

## LA DURATA DEI MODULI FOTOVOLTAICI AL SILICIO CRISTALLINO

Domenico Coiante – 28/11/2010

Publicato su [www.aspoitalia.it](http://www.aspoitalia.it) – Dicembre 2010

### Premessa

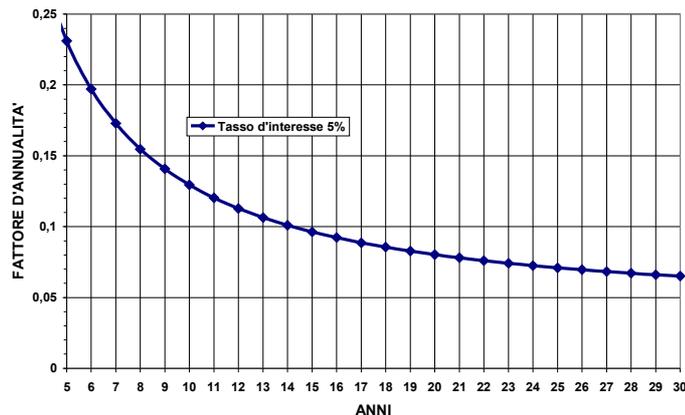
La vita operativa dei moduli fotovoltaici è un parametro fondamentale per la stima economica del costo di produzione del kWh ( $C_{kWh}$ ). Infatti, approssimando grossolanamente la formula al solo scopo di evidenziare le dipendenze, si trova che tale costo può essere espresso dalla seguente espressione:

$$C_{kWh} \sim Q_N [I/(AEP)] \quad (1)$$

Dove  $Q_N = r/[1 - (1+r)^{-N}]$  è il fattore finanziario d'annualità, che esprime la frazione del capitale, I, preso in prestito al tasso d'interesse r, da restituire ogni anno per N anni. AEP è l'energia netta prodotta all'anno. Come si può constatare, il costo del kWh, a parità degli altri parametri, è proporzionale al fattore d'annualità.

La Fig.1 mostra l'andamento di  $Q_N$  in funzione del numero N di anni di restituzione del prestito al tasso del 5%. Il valore cala con il tempo: ad esempio, se la restituzione avviene in 5 anni, ogni rata annuale sarà pari al 23% del capitale, mentre se avviene in 30 anni il suo valore sarà pari al 6,5%.

Fig.1 – Il fattore d'annualità rispetto agli anni di restituzione del prestito al tasso d'interesse annuo del 5%



Per gli investimenti nelle centrali elettriche, si fissa generalmente il periodo di restituzione N in misura uguale alla vita operativa. In base all'espressione (1) e al grafico di Fig.1, più lunga è questa, più basso è il costo di produzione del kWh. Pertanto, guardando al bilancio economico d'impresa, è estremamente importante poter contare su una vita operativa più lunga possibile.

### Introduzione

Nel 1979 divenni responsabile del Progetto Fotovoltaico del CNEN (Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare, poi divenuto ENEA). Il Progetto aveva l'obiettivo di promuovere lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia intervenendo sull'intero spettro delle competenze, dalla ricerca fondamentale ed applicata fino agli impianti dimostrativi per la produzione d'elettricità, compresa la fase della formazione di un'industria nazionale.

Per conoscere la storia dettagliata di questo tentativo, durato per me fino al 1993, ma tutt'ora in corso ad opera dei miei collaboratori più giovani, rimando il lettore al libro, "Fotovoltaico: il processo tecnologico e le nuove frontiere", edito dall'ENEA nel 2008 (Coiante, 2008). Qui mi limiterò a raccontare soltanto un episodio, i cui sviluppi successivi sono arrivati fino ad oggi con un risultato d'interesse attuale. Si tratta della vita operativa di un piccolo impianto realizzato nel 1980.

Appena nel 1979 ebbi l'incarico, mi preoccupai immediatamente di acquistare un certo numero di moduli fotovoltaici, da diversi produttori, sia statunitensi, sia italiani, per sperimentarne le prestazioni a confronto sul campo.

I primi ad arrivare nel 1980 furono i moduli, forniti dalle due fabbriche statunitensi: Arco Solar, una sussidiaria della società petrolifera Atlantic Richfield, in seguito divenuta tedesca come Arco Siemens e dalla Solarex. Altri moduli, tra cui quelli di fabbricazione italiana dell'Ansaldo e della neo costituita Solaris, (poi Pragma, poi Enitecnologie), arrivarono a scaglioni successivi nel corso del 1981 e da ultimo nel 1982 potemmo disporre anche d'alcuni moduli della padovana Helios Technology, società ancora oggi presente sul mercato.

