	inverter 15	inverter 16
	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]	E[Wh]
05/02/2018	24076		13996	24216	22245	39	24219	19899	24091	24639	21815	16865	24504	19465
06/02/2018	11248		7324	11092	10062	39	11369	9105	11385	10755	9734	7997	11118	9076
07/02/2018	37016		16073	36729	33034	29627	35909	32006	37265	35402	35773	26849	37319	30173
08/02/2018	40231		32330	75708	70503	38755	75155	66867	73869	76482	75025	56326	77733	63782
09/02/2018	8505		7887	11083	10298	4	11038	9265	11315	11076	10536	7969	11086	9376
10/02/2018	19364		24086	23218	20978	21834	23273	20056	23586	22729	22347	16930	23326	20211
11/02/2018	57222		71445	69189	63930	70313	69372	61888	68779	69888	68144	52758	70389	63020
12/02/2018	55394		68747	66819	61789	67647	66958	59757	66615	67593	65695	51208	68366	61106
13/02/2018	35770		43383	42547	39699	41921	42354	38439	42757	42284	42244	32340	43268	38525
14/02/2018	31267		39049	38369	35249	38819	38313	33953	37666	39284	37459	29197	38716	34995
15/02/2018	8711		76694	73665	68250	73598		65769	59911	73072	73265	55543	75496	66264
16/02/2018	98164		92074	87740	81418	88841	88705	78344	92123	87574	87179	66135	90524	79295
17/02/2018			66377	64499	58570	63742	64466	55912	66591	64488	62380	46917	65130	56550
18/02/2018	27329		25111	24490	22641	24160	24476	21469	25413	24688	23975	17934	24767	21459
19/02/2018	45103		42312	40745	38337	41355	41349	37124	42562	41109	40841	30724	42480	37131
20/02/2018	72516		67370	61654	59101	64128	65142	56847	67709	64136	63167	48076	65931	60930
21/02/2018	76823		72750	70144	64431	68612	70538	62265	73163	68692	68128	52388	70444	68188
22/02/2018	18405		16787	16309	15333	16240	16354	14331	17153	16270	15954	12151	16636	16247

Figura 23 - porzione tabella dati di energia giornaliera media prodotta

giorno	media [Wh]	inverter 1	inverter 2	inverter 3	inverter 4	inverter 5	inverter 6	inverter 7	inverter 8	inverter 9	inverter 12	inverter 13	inverter 14	inverter 15	inverter 16
05/02/2018	20734,477	16,12%		-32,50%	16,79%	7,29%	-99,81%	16,81%	-4,03%	16,19%	18,83%	5,21%	-18,66%	18,18%	-6,12%
06/02/2018	9114,1905	23,41%		-19,64%	21,70%	10,40%	-99,57%	24,74%	-0,10%	24,92%	18,00%	6,80%	-12,26%	21,99%	-0,42%
07/02/2018	33212,444	11,45%		-51,61%	10,59%	-0,54%	-10,80%	8,12%	-3,63%	12,20%	6,59%	7,71%	-19,16%	12,36%	-9,15%
08/02/2018	65741,348	-38,80%		-50,82%	15,16%	7,24%	-41,05%	14,32%	1,71%	12,36%	16,34%	14,12%	-14,32%	18,24%	-2,98%
09/02/2018	9458,1452	-10,08%		-16,61%	17,18%	8,88%	-99,96%	16,70%	-2,04%	19,63%	17,11%	11,40%	-15,74%	17,21%	-0,87%
10/02/2018	21088,923	-8,18%		14,21%	10,10%	-0,53%	3,53%	10,36%	-4,90%	11,84%	7,78%	5,97%	-19,72%	10,61%	-4,16%
11/02/2018	65219,318	-12,26%		9,55%	6,09%	-1,98%	7,81%	6,37%	-5,11%	5,46%	7,16%	4,48%	-19,11%	7,93%	-3,37%
12/02/2018	63944,365	-13,37%		7,51%	4,50%	-3,37%	5,79%	4,71%	-6,55%	4,18%	5,71%	2,74%	-19,92%	6,91%	-4,44%
13/02/2018	40495,269	-11,67%		7,13%	5,07%	-1,97%	3,52%	4,59%	-5,08%	5,59%	4,42%	4,32%	-20,14%	6,85%	-4,87%
14/02/2018	36413,952	-14,13%		7,24%	5,37%	-3,20%	6,60%	5,22%	-6,76%	3,44%	7,88%	2,87%	-19,82%	6,32%	-3,90%
15/02/2018	68781,462	-87,34%		11,50%	7,10%	-0,77%	7,00%		-4,38%	-12,90%	6,24%	6,52%	-19,25%	9,76%	-3,66%
16/02/2018	85394,047	14,95%		7,82%	2,75%	-4,66%	4,04%	3,88%	-8,26%	7,88%	2,55%	2,09%	-22,55%	6,01%	-7,14%
17/02/2018	59760,123			11,07%	7,93%	-1,99%	6,66%	7,87%	-6,44%	11,43%	7,91%	4,38%	-21,49%	8,99%	-5,37%
18/02/2018	22168,839	23,28%		13,27%	10,47%	2,13%	8,98%	10,41%	-3,16%	14,63%	11,36%	8,15%	-19,10%	11,72%	-3,20%
19/02/2018	37386,766	20,64%		13,17%	8,98%	2,54%	10,61%	10,60%	-0,70%	13,84%	9,96%	9,24%	-17,82%	13,62%	-0,68%
20/02/2018	61428,469	18,05%		9,67%	0,37%	-3,79%	4,39%	6,05%	-7,46%	10,22%	4,41%	2,83%	-21,74%	7,33%	-0,81%
21/02/2018	66975,833	14,70%		8,62%	4,73%	-3,80%	2,44%	5,32%	-7,03%	9,24%	2,56%	1,72%	-21,78%	5,18%	1,81%
22/02/2018	15538,242	18,45%		8,04%	4,96%	-1,32%	4,52%	5,25%	-7,77%	10,39%	4,71%	2,68%	-21,80%	7,06%	4,56%

Figura 24 - porzione tabella dati scostamento relativo percentuale dell'energia giornaliera di un inverter rispetto alla media

La prima tabella riporta le energie prodotte da alcuni inverter nelle giornate dal 5 al 22 Febbraio. La formattazione condizionale applicata mostra in rosso/arancione gli inverter che

hanno prodotto un'energia particolarmente inferiore al valore medio, in giallo quelli nella media, in verde quelli con produzione superiore alla media. Lo stesso criterio è stato utilizzato nella seconda tabella contenente gli scostamenti percentuali rispetto al valor medio.

Analisi isolamento, correnti, tensione

Per avere riscontri sulla precedente analisi, parallelamente ad essa dal mese di Marzo 2018, per individuare i motivi che hanno condotto ad una produzione di energia per alcuni inverter inferiore a quella attesa, è stata effettuata un'analisi sui dati di **resistenza di isolamento, correnti e tensioni** in ingresso, generati da ciascuna coppia di stringhe in parallelo.

I dati utilizzati sono forniti dal database di Aurora con cadenza ogni dieci minuti. Sono stati prelevati effettuando una media durante le ore della giornata con maggiore irraggiamento, dalle ore 12 alle ore 13, in cui si hanno i massimi valori di corrente e tensione prodotta. Per poter effettuare un confronto attendibile, si è scelto di analizzare un giorno per ogni settimana del periodo di monitoraggio in cui si sono verificate condizioni climatiche particolarmente favorevoli; i giorni selezionati sono stati:

11/03/2018; 28/03/2018; 03/04/2018; 07/04/2018; 07/03/2018

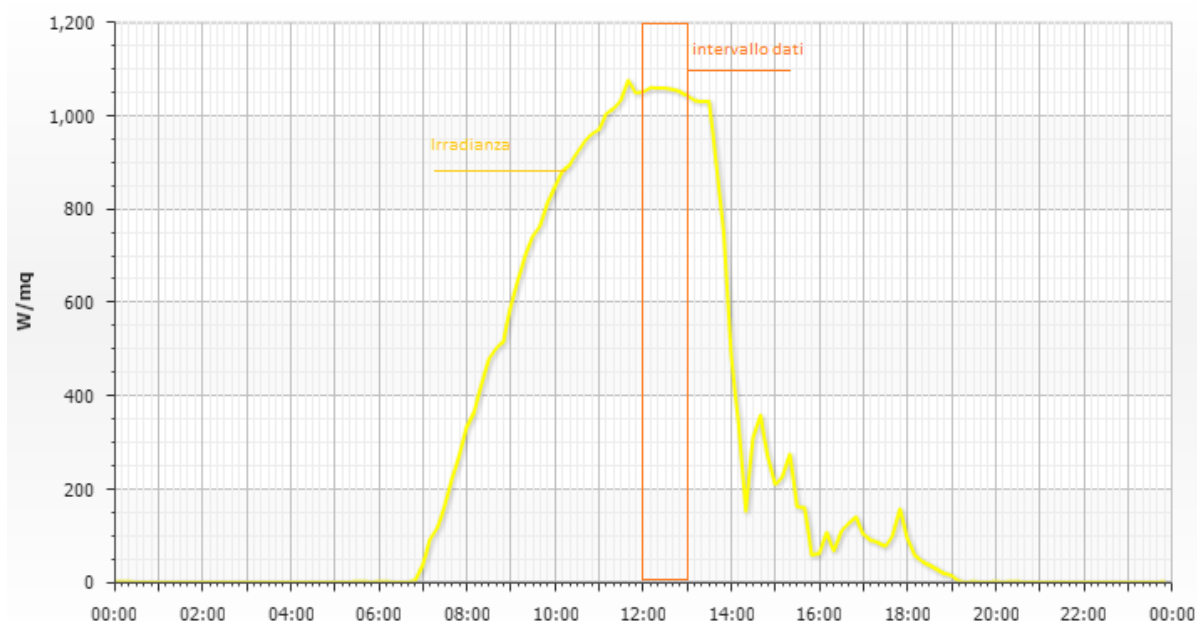


Figura 25 - andamento irradianza sul campo di Tummarelo nel giorno del 28/03/2018

Tra quelli ottenuti per i giorni selezionati, sono stati ricercati ed evidenziati gli inverter con valori anomali.

Resistenza di Isolamento. In condizioni di perfetto funzionamento la resistenza di isolamento misurata dall'inverter è di **20 M Ω** ; tuttavia un abbassamento di questo valore con il passare degli anni può essere considerato accettabile, qualora si mantenga su grandezze che non compromettano la sicurezza o il funzionamento dell'impianto. Si è scelto come valore di soglia **3 M Ω** , al di sotto dei quali la resistenza può essere considerata anomala. L'aver scelto come giorni di analisi quelli con maggior irradianza e come orario di riferimento quello centrale della giornata riduce l'effetto che pioggia, umidità o agenti esterni possono avere sull'analisi.

Correnti. La corrente che giunge all'inverter in condizioni di irradianza pari a 1000 W/m² è di **16 A** per ciascuno dei due ingressi, 8 A per stringa. Si è considerato un valore anomalo di corrente al di sotto di **13 A**. Nei casi in cui la corrente in ingresso è apparsa dimezzata rispetto al valore corretto la causa è stata individuata nella disconnessione di una intera stringa di moduli.

Tensioni. La tensione in ingresso ad entrambi gli ingressi dell'inverter è pari a quella di ciascuna coppia di stringhe. Per effetto del mismatch il valore di tensione ai capi di una coppia di stringhe in parallelo è uguale a quello più basso tra le due prodotte. Il rilevamento di valori di tensione al di sotto della norma, **450 V** circa, è sintomo di problemi elettrici (hot-spot, ombratura) su pannelli delle due stringhe, o di presenza di moduli bypassati.

L'individuazione di moduli bypassati o stringhe disconnesse è stata associata all'analisi dell'isolamento, in quanto è accaduto che nell'ultimo anno di vita dell'impianto siano stati disconnessi i pannelli con valori di isolamento tali da impedire il corretto funzionamento degli inverter. L'analisi di questi provvedimenti adottati sarà approfondita nel capitolo successivo.

Di seguito si riportano i valori anomali evidenziati dall'analisi.

Valori corrente inverter										
	07/03/2018		11/03/2018		28/03/2018		03/04/2018		07/04/2018	
	ingr 1 [A]	ingr 2 [A]	ingr 1 [A]	ingr 2 [A]	ingr 1 [A]	ingr 2 [A]	ingr 1 [A]	ingr 2 [A]	ingr 1 [A]	ingr 2 [A]
inverter 14	15,26	7,64	15,26667	7,6	16	7,914286	15,25455	7,6	15,9	0
inverter 58	15,1	7,511111	15,29167	7,583333	16	7,9	7,985714	7,914286	7,914286	7,9
inverter 38	7,422222	15,08889	7,625	15,28333	7,9	15,93333	7,87	15,95		
inverter 25	14,97778	7,533333	15,3	7,654545	15,92	8				
inverter 36	7,67	15,15	7,727273	15,27273	8,057143	15,87143				
inverter 55	7,64	15,15	7,691667	15,28333	8,125	15,825				
inverter 56	15,13333	7,611111	15,40833	7,65	16,1125	8,0625				
inverter 60	7,61	15,26	7,65	15,39167						
inverter 63	0	0								
inverter 47									8,025	15,9

Valori tensione inverter										
	07/03/2018		11/03/2018		28/03/2018		03/04/2018		07/04/2018	
	Ing 1 [V]	Ing 2 [V]	Ing 1 [V]	Ing 2 [V]	Ing 1 [V]	Ing 2 [V]	Ing 1 [V]	Ing 2 [V]	Ing 1 [V]	Ing 2 [V]
inverter 9	375,2		357,0857		366,1333		361,75		355,7857	
inverter 63	545,4	546,83				390,5		390,0182		383,7889
inverter 5		361,11		344,5		357,3571		356,9167		354,86
inverter 17		379,625				388,7		380,2182		378,12
inverter 60									397,76	
inverter 14										153,425

Figura 26 - tabelle valori anomali corrente e tensione analisi preliminare

	07-mar	11-mar	28-mar	03-apr	07-apr
inverter	R iso [MΩ]	R iso [MΩ]	R iso [MΩ]	R iso [MΩ]	R iso [MΩ]
inverter 6	1,5	1,1	1,9	1	1,066666667
inverter 9	1,8	2	1,4	1,1	1
inverter 16	1	2,7	2,2	1,1	1,2
inverter 18	1,1	1,1	1,8	1	1
inverter 20	1,9	1,7	2,4	1	1,2
inverter 21	1,7	1,9	2,7	1	1
inverter 24	1,7	1,4	1,6	1	1
inverter 26	1,4	1,1	1,1	1	1
inverter 34	2,3	2,1	2,8	1	1,3
inverter 41	1,6	1,6	1,9	1,2	1,13125
inverter 43	1	1	1,2	1	1
inverter 47	1	1	1	1	1
inverter 57	1,1	1,3	1,6	1	1
inverter 58	1,1	1,8	1,9	1,2	1,3
inverter 60	2,8	2,3	1,4	1,1	1
inverter 61	1	1	1,1	1	1
inverter 62	1,2	2	2,3	1	1,2
inverter 63	0,46	1,1	1,5	1	1
inverter 69	1,2	1,4	1,4	1	1
inverter 14	1	1,2	1	1,1	
inverter 17	2,9	2,9		1	1,2
inverter 31	2,5	2		1	1,4
inverte 33	2,6		2,9	2,5	2,4
inverter 35	2,4	2		1,1	1,3
inverter 44	1,9	2,6		1	1,8
inverter 54	1,4	2,3		1	1,7
inverter 5	2,9			1,9	2,2
inverter 23	1,3			1	2,2
inverter 55	2,7			2,2	1
inverter 14				1,4	2,6
inverter 67				1	1,7
inverter 68				1,9	2,9
inverter 7				1,7	
inverter 15				2,6	
inverter 22				2,4	
inverter 29				2	
inverter 48				2,5	
inverter 49				2	
inverter 51				2,4	
inverter 53				2	

Figura 27 - tabella valori anomali resistenza di isolamento analisi preliminare

Come si osserva, compaiono numerosi inverter con resistenza di isolamento al di sotto dei 3 M Ω in diversi dei giorni analizzati. Si osserva inoltre, come nella maggioranza dei casi un inverter affetto da problemi in corrente o in tensione abbia anche problemi in isolamento, il che dimostra come qualora si siano verificati guasti in isolamento su una stringa difficilmente questi siano stati circoscritti ad un singolo modulo.

Osservazioni

- Gli inverter con problemi in corrente e tensione hanno ovviamente una produzione inferiore alla media, in caso di disconnessione di una stringa si attesta attorno ad un valore inferiore alla media di circa il **25%** (manca $\frac{1}{4}$ della potenza installata); è il caso degli inverter **35, 37, 38 e 56**.

In caso di moduli bypassati la perdita in produzione è molto inferiore tuttavia non è auspicabile questo tipo di scelta in quanto come precedentemente illustrato può dare origine a fenomeni di mismatch che possono danneggiare i moduli. Gli inverter con moduli bypassati sono **l'inverter 9 (-5,05%), 5 (-2,13%), 17 (-0,678%)**.

- Gli inverter con problemi in isolamento possono in alcuni casi avere una produzione inferiore alla media qualora questo scenda sotto al valore di 1 M Ω comportando la non accensione o l'accensione ritardata. Si riscontra in modo evidente negli inverter **47**, il quale ha una perdita di produzione rispetto alla media del **-29,1%, 6 (-15,8%)**, sul quale si era già intervenuti l'8 Febbraio sostituendo alcuni moduli, ma il problema di isolamento non era stato risolto, segno che questo era diffuso su più pannelli. Lo stesso è accaduto per l'inverter **69** dove, malgrado l'intervento di sostituzione dell'8 febbraio, si ha ancora un difetto di produzione giornaliera del **-5,38%**. In caso il problema di isolamento sia più lieve si possono avere danni minori come per l'inverter **19** che ha una produzione del **1,4%** più bassa rispetto alla media.
- Come detto precedentemente spesso i due casi si sovrappongono, ovvero si hanno inverter con moduli bypassati o stringhe disconnesse e problemi in isolamento, dove la produzione energetica è doppiamente colpita. **Inverter 14 (-35%), 55 (-20%), 58 (-27,82%), 60 (-22,47%)**.

Interventi di sostituzione

Tramite questo primo monitoraggio è stato possibile individuare le stringhe aventi moduli particolarmente inefficienti o assenti, provvedendo alla loro sostituzione, laddove questi fossero visibilmente danneggiati o bypassati. Si evidenzia come questo intervento abbia

portato ad un immediato miglioramento della produzione dell'inverter su cui si è intervenuti. Quest'analisi è poi proseguita fino al mese di Maggio-Giugno 2018 assistendo i tecnici sul campo nella rimozione e sostituzione dei moduli difettosi.

Di seguito i risultati ottenuti dalle sostituzioni:

- Inverter numero **3**, dal giorno di sostituzione dei moduli **9 febbraio** da una produzione inferiore rispetto alla media di circa il **30%** passa ad una superiore di circa l'**8%**.
- Inverter numero **1**, dal giorno di sostituzione dei moduli **15 febbraio** da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **11%** passa ad una superiore di circa **20%**.
- Inverter numero **6**, dal giorno di sostituzione dei moduli **8 febbraio**, da una produzione in alcuni giorni quasi nulla per mancata accensione passa ad un funzionamento nella media.
- Inverter numero **16**, dal giorno di sostituzione dei moduli **20 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **3%** passa ad una superiore di circa **5%**.
- Inverter numero **17**, dal giorno di sostituzione dei moduli **28 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **20%** passa ad una di poco inferiore alla media.
- Inverter numero **24**, dal giorno di sostituzione dei moduli **9 febbraio**, da una produzione di poco inferiore rispetto alla media passa ad una superiore alla media di circa il **5%**.
- Inverter numero **26**, dal giorno di sostituzione dei moduli **9 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **10%** passa ad una nella media
- Inverter numero **34**, dal giorno di sostituzione dei moduli **7 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **10%** passa ad una nella media
- Inverter numero **35**, dal giorno di sostituzione dei moduli **7 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **5%** passa ad una superiore di circa **5%**.
- Inverter numero **41**, dal giorno di sostituzione dei moduli **28 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **10%** passa ad una superiore di circa **10%**.
- Inverter numero **69**, dal giorno di sostituzione dei moduli **8 febbraio**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **20%** passa ad una superiore di circa **5%**.

- Inverter numero **37**, dal giorno di sostituzione dei moduli **30 marzo**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **20%** passa ad una superiore di circa **5%**.
- Inverter numero **38**, dal giorno di sostituzione dei moduli **4 aprile**, da una produzione inferiore rispetto alla media di circa **20%** passa ad una superiore di circa **15%**.

CAPITOLO 4: EVOLUZIONE DEL RENDIMENTO

Definizione e calcolo del rendimento

Una volta ottenuti i parametri da analizzare per individuare i moduli da sostituire, e provveduto alla loro rimozione/sostituzione, questo studio si è concentrato sull'analisi delle tempistiche con cui si è verificato il guasto, quindi su un'analisi dell'andamento della resistenza di isolamento nell'ultimo anno di funzionamento dell'impianto, su come questa ha influito sulla produzione di energia elettrica nello stesso periodo e sulla quantificazione del danno verificatosi.

Per ottenere questi risultati si è cercato di calcolare il **rendimento** dei moduli connessi ad un inverter, per osservarne l'andamento nel periodo di analisi. Questo parametro è stato calcolato per singolo inverter come il **rapporto tra l'energia elettrica prodotta E** in una giornata è **l'irraggiamento ricevuto H_g** dai moduli di un inverter nello stesso tempo:

$$\eta_g = \frac{E[Wh]}{H_g[Wh]}$$

Equazione 12 - rendimento giornaliero inverter

dove l'irraggiamento per singolo inverter è calcolato come:

$$H_g[Wh] = I [Wh/m^2] \cdot n \cdot A[m^2]$$

Equazione 13 - irraggiamento giornaliero inverter

con **I** dato di irraggiamento per unità di superficie rilevato dal sensore del campo, **A** superficie netta del singolo modulo (**1,631 m²**), **n** numero di moduli connessi all'inverter (64), per un totale di **104,3 m²** per inverter.

Il campo di *Tummarello* è infatti provvisto di un sensore per l'energia solare incidente che misura il suo valore durante la giornata, **Irradianza I [W/m²]**, e la sua cumulata, ovvero l'energia ricevuta dall'inizio della giornata, **Irraggiamento H [Wh/m²]**, con cadenza ogni dieci minuti.

Dati iniziali e individuazione di errori di misurazione delle grandezze

La prima analisi effettuata è stata il calcolo del **rendimento mensile del campo** (ovvero riferito all'intero impianto), da Gennaio 2017 a Maggio 2018, per osservare come eventualmente l'insorgere e lo sviluppo del difetto ha influito sull'efficienza globale del campo, calcolata anche in questo caso come **energia totale prodotta nel mese** diviso **l'irraggiamento totale ricevuto nel mese** dal campo.

I dati ottenuti hanno mostrato un andamento anomalo del rendimento rispetto ai risultati attesi. Si nota infatti una curva dell'efficienza con andamento sinusoidale durante l'anno, con dei picchi molto accentuati in corrispondenza dei mesi di maggio-giugno. Estendendo il campo di analisi all'anno precedente, 2016, si ha la conferma di questo comportamento. Un andamento sinusoidale del rendimento stagionale è auspicabile in quanto le celle fotovoltaiche sono notevolmente influenzate dalla temperatura di esercizio e quindi anche dalla temperatura esterna, tuttavia i picchi del rendimento dovrebbero essere situati in corrispondenza della stagione invernale in cui malgrado il cattivo tempo si registrano le temperature più basse. Inoltre l'ampiezza della curva che si osserva da questa analisi è eccessivamente marcata e non può corrispondere alla realtà.

