POLITECNICO DI TORINO
Repository ISTITUZIONALE

DEGRADO DELLE PRESTAZIONI DI OTTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI DURANTE SEI ANNI DI MONITORAGGIO CONTINUO

Original
DEGRADO DELLE PRESTAZIONI DI OTTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI DURANTE SEI ANNI DI MONITORAGGIO CONTINUO / Carullo, A.; Castellana, A.; Vallan, A.. - ELETTRONICO. - (2017), pp. 1-8. (Intervento presentato al convegno I FORUM NAZIONALE DELLE MISURE tenutosi a Modena (Italia) nel 13-16 Settembre 2017).

Availability:
This version is available at: 11583/2710292 since: 2018-06-28T17:06:07Z

Publisher:
GMEE - GMMT

Published
DOI:

Terms of use:

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright

(Article begins on next page)

12 October 2024

DEGRADO DELLE PRESTAZIONI DI OTTO IMPIANTI FOTOVOLTAICI DURANTE SEI ANNI DI MONITORAGGIO CONTINUO

A. Carullo, A. Castellana, A. Vallan,
Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni, Politecnico di Torino,
Corso Duca degli Abruzzi, 24, 10129, Torino
alessio.carullo@polito.it

Sommario - Il presente lavoro mostra i risultati relativi al degrado del rendimento di otto impianti FotoVoltaici (FV) all'aperto, ottenuti grazie al continuo monitoraggio degli stessi durante un intervallo di tempo di sei anni. Lo studio è stato condotto su diverse tecnologie: moduli a silicio monocristallino (m-Si), moduli a silicio policristallino (p-Si), moduli al silicio policristallino di tipo *string-ribbon*, moduli a film sottile a base di *Copper Indium Gallium Selenide* (CIGS) e *Cadmium Telluride* (CdTe). I moduli a silicio monocristallino e quelli a film sottile sono stati montati sia in posizione fissa sia su un sistema a inseguimento a due assi. Le grandezze elettriche e quelle ambientali, utili per stimare il degrado di ciascun impianto fotovoltaico, sono state misurate mediante un sistema di acquisizione dati multi-canale. Il rendimento degli impianti FV è stato anche misurato mediante l'acquisizione del transitorio di carica di un condensatore immediatamente dopo la loro installazione e dopo 78 mesi. Secondo i risultati ottenuti, gli impianti con moduli m-Si ad installazione fissa e quelli installati su inseguitore a due assi hanno mostrato un degrado trascurabile, mentre gli impianti con moduli p-Si e moduli Si *string-ribbon* sono caratterizzati da un degrado moderato. Un degrado del rendimento più elevato è stato rilevato per gli impianti con moduli a film sottile, per i quali il peggior comportamento è stato ottenuto per gli impianti installati sul sistema a inseguimento.

1. INTRODUZIONE

Il continuo aumento a livello mondiale di impianti FotoVoltaici (FV) [1] richiede una valutazione delle loro prestazioni a lungo termine, al fine di ottenere una stima affidabile dei principali parametri di interesse, che sono il *PayBack Time* (PBT) e l'*Energy PayBack Time* (EPBT) [2-6]. Questi parametri sono infatti particolarmente sensibili all'effettivo degrado dei moduli FV, che riduce il loro rendimento durante il tempo di esercizio. Ad esempio, per un impianto di piccole dimensioni (3 kW) che dovrebbe produrre circa 4500 kWh/anno, nelle condizioni definite in [7] si stima un PBT di 9 anni e 8 mesi considerando un degrado del rendimento dei moduli dello 0,70 %/anno, come suggerito nel documento IEA per tecnologie assestate [8]. Se, invece, si considera un tasso di degrado di 2,40 %/anno, il PBT diventa pari a 10 anni e 4 mesi.
Al fine di stimare il degrado delle tecnologie FV maggiormente diffuse sul mercato, gli autori stanno monitorando da oltre sei anni otto diversi impianti FV installati all'aperto, misurando continuamente sia le grandezze elettriche sia quelle ambientali. Il sistema di acquisizione dati utilizzato è soggetto ad un programma di conferma metrologica [9], in modo da garantire la riferibilità delle misure e stimare l'incertezza per ciascuno dei parametri misurati. I risultati relativi ai primi tre anni di operatività degli otto impianti FV, che sono riportati in [10-11], sono qui aggiornati facendo riferimento al periodo compreso tra Settembre 2010 e Agosto 2016.

2. GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI MONITORATI

Gli otto impianti FV monitorati sono situati in Piemonte, a 45 °N di latitudine, nella zona climatica Cwc Köppen-Geiger [12]. La tabella 1 riassume le principali caratteristiche degli otto impianti FV monitorati, che includono sia moduli al silicio (A, B, C e A_{ts}), sia moduli a film sottile (D, E, D_{ts} e E_{ts}); il pedice "ts" identifica gli impianti installati su inseguitore a due assi, mentre gli altri sono orientati verso sud (angolo di azimut ≈ 0°) e montati in posizione fissa con un angolo di *tilt* di 35°. I dati di targa relativi a area (A_{PV}), potenza massima (P_{nom}) e rendimento (η_{nom}) sono riportati nella

Tabella 1. Principali caratteristiche degli impianti FV monitorati.

Impianti	**Moduli FV**	A_{PV} **(m^2)**	P_{nom} **(kW)**	P_{act} **(kW)**	η_{nom} **(%)**	η_{act} **(%)**
A	m-Si	11,2	2,03	1,93	18,1	17,2
B	p-Si	13,8	1,85	1,80	13,4	13,1
C	*String ribbon* Si	17,9	2,28	2,16	12,7	12,1
D	CIGS	17,5	1,80	1,68	10,3	9,6
E	CdTe	17,3	1,74	1,61	10,1	9,3
A_{ts}	m-Si	11,2	2,03	1,93	18,1	17,2
D_{ts}	CIGS	17,5	1,80	1,68	10,3	9,6
E_{ts}	CdTe	17,3	1,74	1,61	10,1	9,3

tabella 1 insieme alla potenza (P_{act}) e al rendimento (η_{act}) misurati immediatamente dopo l'installazione degli impianti FV mediante l'acquisizione del transitorio di carica di un condensatore [13]. L'incertezza estesa relativa dei due parametri misurati (fattore di copertura k = 2) è pari a circa il 3,5 %. Tutti i valori riportati si riferiscono alle condizioni di riferimento STC (*Standard Test Conditions*).

Il sistema di monitoraggio sviluppato dagli autori acquisisce le seguenti grandezze: tensione continua (V_{dc}) e corrente continua (I_{dc}) a monte degli inverter, temperatura (t_m) di un modulo di ciascun impianto FV, irradianza solare (G_m) sul piano dei moduli fissi (piranometro montato sull'impianto D) e sul piano degli inseguitori (piranometro montato sull'impianto A_{ts}). Tali grandezze sono acquisite ogni 10 s e memorizzate in un file che include le misure di ciascuna giornata. L'architettura del sistema di monitoraggio è descritta in [10] ed il suo programma di conferma metrologica, eseguito con periodicità annuale, include la verifica iniziale di ciascuna catena di misura, la messa a punto, che permette di compensare sia l'errore di fuori zero che la deriva del guadagno, e la verifica finale [9]. Di seguito sono riportati i massimi errori ammessi per le varie catene di misura:

- (0.5% · *lettura* + 0.2 V) per la tensione V_{dc} nell'intervallo da 100 V a 450 V;
- (0.4% · *lettura* + 5 mA) per la corrente I_{dc} nell'intervallo da 0.5 A a 7 A;
- (2.0% · *lettura* + 5 W/m^2) per l'irradianza G_m nell'intervallo da 500 W/m^2 a 1200 W/m^2;
- (0.6% · *lettura* + 0.55 °C) per la temperatura t_m nell'intervallo da 10 °C a 80 °C.