La sperimentazione fu condotta nella Stazione Sperimentale Fotovoltaica dell'ENEA, approntata per questo scopo alla Casaccia, dove essa è ancora in funzione (Coiante, 1984). La Fig.2 mostra un'immagine di come era il sito alla fine del 1983.

*Fig.2 - La Stazione Sperimentale Fotovoltaica della Casaccia nel 1983 (Fonte: Coiante, 1984)*



Si notano in primo piano i moduli della Solarex, in secondo piano quelli della Helios e dell'Ansaldo e sullo sfondo quelli dell'Arco Solar.

Dietro al pannello Arco si intravede il prefabbricato dove erano alloggiate le apparecchiature di misura e di carico ed il sistema d'acquisizione dei dati di funzionamento.

### **I primi 10 anni di vita dei moduli Arco Solar e Solarex**

Si trattava rispettivamente di 60 moduli Arco Solar, modello ASI 2300-16, e 40 moduli Solarex modello HE60G, le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella Tab.1 qui sotto.

**Tab.1 – Specifiche tecniche dei moduli Arco Solar e Solarex**

	<b>Modello ASI 2300-16</b>	<b>Modello HE60G</b>
<b>Materiale semiconduttore</b>	<b>Silicio monocristallino</b>	<b>Silicio monocristallino</b>
<b>N. celle</b>	<b>35</b>	<b>72 (2x36)</b>
<b>Forma</b>	<b>Tonda</b>	<b>Quasi quadrata</b>
<b>Area della cella</b>	<b>78 cm<sup>2</sup> (Φ = 10 cm)</b>	<b>39 cm<sup>2</sup> (6,24 cm x 6,24 cm)</b>
<b>Area modulo</b>	<b>0,351 m<sup>2</sup></b>	<b>0,298 m<sup>2</sup></b>
<b>Fattore di impaccamento</b>	<b>0,78</b>	<b>0,94</b>
<b>Potenza di picco</b>	<b>37 Wp</b>	<b>37 Wp</b>
<b>Temperatura di misura</b>	<b>28 °C</b>	<b>28 °C</b>
<b>Intensità luminosa</b>	<b>1000 W/m<sup>2</sup></b>	<b>1000 W/m<sup>2</sup></b>
<b>Efficienza<sup>1</sup></b>	<b>10,6%</b>	<b>12,6%</b>
<b>Tolleranza</b>	<b>± 10%</b>	<b>± 10%</b>
<b>Superficie delle celle</b>	<b>Textured</b>	<b>Strato antiriflesso</b>
<b>Tecnologia d'assemblaggio</b>	<b>Vetro/resina/plastica</b>	<b>Vetro/resina/plastica</b>
<b>Anno di costruzione</b>	<b>1978</b>	<b>1978</b>

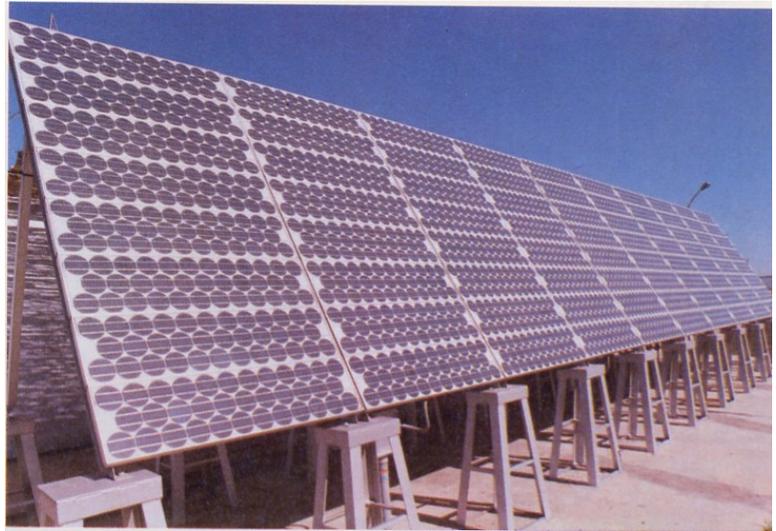
<sup>1</sup>Misurata rispetto all'area del modulo senza la cornice