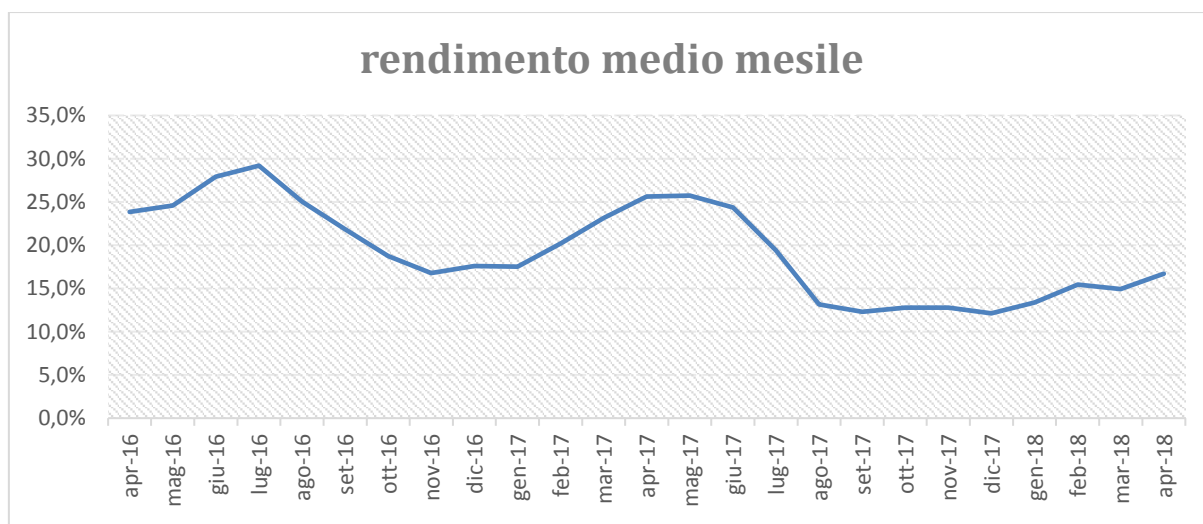


Figura 28 - andamento rendimento medio mensile affetto da errore

I dati ottenuti sono infatti mediamente molto al di sopra del rendimento nominale del pannello attestato intorno al **14,3%** Per moduli appena installati. Essendo l'impianto in funzione da dieci anni è auspicabile un valore circa del 13%. Si osservano invece picchi di efficienza superiori al 25%.

Da un'analisi dei dati giornalieri mediante il software di monitoraggio ABB si è cercato di individuare i motivi che hanno portato ad ottenere errori nella precedente stima. Sono emersi problemi legati alla rilevazione delle grandezze in oggetto, problemi di comunicazione del datalogger, comportamento eccezionale dell'impianto e infine errori di rilevazione in occasione di condizioni metereologiche non ottimali.

Ombratura sul sensore dell'irraggiamento

Il sensore responsabile della rilevazione di irradianza e irraggiamento è stato posto sul tetto di una struttura presente sul campo, dove sfortunatamente è presente anche una parabola satellitare che per parte del giorno proietta un'ombra sul sensore impedendo quindi la rilevazione della radiazione solare diretta. L'ombra fa sì che durante queste ore l'irraggiamento venga rilevato solo in piccola parte (componente diffusa), mentre i pannelli continuano a produrre energia. Il modulo viene quindi ad assumere un'efficienza molto maggiore di quella reale producendo energia anche in “assenza” di sole.

Il tempo di ombreggiamento del sensore varia in base alle stagioni, inoltre la porzione di sole esclusa durante il periodo estivo è nettamente maggiore di quella che si ha nel periodo invernale di conseguenza il rendimento estivo è più alto di quello invernale. Questo fenomeno spiega i picchi nell'andamento sinusoidale del rendimento medio mensile prima calcolato.

Di seguito si riporta come esempio un grafico in cui si osserva l'andamento della potenza prodotta dall'intero campo e dell'irradianza rilevata nel giorno del 7 Agosto 2017. A differenza di ciò che ci si aspetta i due andamenti non sono corrispondenti, ma vi è un intervallo di circa 4 ore in cui a causa dell'ombra che il sensore riceve, l'irradianza (in giallo) scende a valori di poche centinaia di W/m^2 .

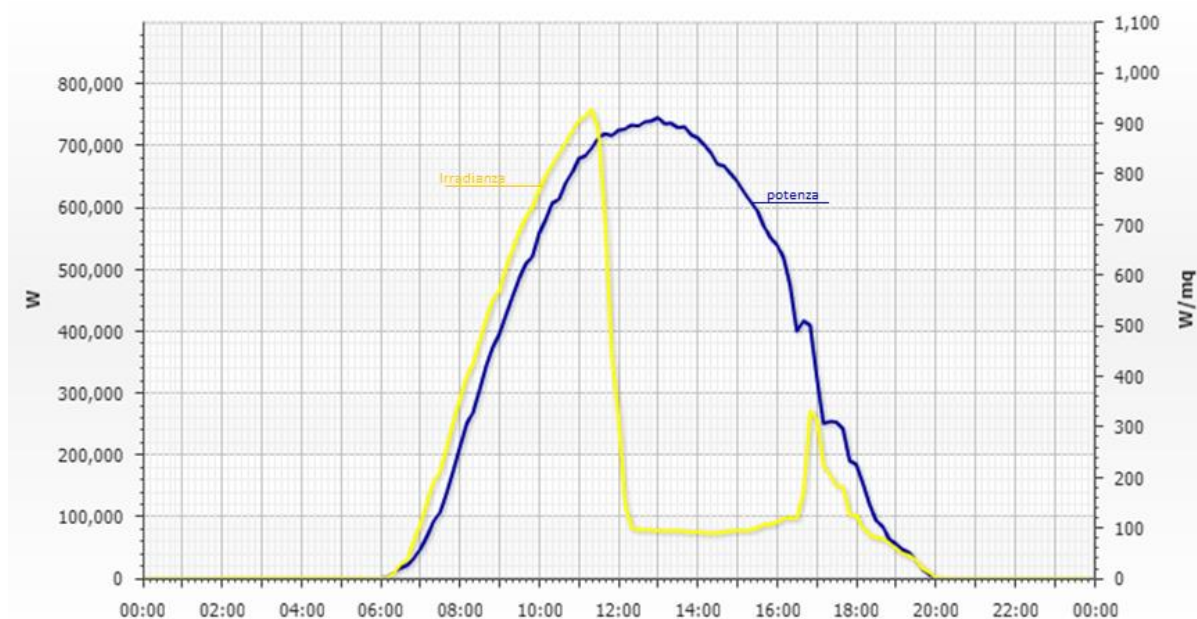


Figura 29 - andamento irradianza e potenza prodotta nel giorno del 7/8/2017

Errori di comunicazione del portale ABB

Il contatore dell'energia prodotta durante la giornata da ogni inverter può essere soggetto a errori di comunicazione a causa dei quali l'energia di partenza in un determinato giorno non è nulla, ma corrisponde ad un valore non noto che può essere anche molto elevato (anche 2-3 volte l'energia giornaliera di un inverter), ne consegue che al termine del giorno in questione il datalogger riporta una produzione di energia dell'inverter nettamente superiore a quella degli altri inverter del campo. Il rendimento in quel giorno sarà molto elevato e non corrispondente alla realtà andando a influire negativamente sull'accuratezza della media mensile. Ogni giorno questo errore si verifica per un numero variabile di inverter che può superare anche i 10 sui 69 totali.

Di seguito si riporta l'andamento dell'energia prodotta nel giorno del 1luglio 2017 da due inverter di cui uno, **inverter 15** con energia iniziale (alle ore 00:00), pari a zero e un secondo, numero **37** con energia iniziale pari a 79,9 kWh.

Al termine della giornata l'inverter **15** risulta aver prodotto **88,6 kWh** mentre il **37** risulta aver prodotto **167,1 kWh**, ovvero circa il doppio dell'energia. Nel calcolo del rendimento risulterebbe per il primo un valore calcolato del **12,2 %**, un valore in accordo con le precedenti supposizioni, mentre per il secondo sarebbe pari al **24% circa**.

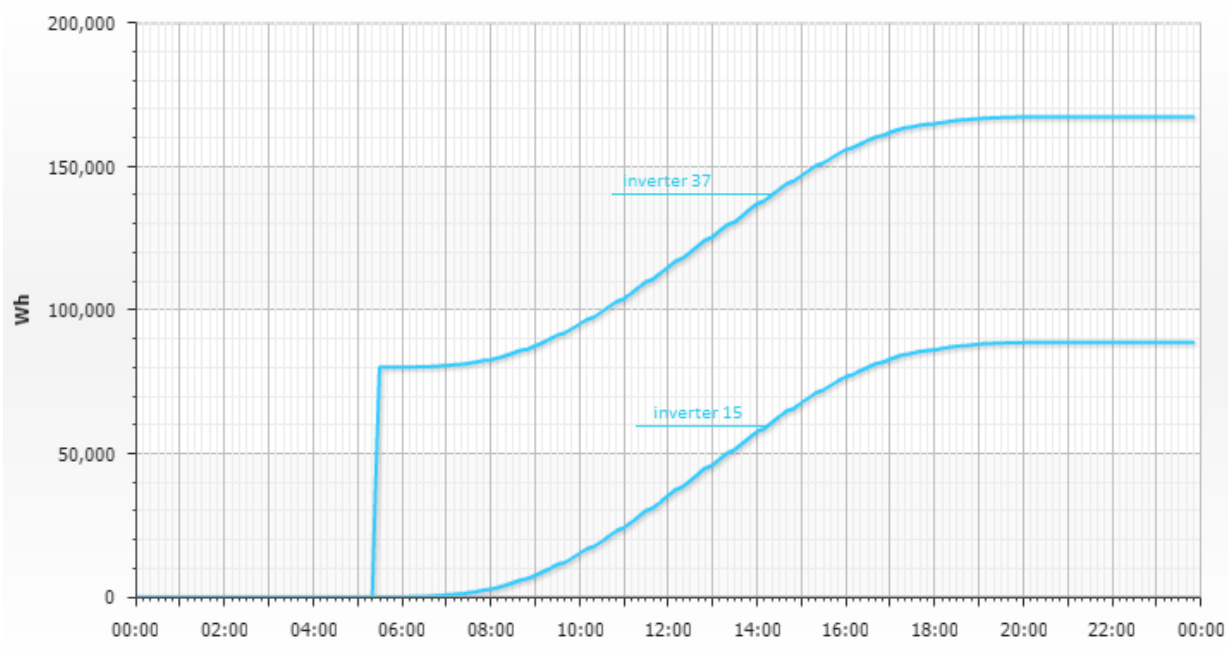


Figura 30 - andamento energia prodotta con errore di comunicazione datalogger del 1/7/2018

Fermo impianto

Vi sono giorni in cui per guasti sulla linea elettrica o per interventi dell'Enel l'impianto ha dei periodi di fermo della produzione, in questi giorni si ha una produzione di energia elettrica nettamente inferiore rispetto a quella attesa per l'irraggiamento rilevato, quindi il rendimento per tutti gli inverter risulta più basso del valore reale.

Di seguito l'andamento della potenza prodotta e dell'irradianza rilevata nel giorno di 18 Aprile 2018, si osserva di nuovo una mancata corrispondenza tra i due andamenti, questa volta la potenza (in blu) va a zero durante l'intervallo di tempo in cui si verifica il fermo, mentre l'irradianza è registrata regolarmente (fino al sopraggiungere dell'ombra sul sensore).

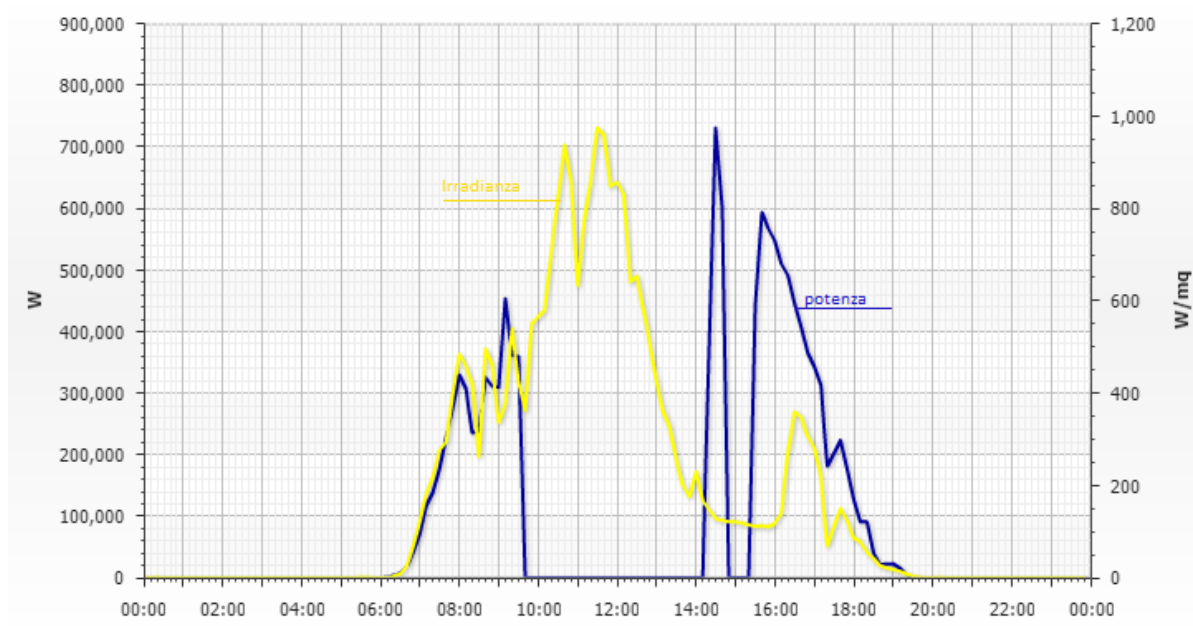


Figura 31 - andamento potenza e irradianza nel caso di fermo impianto nella giornata del 18/4/2018

Condizioni meteorologiche non ottimali

In giorni di maltempo i dati a disposizione per il calcolo del rendimento sono pochi poiché sia l'energia prodotta che l'irraggiamento ricevuto sono bassi, di conseguenza l'incertezza sul loro rapporto è maggiore.

Di seguito i dati di rendimento calcolati per il mese di Novembre 2017 per tre inverter.

	irraggiamento giornaliero [Wh/m2]	Inverter 8	Inverter 12	Inverter 15
01/11/2017	1757	14,0%	13,7%	14,1%
02/11/2017	3260	12,1%	12,0%	12,4%
03/11/2017	3389	12,0%	12,2%	12,4%
04/11/2017				
05/11/2017	2701	11,9%	12,1%	12,1%
06/11/2017	874	13,6%	11,8%	13,4%
07/11/2017	2157	14,2%	13,8%	14,5%
08/11/2017	3706	12,1%	12,1%	12,4%
09/11/2017	2489	12,0%	11,6%	12,1%
10/11/2017	28	18,6%	15,1%	13,4%

11/11/2017	706	10,9%	9,9%	11,0%
12/11/2017	199	18,1%	17,5%	17,4%
13/11/2017	3089			
14/11/2017	774	15,9%	15,8%	16,0%
15/11/2017	2463	12,3%	12,1%	12,6%
16/11/2017	2587			
17/11/2017	2718			
18/11/2017	3117	11,6%	11,9%	12,2%
19/11/2017	3525	11,8%	11,9%	12,3%
20/11/2017	3464	11,8%	11,8%	12,2%
21/11/2017	1865	14,2%	13,6%	14,5%
22/11/2017	3377	11,8%	11,9%	12,3%
23/11/2017	3371	11,4%	11,5%	
24/11/2017	2563			
25/11/2017	3082	11,7%	12,0%	12,3%
26/11/2017	660	14,9%	15,1%	15,1%
27/11/2017	3393	12,0%	11,9%	12,4%
28/11/2017	2793	12,4%	12,2%	12,8%
29/11/2017	1856	12,7%	12,7%	13,2%
30/11/2017	1676	12,7%	13,0%	13,3%

Figura 32 - tabella parziale rendimenti giornalieri Novembre 2017

Si osserva come nei giorni di basso irraggiamento il rendimento calcolato per i tre inverter sia nettamente superiore a quello di giornate a cielo sereno, probabilmente per caratteristiche del sensore di irradianza.

In particolare nelle giornate del 10-12-14 e 26 il rendimento è addirittura superiore al valore nominale del 14%. Nel giorno 11 invece si è verificato un fermo impianto per questo i valori di rendimento sono più bassi rispetto al resto del mese.

Calcolo del rendimento corretto

Per eliminare gli errori precedentemente elencati e calcolare un rendimento corretto per i singoli inverter si è proceduto utilizzando un programma Matlab. Il codice elaborato permette inserendo in input i dati di energia giornaliera prodotta dagli inverter del campo nell'intero mese e quelli di irraggiamento forniti dal sito ABB di ottenere i dati di rendimento giornaliero corretti. Di seguito in dettaglio si illustrano le strategie adottate per eliminare gli errori:

Ombratura sul sensore dell'irraggiamento

Osservando l'andamento di irradianza e potenza prodotta per i giorni di un determinato mese si osserva che l'intervallo di tempo in cui l'ombra si proietta sul sensore resta circa costante, infatti varia con tempistiche maggiori nel corso dell'anno. Per Ottobre 2017 Ad esempio questo intervallo va dalle ore 13:00 alle ore 15:30. I dati di rilevamento dal sito di ABB sono forniti con cadenza ogni dieci minuti a partire dalle 00:00 fino alle 23:50 per ognuno dei 69 inverter per l'energia, e ogni dieci minuti con valore unico per tutto il campo per l'irraggiamento. Tramite un codice Matlab si è provveduto ad eliminare dai valori finali giornalieri di entrambe le grandezze i dati ricevuti nella finestra temporale in cui è presente l'ombra, in modo che il loro rapporto non sia affetto da errore. In figura il grafico di potenza e irradianza dell'impianto nell' 8-10-2017. In rosso la parte di dati esclusa nel calcolo del rendimento

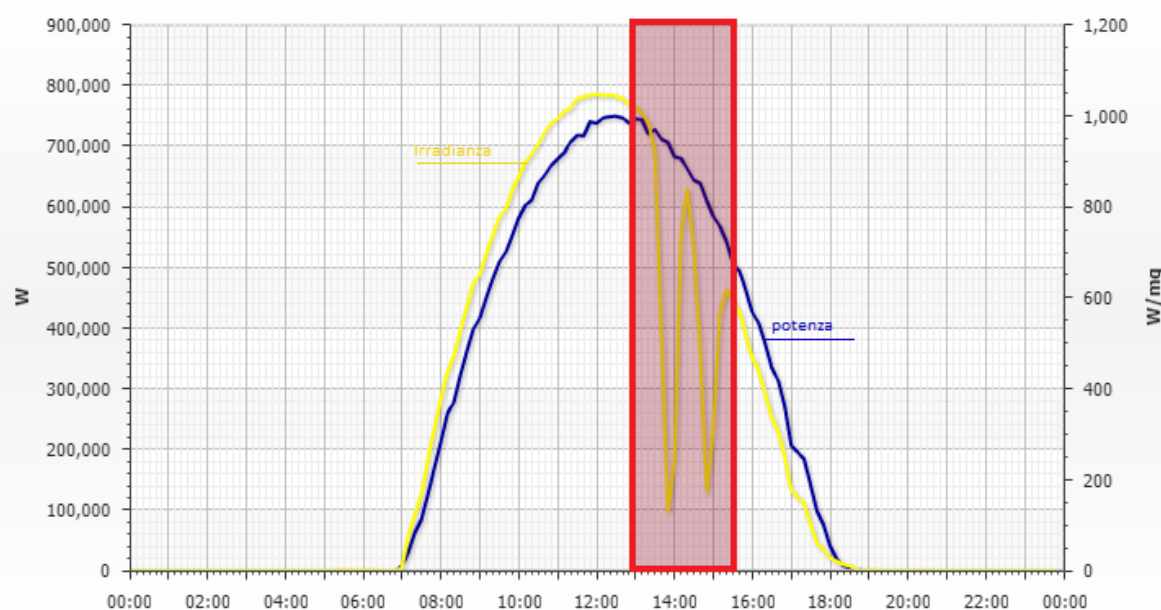


Figura 33 - andamento potenza e irradianza con intervallo dati escluso per ombratura 8-10-2017

In questo caso si avrà per l'energia di ogni inverter:

$$En_{depurata} = En(23:50) - [En(15:30) - En(13:00)]$$

Per l'irraggiamento del campo:

$$Hg_{depurato} = Hg(23:50) - [Hg(15:30) - Hg(13:00)]$$

Il programma riceve quindi in input **i dati giornalieri dei 69 inverter** per il mese in analisi esportati da ABB in formato Excel (per Ottobre 31 file Excel per l'energia e 31 per l'irraggiamento), e **i valori degli estremi di riferimento corrispondenti alle ore** di inizio e fine ombreggiatura, restituendo in output un vettore con i dati di irraggiamento giornaliero depurato (1 x 31) e una matrice di energia giornaliera prodotta depurata (69 x 31).

Di seguito tabulati parte degli estremi di riferimento degli orari da utilizzare nel programma.

riferimento	orario								
37	06:00	55	09:00	73	12:00	91	15:00	109	18:00
38	06:10	56	09:10	74	12:10	92	15:10	110	18:10
39	06:20	57	09:20	75	12:20	93	15:20	111	18:20
40	06:30	58	09:30	76	12:30	94	15:30	112	18:30
41	06:40	59	09:40	77	12:40	95	15:40	113	18:40
42	06:50	60	09:50	78	12:50	96	15:50	114	18:50
43	07:00	61	10:00	79	13:00	97	16:00	115	19:00
44	07:10	62	10:10	80	13:10	98	16:10	116	19:10
45	07:20	63	10:20	81	13:20	99	16:20	117	19:20
46	07:30	64	10:30	82	13:30	100	16:30	118	19:30
47	07:40	65	10:40	83	13:40	101	16:40	119	19:40
48	07:50	66	10:50	84	13:50	102	16:50	120	19:50
49	08:00	67	11:00	85	14:00	103	17:00	121	20:00
50	08:10	68	11:10	86	14:10	104	17:10	122	20:10
51	08:20	69	11:20	87	14:20	105	17:20	123	20:20
52	08:30	70	11:30	88	14:30	106	17:30	124	20:30
53	08:40	71	11:40	89	14:40	107	17:40	125	20:40
54	08:50	72	11:50	90	14:50	108	17:50	126	20:50

Figura 34 - tabella parziale riferimenti orari programma Matlab

Errori di comunicazione del portale ABB

Per eliminare gli errori di comunicazione del datalogger che provocano dati di energia eccessivamente alti il programma procede nel modo seguente. Il codice Matlab effettua il calcolo dell'energia media prodotta dagli inverter per ogni giorno, dopodiché effettua una verifica confrontando questo valore con quello di energia prodotta da ogni inverter, ovvero calcolando lo **scostamento relativo rispetto al valor medio SR**:

$$SR = \frac{E_i - E_m}{E_m}$$

Dove E_i è l'energia giornaliera del generico inverter “i” e E_m l'energia giornaliera media.

Se SR supera il 25%, il valore di energia prodotta viene eliminato dalla matrice. È stato scelto il 25% avendo osservato che con buona approssimazione tutti i valori dovuti ad errori di comunicazione ricadono al di sopra di questa soglia, mentre i valori corretti al di sotto.

Una volta ottenuta la matrice dell'energie depurate e il vettore dell'irraggiamento depurato si possono calcolare i rendimenti giornalieri come descritto precedentemente.

Un problema riguardante il procedimento adottato è che il rendimento di un modulo essendo funzione della temperatura di cella, è indirettamente dipendente dalla temperatura ambiente e dall'irraggiamento, dunque varia durante la giornata con questo andamento: maggiore durante le prime ore diurne e le ore serali, minore durante le ore centrali del giorno.

Tuttavia la variazione durante il giorno (dell'1% circa come valore massimo) non è tale da comportare un errore che renda non apprezzabile il risultato dell'analisi. Inoltre l'errore commesso nell'esclusione di una fascia temporale si ripercuote in egual modo su tutti gli inverter per un determinato mese, essendo costante ed uguale per tutti per la finestra di dati esclusa in quel mese. Di conseguenza è sempre possibile effettuare un confronto per capire quali inverter abbiano un funzionamento irregolare.

Fermo impianto e Condizioni metereologiche non ottimali

Ottenuti i rendimenti giornalieri degli inverter per ciascun giorno del mese è stata effettuata una media mensile per ogni inverter escludendo i giorni in cui l'irraggiamento è stato particolarmente basso e i giorni in cui si sono riscontrati fermi impianto.