3. ANALISI DEI DATI

A partire dai dati misurati, il rendimento η di ciascun impianto FV a STC è ottenuto come:

$$\eta = \frac{P_{\max,\mathrm{STC}}}{A_{\mathrm{PV}} \cdot G_{\mathrm{STC}}} \tag{1}$$

dove G_{STC} = 1000 W/m^2 e $P_{max,STC}$ è la potenza massima misurata, che è riportata a STC mediante il seguente modello semplificato:

$$P_{\max,\mathrm{STC}} = \left(I_{\mathrm{dc}} + I_{\mathrm{SC,act}} \cdot C_{\mathrm{G}} + \alpha \cdot C_{\mathrm{t}}\right) \cdot \left[V_{\mathrm{dc}} + \beta \cdot C_{\mathrm{t}} - R_{\mathrm{S,act}} \cdot \left(I_{\mathrm{SC,act}} \cdot C_{\mathrm{G}} + \alpha \cdot C_{\mathrm{t}}\right)\right] \tag{2}$$

dove $I_{SC,act}$ e $R_{S,act}$ sono la corrente di corto circuito a STC e la resistenza serie di ciascun impianto ottenute durante la caratterizzazione preliminare, α (A/°C) e β (V/°C) sono i coefficienti di temperatura assoluti di corrente e tensione, mentre i coefficienti correttivi C_G e C_t sono ottenuti come:

$$C_G = 1 - \frac{G_m}{G_{STC}}; \quad C_t = t_{STC} - t_m \tag{3}$$

A partire dai dati memorizzati nel periodo di monitoraggio, è stata selezionata una giornata al mese corrispondente a condizioni di cielo limpido (una giornata ogni due mesi nel periodo Settembre 2010-Dicembre 2013), quindi sono stati stimati i parametri $P_{max,STC}$ ed η a partire da una serie di letture ripetute corrispondenti a tutti i valori di irradianza superiori a 800 W/m^2. Le incertezze di tali parametri sono state ottenute mediante la procedura descritta in [11], che permette di tenere conto sia delle caratteristiche metrologiche delle catene di misura coinvolte sia della ripetibilità delle letture disponibili. Si noti che l'incertezza del rendimento η, ottenuto tramite l'equazione (1), dipende soprattutto dall'incertezza del parametro $P_{max,STC}$, dato che G_{STC} è un valore di riferimento e A_{PV} è caratterizzato da una incertezza trascurabile.

4. RISULTATI SPERIMENTALI

Un esempio di risultati relativi al 17 gennaio 2016 è riportato nella tabella 2, dove $u_A(P)$ rappresenta la deviazione tipo dei valori $P_{max,STC,i}$ corrispondenti a G_{mi} maggiori di 800 W/m^2, mentre $u_B^x(P)$ è il contributo di incertezza dovuto al misurando x. Il contributo di incertezza che influenza maggiormente la misura di $P_{max,STC}$ e quindi del rendimento η, è costituito dal coefficiente correttivo C_G, che dipende dal misurando G_m. Ridurre significativamente tale contributo di incertezza per impianti fotovoltaici monitorati all'esterno non è praticabile, poiché G_m è misurato con un piranometro campione di seconda linea. La tabella 2 mostra anche il rendimento η riportato alle STC e la corrispondente incertezza tipo $u(\eta)$ per ogni impianto. Valori di incertezza simili sono stati ottenuti per tutto il periodo di monitoraggio per i parametri $P_{max,STC}$ e η.

4.a Impianti con moduli *m-Si*

La figura 1 mostra il rendimento η stimato durante il periodo di monitoraggio per gli impianti fotovoltaici con moduli a base di *m-Si*. Il grafico a sinistra riporta i valori relativi all'impianto A in posizione fissa, mentre quello a destra fa riferimento all'impianto A_{ts}, montato su inseguitore a due assi. Nei due grafici, i punti indicati da cerchi rossi rappresentano i valori di η stimati, quelli indicati da quadrati neri sono i valori di η ottenuti dopo la messa a punto del sistema di monitoraggio, mentre quelli rappresentati da asterischi neri sono i valori di η ottenuti dopo il lavaggio dei moduli. Si noti che il primo intervento non provoca significativi cambiamenti nel rendimento stimato, evidenziando la limitata deriva delle caratteristiche metrologiche del sistema di monitoraggio durante l'intervallo di taratura.