Al momento dell'arrivo dei moduli, furono effettuate le misure di accettazione utilizzando i nostri strumenti, che erano stati tarati presso il Centro Europeo di Ricerche di Ispra. Rispetto alle specifiche dichiarate per l'efficienza, i risultati mostravano una differenza sistematica verso il basso, con valori

collocati appena dentro la fascia di tolleranza (-10%). I valori medi, da noi misurati, risultarono all'incirca uguali al 9,54% per i moduli Arco e 11,34% per quelli Solarex. Pertanto, questi valori furono assunti come riferimento iniziale per le misure successive nel tempo.

Nell'agosto del 1980 i moduli furono assemblati in due pannelli, rispettivamente da 2,2 kWp e 1,48 kWp, e messi in campo con esposizione a Sud ed inclinazione di circa 42° (latitudine di Roma). La Fig.3 mostra la fotografia del pannello da circa 3 kWp realizzato con i moduli della Arco Solar. Partendo dal basso, le prime 6 file contenevano i 60 moduli arrivati nel 1980 (2,2 kWp) e messi in campo nello stesso anno, mentre le due file più in alto furono completate nel 1983 con moduli acquistati successivamente.

Fig.3 – Pannello fotovoltaico dei moduli Arco Solar nel 1983



Alla fine del 1980 gli impianti cominciarono a funzionare a regime sotto carichi diversi, mentre si provvedeva all'acquisizione automatica dei dati di esercizio. L'elettricità prodotta fluiva in una batteria di accumulatori elettrochimici, che alimentava in corrente continua alcune utenze domestiche, come un frigorifero, un televisore e l'illuminazione dei locali, mentre un piccolo *inverter* provvedeva ad alimentare in alternata una pompa sommersa con motore ad induzione per estrarre l'acqua da un pozzo artesiano.

Per varie malaugurate vicissitudini, che sarebbe troppo lungo raccontare, non è stato possibile seguire nel tempo il funzionamento degli altri moduli installati, ma i dati di quelli della Solarex e dell'Arco Solar sono stati acquisiti per i primi 10 anni di vita e, come vedremo, per l'impianto Arco Solar l'acquisizione è continuata anche nei due decenni successivi.

### Efficienza dei moduli dopo 10 anni in campo

Nell'agosto del 1990, ho effettuato, con l'aiuto di un mio giovane collaboratore, la misura delle caratteristiche elettriche dei singoli moduli Arco e Solarex, mentre erano esposti alla piena illuminazione nelle ore centrali meridiane dei giorni sereni, con insolazione sempre superiore a 700 W/m<sup>2</sup>.

Dopo aver verificato l'uniformità della temperatura raggiunta a regime dalle celle sotto illuminazione, per ciascuna misura era rilevata la temperatura di una cella del modulo attribuendone il valore anche a tutte le altre dello stesso modulo. Questo dato era utilizzato per riportare il valore dell'efficienza ai 28 °C delle condizioni standard al fine di effettuare il confronto con i valori iniziali di riferimento. La temperatura era rilevata mediante una termocoppia tarata, posta in stretto contatto con la plastica (tedlar) che racchiudeva le celle nel lato posteriore dei moduli.

La Fig.4 mostra il risultato finale dell'elaborazione delle misure nei due grafici, rispettivamente per i moduli Arco Solar e Solarex.

Fig.4 – Efficienza dei moduli dopo dieci anni di funzionamento in campo. (Fonte: D. Coiante, S. Castello, 1991)