Studio Resistenza di isolamento e recupero dati nella finestra ombrata

Prima di ritenere completa l'analisi effettuata bisogna fare un'ulteriore riflessione. Dal momento in cui la principale causa di abbassamento del rendimento degli inverter è la non accensione per bassa resistenza di isolamento, il tempo in cui avviene il monitoraggio diventa un fattore determinante sul calcolo dell'efficienza. Avendo eliminato dal calcolo i dati relativi a diversi archi temporali a causa del problema dell'ombreggiatura sul sensore dell'irradianza,

non è possibile sapere se un inverter in quell'intervallo era in produzione o meno. Per avere un calcolo del rendimento corretto è necessario utilizzare anche questi dati di produzione senza però utilizzare i valori di irraggiamento, poiché errati. **Si è scelto quindi di utilizzare come riferimento per il calcolo del rendimento gli inverter che nel periodo di analisi 2017-2018 non hanno avuto problemi di produzione, di isolamento e quindi di accensione;** partendo dal risultato per questi ottenuto per ottenere l'efficienza degli altri.

Per stabilire gli inverter da scegliere come riferimento è stata quindi effettuata una seconda analisi, sullo stesso periodo, riguardante la resistenza di isolamento. Per i diversi inverter è stata stimata una **resistenza di isolamento media mensile** effettuando una media dei valori della Resistenza di isolamento di 4 giornate di cielo sereno per ogni mese, laddove si siano effettivamente verificate. In mesi di condizioni meteo particolarmente sfavorevoli è stato scelto un numero di giorni inferiore. Le giornate scelte per il calcolo sono state:

Gennaio 2017: 1-7-12-30, Febbraio 2017: 5-7-10-25, Marzo 2017: 11-18-26-31, Aprile 2017: 11-14-18-30, Maggio 2017: 2-19-24-29, giugno: 8-11-14-21, Luglio 2017: 4-7-14-28, Agosto 2017: 2-7-15-26, Settembre 2017: 3-5-6-12, Ottobre 2017: 8-13-26-29, Novembre 2017: 8-19-27, Dicembre 2017: 6-14-15-23, Gennaio 2018: 3-18-22-30, Febbraio 2018: 4-16, Marzo 2018: 7-28-30, Aprile 2018: 3-6-20-24, Maggio 2018: 7-12-14.

Come nella precedente analisi di isolamento il valore della Resistenza di isolamento di una giornata è stato ottenuto dalla media dei valori della Resistenza di isolamento dalle ore 13:00 alle 14.30 in modo da minimizzare gli effetti delle condizioni meteo, temperatura e umidità valutandone il valore massimo. Anche in questo caso il calcolo dei valori delle resistenze medie mensili è stato effettuato tramite un programma Matlab.

Si è ottenuto quindi l'andamento della resistenza media mensile nell'ultimo anno di esercizio per i 69 inverter.

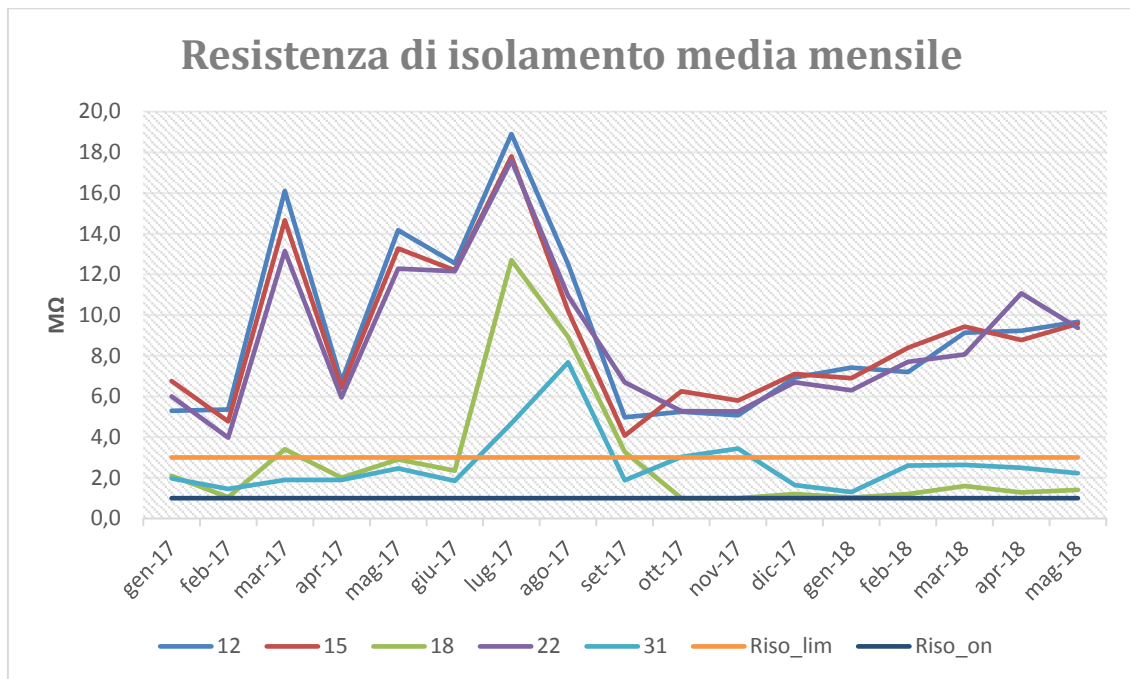


Figura 35 - andamento resistenza di isolamento di un gruppo di inverter del campo

In figura è riportato l'andamento della resistenza di isolamento media mensile ottenuta per 5 inverter, di cui il **12**, il **15** ed il **22** non presentano problematiche di degradamento dei moduli. Il loro valore si mantiene infatti sempre abbondantemente al di sopra dei 3 MΩ; mentre gli inverter **18** e **31** hanno una Resistenza di isolamento quasi sempre al di sotto dei 3 MΩ, fatta eccezione per i mesi estivi del 2017, in cui si ha un aumento fino a raggiungere la decina di Ohm. In particolare il numero 18 da fine settembre 2017 si assesta sul valore di 1 MΩ mostrando gravi problemi di accensione. Nel grafico sono riportati anche il limite di 3 MΩ adottato per l'individuazione di inverter malfunzionanti, indicato come **R_{iso_lim}**, ed il limite di accensione di 1 MΩ, indicato come **R_{iso_on}**. Malgrado si sia scelto di utilizzare solo dei giorni di cielo sereno per avere un andamento maggiormente lineare, si osserva come questo parametro sia caratterizzato da una grande variabilità, tuttavia per inverter con funzionamento corretto pur essendo variabile sembra mantenersi uguale per tutti. **Ovvero inverter dal funzionamento corretto rispondono in ugual misura alle diverse sollecitazioni meteorologiche esterne.**

Il criterio per individuare un inverter privo di problemi è lo stesso utilizzato in precedenza, ovvero una Resistenza di isolamento media mensile sempre superiore o uguale ai 3MΩ.

Confrontando i dati di rendimento medio mensile e di Resistenza di isolamento media mensile, gli inverter che risultano funzionare sempre correttamente sono i seguenti:

12, 15, 22, 32, 45, 46, 49, 65.

Di seguito l'andamento del rendimento e della resistenza di isolamento media mensile degli inverter sopracitati. L'unica flessione dal comportamento ottimale si ha nel mese di dicembre 2017 per il rendimento dell'inverter 369479, che presenta per alcuni giorni una stringa su quattro disconnessa. Mentre si osserva sempre per lo stesso inverter come la Resistenza di isolamento si stia discostando dai valori di quelli migliori pur mantenendosi sempre ben al di sopra dei 3 MΩ.

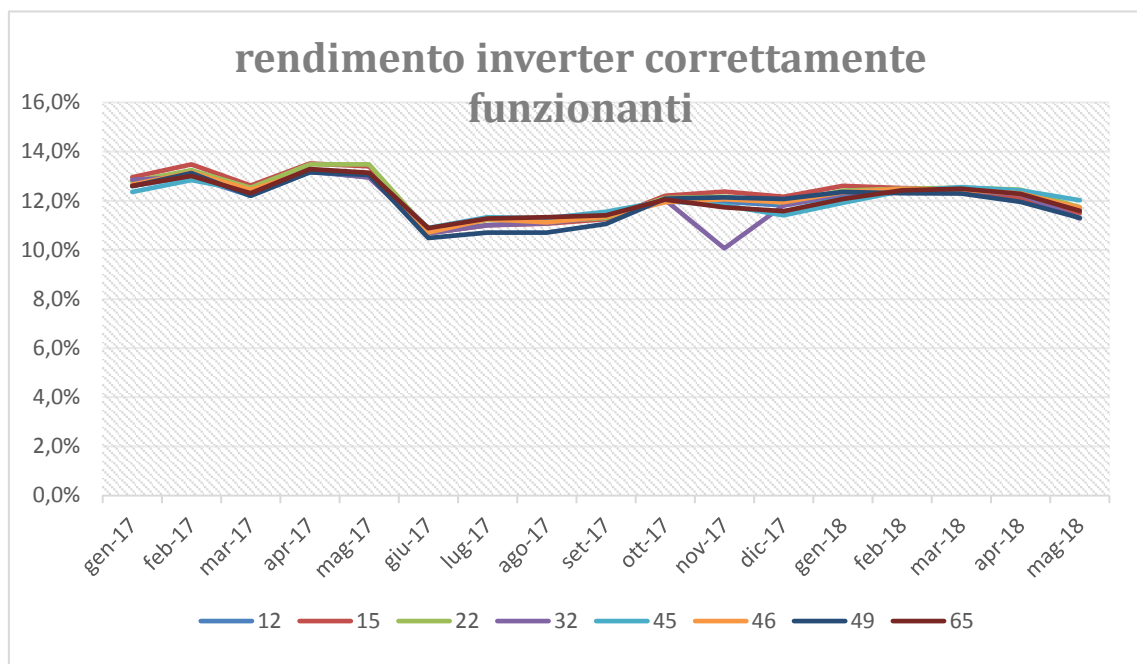


Figura 36 - andamento rendimento inverter dal corretto funzionamento

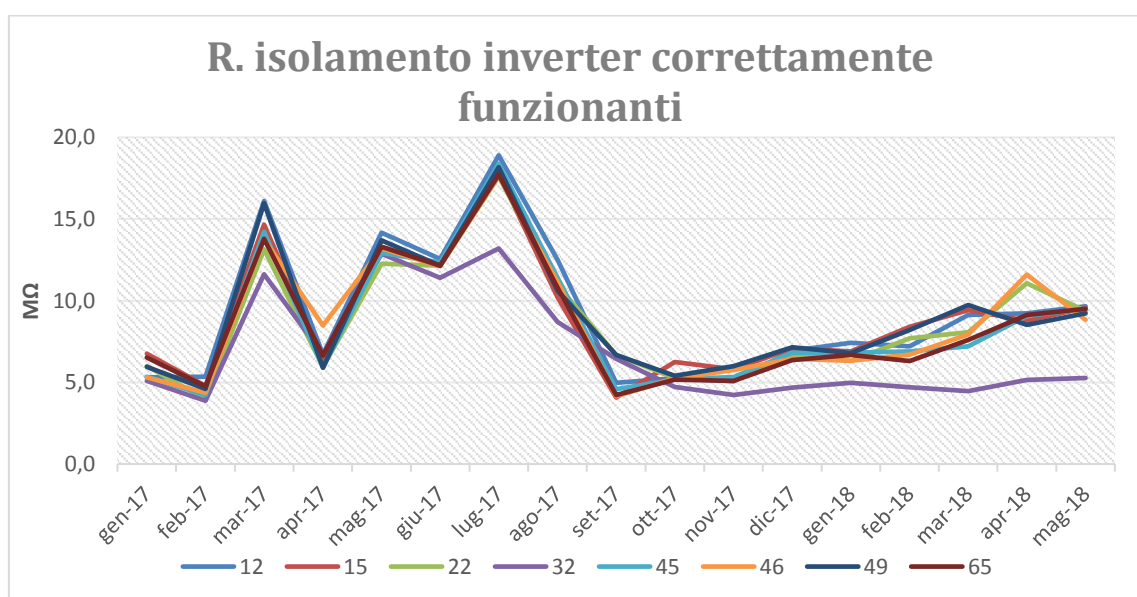


Figura 37 - andamento resistenza di isolamento inverter dal corretto funzionamento

Avendo riscontrato questi inverter privi di problemi nelle analisi effettuate, si hanno valide ragioni per ritenere che anche nella finestra temporale esclusa nella precedente analisi abbiano funzionato correttamente, con rendimento circa costante nelle giornate in oggetto. Si è quindi effettuato il calcolo di un **rendimento medio ottimale giornaliero** e di un **energia media ottimale giornaliera** effettuando la media dei rendimenti e la media delle energie di questi inverter:

$$\eta_{ott} = \sum_{i=1}^n \eta_i / n$$

Equazione 14 - rendimento medio ottimale giornaliero

$$E_{ott} = \sum_{i=1}^n E_i / n$$

Equazione 15 - energia media ottimale giornaliera

Successivamente si è calcolato **il rendimento giornaliero degli altri inverter effettuando una proporzione tra energia prodotta in quella giornata dall'inverter in esame e l'energia media ottimale giornaliera.**

$$\eta_i = \eta_{ott} \cdot E_i / E_{ott}$$

Equazione 16 - rendimento giornaliero inverter (con dati nella finestra ombrata)

Confrontando i risultati con quelli precedentemente ottenuti si riscontrano alcune variazioni, questi aggiornamenti, laddove presenti, sono l'effetto dei dati contenuti negli intervalli di tempo precedentemente esclusi.

- In caso in cui l'inverter che si accende in ritardo produca energia durante la finestra temporale esclusa, il rendimento precedentemente calcolato è minore di quello reale perché non si tiene conto di parte della produzione.

Nella figura seguente si mostra il caso della giornata dell'1/10/2017 in cui l'inverter 14 , matricola 174410, a causa del basso isolamento entra in funzione alle ore 13:10 circa producendo regolarmente per il resto della giornata. L'intervallo di dati escluso per il mese di Ottobre 2017 va dalle ore 13:00 alle ore 15:30.

Il rendimento calcolato escludendo i dati nel periodo di ombra del sensore corrisponde al rapporto tra l'area sottesa alla curva di potenza dell'inverter (in blu), colorata di verde fuori dal rettangolo rosso e l'area sottesa alla curva dell'irradianza (in celeste) fuori dal rettangolo rosso $\eta_1=2,65\%$;

Mentre il rendimento calcolato senza escludere i dati nel periodo di ombra del sensore corrisponde al rapporto tra l'area sottesa all'intera curva di potenza dell'inverter, e l'area sottesa all'intera curva dell'irradianza $\eta_2=6,06\%$.

Il rendimento è stato quindi sottostimato di un valore non trascurabile, circa il 4%.

(l'andamento dell'irradianza nel grafico è stato stimato qualitativamente basandosi sulla curva di potenza di un inverter funzionante correttamente, in quanto i dati forniti dal sensore sono affetti dall'errore dovuto all'ombreggiamento)

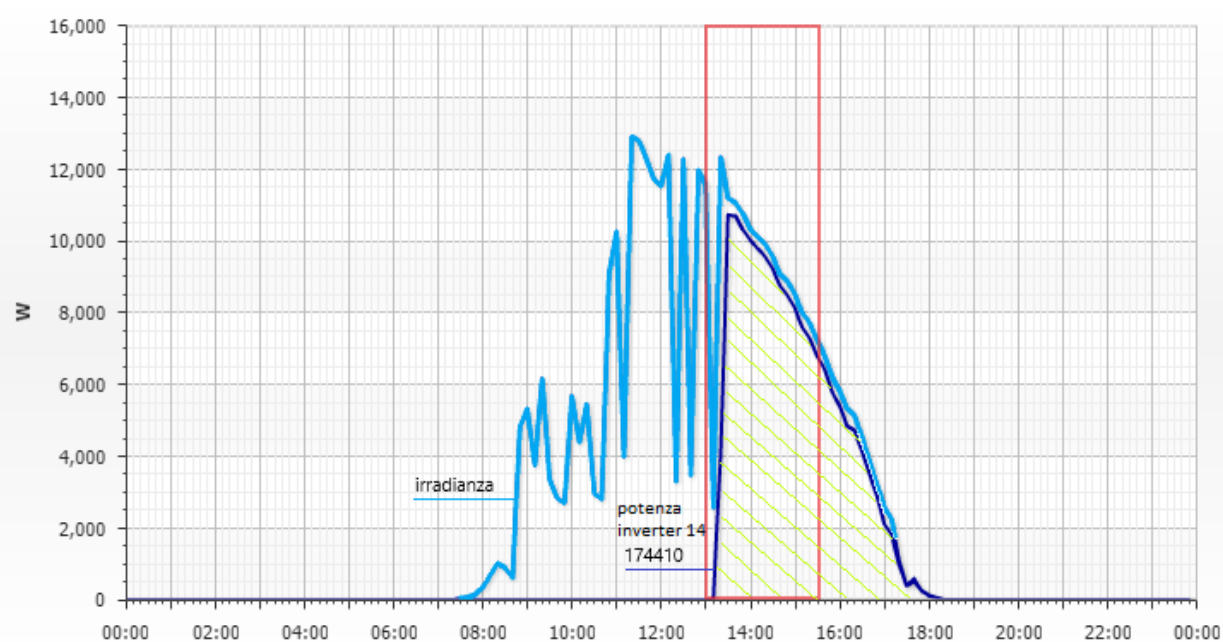


Figura 38 - andamento irradianza e potenza prodotta inverter 14, mat. 174410, nella giornata del 1/10/2017 con intervallo dati escluso

- In caso in cui l'inverter che si accende in ritardo non produca energia durante la finestra temporale esclusa, il rendimento precedentemente calcolato sarà maggiore di quello reale perché non si tiene conto di un'ulteriore perdita di produzione.

Nella figura seguente si mostra il caso della giornata del 9/04/2018 in cui l'inverter 43, matricola 369500, a causa del basso isolamento entra in funzione alle ore 15:50 circa

producendo regolarmente per il resto della giornata. L'intervallo di dati escluso per il mese di Aprile 2018 va dalle ore 11:30 alle ore 16:40.

Il rendimento calcolato escludendo i dati nel periodo di ombra del sensore corrisponde al rapporto tra l'area sottesa alla curva di potenza dell'inverter, fuori dal rettangolo rosso e l'area sottesa alla curva dell'irradianza fuori dal rettangolo rosso; non viene cioè conteggiata la parte di irradianza colorata in giallo $\eta_1=11,9\%$;

Mentre il rendimento calcolato senza escludere i dati nel periodo di ombra del sensore corrisponde al rapporto tra l'area sottesa all'intera curva di potenza dell'inverter, e l'area sottesa all'intera curva dell'irradianza (compresa l'area gialla), $\eta_2=2,07\%$.

Il rendimento è stato quindi sovrastimato di un valore vicino al 9%.

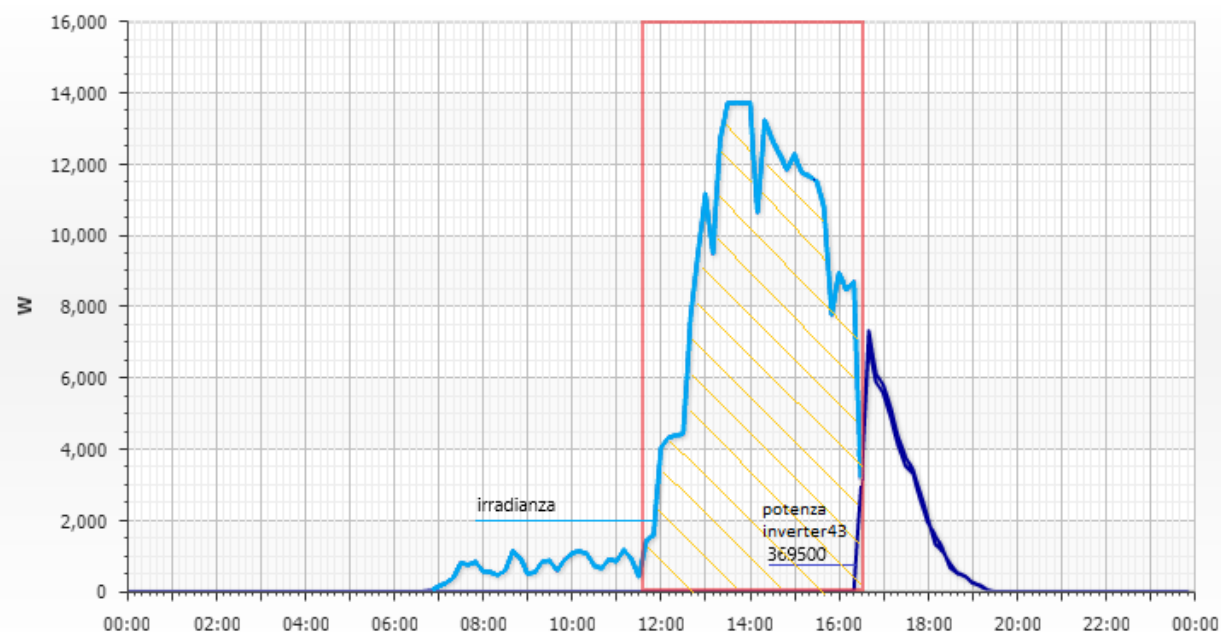


Figura 39 - andamento irradianza e potenza prodotta inverter 43, mat. 369500, nella giornata del 9/04/2018 con intervallo dati escluso.

- Nel caso in cui gli inverter abbiano avuto un funzionamento corretto (regolare accensione e produzione) pur non essendo tra quelli selezionati nel calcolo del rendimento medio ottimale si osserva che il nuovo rendimento non si discosta in genere dal precedente di un valore superiore allo 0,2%.

Una volta completata questa correzione si è ottenuto **il nuovo andamento dei rendimenti medi mensili degli inverter dell'impianto Tummarello dal gennaio 2016 al maggio 2018.**

Analisi andamento giornaliero di tensione e corrente degli inverter

Si è proceduto prendendo in analisi singolarmente gli andamenti ottenuti per verificare laddove si sia riscontrato un comportamento anomalo se questo fosse imputabile alla resistenza di isolamento.

Da questo controllo si è evinto che sui **69** inverter che costituiscono il campo di Tummarrello, **33** hanno avuto nell'ultimo anno delle perdite di produzione imputabili all'isolamento. Tuttavia non è stato facile isolare gli effetti che questo tipo di guasto comporta, perché per limitare i danni provocati da questo problema si è intervenuti sulle stringhe degli inverter che ne risultavano affetti in questo modo:

quando su un inverter si è verificato che la Resistenza di isolamento scendesse sotto il valore di 1 M Ω in modo da non farlo entrare in funzione correttamente per diversi giorni consecutivi, compromettendone seriamente la produzione, si è scelto di disconnettere i moduli responsabili di questo problema, quindi maggiormente danneggiati, bypassandoli, se in numero limitato, oppure disconnettendo una delle due stringhe connesse in parallelo, per poi trasferire tutti i moduli guasti sulla stringa disconnessa e i moduli funzionanti sull'altra, se in numero maggiore.

Si è quindi indagato sul periodo in esame per stabilire la costituzione delle stringhe montate dagli inverter. Essendo mancanti i report sugli interventi di manutenzione effettuati, per risalire alla disposizione dei moduli si sono analizzate le curve di tensione e corrente delle coppie di stringhe degli inverter, forniti dal datalogger e disponibili negli archivi dati del sito ABB.

Essendo ogni inverter dotato di due ingressi per corrente e tensione, ciascuno connesso a una coppia di stringhe in parallelo, formate da 16 moduli in serie, si possono fare le seguenti valutazioni:

- una corrente su uno dei due ingressi uguale a circa metà di quella di un inverter dal corretto funzionamento (ad esempio 7-8 Ampere invece di 16-17 in una giornata serena) implica la disconnessione di una stringa su quell'ingresso. Di seguito l'esempio della giornata del 14-12-2017 in cui dal confronto con l'inverter 12, matricola173059, il numero 24, matricola369464, presenta una stringa disconnessa sull'ingresso 1.