In figura 1, i punti rappresentati dai rombi neri sono i valori di rendimento ottenuti mediante l'acquisizione del transitorio di carica di un condensatore al primo mese e al 78° mese: il loro

Tabella 2. Esempi di valori incertezza ottenuti – Data di riferimento: 17 Gennaio, 2016.

Plant	$u_A(P)$ (W)	$u_B^{Idc}(P)$ (W)	$u_B^{Vdc}(P)$ (W)	$u_B^{CG}(P)$ (W)	$u_B^{tm}(P)$ (W)	$u(P_{max,STC})$ (W)	$P_{max,STC}$ (W)	η (%)	$u(\eta)$ (%)
A	8,2	5,0	5,7	26	3,2	28	1941	17,33	0,25
B	8,4	4,4	5,0	40	4,1	42	1725	12,50	0,21
C	11,7	5,4	6,2	27	4,9	31	2107	11,77	0,16
D	10,9	3,4	4,1	14	3,2	19	1376	7,95	0,16
E	4,9	3,0	4,3	8,5	3,1	12	1413	8,07	0,16
A_{ts}	8,0	5,9	5,7	24	3,2	26	1991	17,78	0,25
D_{ts}	3,7	4,0	3,8	10,8	3,5	13	1348	7,70	0,16
E_{ts}	3,9	3,9	3,9	11,0	2,6	13	1357	7,84	0,16

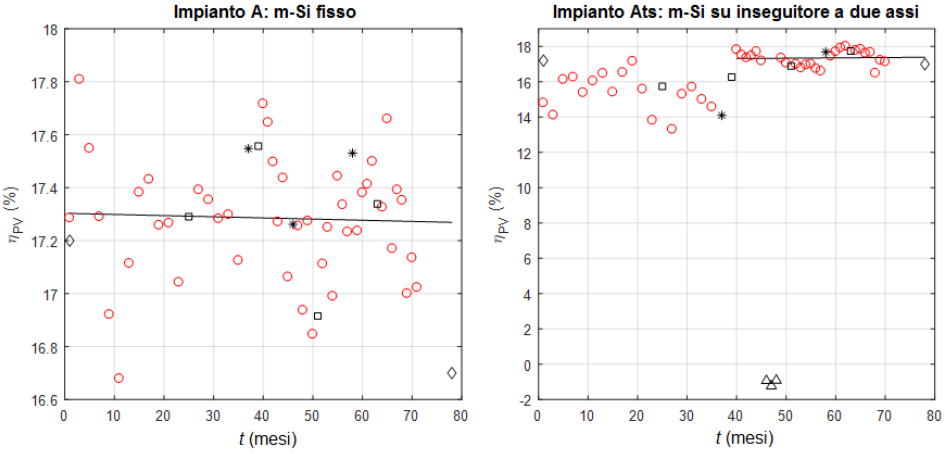

Figura 1. Rendimento stimato per gli impianti con moduli m-Si: A ad installazione fissa, A_{ts} su inseguitore.

andamento è in linea con le variazioni stagionali osservate. Infine, i triangoli neri rappresentano dati non validi, che corrispondono ad un guasto nell'impianto A_{ts} nei mesi 46, 47 e 48. La linea continua nei grafici è la retta di regressione che approssima tutti i valori di rendimento utilizzando il metodo dei minimi quadrati (i valori di η non validi sono stati esclusi da questa analisi). Nel grafico a destra in figura 1 (impianto m-Si su inseguitore a due assi), la linea continua considera i valori di η dal 40° mese in poi, poiché le stime dei mesi precedenti sono state alterate da un errato collegamento tra il polo positivo dei moduli e la terra dell'impianto elettrico, che ha reso quindi flottanti i due poli dei moduli. Tale condizione espone i moduli fotovoltaici al noto fenomeno *Potential Induced Degradation* (PID) [14], che costituisce una delle cause di perdita di rendimento dei moduli. Dopo che il collegamento a terra è stato ripristinato, l'impianto A_{ts} ha mostrato valori di rendimento simili all'impianto A.
L'equazione della retta di regressione ottenuta per ogni grafico può essere rappresentata attraverso la seguente espressione:

