

FOTOVOLTAICO DI SECONDA GENERAZIONE: LIMITI E POSSIBILITA'

Domenico Coiante - 5/luglio/2010

Pubblicato su www.aspoitalia.it

1 – Introduzione

Nel precedente lavoro dedicato al fotovoltaico di prima generazione (Coiante, 2010, www.aspoitalia.it/attachments/280), si è considerato un impianto di grande taglia collocato nelle condizioni d'insolazione medie dell'Italia centro-meridionale (densità d'energia solare $H = 1700 \text{ kWh/m}^2 \text{ l'anno}$). Ipotizzando un costo attuale dei moduli, scontato per grandi quantitativi, di 2500 euro/kWp ed uno del resto del sistema (*Balance Of System = BOS*) estrapolato al minimo a 1000 euro/kWp, si è ottenuto un costo attuale dell'elettricità fotovoltaica prodotta pari a circa di 24,9 eurocent/kWh. Si è poi visto come tale costo potrebbe essere portato in futuro al suo valore limite, pari a circa 15 eurocent/kWh, solo dopo aver ridotto le voci di costo dei moduli al silicio cristallino ai rispettivi limiti inferiori per un totale di 1100 euro/kWp. Si è infine valutato che, per raggiungere la competitività, occorre abbassare il costo del kWh sotto al livello di 9 eurocent, essendo questo il prezzo di riferimento del kWh in rete. Ciò significa che il costo totale dell'impianto fotovoltaico deve scendere di sotto a circa 1260 euro/kWp. Quindi si è concluso che, per conseguire quest'obiettivo, bisogna ridurre ulteriormente, sia il costo dei moduli sotto al limite di 1100 euro/kWp, sia quello del *BOS* sotto a 1000 euro/kWp.

La tecnologia fotovoltaica dei moduli a film sottile, detta di seconda generazione, promette di realizzare questa riduzione principalmente mediante l'abbassamento del costo di produzione dei moduli, da ottenere sostituendo il silicio cristallino con altri materiali semiconduttori meno costosi e con tecnologie più produttive.

Per quanto concerne la diminuzione del costo del *BOS* negli impianti fotovoltaici al silicio, le analisi economiche proiettive concordano sul fatto che è molto difficile scendere al di sotto di circa 1000 euro/kWp. Pertanto, in prima istanza, visto che il *BOS* è pressoché identico nei due casi, consideriamo questa cifra valida anche per i sistemi a film sottili. Poiché la competitività del kWh a 9 eurocent impone che il costo totale di sistema non superi 1260 euro/kWp, la possibilità per la tecnologia dei film sottili di raggiungere la competitività si riduce, a parità delle altre condizioni, a dover produrre i moduli ad un costo massimo di circa 260 euro/kWp.

E' possibile raggiungere quest'obiettivo?

Prima di entrare nei dettagli, facciamo una considerazione sommaria, basata sulla constatazione di fatto che anche per i moduli a film sottili si usa una lastra di vetro come supporto delle celle. Si tratta di vetro speciale ad alta trasmittanza, temperato e trattato per far aderire lo strato d'ossido conduttore trasparente che costituisce la base delle successive deposizioni degli altri materiali (vedi Appendice I). Il prezzo di questo vetro in lastra per grandi quantitativi si aggira intorno ai 40-50 euro/m². Considerando che l'attuale efficienza migliore dei moduli commerciali a film sottile è intorno al 10%, su ciascun m² di modulo si raccolgono 100 Wp. Pertanto il contributo del vetro al costo dei moduli sarà di 400-500 euro/kWp, valori già abbondantemente al di sopra del massimo tollerabile. Vista la completa maturità della tecnologia di produzione del vetro in lastre e la vastità del mercato, è da escludere una significativa riduzione di questo costo nel solo segmento fotovoltaico. Quindi, dovremmo concludere che anche per la seconda generazione appare preclusa la possibilità di raggiungere la competitività.

Allora come si può fare?

Partendo dal fatto certo che il costo totale dell'impianto "chiavi in mano" dovrà essere inferiore a circa 1260 euro/kWp (competitività a 9 eurocent/kWh), dobbiamo ridiscutere tutte le voci di costo, sia quelle di produzione dei moduli, sia quelle che contribuiscono al *BOS*, nel tentativo di vedere se e come, nel quadro della tecnologia dei film sottili, sia possibile abbassare ulteriormente i diversi contributi.