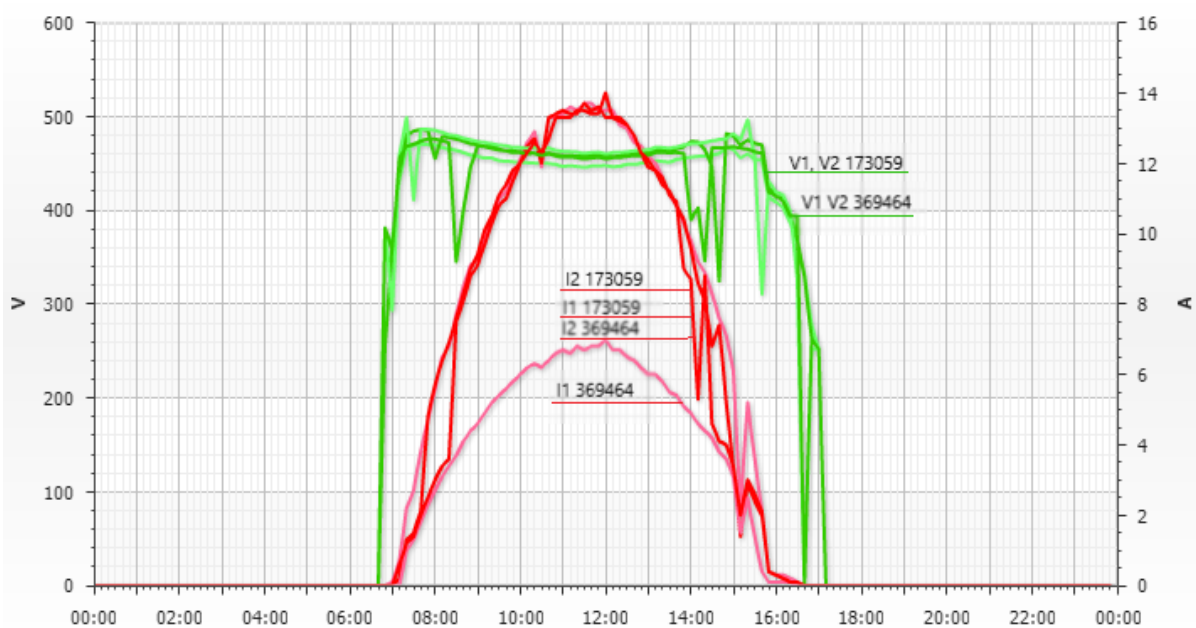


Figura 40 - andamento corrente e tensione inverter 24, mat. 369464 e 12, mat.173059 nel 14-12-2017

- una tensione inferiore a quelle erogate da un inverter dal corretto funzionamento, implica la presenza di uno o più moduli bypassati, circa 1 modulo ogni 20-30 Volt in meno. Di seguito l'esempio della giornata dell'8-10-2017 in cui dal confronto con l'inverter 12, matricola 173059, il numero 18, 369454 presenta moduli bypassati sull'ingresso 1.

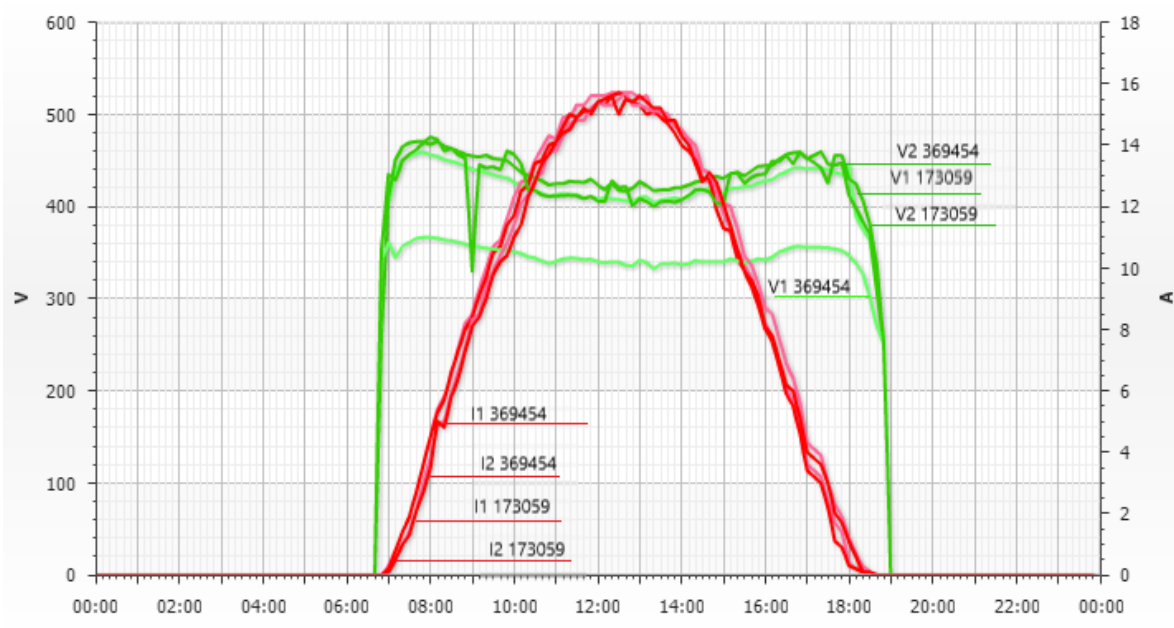


Figura 41 - andamento corrente e tensione inverter 18, mat.369454 e 12, mat.173059 nell' 8-10-2017

Come già affermato precedentemente malgrado si sia cercato di limitare le perdite procedendo con queste disconnessioni spesso gli interventi non sono sufficienti ad eliminare i problemi di isolamento perché più moduli connessi sull'inverter ne sono responsabili. Possono quindi risultare compresenti moduli bypassati, stringhe disconnesse e bassa Resistenza di isolamento tale da ritardare/impedire l'accensione. Tutte queste tre dinamiche provocano contemporaneamente perdite di produzione.

Nella giornata del 12-11-2017, ad esempio, dalle caratteristiche I-V dell'inverter 24, matricola 369464 si osservano:

- più moduli bypassati su ingresso 2
- una stringa disconnessa su ingresso 1
- accensione ritardata dovuta al basso isolamento avvenuta alle ore 13.30.

Le tensioni dell'inverter 24 risultano molto elevate fino alle ore 13:30. Questo si verifica quando l'inverter non è entrato in funzione, infatti come si osserva fino a quel momento le rispettive correnti sono nulle.

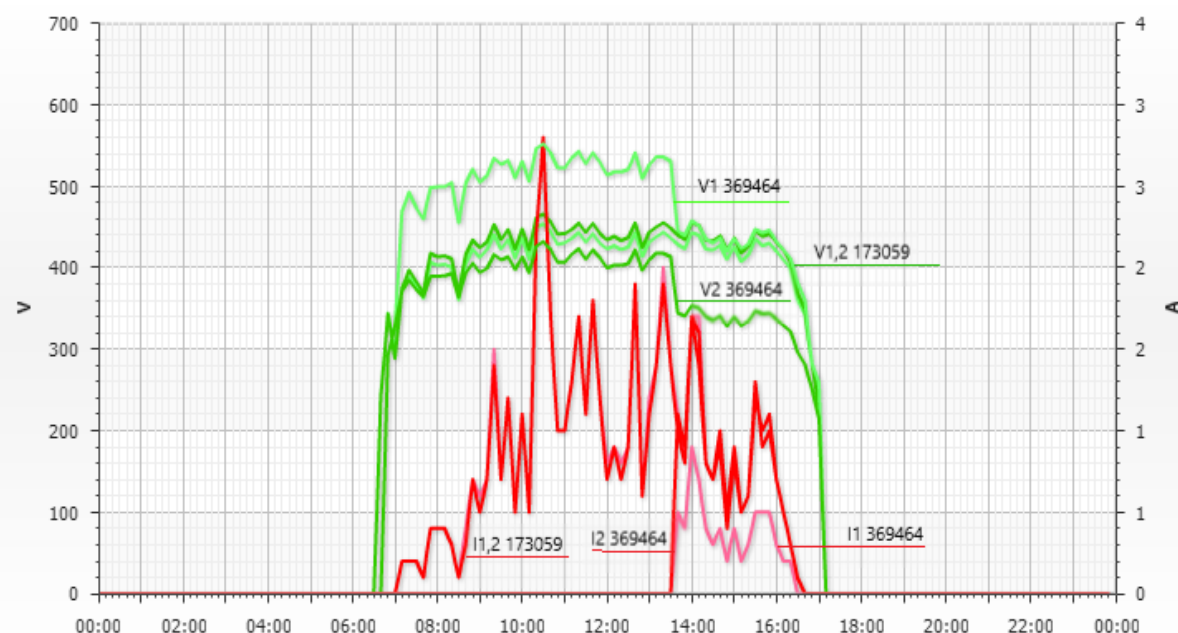


Figura 42 - andamento corrente e tensione inverter 24, mat.369464 e 12, mat. 173059 nell'8-10-2017

Quando le disconnessioni sono state apportate per ridurre i danni dovuti al basso isolamento anche le perdite ad esse legate sono state valutate come imputabili al basso isolamento poiché un danno indiretto provocato da questo.

Si è ritenuto che un intervento di rimozione dei pannelli sia stato effettuato per basso isolamento quando si è avuta per più giorni consecutivi la **non accensione** o l'**accensione molto ritardata** di un inverter avente il corretto numero di moduli, **a cui è seguito un miglioramento** in termini di avviamento, **contemporaneamente alla disconnessione di moduli o stringhe**.

Ad esempio, inverter 31, dalle curve I-V si osserva il seguente comportamento:

- giorno 2/10/2017 **entra in funzione alle ore 13:00 e si spegne alle 15.30** causa basso isolamento, presenta il corretto numero di moduli su ogni stringa.
- giorno 3/10/2017 **entra in funzione alle ore 11:00** causa basso isolamento, presenta il corretto numero di moduli su ogni stringa.
- giorno 4 e 5/10/2017 **non entra in funzione** causa basso isolamento.
- giorno 6/10/2017 **entra in funzione alle ore 16:10 con una stringa disconnessa**, da questo giorno parte con maggiore regolarità.

In questo caso la disconnessione è stata effettuata per problemi di isolamento. **la rimozione di moduli danneggiati ha in parte salvaguardato la produzione dell'inverter** che negli ultimi giorni era stata nulla.

Risultati

Di seguito si riportano alcuni casi di inverter con problemi di isolamento in cui si mostra l'andamento della Resistenza di isolamento e del rendimento, indicato come η , al confronto con quello di un inverter correttamente funzionante, indicato con η_{opt} .

casi di inverter a cui non sono state apportate modifiche nella configurazione elettrica

Gli **inverter 54 e 62** hanno avuto leggeri problemi di isolamento che hanno comportato accensione ritardata ma sui quali per la modesta entità del danno non si è intervenuti modificandone la struttura. Di conseguenza tutte le perdite sono imputabili al basso isolamento.

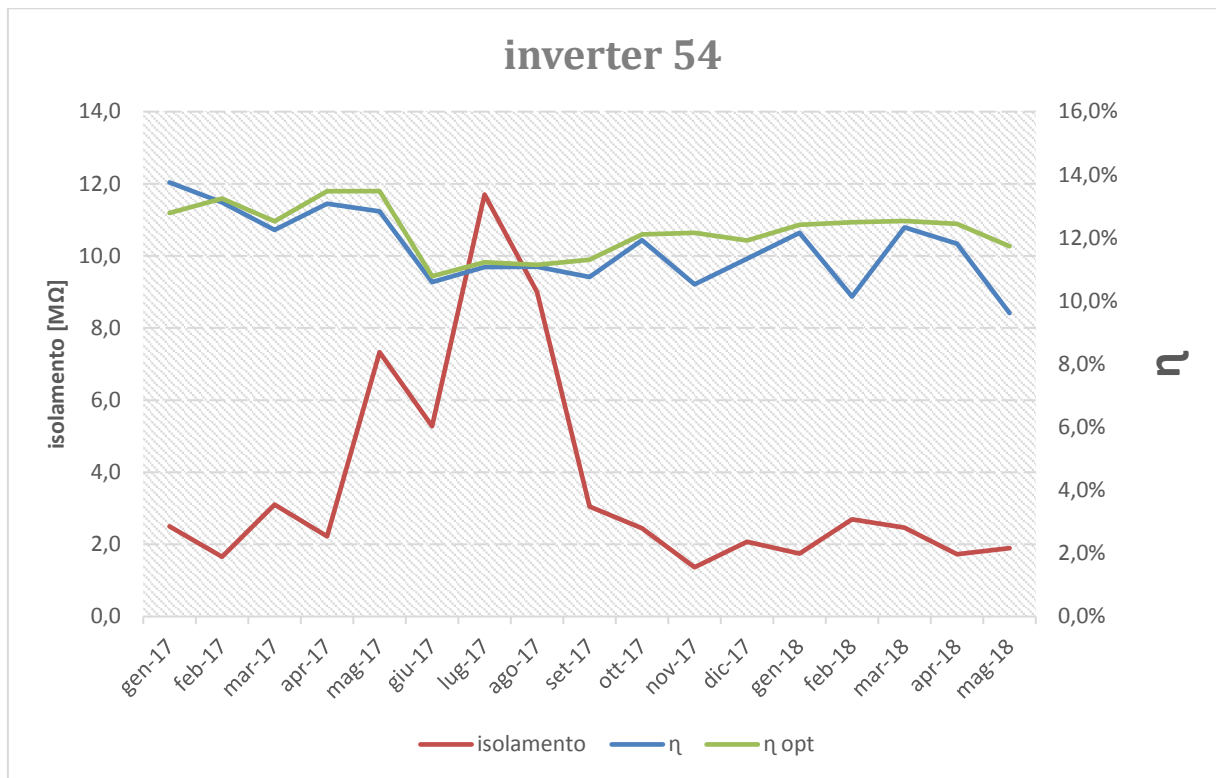


Figura 43 - confronto η dell'inverter 54 con η atteso in relazione all'isolamento

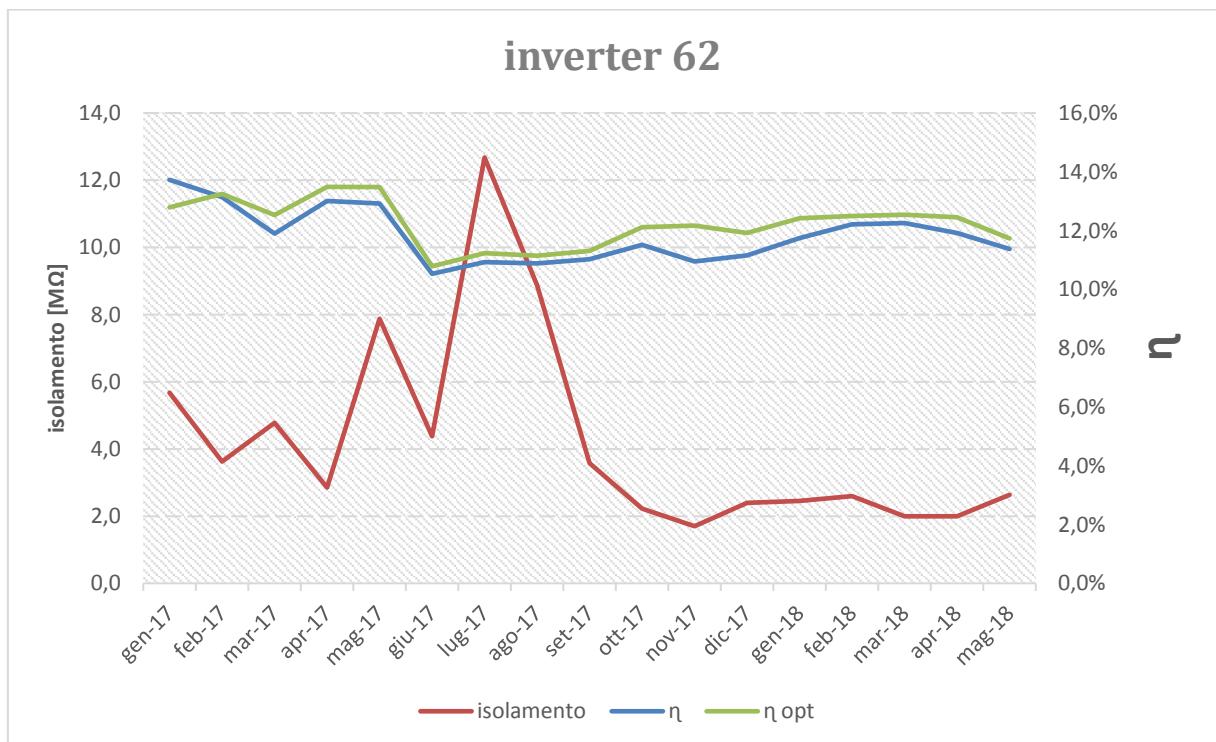


Figura 44 - confronto η dell'inverter 62 con η atteso in relazione all'isolamento

Come si osserva dal grafico l'isolamento di entrambi registrava un valore già basso prima dell'estate 2017, intorno ai 3 MΩ per il 54 e ai 5 MΩ per il 62, con effetti poco evidenti sul

funzionamento. Entrambi aumentano durante l'estate probabilmente per effetto del bel tempo, questo fa sì che la produzione durante questo periodo si accosti a quella ottimale. Nonostante questo, il periodo di condizioni metereologiche favorevoli sembra non arrestare l'evoluzione del difetto che si ripresenta in maniera maggiore da Settembre-Ottobre 2017, in cui la resistenza di isolamento media arriva a misurare 2 MΩ nel 62 e 1,6 MΩ nel 54. Anche con valori di isolamento così bassi, questi due inverter sono ancora nel limite di un funzionamento accettabile, infatti la produzione ne risente in modo non eccessivo, il rendimento scende rispetto a quello di un inverter correttamente funzionante di un valore massimo dell'**1,2 %**.

casi di inverter a cui sono state apportate modifiche nella configurazione elettrica

L'**inverter 43** ha avuto gravi danni di isolamento, tali da costringere a più interventi di bypass.

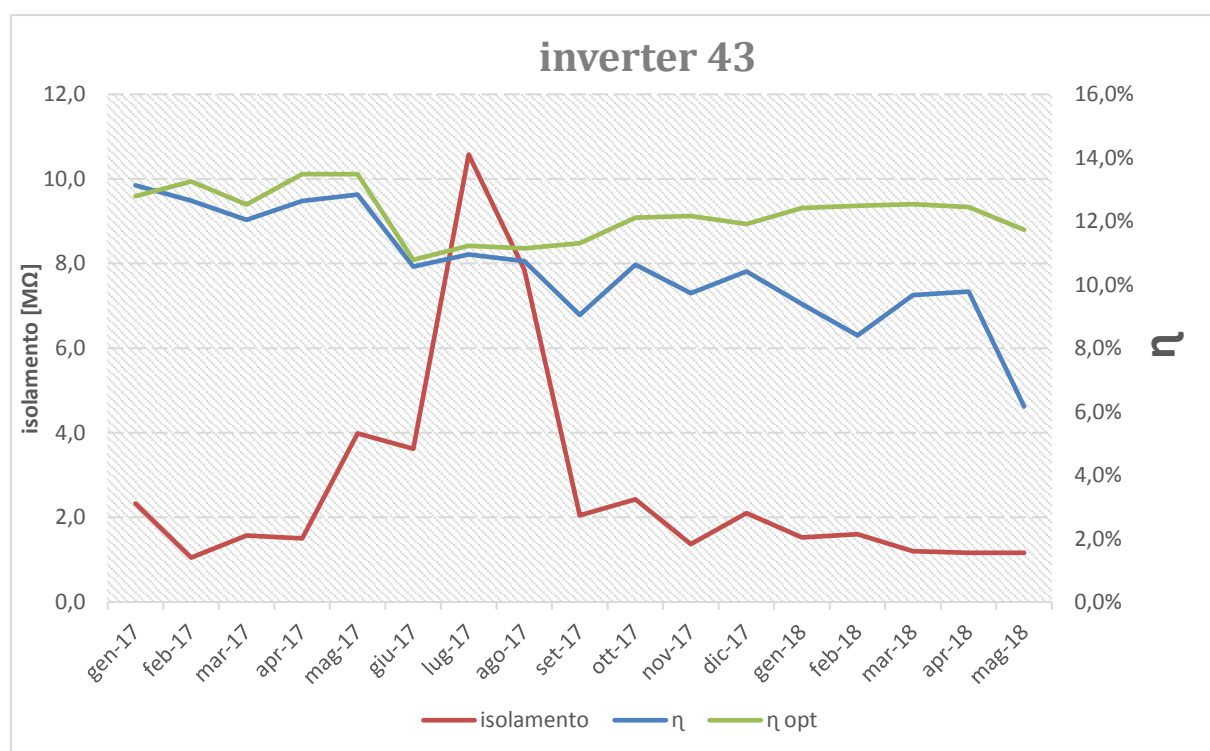


Figura 45 - confronto η dell'inverter 43 con η atteso in relazione all'isolamento

Dal gennaio 2017 aveva Resistenza di isolamento molto bassa, prossima al valore limite di accensione di 1 MΩ, tuttavia non dava gravi problemi in produzione come si osserva dal rendimento. Anche qui in estate, da giugno a agosto, si è avuto l'innalzamento di resistenza di

isolamento e conseguentemente una produzione di energia regolare, comparabile a quella di un inverter senza problemi. A seguito di questo periodo, da Settembre 2017 si ha un novo crollo della Resistenza di isolamento a valori più bassi di quelli di Maggio 2017, con effetti stavolta molto negativi sulla produzione. L'inverter comincia a non partire facendo scendere il rendimento dall'**11,1%** al **9,0%**. Ad ottobre viene quindi operata la disconnessione dei moduli danneggiati. La rimozione si riflette in una miglior partenza dell'inverter ma il rendimento, sia per il minor numero dei pannelli, che per partenze ritardate si mantiene su valori inferiori alla media, **10%** circa. A febbraio vengono ripristinati i moduli bypassati ma la Resistenza di isolamento continua a peggiorare provocando spesso la non accensione, ad aprile si ha quindi un rendimento del **9%**, a fine maggio l'inverter non si accende per diversi giorni viene quindi disconnessa una stringa, il rendimento arriva ad un minimo per quest'ultimo mese di analisi del **6,2%**.

L'**inverter 34** ha avuto gravi danni di isolamento, tali da costringere a più interventi di bypass:

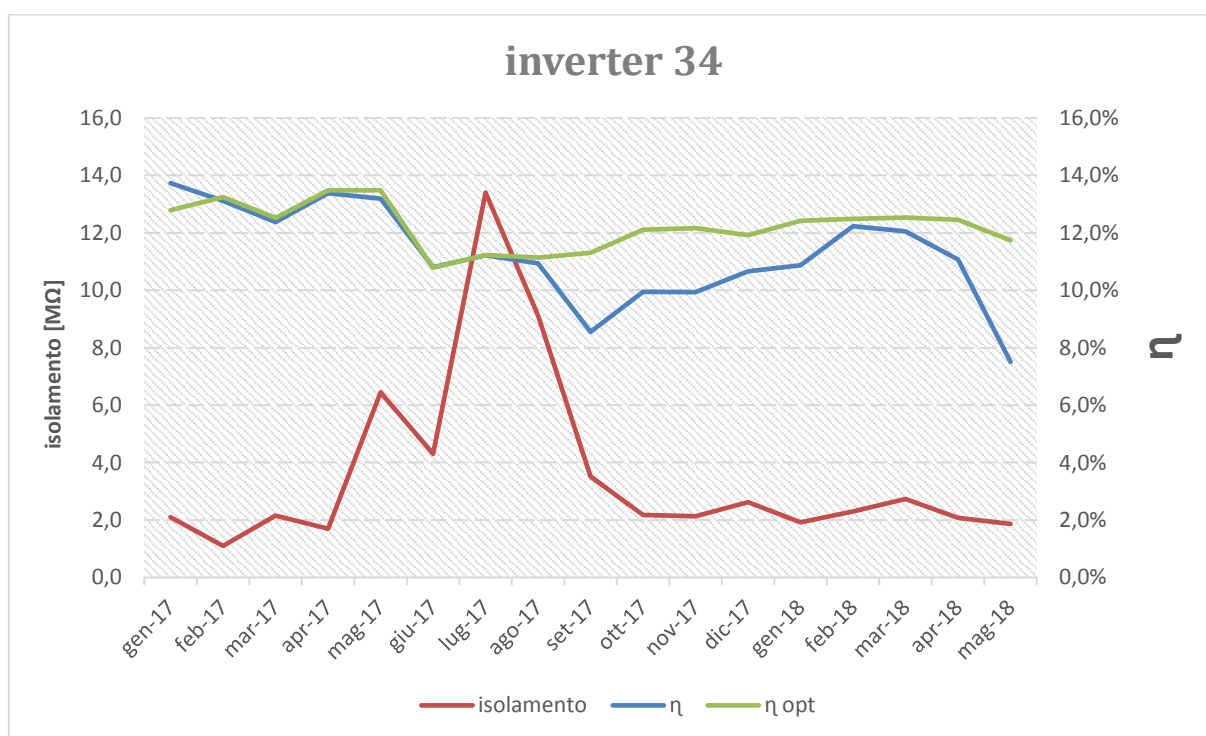


Figura 46 - confronto η dell'inverter 34 con η atteso in relazione all'isolamento

Questo inverter è l'esempio migliore di quanto il problema di produzione legato a questo difetto può essere improvviso. L'inverter 34 da gennaio a maggio 2017 aveva resistenza di

isolamento sempre inferiore a 2 MΩ senza avere alcun problema di produzione. Il suo rendimento e quello dell'inverter 22 (correttamente funzionante) coincidono fino ad agosto 2017. Da Settembre 2017 la resistenza di isolamento torna ai valori precedenti all'inizio dell'estate, con effetti stavolta molto negativi sulla produzione. L'inverter si accende sempre in ritardo facendo scendere il rendimento dall'11,1% al **8,6%**. Il 22 Settembre vengono bypassati più moduli sull'ingresso 2. L'accensione migliora, nell'ultimo periodo del mese aveva avuto infatti più giorni consecutivi di produzione nulla, tuttavia il rendimento si mantiene su valori inferiori a quelli ottimali dell'1-2%. A febbraio vengono ripristinati i moduli bypassati ma la Resistenza di isolamento dopo un iniziale aumento continua a peggiorare provocando ancora ritardi nell'accensione, A Maggio 2018 non si accende con grande difficoltà scendendo ad un rendimento del **7,5%**.