$$\eta(t) = \eta(t_0) + S_\eta \cdot t \tag{4}$$

dove t è il tempo espresso in mesi, mentre S_η è la pendenza della linea stimata, espressa in %/mese.
Il parametro S_η e la corrispondente incertezza tipo $u(S_\eta)$ sono stati ottenuti a partire dall'incertezza tipo $u(\eta_i)$ corrispondente a ciascuna stima mensile, secondo la procedura descritta in [11]. Si è infine stimato il tasso di degrado annuale *DR* (%/*anno*) come:

$$DR = 100 \cdot \frac{12 \cdot S_\eta}{\overline{\eta}} \tag{5}$$

Per l'impianto A basato su moduli *m-Si* è stato ottenuto un degrado annuale DR_A pari a -0.03 %/anno, con una incertezza estesa (intervallo di fiducia del 95%) $U(DR_A)$ = 0.30 %/anno, mentre per l'impianto A_{ts} si sono ottenuti valori DR_{At} = 0.20 %/anno e $U(DR_{At})$ = 0.80 %/anno. Nonostante l'elevata incertezza dei parametri DR_A e DR_{At}, gli impianti con moduli FV di tipo *m-Si* non hanno mostrato un significativo degrado nel periodo monitorato.

4.b Impianti con moduli CIGS

La figura 2 mostra i risultati relativi al rendimento ottenuto per gli impianti che utilizzano moduli a film sottile tipo CIGS: il grafico a sinistra è relativo all'impianto D (posizione fissa), mentre il grafico a destra si riferisce all'impianto D_{ts} (su inseguitore). I simboli utilizzati per riportare i valori di η sono gli stessi usati in figura 1. I valori non validi (triangoli neri) per l'impianto D_{ts} sono stati ottenuti per i seguenti motivi:

- 29° mese – problemi di connessione dei cavi;
- 71° mese – dati mancanti per un guasto alla catena di misura del piranometro installato sul sistema a inseguitore dell'impianto A_{ts};
- 43°, 65°, 66°, 67°, 68°, 69°, 70° mese – disallineamento tra il sistema a inseguitore dell'impianto A_{ts} e quello degli impianti D_{ts} e E_{ts}, dovuto a un guasto nel controllore del sistema stesso.

La figura 3 mostra il terzo tipo di problema, dove in alto a destra è possibile osservare il piranometro installato sul sistema a inseguitore dell'impianto A_{ts}, mentre sulla sinistra in secondo piano si vedono gli altri due impianti D_{ts} e E_{ts}, che sono correttamente orientati. Le misure ottenute in queste condizioni non sono state ritenute valide perché l'irradianza misurata dal piranometro installato sull'impianto A_{ts} non è rappresentativa di quella "vista" dagli impianti D_{ts} ed E_{ts}.
Anche per questi impianti, i valori ottenuti dall'acquisizione del transitorio di carica di un condensatore (rombi neri nei grafici al 1° e 78° mese) sono consistenti con quelli ottenuti a partire dal sistema di monitoraggio; inoltre i risultati ottenuti dopo la messa a punto del sistema di monitoraggio (quadrati neri nei grafici) non differiscono significativamente dagli altri. Il degrado stimato per gli impianti a film sottile CIGS e le corrispondenti incertezze estese sono risultate pari a DR_D = -2.08 %/anno, $U(DR_D)$ = 0.16 %/anno, e DR_{Dt} = -3.34 %/anno, $U(DR_{Dt})$ = 0.26 %/anno. I risultati ottenuti permettono di affermare che gli impianti con moduli fotovoltaici a film sottile CIGS sono soggetti ad