2 – Materiali fotosensibili per film sottili

Nella Tab.1 sono indicati i valori del coefficiente d'assorbimento della radiazione solare di alcuni semiconduttori in corrispondenza della lunghezza d'onda di 0.6 micron (nella zona del visibile dello spettro).

Tab.1 – Coefficiente di assorbimento (α) della luce per alcuni semiconduttori alla lunghezza d'onda λ di 0,6 μm

Materiale	Ge	CuInSe ₂	CdTe	Si amorfo	Si cristallino
α (cm ⁻¹) ($\lambda= 0,6$ micron)	$2 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$	$1 \cdot 10^5$	$2 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^3$

Fonte: (S. Sze, *Fisica dei dispositivi a semiconduttore*, 1973)

Il coefficiente di assorbimento della luce del silicio cristallino, fino ad oggi usato per le celle fotovoltaiche, è circa due ordini di grandezza più basso di quello del germanio, del diseleniuro di rame ed indio e del tellururo di cadmio, mentre il silicio amorfo si trova in posizione intermedia.

Ciò comporta che, per assorbire completamente la luce, occorre uno spessore di almeno 50 micron di silicio, mentre è sufficiente meno di 1 micron per gli altri materiali. Anche il silicio amorfo presenta una situazione vantaggiosa con uno spessore di circa 3 – 4 micron.

In linea teorica, pertanto, non ci sarebbe bisogno di passare ai materiali composti perché si potrebbe ottenere un notevole abbassamento del costo delle celle al silicio riducendone lo spessore a 50 micron. Purtroppo ciò è impedito nella pratica dalla fragilità del materiale, che non è maneggiabile nelle linee industriali al di sotto dei 250 – 300 micron.

In definitiva, per ridurre sostanzialmente i costi, bisogna passare all'uso dei materiali fotovoltaici ad alto assorbimento luminoso come quelli indicati in Tab.4, che mostrano caratteristiche di fotosensibilità più vantaggiose di quelle del silicio con spessori dell'ordine del micron, cioè in forma di *film sottili*.

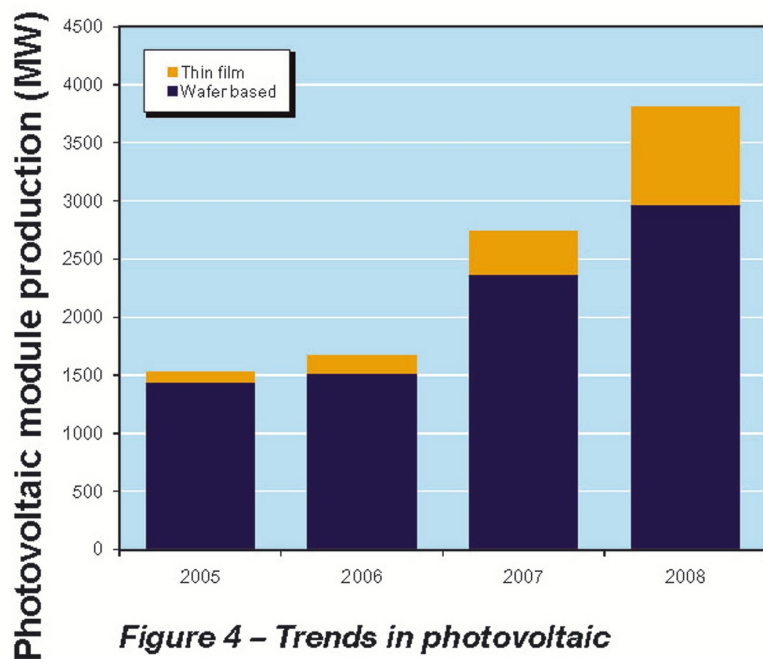
Nell'Appendice I, cui si rimanda il lettore eventualmente interessato, sono brevemente descritte le celle fotovoltaiche a film sottile, che sono alla base dei dispositivi di seconda generazione.

3 – Il mercato

Sul listino dei prodotti in vendita in Italia, pubblicato sul numero di dicembre 2009 dalla rivista "FV – Fotovoltaici", sono presenti sul mercato 23 tipi di moduli a film sottile contro i 548 a silicio cristallino. Pur non rappresentando esattamente la situazione della ripartizione mondiale del mercato, tuttavia queste cifre testimoniano della attuale preponderanza dei moduli a silicio cristallino sul volume totale dell'offerta. La situazione a livello mondiale è mostrata nella Fig.1, dove si può verificare la tendenza degli ultimi anni.