A metà giugno 2018 sono stati ripristinati parte dei pannelli che erano stati bypassati in precedenza, sostituiti con moduli, nuovi avendo il costruttore ritenuto essere rispondenti ai requisiti della garanzia. Tuttavia come precedentemente affermato il problema dell'isolamento dei moduli si ripercuote anche **da un singolo pannello su tutto l'inverter** di conseguenza **i valori di Resistenza di isolamento calcolati fino al termine di Maggio 2018 non vengono modificati dalla connessione di nuovi moduli**, a differenza del rendimento che invece migliora notevolmente.

Panoramica inverter Tummarello

Nel tentativo di comprendere al meglio gli effetti che questo problema ha comportato sull'intero campo e le tempistiche, la medesima analisi è stata effettuata su tutti gli inverter ritenuti affetti da questo difetto.

Di seguito si riporta l'elenco brevemente commentato degli inverter in cui si sono riscontrati i problemi di produzione correlati a quelli di isolamento:

inverter 5 ha una resistenza di isolamento bassa a partire da fine maggio 2017 prima del periodo estivo, con qualche episodio di mancata partenza, che terminano a partire da Giugno 2017. Nel periodo di analisi ha avuto da Ottobre 2017 moduli bypassati sull'ingresso 2 poiché per diversi giorni consecutivi il basso isolamento ne aveva impedito l'accensione, sono stati ripristinati il 15 Giugno 2017.

Inverter 6 ha una resistenza di isolamento molto bassa, sempre al di sotto dei 2 MΩ fatta eccezione per il periodo estivo dell'anno 2017. Nel periodo di analisi dal 29 Settembre 2017 all'8 Febbraio 2018 ha 2 moduli bypassati sull'ingresso 1 e 4 sul 2 per problemi di isolamento, successivamente dal 16 Aprile 2018 ha nuovamente 2-3 moduli bypassati dopo la mancata accensione per più giorni consecutivi.

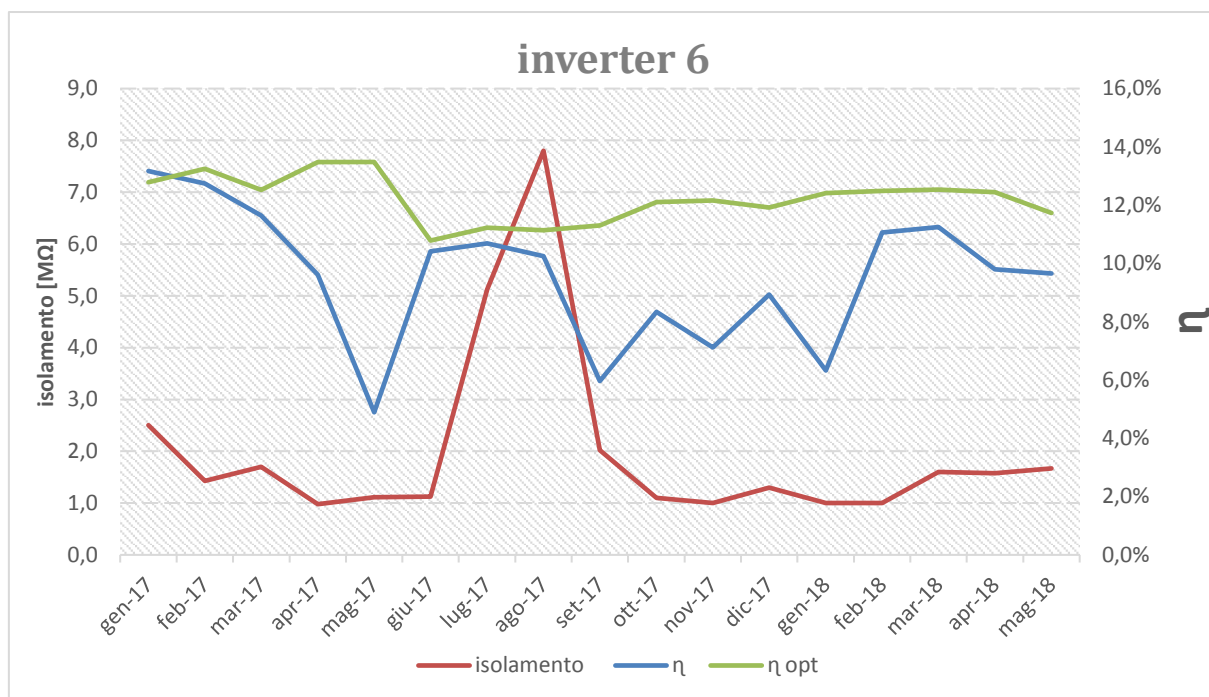


Figura 47 - confronto η dell'inverter 6 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 7 non ha riscontrato ancora problemi in produzione ma comincia ad avere un valore di isolamento basso. Attorno ai 3 MΩ

Inverter 8 ha gravi problemi di isolamento, negli ultimi mesi attorno ai 2 MΩ. Dal primo Novembre 2017 ha 1 modulo bypassati sull'ingresso 2 e 3 moduli sull'ingresso 1, dopo diversi giorni di mancata accensione a causa del basso isolamento. Sono stati ripristinati tutti tranne uno sull'ingresso 1 il 15 giugno 2018.

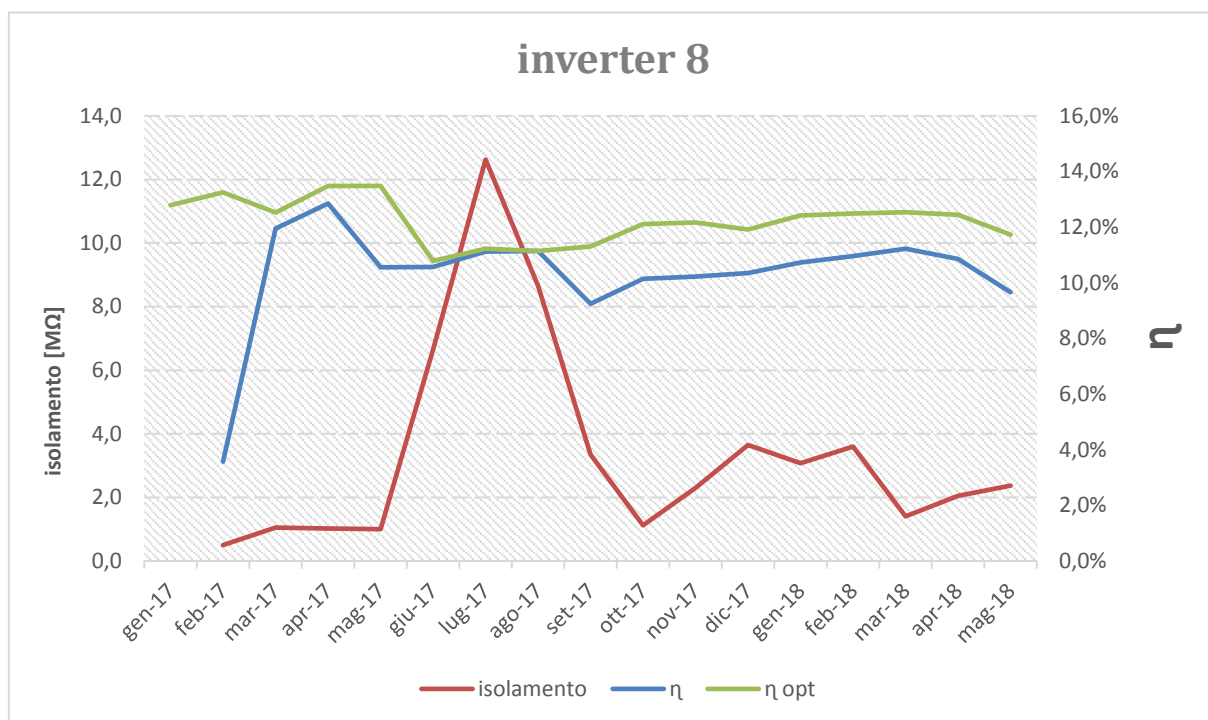


Figura 48 - confronto η dell'inverter 8 con η atteso in relazione all'isolamento

Gli inverter **10** e **11** non hanno comunicato fino ad Aprile 2018 di conseguenza i dati disponibili sono relativi solo agli ultimi mesi di analisi. Hanno entrambi valori di isolamento bassi, vicini ad 1 MΩ. Il **10** ha dal 4 Luglio prima una stringa disconnessa e successivamente più moduli bypassati sull'ingresso 2, l'inverter **11** ha una stringa disconnessa fino al 24 maggio 2018, poi più moduli bypassati su ingresso 2 fino 15 giugno

Inverter 13 negli ultimi mesi non presenta problemi di isolamento. dal 6 Ottobre 2017 ha prima una stringa disconnessa per qualche giorno e successivamente 1 modulo bypassato sull'ingresso 1 fino al 28 Febbraio 2018 a causa degli evidenti problemi di isolamento. Dopo il ripristino i problemi di isolamento non si presentano più. Da allora funziona correttamente. Presenta sempre il corretto numero di moduli

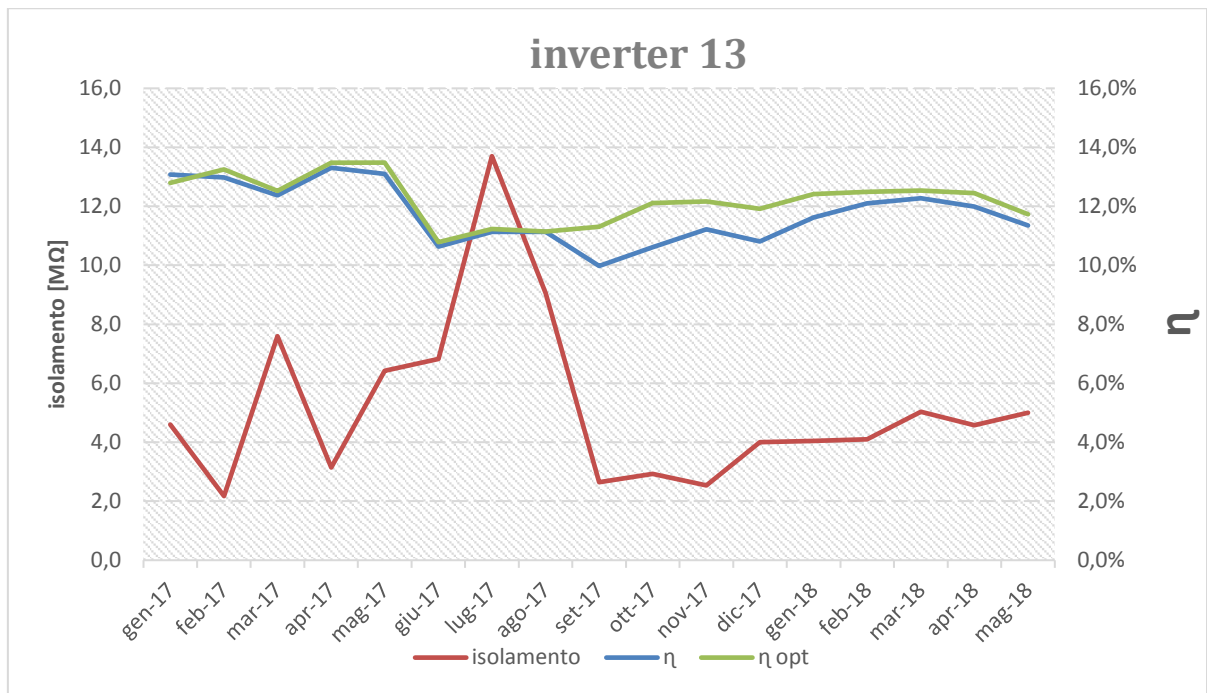


Figura 49 - confronto η dell'inverter 13 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 14 al termine dell'analisi non ha evidenti problemi di isolamento, da Ottobre 2017 a metà Aprile 2018 ha avuto una stringa disconnessa per evidenti problemi di isolamento. Il 14 Aprile viene ripristinata la stringa mancante e vengono sostituiti alcuni moduli infatti la Resistenza di isolamento sale notevolmente.

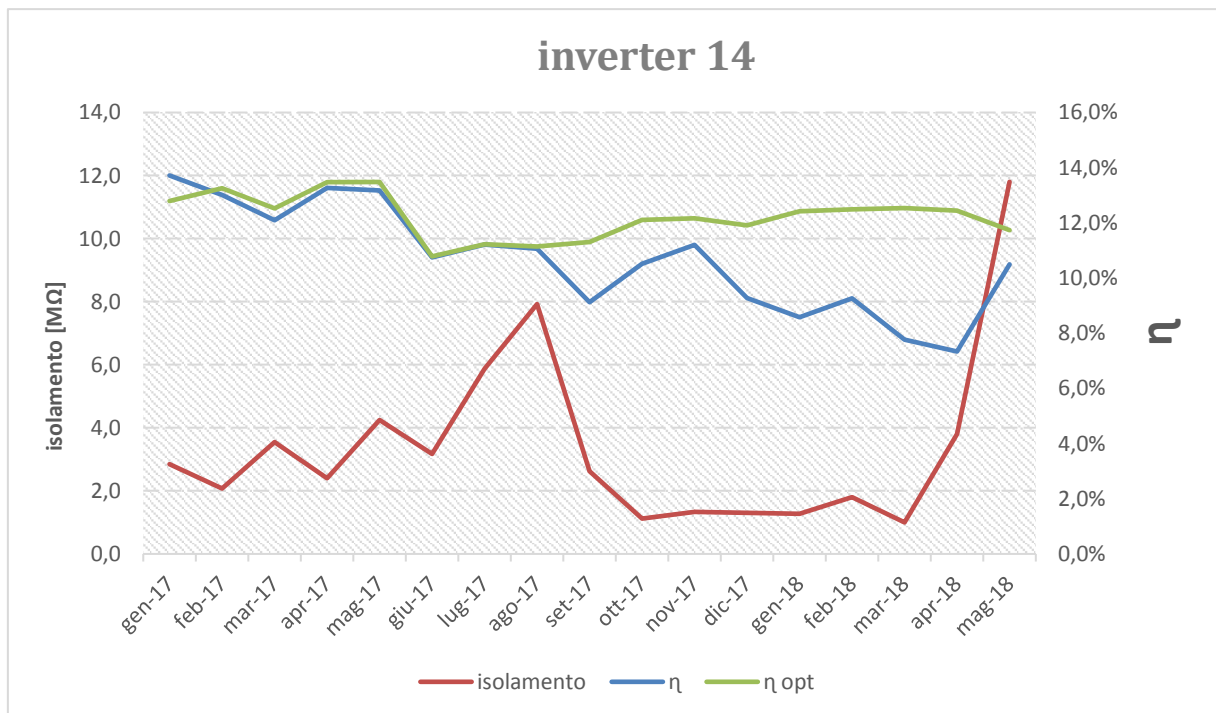


Figura 50 - confronto η dell'inverter 14 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 16 ha un valore di resistenza di isolamento basso, negli ultimi mesi al d sotto dei 3 M Ω . Dal 2 Febbraio 2017 al 20 febbraio 2018 ha 6 moduli bypassati sull'ingresso 1 e sempre dal 2 Febbraio 2017 fino al 21 Novembre 2017 ha 4 moduli bypassati sull'ingresso 2 a causa delle ripetute accensioni ritardate per il basso isolamento.

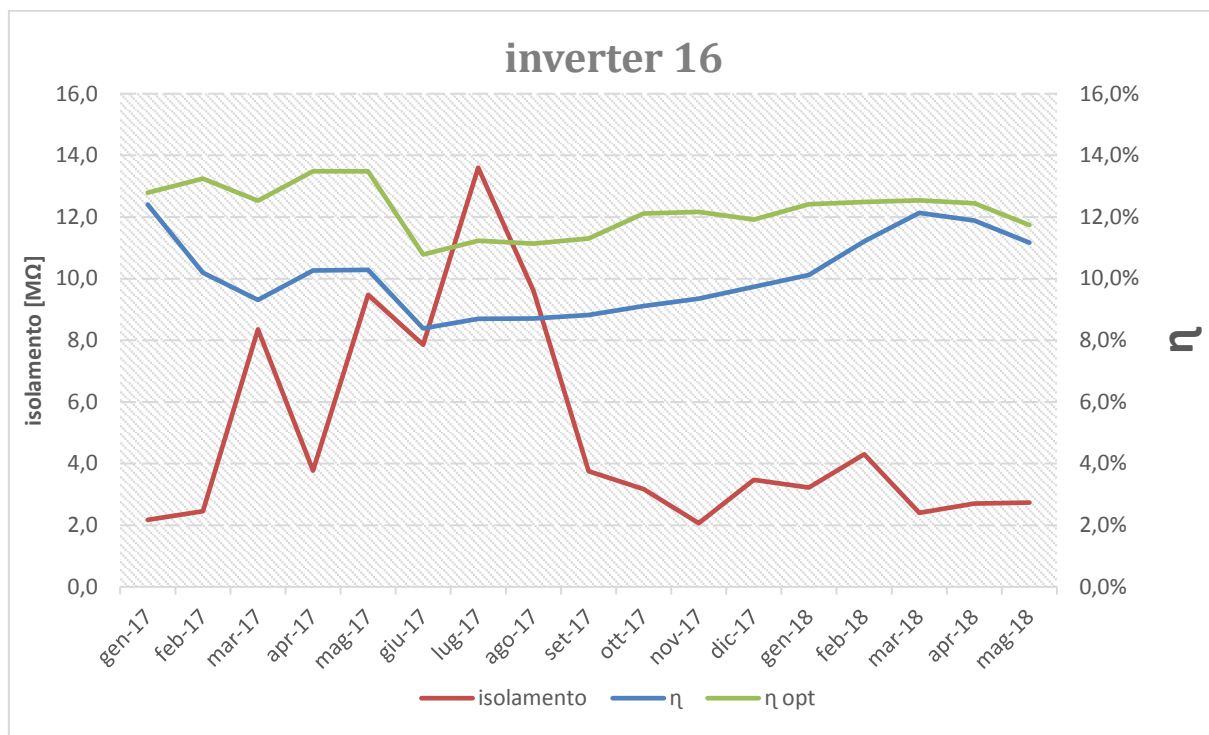


Figura 51 - confronto η dell'inverter 16 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 17 Ha resistenza di isolamento molto bassa, circa 2 M Ω . Molto spesso si accende in ritardo. Da metà Ottobre 2017 Per basso isolamento e problemi di accensione viene prima disconnessa una stringa assieme ad alcuni moduli fino al 20 Novembre 2017, poi si hanno 5 moduli bypassati sull'ingresso 1 e 3 moduli bypassati sull'ingresso 2 fino al 28 Febbraio 2018, dopodiché si hanno solo 2 moduli bypassati sull'ingresso 2 fino a metà Giugno 2018 quando vengono ripristinati tutti i moduli. Questo inverter per numerosi mesi ha evidenti problemi di comunicazione, per questo i dati da febbraio aa Aprile 2017 non sono disponibili.

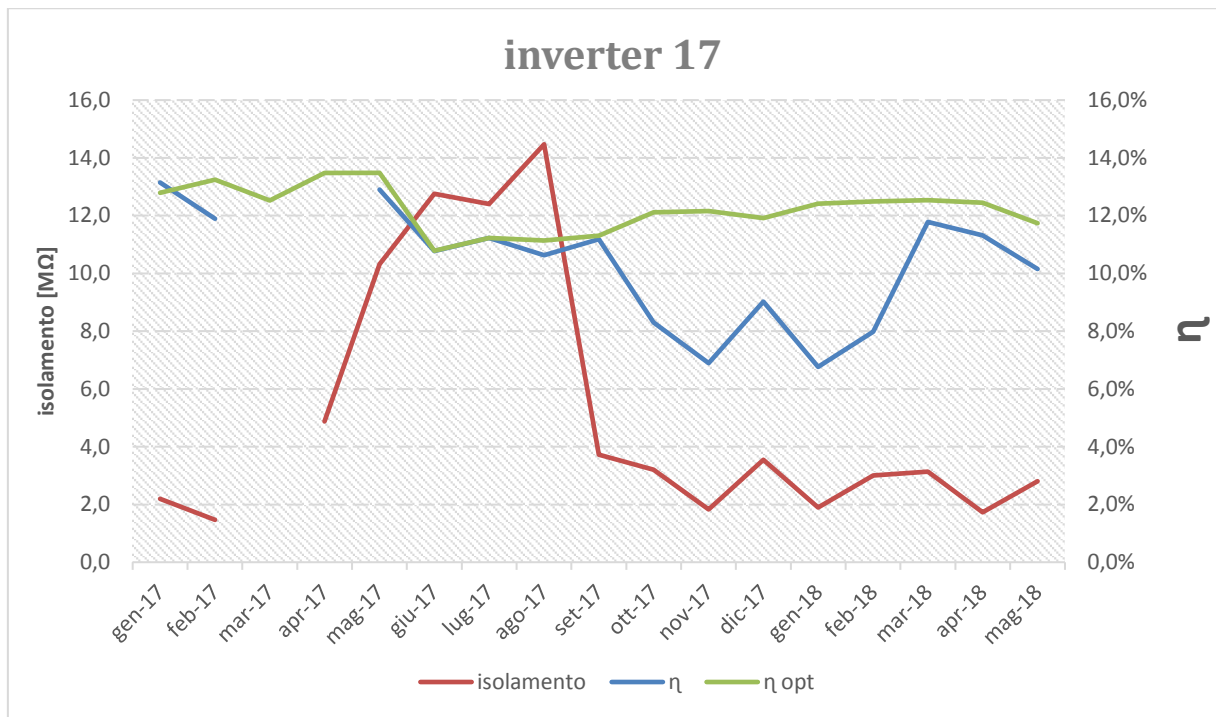


Figura 52 - confronto η dell'inverter 17 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 18 Ha una resistenza di isolamento molto bassa, sempre inferiore ai 2 MΩ nel 2018. Ha spesso fenomeni di non accensione. Da gennaio 2017 ha dapprima una stringa disconnessa per alcuni giorni poi 1 modulo bypassato su ingresso 1 e 2 su ingresso 2, fino al 15 Febbraio 2017 a causa di numerose mancate accensioni. Da fine settembre 2017 fino al 6 Febbraio 2018 ha moduli bypassati sull'ingresso 1 per ripetuti giorni di non accensione per il basso isolamento.