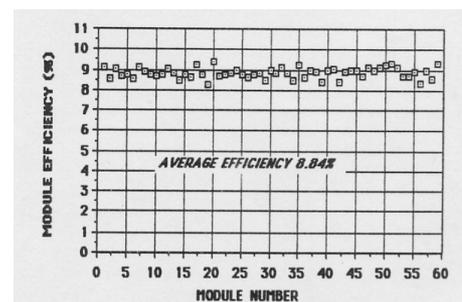


Fig. 1 - ASI 2300-16 module efficiency

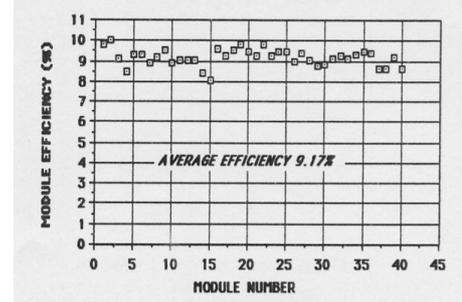


Fig. 2 - HE608 module efficiency

Un solo modulo Arco Solar risultava guasto, ma la causa del suo mal funzionamento era dovuta ad alcune prove meccaniche invasive, cui era stato sottoposto durante le misure iniziali d'accettazione. Pertanto, ritenendo che il guasto fosse stato causato artificialmente e non dovuto all'invecchiamento naturale, scartammo il modulo, riducendo la base di osservazione sperimentale ai rimanenti 59 moduli.

Dopo 10 anni, tutti funzionavano perfettamente. L'efficienza media misurata era pari all'8,84% per i moduli Arco Solar e al 9,17% per quelli Solarex. Rispetto al valore di riferimento, si era prodotto nei dieci anni un calo complessivo d'efficienza del 7,34% per i moduli Arco e del 19,13% per quelli Solarex.

All'osservazione visiva, i moduli si mostravano coperti da una patina opaca, che si era accumulata sul vetro nei dieci anni di esposizione all'aperto senza essere mai stati puliti. In particolare, lo strato di sporcizia era sistematicamente più spesso per i moduli Solarex.

La differenza di comportamento era da attribuire al fatto che la superficie del vetro dei moduli Solarex era fatta a "buccia d'arancia" e, quindi, tratteneva di più la sporcizia, mentre quella dei moduli Arco era meno sporca perché liscia. In quegli anni, la conformazione bugnata del vetro dei moduli Solarex era ritenuta otticamente migliore perché permetteva, in teoria, un aumento dell'efficienza a causa dell'effetto antiriflesso. Nella pratica, però, la superficie ruvida si era dimostrata una trappola per la sporcizia ed i moduli erano passati da un'efficienza iniziale del 11,3% al 9,17% durante l'esposizione in campo per 10 anni, con un calo di oltre due punti.

Dopo una grossolana pulizia del vetro, fatta con acqua e spugna, il valore dell'efficienza era risalita sistematicamente dello 0,35% per i moduli Arco e lo 0,59% per quelli Solarex. Applicando questa correzione ai dati, l'efficienza media si portava rispettivamente al 9,14% per i moduli Arco e al 9,71% per quelli Solarex. Il calo d'efficienza era, pertanto, in parte recuperato, portandosi a -4,2% per Arco Solar e -14,4% per Solarex.

Purtroppo la superficie del vetro a buccia d'arancia continuava a mostrarsi opaca e resistente ad ogni ulteriore lavaggio (con mezzi semplici). Questo comportamento fu ritenuto dalla stessa Solarex come un difetto sistematico, tanto che la conformazione del vetro a buccia d'arancia fu abbandonata nella produzione successiva dei moduli.

In conclusione, potremmo attribuire all'efficienza dei moduli Arco Solar un coefficiente medio di degradazione per invecchiamento di -0,42% l'anno, mentre per quelli Solarex si aveva un valore molto più alto pari a -1,4% l'anno.