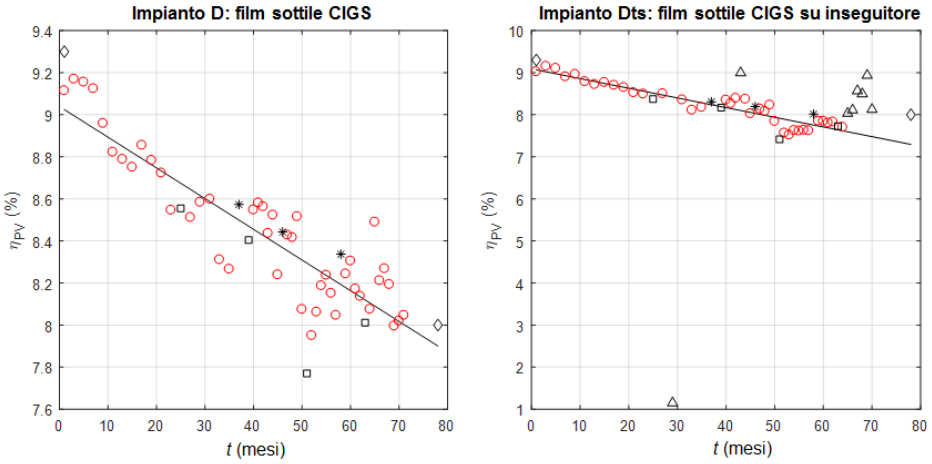

Figura 2. Rendimento stimato per gli impianti a film sottile CIGS: D ad installazione fissa, D_{ts} su inseguitore.

Figura 3. Esempio di disallineamento tra l'impianto A_{ts} (a destra) e gli impianti D_{ts} and E_{ts} (a sinistra).

un importante degrado e che i moduli installati sul sistema a inseguimento mostrano un maggiore degrado rispetto a quelli installati in posizione fissa. Tali conclusioni possono essere considerate affidabili, visto che l'incertezza ottenuta è di un ordine di grandezza inferiore rispetto ai valori di degrado stimati.

4.c Impianti CdTe

La figura 4 mostra i valori di rendimento η degli impianti con moduli a film sottile CdTe: il grafico a sinistra si riferisce all'impianto E (posizione fissa) e quello a destra all'impianto E_{ts} (su inseguitore a due assi). I simboli usati nei grafici sono gli stessi già visti per le figure 1 e 2 e i valori non validi (triangoli neri) sono dovuti alle stesse cause elencate per l'impianto D_{ts}. Anche in questo caso, i valori di rendimento ottenuti al 1° mese e al 78° mese mediante l'acquisizione del transitorio di carica di un condensatore (rombi neri) sono in accordo con la variabilità stagionale osservata.

Il degrado stimato e la corrispondente incertezza estesa per questo tipo di impianti è uguale a DR_E = -2.06 %/anno, $U(DR_E)$ = 0.26 %/anno, e DR_{Et} = -2.56 %/anno, $U(DR_{Et})$ = 0.14 %/anno.

Come già osservato per gli altri moduli a film sottile, la limitata incertezza di misura rispetto al degrado ottenuto rende consistente il degrado stimato per gli impianti basati su moduli a film sottile CdTe. Il degrado del rendimento ottenuto per questi impianti è di circa un ordine di grandezza superiore rispetto a quello ottenuto per i moduli m-Si.

Infine, anche se i moduli installati su inseguitore a due assi sembrano avere un degrado maggiore del rendimento rispetto a quelli installati in posizione fissa, non è possibile trarre conclusioni certe a causa dell'elevata incertezza ottenuta per i parametri di rendimento nei due casi.

4.d Impianti p-Si e Si *string ribbon*

I risultati degli ultimi due impianti monitorati sono riassunti nella figura 5: il grafico a sinistra si riferisce all'impianto con moduli fotovoltaici p-Si, mentre il grafico a destra si riferisce all'impianto con moduli Si *string-ribbon*.