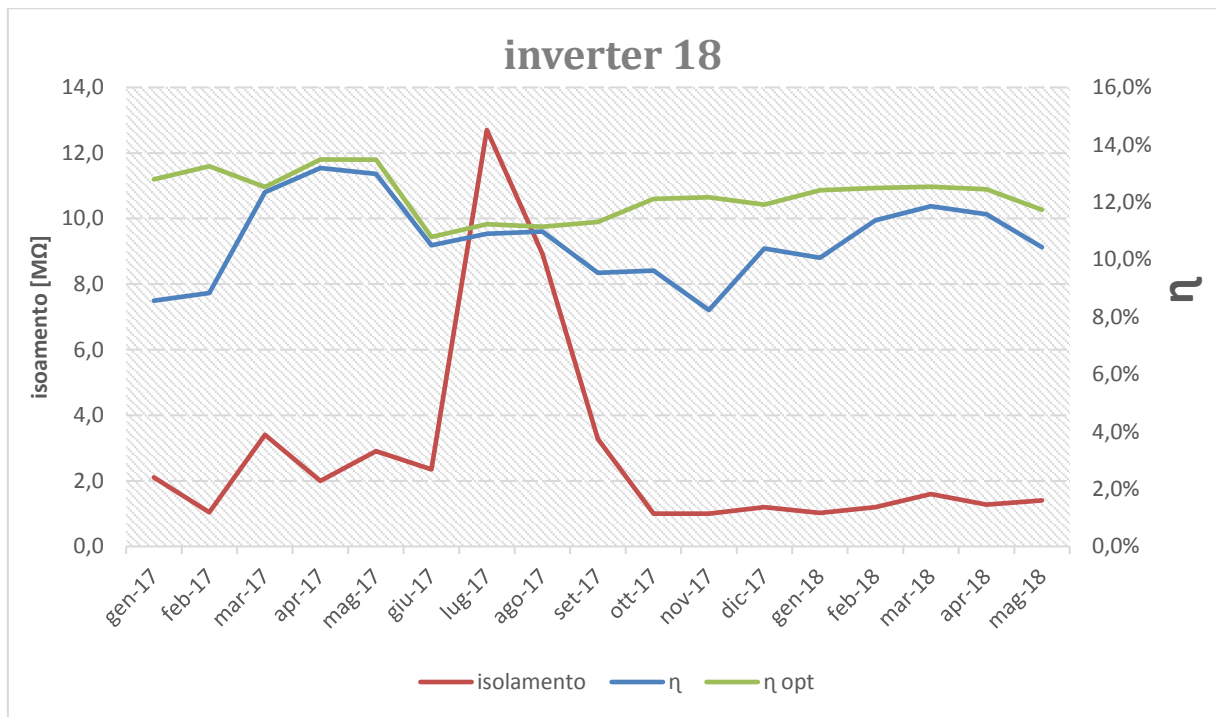


Figura 53 - confronto η dell'inverter 18 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 20 ha problemi di isolamento, la resistenza negli ultimi mesi circa 3 MΩ. Da Gennaio 2017 al 15 Febbraio 2017 ha avuto una stringa disconnessa. Dal 16 Aprile 2018 ha 2 moduli bypassati su ingresso 1 e 3 su ingresso 2 a seguito di numerose accensioni in ritardo.

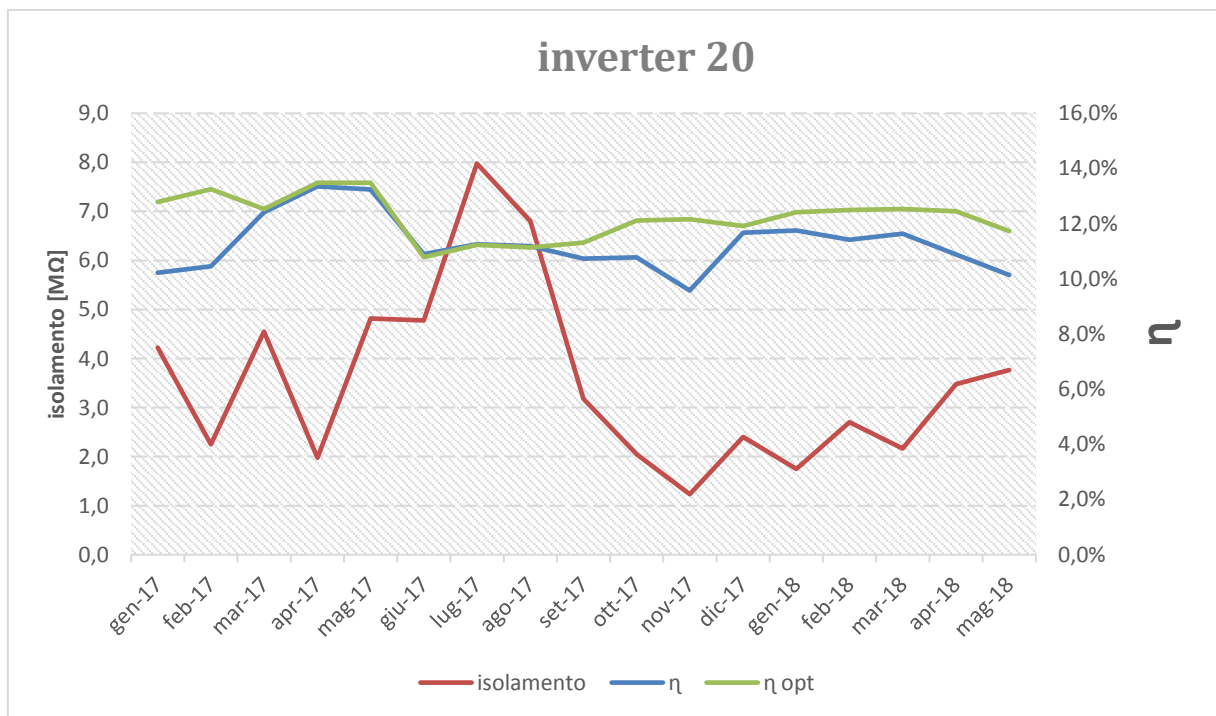


Figura 54 - confronto η dell'inverter 20 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 21 Ha gravi problemi di isolamento, La resistenza misura un valore attorno ai 2 MΩ da Settembre 2017. Ad ottobre, a causa del basso valore della Resistenza di isolamento, non si accende quasi mai, vengono quindi sostituiti uno o più moduli, permettendo di nuovo l'accensione ma il problema di isolamento non viene risolto, si verificano molto spesso partenze in ritardo.

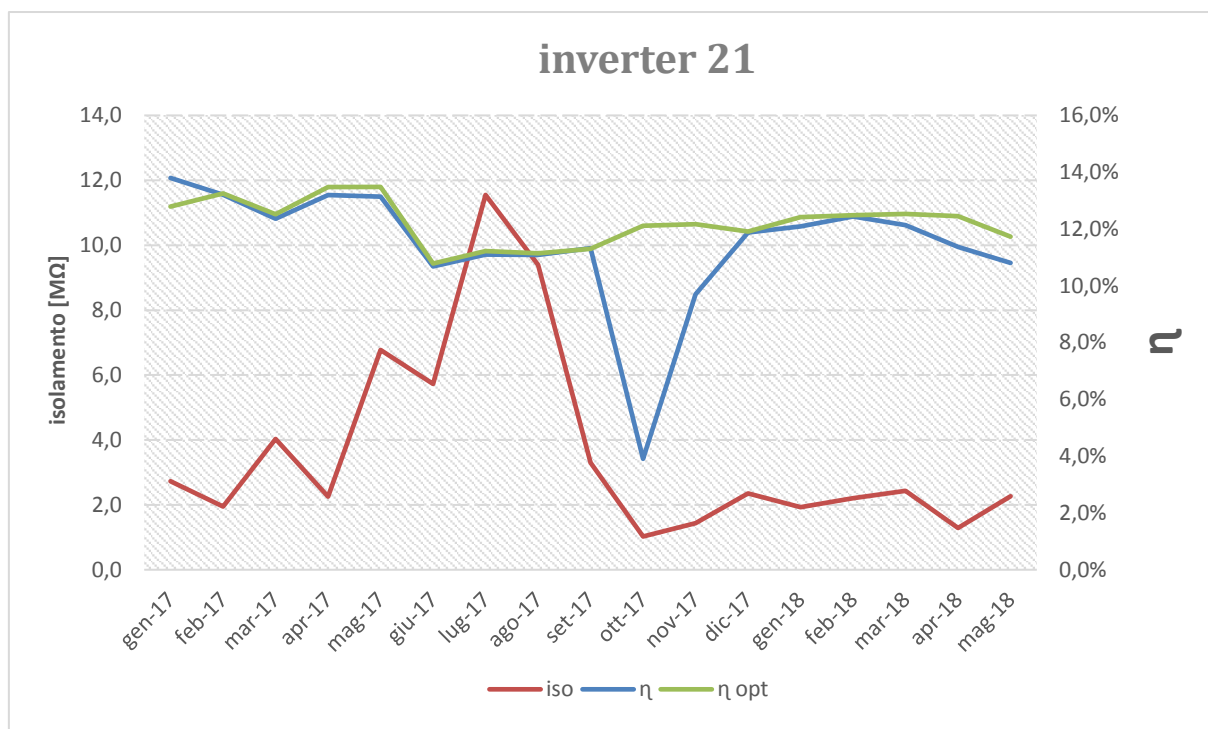


Figura 55 - confronto η dell'inverter 21 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 23 ha leggeri problemi in isolamento che non hanno dato ancora problemi in produzione.

Inverter 24 ha una resistenza di isolamento molto bassa, negli ultimi tre mesi attorno ad 1 MΩ. Dal 9 Ottobre 2017 a Novembre 2017 ha 2 moduli bypassati sull'ingresso 1 e 3 moduli bypassati sull'ingresso 2 a seguito di numerose mancate partenze per il basso isolamento. A Novembre 2017 fino al 9 Febbraio 2018 ha una stringa disconnessa e 2 moduli bypassati su ingresso 2.

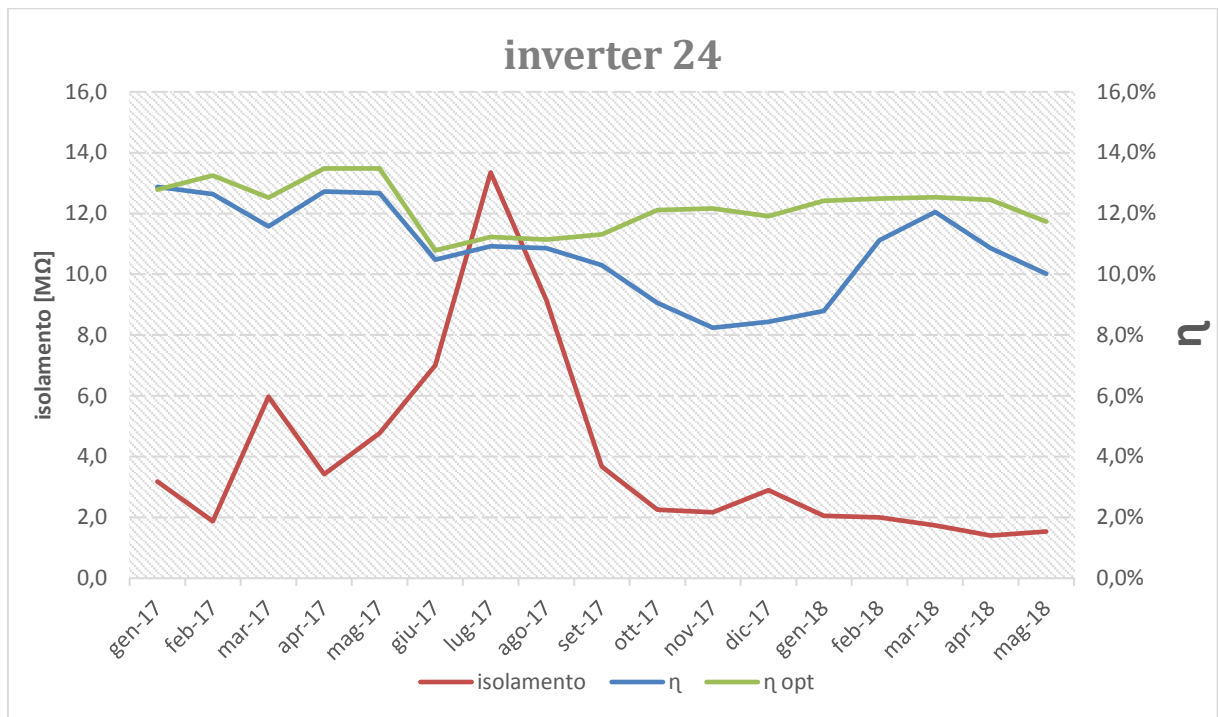


Figura 56 - confronto η dell'inverter 24 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 26 Ha gravi problemi di isolamento, da Settembre 2017 sempre attorno al MΩ. Dal Gennaio 2017 al 9 Febbraio 2018 ha avuto 2 moduli bypassati sull'ingresso 2. Dal 24 Maggio 2018 ha 3 moduli bypassati su ingresso 1 per numerose partenze in ritardo.

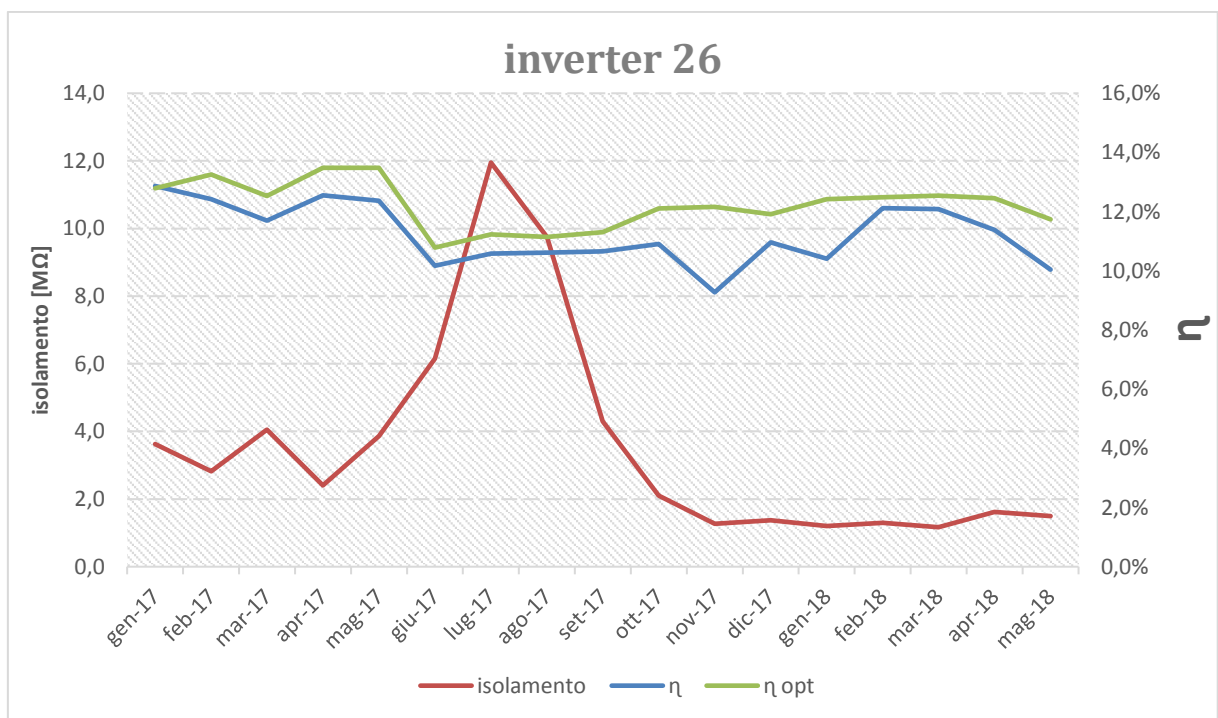


Figura 57 - confronto η dell'inverter 26 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 31 Ha gravi problemi di isolamento. Dal 6 Ottobre 2017 fino al 4 Dicembre 2017 ha una stringa disconnessa a seguito di mancate partenze per il basso isolamento.

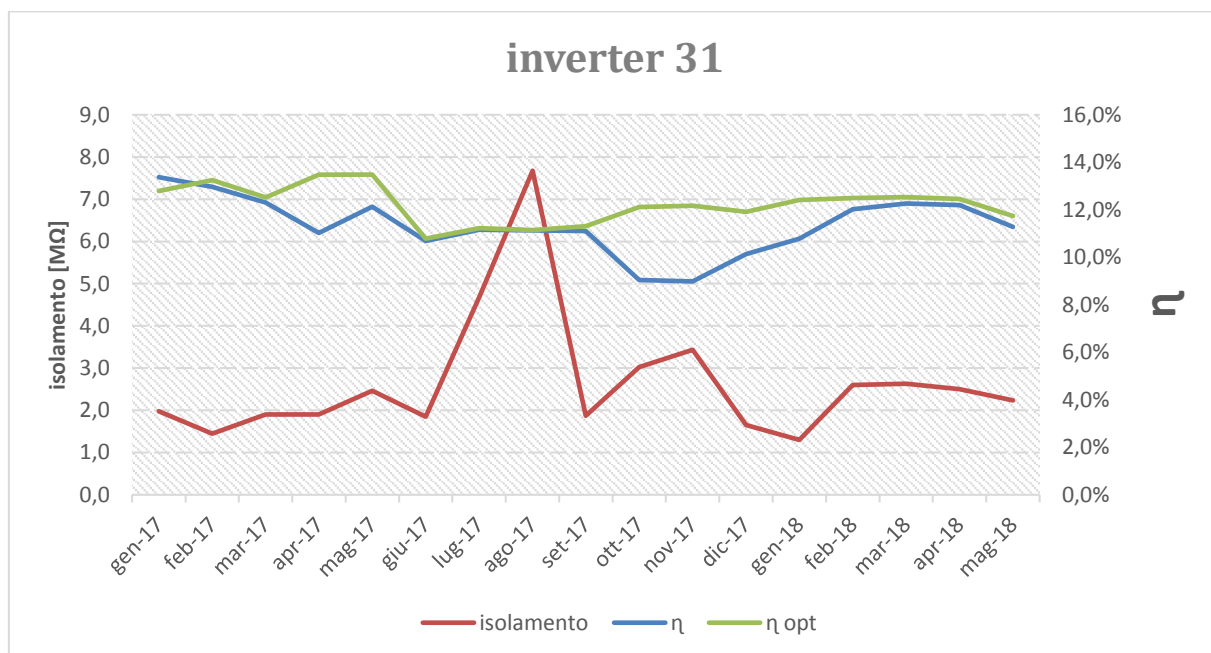


Figura 58 - confronto η dell'inverter 31 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 35 Ha gravi problemi di isolamento, attorno ai 3 MΩ negli ultimi mesi. Dal 27 Settembre 2017 fino al 7 Febbraio 2018 ha 4 moduli bypassati sull'ingresso 1 numerose mancate accensioni. Dall'11 Luglio 2018 ha 2 moduli bypassati sull'ingresso 2 e 4 sull'1 per4 il basso isolamento.

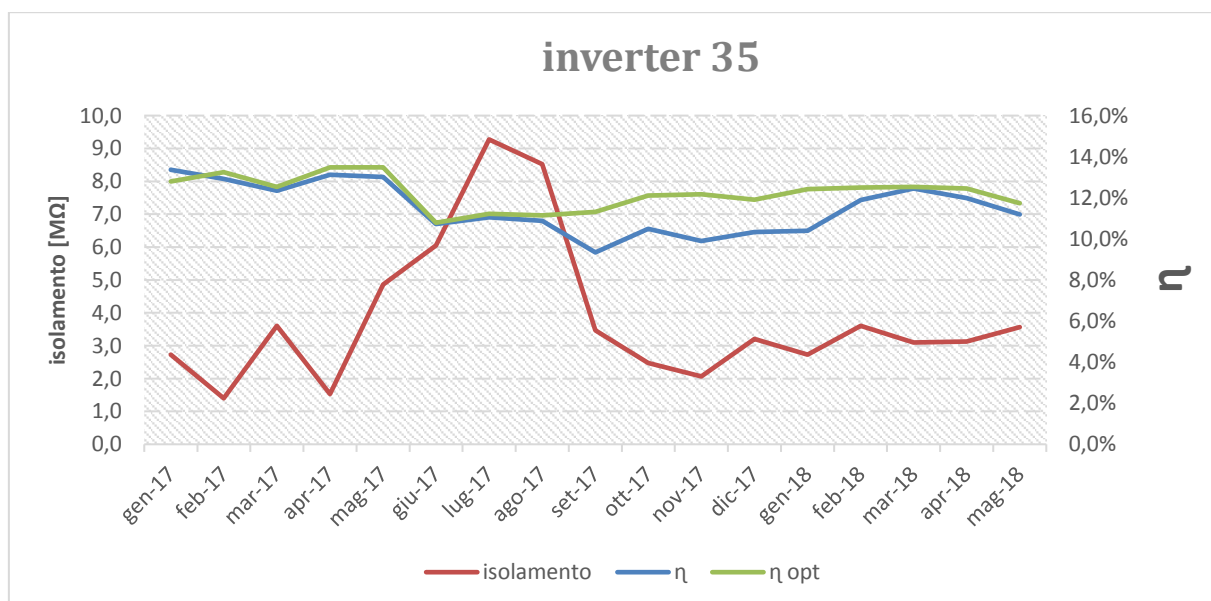


Figura 59 - confronto η dell'inverter 35 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 41 Ha gravi problemi di isolamento, negli ultimi mesi al di sotto dei 2 MΩ. Ha frequenti fenomeni di non accensione. Da Ottobre 2017 ha a seguito di numerose accensioni in ritardo per 10 giorni una stringa disconnessa, fino al 20 febbraio 3 moduli bypassati sull'ingresso 2 e fino al 28 Febbraio 2018 3 moduli bypassati sull'1.

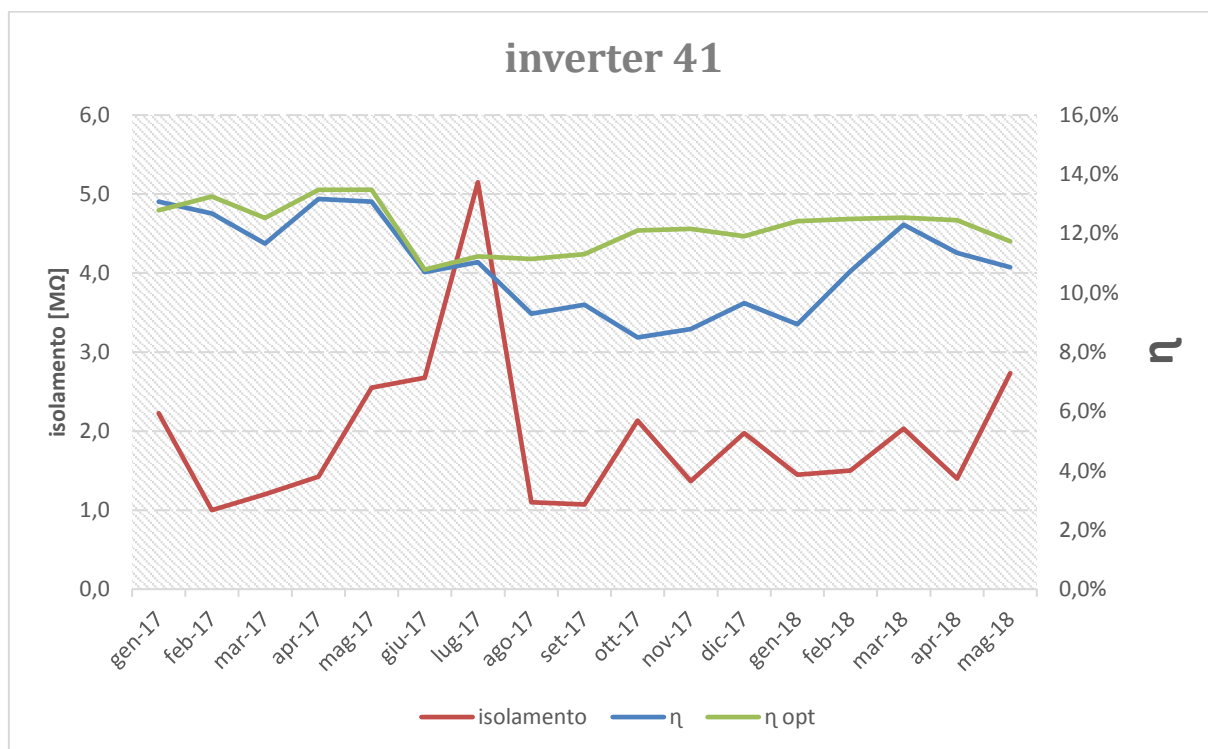


Figura 60 - confronto η dell'inverter 41 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 42 Non ha problemi di isolamento. A Gennaio 2017 aveva isolamento basso con frequenti mancate produzioni. Per questo ad inizio Febbraio 2017 sono stati bypassati 2 moduli poi sostituiti a fine Febbraio 2017 dove ricomincia a funzionare normalmente.