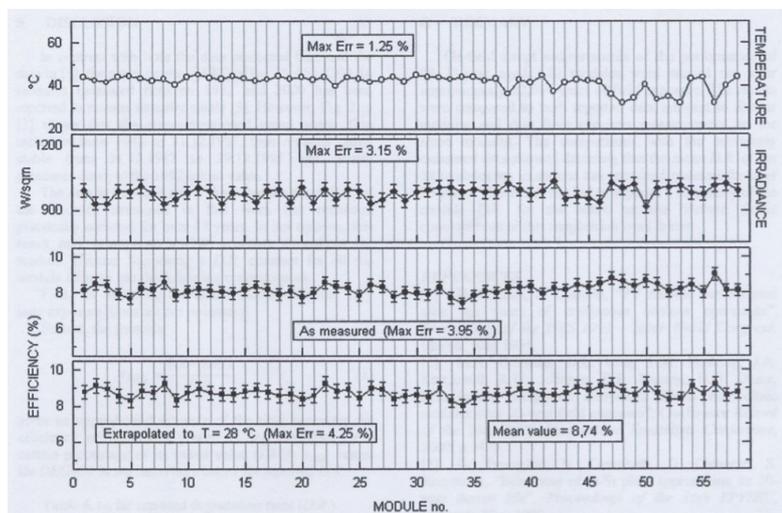
### Dopo altri 13 anni

Nel febbraio del 2003, dopo 23 anni di funzionamento, i miei ex-collaboratori (essendo io in pensione fin dal 1997) hanno ripetuto le misurazioni d'efficienza per i moduli Arco Solar ASI 2300-16 dell'impianto ancora al suo posto e in servizio alla Casaccia (De Lia et al., 2003). Purtroppo, non si è potuto fare altrettanto per i moduli Solarex perché, nel tempo trascorso, l'impianto era stato rimosso e i moduli dispersi per far posto ad altri esperimenti.

I risultati delle misure sono mostrati nella Fig.5.

*Fig.5 – Efficienza dei moduli Arco Solar dopo 23 anni di funzionamento continuo (Fonte: De Lia et al., 2003)*

Dei 59 moduli tenuti sotto osservazione, uno si era guastato, mentre 58 erano ancora perfettamente funzionanti. L'ispezione visiva mostrava, oltre la solita patina di sporcizia (recuperabile mediante spugnatura), un imbrunimento a chiazze della griglia metallica di



raccolta delle cariche, deposta sulle celle. L'efficienza media era passata all'8,74% con un calo di 0,4 punti percentuali rispetto al valore di 9,14% del 1990.

Pertanto si riscontrava un ulteriore abbassamento relativo del 4,4%, con un tasso medio del coefficiente di degradazione di circa -0,34% all'anno.

Rispetto al valore iniziale di riferimento del 1980, (che era 9,54%), si registrava un calo complessivo d'efficienza per invecchiamento nei 23 anni trascorsi di circa 0,8 punti percentuali, corrispondente all'8,4%, cioè pari ad un tasso medio sull'intero periodo di -0,36% all'anno.

### Efficienza misurata a 30 anni

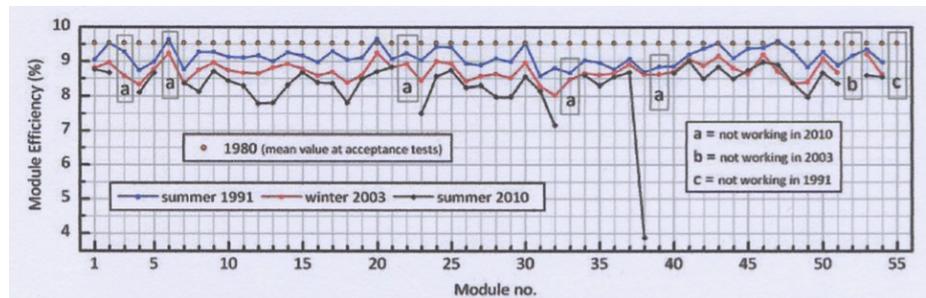
Nell'estate del 2010, a 30 anni dall'installazione, i moduli Arco Solar ASI 2300-16 furono nuovamente sottoposti al rilevamento delle loro prestazioni. Nel tempo trascorso dopo le misure del 2003, per alcuni moduli si era verificato un inconveniente che non permetteva la misura delle loro caratteristiche. Per essi non era più possibile accedere ai terminali d'uscita contenuti nella scatola sigillata posta sul retro (*junction box*) a causa dell'ossidazione delle viti. Pertanto, dopo numerosi tentativi non invasivi per l'apertura delle *junction boxes*, nel timore di danneggiare irrimediabilmente i moduli, fu presa la decisione di scartare questi campioni dal rilevamento. Non potendo misurare direttamente le loro caratteristiche elettriche, ma avendo la prova indiretta del loro funzionamento (anche attraverso l'osservazione visiva dell'assenza di danneggiamenti macroscopici), si ritenne conveniente non considerare tali moduli guasti. Pertanto la base statistica fu ridotta ai 55 moduli, i cui terminali erano ancora accessibili alle misure.

Il risultato è mostrato nella Fig.6.

Due moduli risultavano già guasti alla data delle misure del 2003 (uno era quello danneggiato artificialmente), mentre altri 5 non erano più funzionanti al 2010. I rimanenti 48 funzionavano tutti, ma uno di essi mostrava l'efficienza degradata a circa il 4%. Considerando anche questo modulo come guasto ed effettuando la media sui rimanenti 47 moduli, l'efficienza è risultata pari all'8,3%.