Fig.1 – Produzione annuale dei moduli fotovoltaici nei paesi aderenti all'IEA nelle due versioni al silicio cristallino e a film sottili (silicio amorfo, seleniuro di indio-gallio-rame = CIGS, tellururo di cadmio = CdTe)

Il grafico, riprodotto dall'ultimo Rapporto dell'International Energy Agency sul fotovoltaico (IEA, 2009), mostra l'andamento negli ultimi anni della produzione dei moduli fotovoltaici nei paesi aderenti all'IEA. La quota



attribuita al silicio cristallino nel 2008 è pari al 78% del totale ed essa rappresenta ancora la parte maggiore della produzione. Si deve notare tuttavia che la quota dei materiali semiconduttori a film sottile è andata continuamente aumentando negli ultimi anni, con ciò dimostrando una precisa tendenza ad occupare una parte sempre più consistente del mercato fotovoltaico.

La conclusione è che il fotovoltaico di seconda generazione (film sottili) è ancora minoritario nel mercato mondiale, ma la sua incidenza va aumentando decisamente nel tempo.

Analizzando più in dettaglio le specifiche dei prodotti offerti sul mercato italiano, si trova che l'attuale tecnologia dei film sottili produce moduli di area pari a circa (0,5 – 1,5) m². Quelli realizzati con silicio amorfo idrogenato sono la maggior parte e hanno efficienza stabilizzata intorno al (5 – 6)%. I moduli a diseleniuro di indio e rame e a tellururo di cadmio sono presenti in minor misura, ma con un'efficienza di conversione più alta, intorno a (8 – 10)%.

Più difficili da reperire sono le informazioni sui prezzi, che, con qualche sforzo, possiamo collocare approssimativamente intorno a 1 euro/Wp per grandi forniture (www.solarbuzz.com/moduleprices.htm e www.firstsolar.com/en/modules.php).

Anche se la tecnologia dichiara di raggiungere costi di produzione notevolmente più bassi di 1 euro/Wp, i prezzi di mercato vengono mantenuti appena al di sotto di quelli dei moduli a silicio cristallino per ovvi motivi commerciali.

4 – Costo del kWh e competitività

Assumiamo ottimisticamente che il prezzo dei moduli a film sottili sia di 1000 euro/kWp e che il prezzo attuale del BOS abbia il valore limite sopra indicato di 1000 euro/kWp. Il costo del sistema fotovoltaico sarebbe pari a 2000 euro/kWp, cui corrisponderebbe un costo del kWh di circa 14,2 eurocent per impianti collocati nelle zone ad insolazione annuale di 1700 kWh/m² [vedi la (1) in (Coiante, 2010, www.aspoitalia.it/attachments/280)]. Questo valore è ancora superiore di un fattore circa 1,6 rispetto alla parità in rete posta a 9 eurocent/kWh.

Riprendiamo il discorso lasciato in sospeso alla fine del primo paragrafo e riassumiamo i termini della questione: la competitività si ottiene con un costo dell'impianto "chiavi in mano" di circa 1260 euro/kWp; il fotovoltaico di seconda generazione dovrà riuscire a portare il costo totale del sistema sotto a questo livello, sia agendo sul costo di produzione dei moduli, sia riducendo ulteriormente il costo del BOS al di sotto del valore di 1000 euro/kWp, fin qui considerato come un limite.

Per capire quest'affermazione, consideriamo nuovamente l'esempio della lastra di vetro e ricordiamo che il suo contributo al costo dei moduli vale da solo circa 500 euro/kWp (con efficienza dei moduli del 10%).

Aggiungiamo ora gli altri costi a quello del vetro, sia dei materiali fotosensibili, sia delle tecnologie di deposizione dei film sottili, sia della formazione delle celle e della loro connessione, ecc. Queste voci aggiuntive di spesa porteranno il costo dei moduli sicuramente sopra ai 500 euro/kWp. Pertanto, per rimanere entro il costo di sistema di 1260 euro/kWp, il costo del BOS di 1000 euro/kWp non potrà più essere considerato come un limite. Si dovrà trovare il modo per abbassare ulteriormente questo valore.

Ciò può essere fatto facendo entrare in gioco l'efficienza di conversione. Per evidenziare questo effetto, occorre passare ad un formalismo diverso per la stima del costo di produzione del kWh.