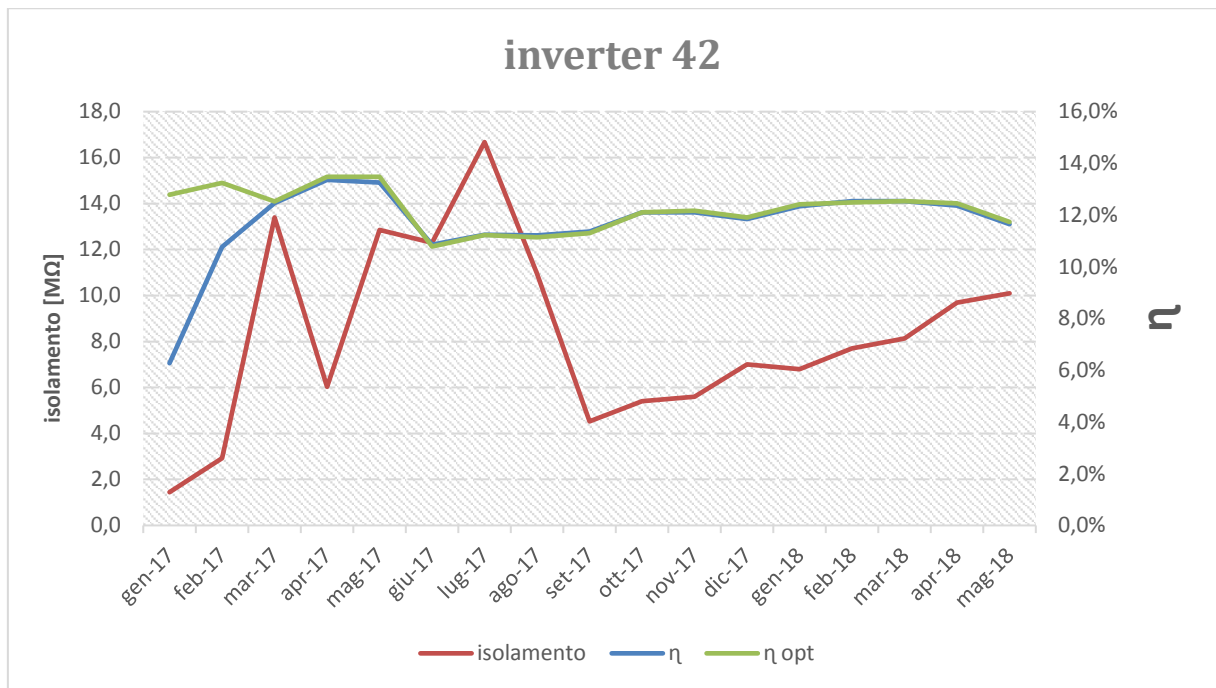


Figura 61 - confronto η dell'inverter 42 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 44 Ha da Ottobre 2017 gravi problemi di isolamento, intorno ai 2-3 MΩ negli ultimi mesi. Ha frequentemente partenze in ritardo. Dal 5 Ottobre 2017 fino a fine Ottobre 2017 ha un modulo bypassato sull'ingresso 2 a seguito di numerose non accensioni dovute al basso isolamento.

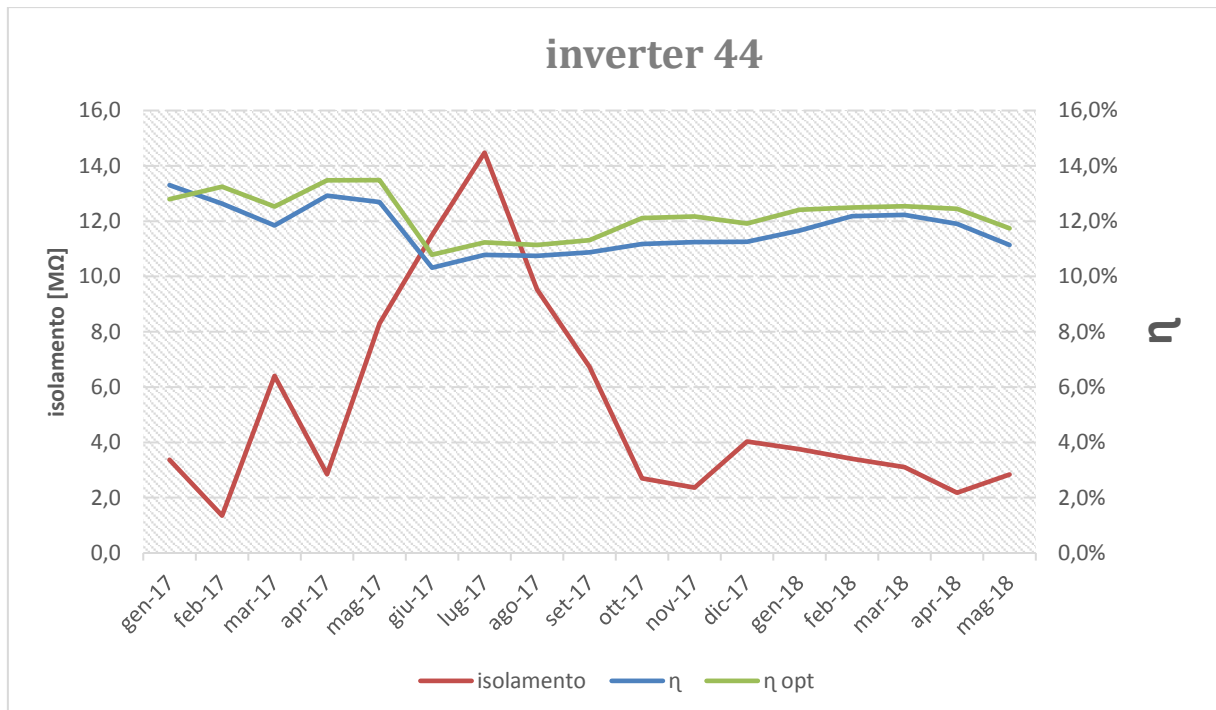


Figura 62 - confronto η dell'inverter 44 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 47 dal 19 Aprile 2018 al 15 Giugno 2018 ha 3 moduli bypassati su ingresso 2 e 1 sull'1 a causa di numerose partenze ritardate. a Giugno 2018 vengono ripristinati in parte, ma ha ancora 1 modulo bypassato sull'ingresso 2 e 1 sull'1. La disconnessione dei moduli guasti in questo caso ha portato inizialmente ad un aumento notevole della resistenza di isolamento, tuttavia si osservano ancora valori della resistenza non ottimali specialmente nelle ultime giornate di Maggio 2018.

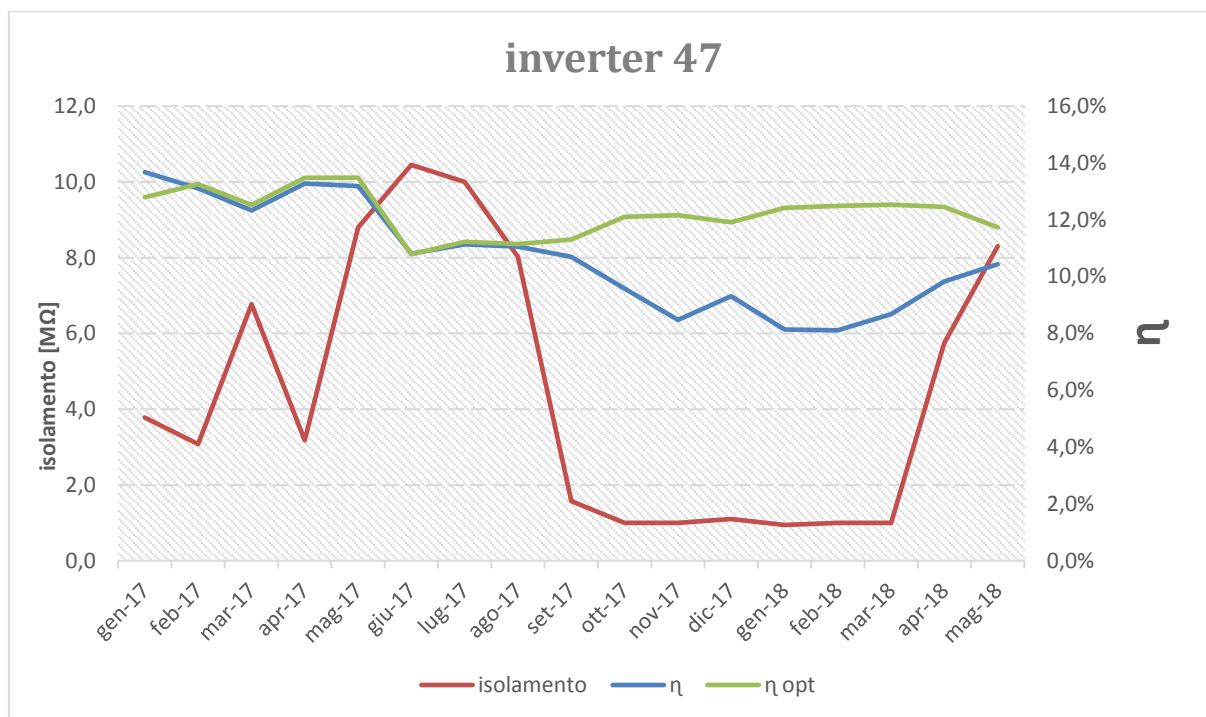


Figura 63 - confronto η dell'inverter 47 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 51 Ha solo leggeri problemi di isolamento. Dal 27 Settembre all'8 Febbraio 2018 ha avuto 3 moduli bypassati sull'ingresso 2 a seguito di partenze ritardate.

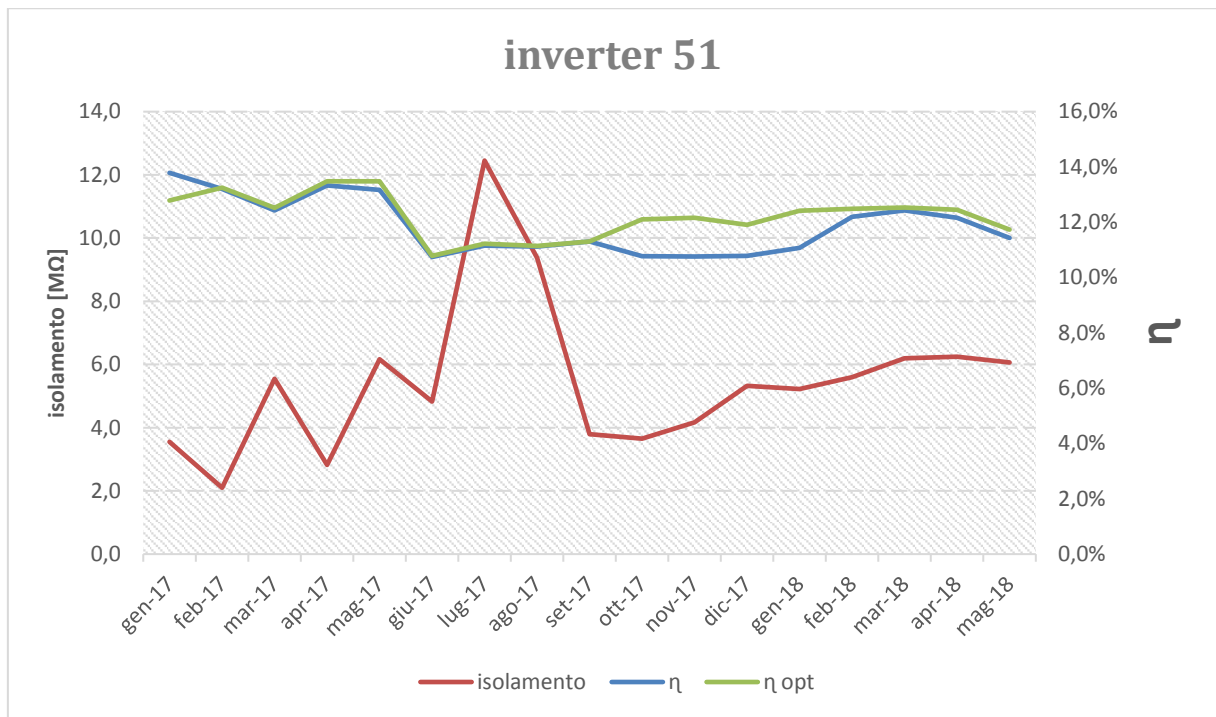


Figura 64 - confronto η dell'inverter 51 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 55 Ha gravi problemi di isolamento, sotto i 2 MΩ negli ultimi mesi. Ha spesso partenze ritardate. Dal 26 ottobre 2017 fino al 5 Aprile 2018 ha una stringa disconnessa, a seguito di numerose mancate accensioni per il basso isolamento.

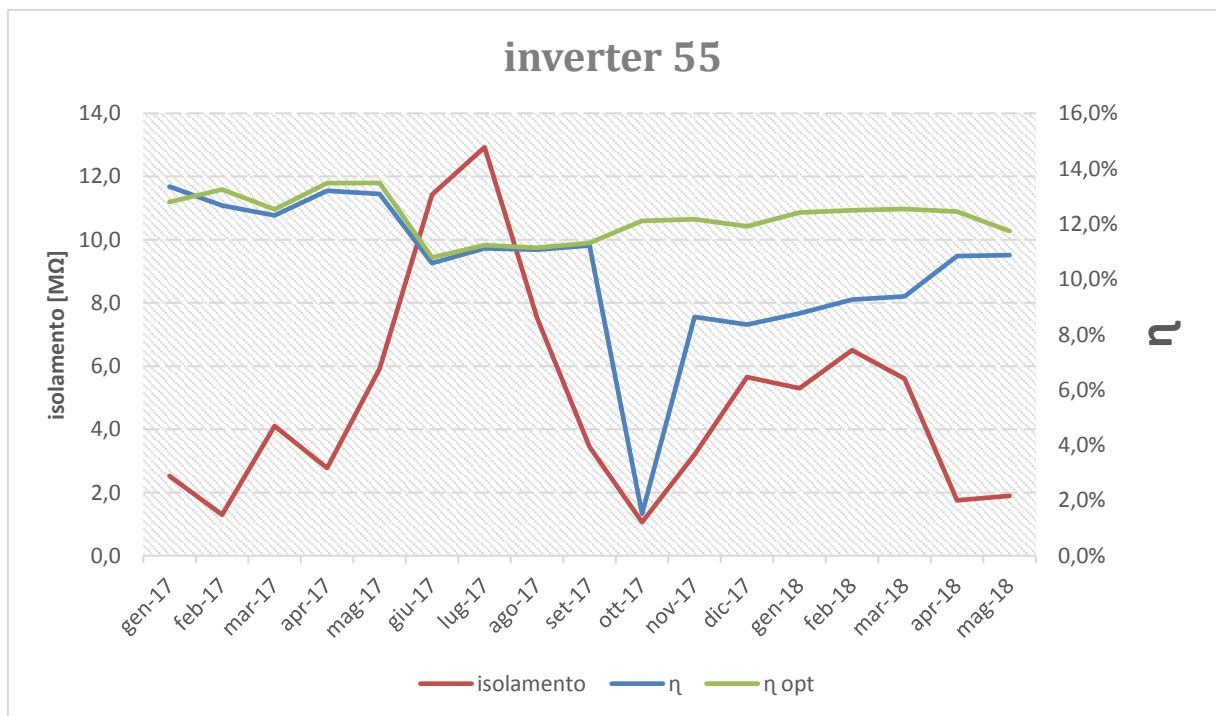


Figura 65 - confronto η dell'inverter 55 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 56 ha leggeri problemi di isolamento, Dal 20 Luglio 2017 fino al 30 Marzo 2018 ha una stringa disconnessa 1 modulo bypassato sull'ingresso 1, dopo aver avuto nei mesi di Aprile e Maggio 2017 problemi di accensione dovuti al basso isolamento.

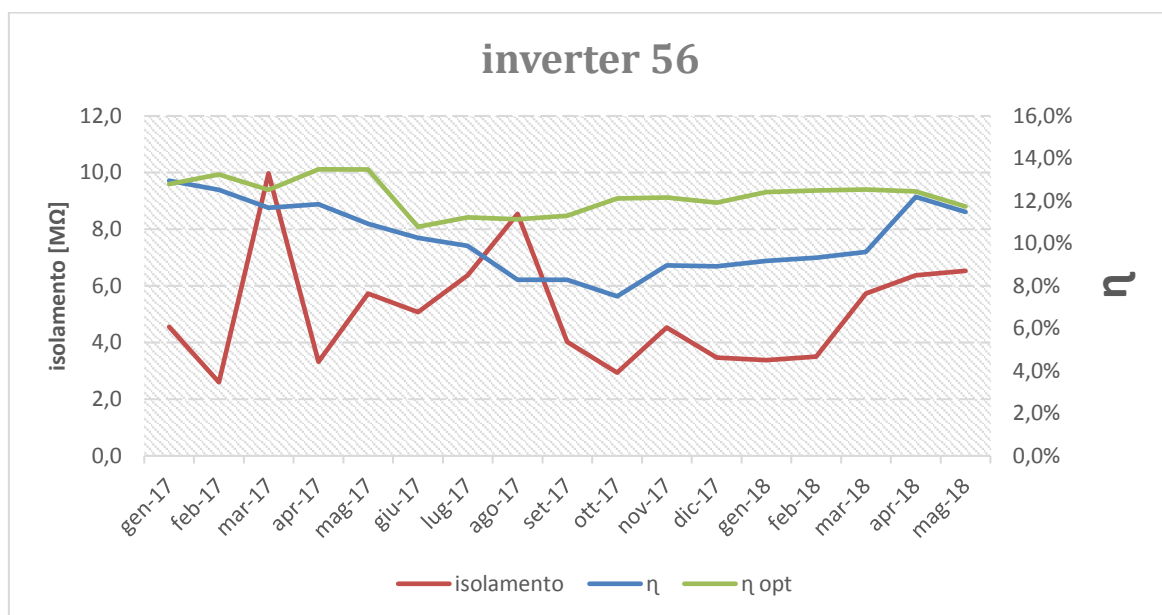


Figura 66 - confronto η dell'inverter 56 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 57 Ha gravi problemi di isolamento, sotto i 2 MΩ negli ultimi mesi. Ha frequenti mancate partenze. Dal 23 Maggio 2018 ha 4 moduli disconnessi sull'ingresso 2 e 2 moduli disconnessi sull'ingresso 1 a seguito di numerose partenze ritardate. Da Ottobre 2017 fino al 6 Febbraio 2018 ha 3 moduli bypassati sull'ingresso 1 a seguito di numerose partenze ritardate.

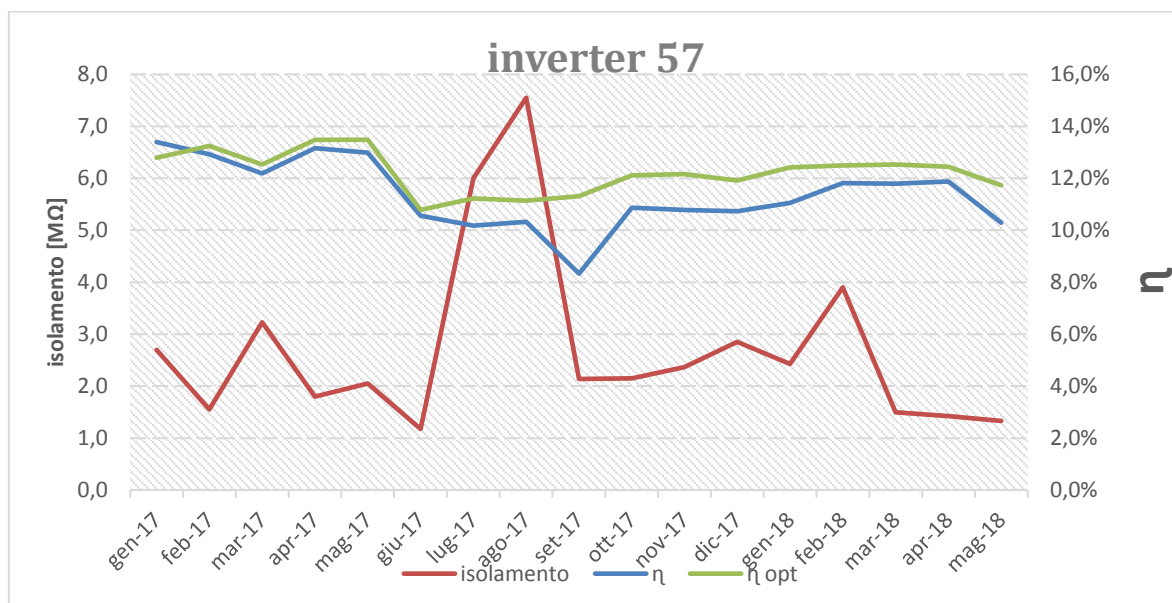


Figura 67 - confronto η dell'inverter 57 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 58 Ha problemi di isolamento, attorno ai 3 MΩ negli ultimi mesi. Dal 10 Ottobre 2017 ha una stringa disconnessa, dal 23 Maggio 2018 ha 2 moduli disconnessi sull'ingresso 1. Dal 30 Settembre 2017 fino al 7 Febbraio 2018 ha 3 moduli disconnessi sull'ingresso 2 e 3 sull'1. Prima di ottobre questo inverter non comunica per questo i dati precedenti a questa data non sono disponibili.

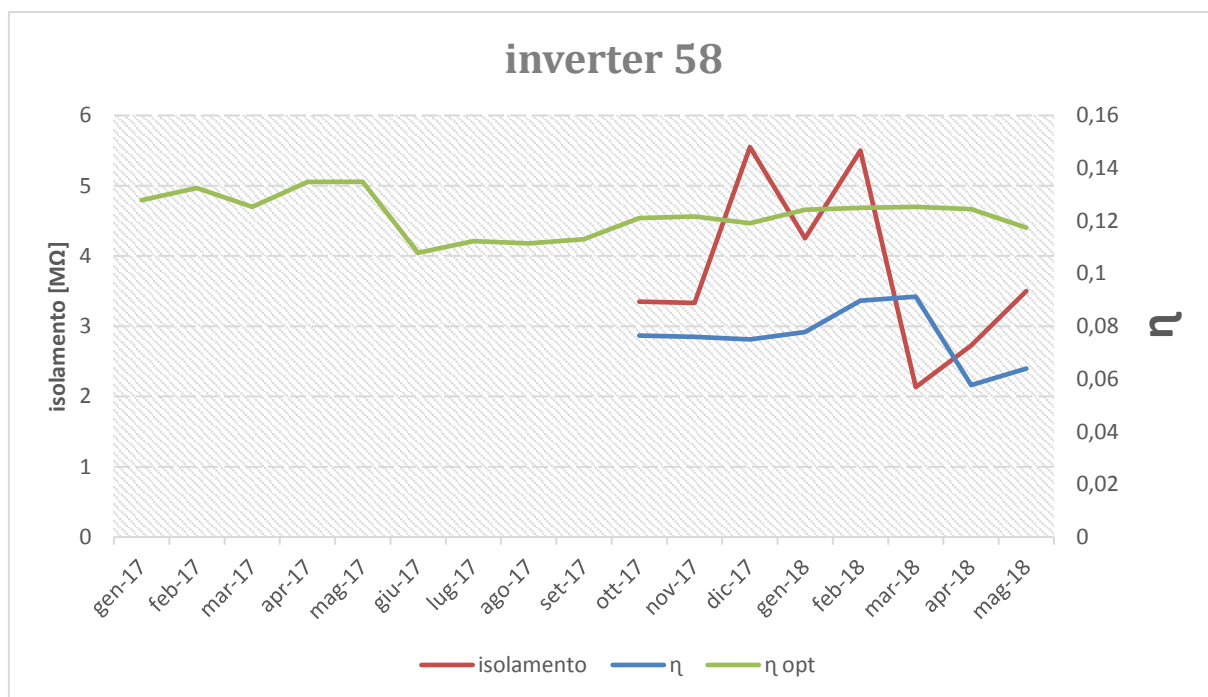


Figura 68 - confronto η dell'inverter 58 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 60 Ha gravi problemi di isolamento. Sotto i 2 MΩ negli ultimi mesi. Ha spesso partenze ritardate. Dal 24 Maggio 2018 fino al 15 Giugno 2018 ha 1 modulo bypassato sull'ingresso 1 e 2 sul 2. Dal 7 Dicembre 2017 fino al 14 Marzo 2018 ha una stringa disconnessa a seguito di numerose mancate partenze.