Negli ultimi sette anni, l'efficienza è calata in termini assoluti di 0,4 punti percentuali, cioè del 5 % in termini relativi. Pertanto, il tasso di degradazione in quest'ultimo periodo è salito a circa -0,72% all'anno.

Fig.6 – Efficienza dei moduli nel 2010 a confronto con quella del 1990 e del 2003 (Fonte: Abenante et al., 2010)



In definitiva, dopo 30 anni di funzionamento sul campo, si può trarre il seguente bilancio:

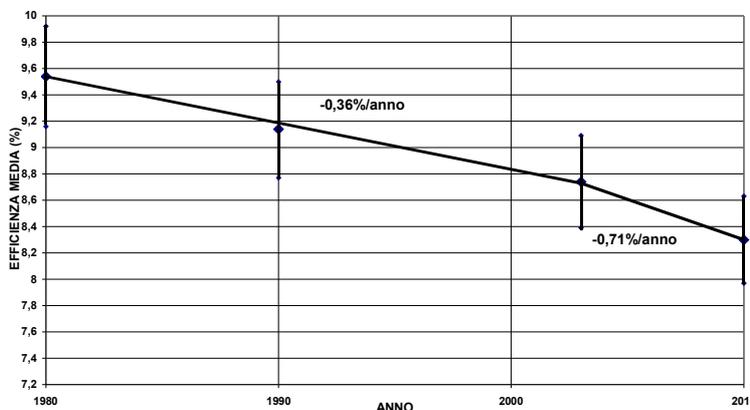
- 55 moduli sotto osservazione dal 1980 con efficienza media iniziale 9,5%;
- 8 moduli guasti: 7 per invecchiamento e 1 per danneggiamento procurato;
- 47 sopravvissuti;
- efficienza media attuale 8,3% (87% del valore iniziale);
- decremento assoluto d'efficienza in 30 anni pari a 1,2 punti percentuali;
- decremento relativo totale -13%;

## Considerazioni conclusive

La Fig.7 mostra l'andamento nel tempo dell'efficienza media di conversione. Nel grafico sono riportati i punti sperimentali e le barre dell'errore di misura, stimato intorno a  $\pm 4\%$  (De Lia, 2003).

*Fig.7 – Decremento nel tempo dell'efficienza media di conversione e tasso medio di degradazione per invecchiamento*

Nei limiti della fascia d'errore, possiamo approssimare il calo dell'efficienza con due tratte lineari, la prima dal 1980 al 2003 con un tasso di decremento dello 0,36% all'anno e la seconda dal 2003 al 2010 con il tasso di degradazione aumentato a -0,71% all'anno.



Quest'aumento del tasso lascia presumere che sia iniziata la fase della degradazione finale dei moduli per usura.

In ogni caso, occorre sottolineare che la potenza erogata nel 2010 dai 47 moduli sopravvissuti, dopo 30 anni di funzionamento, è ancora pari all'87% del valore iniziale: quindi non è stata ancora raggiunta la condizione di fine vita operativa, generalmente posta al limite dell'50% delle prestazioni, (quando si stima che i costi annui della manutenzione dell'impianto uguagliano all'incirca i proventi della vendita dell'energia alla rete).

Avendo scartato dal conteggio dei guasti casuali il modulo danneggiato durante la fase iniziale d'accettazione, la base per la statistica dei guasti si riduce ai 54 moduli iniziali, che sono stati monitorati durante il processo d'esposizione in campo. Nella Tab.2 è riportata la sintesi del numero dei moduli guasti per invecchiamento rispetto ai 54 iniziali.

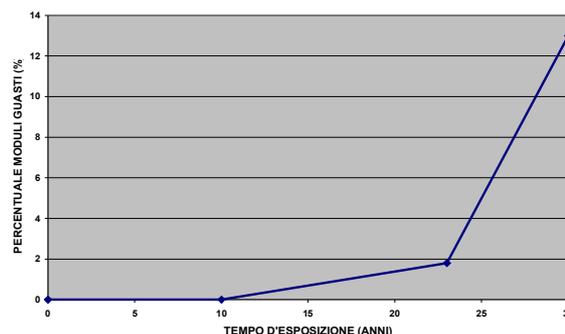
**Tab.2 – Percentuale dei moduli guasti**

Anno	Moduli guasti	Percentuale (su 54)
1980	0	0 %
1990	0	0 %
2003	1	1,8 %
2010	7*	13 %

\*E' compreso tra i guasti il modulo funzionante a efficienza ridotta al 4%

La Fig.8 mostra il grafico della percentuale di moduli guasti in funzione del tempo d'esposizione in campo.