Come per gli altri impianti in posizione fissa, tutti i valori di rendimento η sono risultati validi e la messa a punto del sistema di monitoraggio non cambia significativamente la stima del rendimento. Osservando le due linee di regressione ottenute nei due grafici, si nota facilmente che i due impianti hanno un comportamento simile nel tempo. Questa considerazione è confermata dai valori ottenuti per la stima del degrado del rendimento e per la corrispondente incertezza estesa: per i moduli p-Si, DR_B = -0.52 %/anno, $U(DR_B)$ = 0.46 %/anno, mentre per i moduli Si *string-ribbon* i valori ottenuti sono DR_C = -0.64 %/anno, $U(DR_C)$ = 0.28 %/anno.

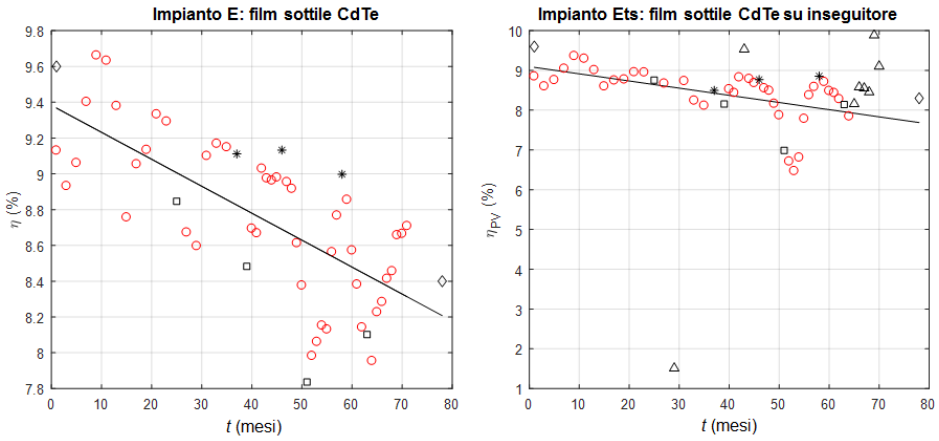

Figura 4. Rendimento stimato per gli impianti con moduli a film sottile CdTe: E ad installazione fissa, E_{ts} su inseguitore.

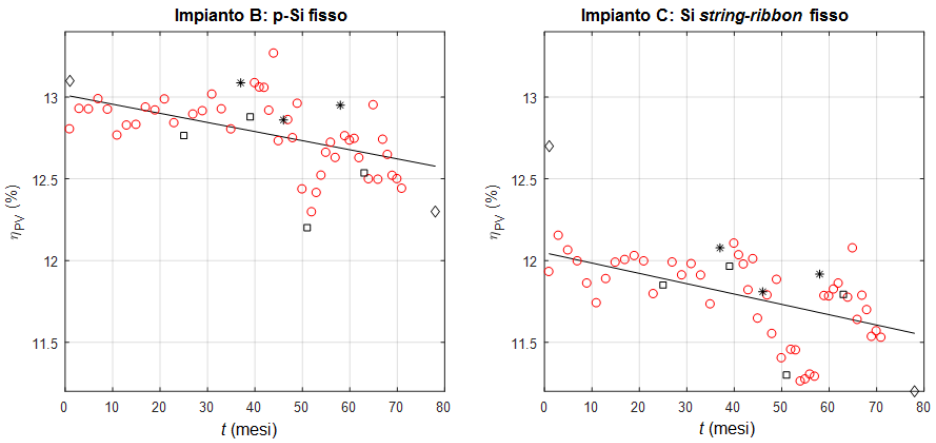

Figura 5. Rendimento stimato per gli impianti con moduli p-Si a sinistra e *Si string ribbon* a destra*; entrambi gli impianti sono ad installazione fissa.*