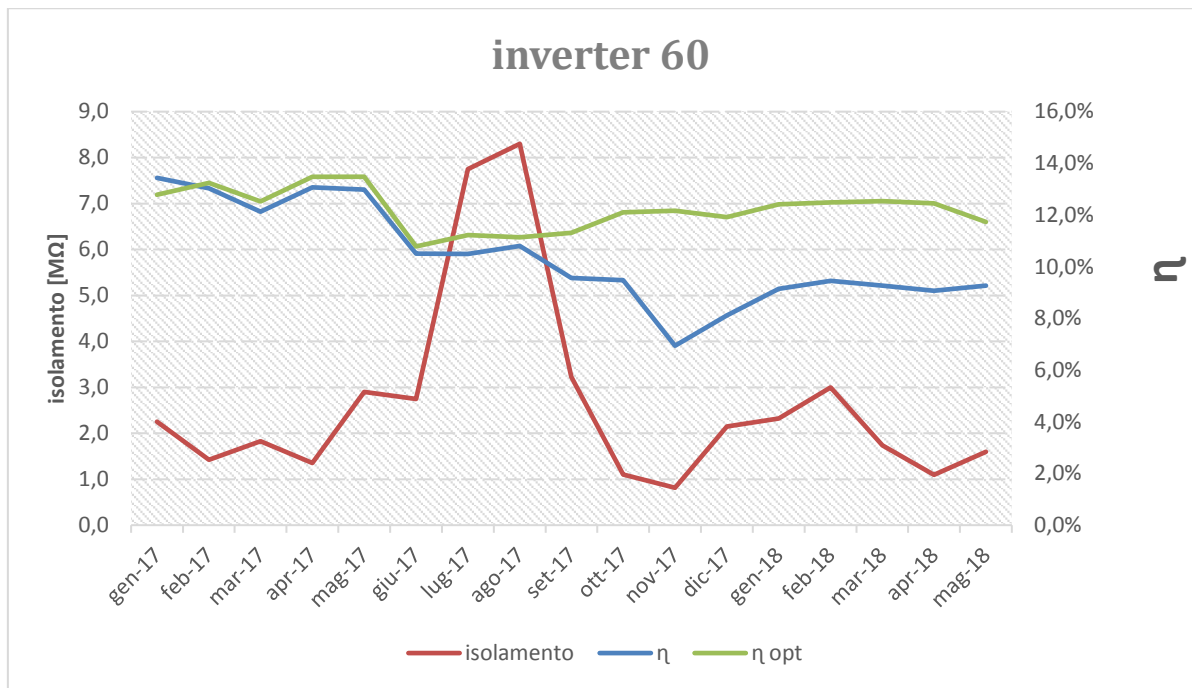


Figura 69 - confronto η dell'inverter 60 con η atteso in relazione all'isolamento

Inverter 61 Ha gravi problemi di isolamento, ha spesso partenze ritardate. A Gennaio e Febbraio 2017 ha avuto numerose mancate partenze a seguito delle quali il 16 Febbraio 2017 è stato probabilmente sostituito un modulo. Dopo l'intervento l'inverter parte con maggior regolarità ma il problema di isolamento resta grave comportando spesso partenze ritardate con danni alla produzione.

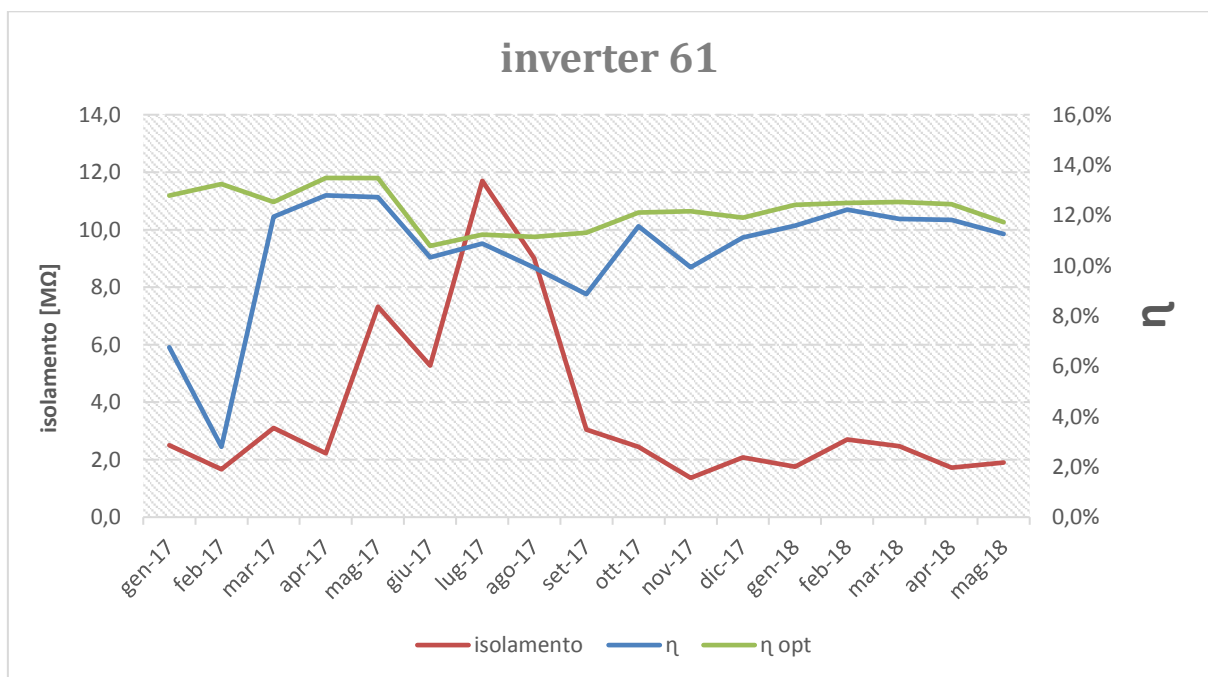


Figura 70 - confronto η dell'inverter 61 con η atteso in relazione all'isolamento

Osservazioni

Il problema di isolamento **già presente su molti inverter all'inizio dell'anno 2017 non viene più rilevato durante i mesi della stagione estiva**. In questo periodo infatti le alte temperature e le condizioni meteorologiche favorevoli provocano l'aumento della resistenza di isolamento, di conseguenza la regolare partenza e produzione degli inverter. **Il problema tuttavia se pur latente sembra peggiorare ulteriormente** in questo periodo, forse a causa delle alte temperature che vengono raggiunte, **la condizione dei pannelli a seguito dell'estate appare infatti peggiorata. Il problema sembra ripresentarsi ciclicamente nel periodo Autunnale**, settembre-ottobre, in cui il basso irraggiamento e le precipitazioni fanno sì che si verifichino i problemi di accensione. Il fatto che questo danno si presenti in maniera ciclica per poi attenuarsi da giugno ad agosto, che si presenti in tempi e modalità diverse per tutti i moduli e che non sempre sia visibile dall'esterno, in particolar modo nelle prime fasi del suo sviluppo, ha reso particolarmente difficoltosa la sua individuazione in tempi rapidi. Di conseguenza prima di procedere alla individuazione e ad una parziale soluzione del problema dal momento della sua comparsa è trascorso un periodo superiore ad un anno da Gennaio 2017 a Febbraio-Maggio 2018. I moduli sostituiti in questo periodo sono tuttavia solo una piccola parte dei totali presenti sul campo, circa 300 su 4416. Dall'analisi emerge che nuovi moduli sono a rischio rottura e presentano un valore di Resistenza di isolamento allarmante. **Il rischio è che per gli inverter sopra elencati si ripresenti da Settembre 2018 una situazione analoga a quella verificatasi nell'anno precedente con improvvise non accensioni e mancante produzioni**. Questo problema per la sua natura necessita di una supervisione costante, in modo che tramite il monitoraggio della resistenza di isolamento si possano tenere da conto gli inverter dove è probabile che i moduli stiano per risentire di questo problema, per poter ricorrere alla sostituzione prima dell'inizio dei problemi di produzione, evitando così perdite economiche.

CAPITOLO 5: VALUTAZIONE ECONOMICA

Quantificazione del danno legato alla mancata produzione

Si è proseguito quantificando il danno economico provocato dal problema dell'isolamento, calcolando la mancata produzione di energia elettrica dovuta alla non accensione degli inverter o all'assenza di moduli. Per effettuare questo calcolo si è fatto nuovamente riferimento agli inverter correttamente funzionanti del campo, che non hanno presentato problemi durante il periodo di analisi. Partendo dalla **energia media ottimale giornaliera** precedentemente calcolata si è valutata la mancata energia giornaliera prodotta per gli inverter nell'elenco precedente come differenza tra l'energia giornaliera ottimale e l'energia giornaliera prodotta dall'inverter in esame.

$$E_{miss\ i} = E_{opt} - E_i$$

Equazione 17 energia giornaliera mancante per singolo inverter

Dove $E_{miss\ i}$ è il difetto di produzione del generico inverter i , E_{opt} è l'energia ottimale di un inverter, ed E_i è l'energia prodotta dal generico inverter.

Si è calcolata quindi l'energia teorica mensile che l'impianto avrebbe dovuto produrre sommando l'energia prodotta e la quota di energia persa; quindi la percentuale di energia persa rispetto all'energia prodotta e la percentuale di energia persa rispetto a quella teorica. Di seguito si riportano due grafici, nel primo si riportano gli andamenti dell'energia persa, prodotta e teorica producibile. Nel secondo l'andamento della percentuale di energia persa rispetto all'energia teorica producibile.

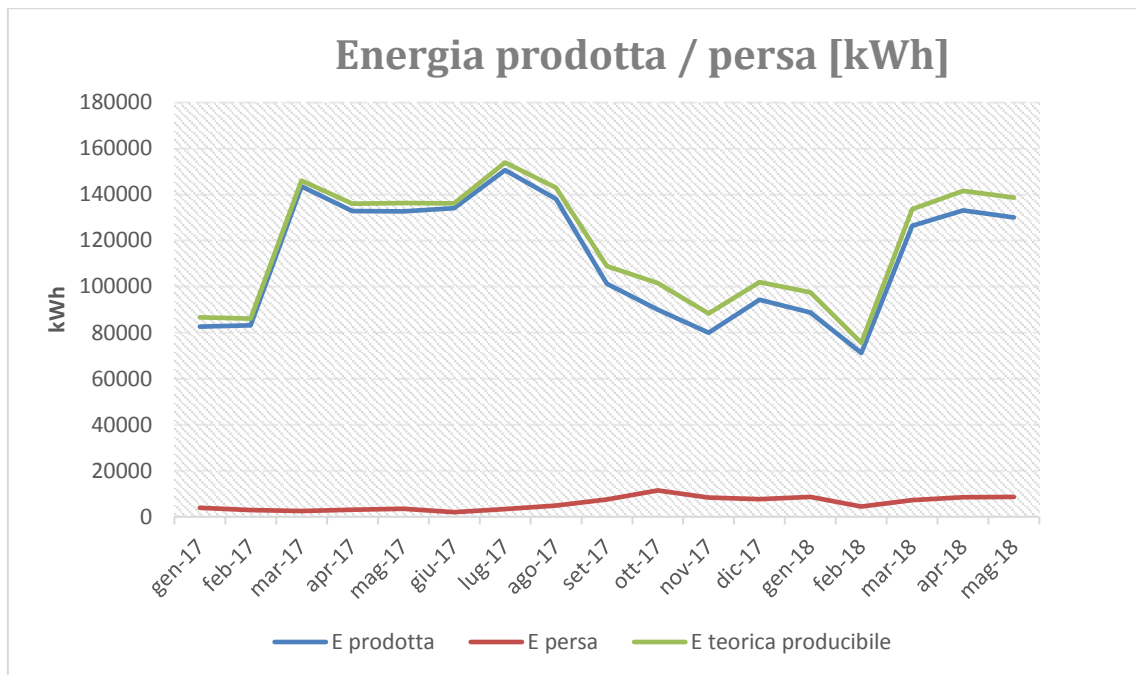


Figura 71 - andamento energia persa, energia prodotta ed energia teorica producibile

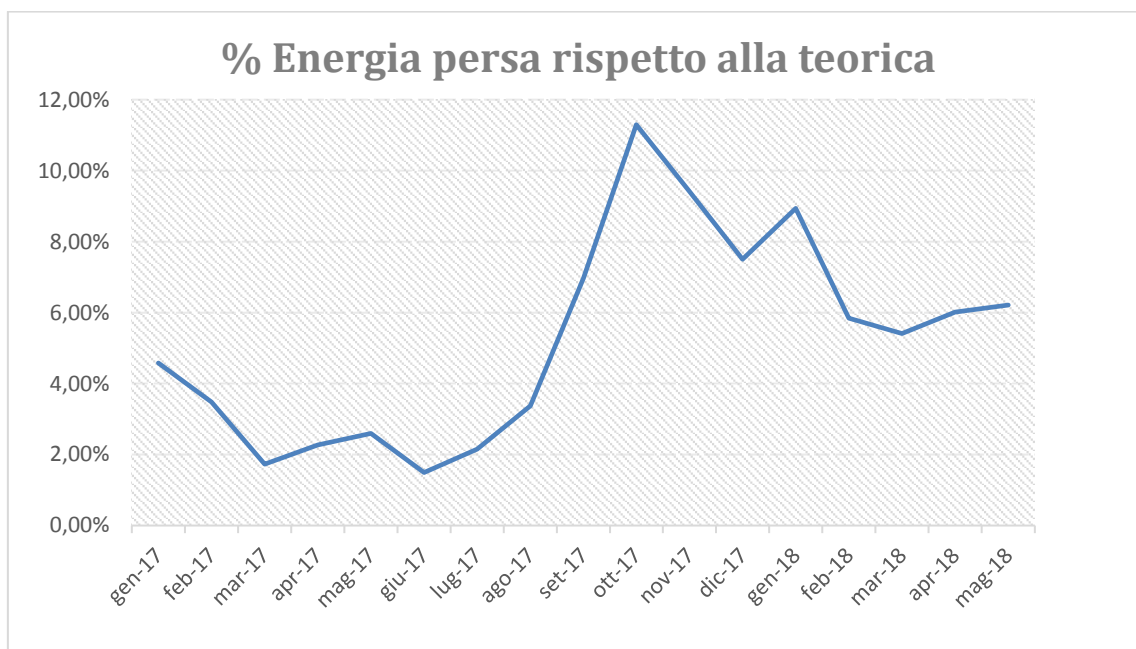


Figura 72 - andamento percentuale di energia persa

Dalla figura 72 si osserva come nel periodo precedente all'estate 2017 i problemi di isolamento non avevano comportato una grave perdita in produzione, questa infatti si mantiene attorno al 3 %. Durante il periodo estivo scendono al di sotto del 2 %. A settembre-ottobre si ha la massima rivelazione del guasto con l'arrivo delle condizioni meteorologiche sfavorevoli ed il crollo della resistenza di isolamento dei pannelli danneggiati. La mancata accensione degli inverter fa salire la mancata produzione al 7 % nel mese di settembre con

7,6 MWh persi sui 101 prodotti, e al **11, 2 %** nel mese di ottobre con 11 MWh persi sui 90 prodotti.

Le disconnessioni operate da ottobre 2017 per limitare i danni comportano un leggero miglioramento ma la mancata produzione si mantiene su valori compresi tra il **7** ed il **10 %**.

A Gennaio 2018 iniziano le sostituzioni dei moduli che portano ad un miglioramento ulteriore della produzione, la percentuale di energia persa scende a valori compresi tra il **5** ed il **6 %**.

In conclusione valutando l'energia mancante e quella prodotta durante il periodo di analisi, da Gennaio 2017 a Maggio 2018, il danno in isolamento ha comportato globalmente una mancanza di produzione del **5,17 %** rispetto all'energia prodotta, il che, avendo il campo di Tummarello una tariffa di remunerazione al kWh prodotto di € 0,29538, corrisponde ad una perdita economica di **€ 29192**.

Concentrandosi sul periodo in cui si è rilevato in maniera consistente il guasto, ovvero **da Settembre 2017** il danno in produzione è ancora maggiore, superando il **7%**. Per una perdita economica di **€ 21421** in soli 9 mesi. Di seguito in tabella i dati relativi al periodo Settembre 2017-Maggio 2018.

E persa Settembre- Maggio [kWh]	E prodotta Settembre -Maggio [kWh]	E teorica producibile settembre-maggio [kWh]	% persa rispetto prodotta	% persa rispetto teorica
72'521	915'293	987'814	7,92%	7,34%

Conferma affidabilità dei risultati tramite software PVGIS

Per avere la conferma dei risultati ottenuti si è calcolata tramite il sito **PVGIS** l'energia teorica producibile dell'impianto fotovoltaico di Tummarello per effettuare un confronto tra l'energia producibile indicata dal software e l'energia teorica producibile calcolata.

Il sito utilizza per il calcolo un dataset di irraggiamento ottenuto da una media dei dati riguardanti un database storico di venti anni di monitoraggio riferiti alla latitudine e longitudine indicata, in questo caso **Lat. 13° 13', Long. 15° 01'**. Non essendo i dati di energia riferiti all'irraggiamento reale verificatosi nel periodo di analisi ci si aspetta un errore

riguardante il valore nei singoli mesi, ma nel complesso un dato di energia annuale producibile attendibile.

La potenza nominale utilizzata per il calcolo è stata ottenuta considerando la potenza installata decurtata del valore di perdita dovuto all'invecchiamento dei moduli, indicato dal costruttore con un fattore di invecchiamento pari al -1% di potenza annuo. L'anno di installazione ed entrata in esercizio dell'impianto è il 2010, di conseguenza per l'analisi è stata considerata una potenza dell'impianto decurtata dell'8%, pari quindi a **920 kWp**.

Il software PVGIS nel calcolo dell'energia elettrica producibile tiene conto anche delle perdite di sistema, dovute a cavi ed inverter stimate generalmente attorno al 14%. Essendo gli inverter utilizzati sull'impianto dotati di un'alta efficienza si è ridotto questo valore al 10%.

Di seguito nel grafico si mostrano gli andamenti dell'energia mensile producibile ottenuta dal sito PVGIS e dall'analisi effettuata sull'impianto.

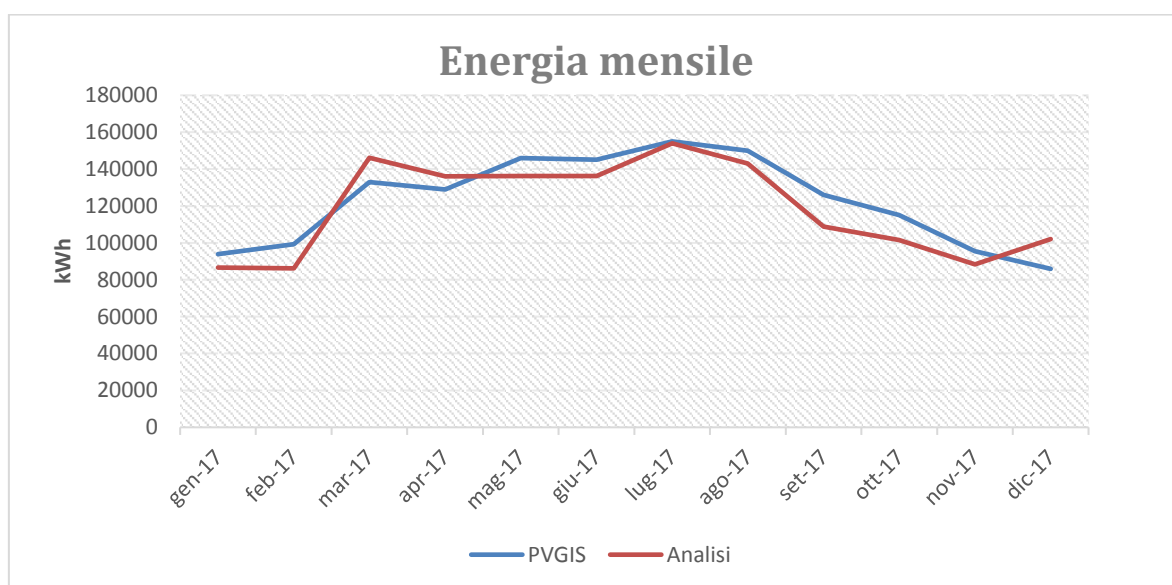


Figura 73 – confronto producibilità impianto calcolata e producibilità impianto da PVGIS

Come si osserva gli andamenti delle due curve sono molto simili, la curva dei dati del software però si mantiene sempre leggermente al di sopra di quella calcolata. Le differenze degli andamenti possono essere dovute come detto precedentemente alle diverse fonti dei dati di irraggiamento, inoltre influisce sui dati provenienti dalla rilevazione sul campo l'errore di comunicazione del datalogger che porta ogni giorno all'esclusione del dato di energia prodotta di 4/5 inverter in media su 69 presenti, comportando un valore di energia prodotta del campo minore di circa il **6%**. Effettuando un confronto dell'energia producibile annuale

per PVGIS e per quella calcolata si ha per il primo un valore di **1530 MWh**, per il secondo di **1421 MWh**. La differenza è quindi di **109MWh** corrispondente al **7%** del valore da PVGIS. Quindi compatibile con i dati attesi.

CONCLUSIONI:

L'analisi in remoto sull'impianto fotovoltaico di *Tummarello* della società IMAM Ambiente per osservare lo sviluppo e lo stato di invecchiamento avanzato del backsheet dei moduli è stata effettuata tramite il calcolo dell'energia prodotta, del rendimento e della resistenza di isolamento dei 69 inverter del campo. Osservando come questi parametri siano cambiati nell'ultimo anno e mezzo è stato possibile provvedere all'individuazione e alla sostituzione dei moduli affetti da maggiori problematiche, e di giungere alle seguenti conclusioni:

L'usura del backsheet dei moduli fotovoltaici si ripercuote principalmente in un abbassamento della resistenza di isolamento elettrico misurata dall'inverter, provocandone la mancata accensione qualora questo valore sia inferiore ad 1 MΩ. Questo parametro è fortemente influenzato dalle condizioni meteorologiche esterne, sole, pioggia, umidità del terreno, presentando una grande variabilità, tuttavia assume valori uguali per inverter dal corretto funzionamento. **Può quindi essere assunto come parametro di valutazione dello stato di usura, poiché in grado di rivelare anomalie molto prima dell'insorgenza di malfunzionamenti.**

Il problema dell'usura del layer posteriore dei pannelli è aggravato da cicli di umidità, termici (giornalieri e in particolare stagionali) e da esposizione prolungata a radiazioni ultraviolette; mentre la resistenza di isolamento tende ad assumere valori elevati durante periodi caldi e soleggiati, e valori inferiori in periodi freddi ed umidi. Questo fa sì che il danno si riveli con maggiore intensità nel periodo autunnale settembre-ottobre.

Lo studio terminato nel luglio 2018 ha messo in evidenza gli inverter in cui i moduli sembrano essere affetti da questa problematica rappresentando un potenziale rischio per la produttività dell'impianto, in particolare in previsione del periodo di settembre-ottobre 2018. Un sopralluogo effettuato dai tecnici dell'azienda sul sito nella fine di luglio 2018 ha confermato la situazione rivelata dall'analisi in remoto, comportando la richiesta di sostituzione di circa 1400 pannelli sui 4416 presenti.

La mancata produzione derivata dall'usura dei backsheets è stata, dal mese di settembre 2017 al maggio 2018, circa del 7%, corrispondente ad una perdita economica di € 21421 in soli 9 mesi.

BIBLIOGRAFIA

- Addison G. Klinker, Abdulkerim Gok, Silas I. Ifeanyi, Laura S. Bruckman, *A non-destructive method for crack quantification in photovoltaic backsheets under accelerated and real-world exposures*, in “Polymer Degradation and Stability” 153 (2018) 244-254.
- Andrew Fairbrother, Matthew Boyd, Yadong Lyu, Julien Avenet, Peter Illich, Yu Wang, Michael Kempe, Brian Dougherty, Laura Bruckman, Xiaohong Gu, *Differential degradation patterns of photovoltaic backsheets at the array level*, in “Solar Energy” 163 (2018) 62-69.
- Fei Liu, Long Jiang, Shuying Yang, *Ultra-violet degradation behavior of polymeric backsheets for photovoltaic modules*, in “Solar Energy “, 108 (2014) 88-100.
- Jia-wei Zhang, De-kun Cao, Yan-chen Cui, Chatchai Putson, Chen Song, Peng Huang, *Investigation of the influence of electron avalanche on the crystallinity of backsheet in solar photovoltaic system for sustainable energy*, in “Journal of Cleaner Production” 189 (2018) 169-175.
- Spertino F. *conversione fotovoltaica dell’energia (dispense)*, Dipartimento energia, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, 2016.
- www.imamambiente.com