*Fig.8 – Percentuale dei moduli guasti nel tempo rispetto ai 54 iniziali.*

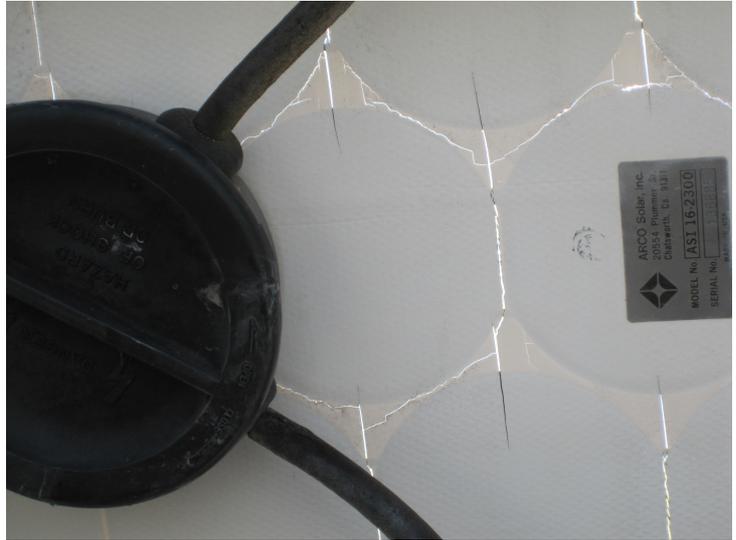


La percentuale di guasti si è mantenuta bassa, sotto al 2%, fino ai 23 anni d'esposizione, poi essa è aumentata notevolmente nel periodo successivo, dove si può osservare chiaramente una tendenza esponenziale della crescita.

L'analisi delle complesse cause di guasto, da sola, meriterebbe un'indagine chimico-fisica approfondita che esula dallo scopo di questo lavoro. Qui ci limiteremo ad alcune osservazioni visive macroscopiche: le fessurazioni apparse sulla lamina di tedlar, che sigilla il lato posteriore e l'imbrunimento dei moduli.

Per quanto riguarda il primo fenomeno, la fotografia di Fig.9 mostra in dettaglio la situazione.

*Fig.9 – Fessurazione del foglio posteriore di tedlar in corrispondenza del contorno delle celle (Foto, fatta nel 2010, gentilmente fornita dall'ing. F. De Lia dell'ENEA)*



Le fessure sono presenti in numerosi moduli, ma il loro funzionamento è ancora più che soddisfacente, come dimostra il livello medio d'efficienza ancora presente (87%). Le singole celle continuano ad essere protette dalla resina PVB d'incapsulamento.

Il secondo fenomeno, l'imbrunimento, è stato studiato già da qualche anno (Wenger, 1991), proprio in relazione ai moduli Arco Solar del grande impianto da 5,2 MWp di Carrisa Plains in California, impianto realizzato nel 1984 e smantellato dopo circa 6 anni di funzionamento a causa del consistente degrado dell'efficienza dei moduli (-50%). Lo studio ha messo in evidenza due fenomeni principali che causano l'invecchiamento: l'imbrunimento del metallo dei contatti depositi sulle celle per la raccolta delle cariche elettriche e l'opacizzazione della resina d'incapsulamento delle stesse.

Avviene che, sotto l'azione della radiazione solare, soprattutto ad opera dei raggi ultravioletti, la resina epossidica si modifica opacizzandosi lentamente. La riduzione della trasmittanza ottica produce un abbassamento dell'efficienza di conversione.

La radiazione solare è anche responsabile del riscaldamento delle celle, la cui temperatura sale ciclicamente nell'arco della giornata, raggiungendo nelle ore meridiane dei giorni limpidi valori anche superiori ai 50 °C. L'effetto termico sulla resina si traduce in una decomposizione chimica con emissione di agenti ossidanti. Questi, a loro volta, sono responsabili dell'ossidazione (imbrunimento) che si osserva sui contatti metallici delle celle. Ne deriva un aumento graduale nel tempo della resistenza serie parassita, che produce perdite ohmiche responsabili del calo progressivo dell'efficienza.