5. CONCLUSIONI

Il presente lavoro ha riguardato la stima del degrado del rendimento dei moduli FV di otto impianti basati su diverse tecnologie, attraverso un monitoraggio continuo di sei anni.
Per valutare le prestazioni degli impianti FV monitorati sono stati considerati la potenza massima ed il rendimento riferiti alle condizioni di riferimento STC (*Standard Test Conditions*). In particolare, il secondo parametro ha fornito interessanti informazioni sul comportamento dei diversi tipi di impianto considerati.
Gli impianti con moduli fotovoltaici a base di silicio sono soggetti ad un più basso degrado rispetto a quelli a film sottile. Considerando l'incertezza ottenuta, gli impianti che usano moduli m-Si, p-Si e Si *string-ribbon* mostrano un degrado in accordo con le indicazioni date in [8] per le tecnologie assestate.
Gli impianti con moduli fotovoltaici a film sottile, al contrario, sono soggetti ad un degrado maggiore del tipico valore per le tecnologie assestate. Inoltre, sia per gli impianti con moduli a film sottile CGIS sia per quelli con moduli a film sottile CdTe, si è ottenuto maggiore degrado per i moduli installati sul sistema a inseguimento a due assi.
Sulla base dei risultati qui presentati, gli autori hanno avviato una campagna sperimentale per studiare i fattori che influenzano il degrado di moduli fotovoltaici installati su impianti all'aperto: dopo l'applicazione di singoli fattori di stress ambientali e meccanici a diversi moduli fotovoltaici, si esegue la caratterizzazione elettrica e ottica di ciascun modulo. I risultati preliminari ottenuti sono descritti in [15].

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

[1] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme - Annual report 2015.

[2] Francke, L., Armand, M.S. *et al.*, *GHG Emissions and Energy Payback Time of AC electricity generated by the SunPower® Oasis® photovoltaic power plant*, IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), New Orleans, LA, USA, 2015.

[3] Held, M. and Ilg, R., *Update of environmental indicators and energy payback time of CdTe PV systems in Europe*, Progress in Photovoltaics, vol. 19, issue 5, August 2011, pp.614-626.

[4] Sherwania, A.F., Usmanib, J.A. *et al.*, *Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol 14, issue 1, January 2010, pp. 540–544.

[5] Lu, L. and Yang, H.X., *Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong*, Applied Energy, vol 87, issue 12, December 2010, pp. 3625-3631.

[6] Nishimuraa, A., Hayashia, Y. *et al.*, *Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system*, Applied Energy, vol 87, issue 9, September 2010, pp. 2797-2807.

[7] SunEarthToll.com – Photovoltaic payback, https://www.sunearthtools.com/solar/payback-photovoltaic.php#top

[8] International Energy Agency - Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity - Report IEA-PVPS T12-03:2011.

[9] Carullo, A., Corbellini, S. *et al.*, *In situ calibration of heterogeneous acquisition systems: The monitoring system of a photovoltaic plant*, IEEE Trans. on Instrum. and Meas., vol. 59, n. 5, pp. 1098-1103, 2010.

[10] Carullo, A. and Vallan, A., *Outdoor Experimental Laboratory for Long-Term Estimation of Photovoltaic-Plant Performance*, IEEE Trans. on Instrum. and Meas., vol. 61, n. 5, pp. 1307-1314, 2012.

[11] Carullo, A., Vallan, A. *et al.*, *Uncertainty analysis of degradation parameters estimated in long-term monitoring of photovoltaic plants*, Measurement, vol. 55, pp. 641-649, 2014.

[12] Rubel, F. and Kottek, M., *Observed and projected climate shifts 1901 – 2100 depicted by world maps of the KÃüppen-Geiger climate classification*, Meteorologische Zeitschrift, 19(2):135–141, April 2010.

[13] Spertino, F., Sumaili, J. *et al.*, *PV module parameter characterization from the transient charge of an external capacitor*, IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, 2013, pp. 1325-1333

[14] M. Martin, R. Krause *et al.*, *Investigation of potential induced degradation for various module manufacturers and technologies*, in 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt (Germany), 2012, pp. 3394–3398.

[15] A. Carullo, A. Castellana *et al.*, *Uncertainty issues in the experimental assessment of degradation rate of power ratings in photovoltaic modules*, Measurement, Article in Press, DOI: 10.1016/j.measurement.2017.04.038.