Questo processo è risultato particolarmente evidente nel caso dell'EVA (acetato di viniltilene), resina che era stata usata per l'incapsulamento dei moduli di Carrisa Plain: il prodotto della decomposizione è acido acetico, agente fortemente ossidante.

Nel caso dell'incapsulamento con il PVB (polivinilbutirrale), il fenomeno è molto lento, perché questa resina è molto più stabile con la temperatura. L'invecchiamento è reso evidente soltanto dopo molti anni d'esposizione.

*Fig.10 – Ossidazione della griglia di raccolta delle cariche su alcune celle dei moduli ARCO ASI 2300-16 dopo 30 anni d'esposizione (Foto, fatta nel 2010, gentilmente fornita dall'ing. F. De Lia dell'ENEA)*



Tornando al nostro impianto, la Fig.11 mostra la foto di una parte del pannello Arco Solar come si presenta oggi.

*Fig.11 – Pannello Arco Solar (in parte) nel 2010 (Foto gentilmente fornita dall'ing. F. De Lia dell'ENEA)*



Si distingue chiaramente la differenza di comportamento. I moduli dell'Arco Solar, considerati in questo lavoro, sono quelli chiari in basso. Per essi è stato usato il PVB nell'incapsulamento delle celle e ciò rende conto della quasi perfetta conservazione.

I moduli delle due file più in alto, che facevano parte di una seconda fornitura e che furono installati nel 1983, erano stati incapsulati con EVA. Essi mostrano chiaramente i segni dell'imbrunimento, cosa che comunque non impedisce loro di funzionare a prestazioni ridotte, ma ancora soddisfacenti.

In conclusione, i risultati dell'esperimento condotto dall'ENEA hanno evidenziato alcuni aspetti fondamentali:

1. Ponendo convenzionalmente il limite della vita operativa al raggiungimento della soglia dell'50% del valore della potenza iniziale, possiamo affermare che il nostro impianto fotovoltaico ha dato la dimostrazione sperimentale di una durata superiore ai 30 anni. Pertanto, le stime del costo del kWh, basate su questo valore sono da considerare attendibili.
2. Il decremento graduale dell'efficienza di conversione nel tempo non è trascurabile (circa 13%). Questo dato deve essere tenuto in conto nei calcoli preventivi del costo di produzione dell'energia, inserendolo nel fattore di prestazione dell'impianto.
3. La percentuale dei moduli guasti si è mantenuta entro il 2% fino a 23 anni d'esposizione e poi è salita al 13% ai 30 anni. Nei conti economici occorre, pertanto, considerare anche le spese corrispondenti per la sostituzione dei moduli guasti.

### **Ringraziamento**

Ringrazio l'ing. Francesco De Lia dell'ENEA per la fornitura di alcune fotografie, per gli utili commenti a questo lavoro e per gli scambi d'opinione in merito alle osservazioni sperimentali circa i processi d'invecchiamento dei moduli.

### **Bibliografia**

1. D. Coiante, 2008, *Fotovoltaico: il processo evolutivo e le nuove frontiere*, Edizioni ENEA, Dicembre 2008, ISBN 88-8286-174-0
2. D. Coiante, 1984, *L'area sperimentale dell'ENEA per la prova e la qualificazione di componenti e sistemi fotovoltaici*, Notiziario ENEA N.11/12 Novembre/Dicembre 1984, pp.36-46
3. D. Coiante, S. Castello, 1991, *PV Module Performances After Ten Years of Continuous Outdoor Operations*, Proceedings of the Biennial Congress of the International Solar Energy Society, Denver, Colorado USA 19-23 August 1991, 181-185
4. F. De Lia, S. Castello, L. Abenante, 2003, *Efficiency Degradation of C-Silicon Photovoltaic Modules after 22-Year Continuous Field Exposure*, 3th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-16 2003, Osaka, Japan

5. L. Abenante, F. De Lia, S. Castello, 2010, *Long-term Performance Degradation of C-Si Photovoltaic Modules and Strings*, 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-10 September 2010, Valencia, Spain
6. Wenger H. J., Shaefer J., Rosenthal A., Hammond B., Shlueter L., 1991, *Decline of the Carrisa Plains PV Power Plant: the Impact of Concentrating Sunlight on Flat Plates*, Proc. 22th IEEE PVSC, pp.586-592