5 – Ruolo dell'efficienza di conversione

La seguente espressione (1) mostra il costo del kWh dettagliato in funzione, sia dei parametri di costo di produzione, sia di quelli finanziari e tecnici.

$$\frac{(FCR) [C_m + C_s + 2,5 C_t + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} I_p (C_p + C_c + C_i + C_a)] + C_{E\&M} + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} I_p C_{ass}}{C_{kWh}} = \quad (1)$$

Nella Tab.2 e nel riquadro in APPENDICE II sono state riassunte le definizioni, il significato dei simboli ed i passaggi essenziali che portano alla (1). Dove è possibile, si è scelta l'unità di misura del costo specifico in euro/m². In tal modo si è potuto mettere in evidenza il ruolo fondamentale che riveste il rendimento energetico totale ed, in particolare, l'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici, \square_{STC} . Si

può notare subito che, a parità delle altre condizioni, una migliore efficienza produce l'abbassamento del costo del kWh.

Per quantificare questo effetto, cominciamo col fissare il punto attuale della situazione, calcolando il costo del kWh tramite la (1). I valori numerici dei parametri sono stati fissati sulla base delle informazioni desunte dalle seguenti fonti consultate: Internet (siti già citati e offerte immobiliari per il costo dei terreni al Sud e nelle Isole), listino dei prezzi pubblicato su "FV-Fotovoltaici" - marzo/aprile 2010, rassegna dei costi d'impianto (Stabile, 2010) e (Stefanini, 2010).

I dati, raccolti nella Tab.2, si riferiscono alla situazione odierna di grandi forniture per una centrale da 1 MWp in due casi: impianto con moduli al silicio cristallino e a film sottili. A parte la differenza di prezzo dei moduli, si registrano alcune diversità: a) nel valore dell'efficienza di conversione (maggiore per il silicio), che comporta una minore superficie totale dei moduli; b) nel fattore di temperatura (minore sensibilità termica dei film sottili); c) nella vita operativa dei moduli (garanzia di 20 anni per i film sottili contro i 25 del silicio). Nell'ultima riga sono riportati i valori ottenuti per il costo di produzione del kWh. Emerge chiaramente il vantaggio dei sistemi a film sottili, ma la competitività dell'energia in rete resta lontana un fattore circa 2.

Tab.2 - Caratteristiche, componenti e valori di costo attuali¹

Parametri	Simbolo	Impianto a Silicio cristallino	Impianto a Film Sottili
Potenza nominale	P	1000 kWp	1000 kWp
Costo moduli (potenza)	K _p	1860 €/kWp	1000 €/kWp
Efficienza moduli (STC)	η _{STC}	15%	10%
Area totale moduli	A	6667 m ²	10000 m ²
Costo moduli	C _m	279 €/m ²	100 €/m ²
Fattore termico	η _T	0,90	0,95
Fattore di mismatching	η _{MIS}	0,92	0,92
Fattore di disponibilità impianto	F _D	0,96	0,96
Area strutture	A	6667 m ²	10000 m ²
Costo strutture	C _s	50 €/m ²	50 €/m ²
Fattore d'ombreggiamento	K	2,5	2,5
Terreno	2,5 A	16667 m ²	25000 m ²
Costo terreno attrezzato	C _t	4-5 €/m ²	4-5 €/m ²
Potenza inverter	P	1000 kW	1000 kW
Rendimento inverter	η _i	0,94	0,94
Costo inverter + quadri elettrici	C _{ip}	200 €/kW	200 €/kW
Cablatura elettrica	C _c	100 €/kW	100 €/kW
Ingegneria, dir. lavori e oneri amministrativi	C _i	120 €/kW	120 €/kW
Allacciamento (cabina trasfor. e oneri vari)	C _a	140 €/kW	140 €/kW
Assicurazione	C _{ass}	20 €/kW anno	20 €/kW anno
Esercizio&manutenzione	C _{E&M}	6 €/m ² (40 €/kW) anno	4 €/m ² (40 €/kW) anno
Tasso annuo interesse reale	r	5%	5%
Vita operativa impianto	N	30 anni ²	25 anni ²
Tasse dirette	T	0,3	0,3
Fixed Charge Rate	FCR	0,09293	0,10136
Fattore di prestazione	D	0,747	0,789
COSTO DEL kWh	C_{kwh}	0,245 €/kWh	0,203 €/kWh

¹Impianto a pannelli piani, fissi, esposto a sud ed inclinato secondo la latitudine locale di taglia circa 1 MWp

²Sulla base dell'esperienza si considera una durata di vita dei moduli prolungata di 5 anni oltre al limite garantito delle prestazioni.

Per vedere l'effetto dei diversi contributi sul totale, conviene disarticolare il costo del kWh della (1) nelle sue componenti:

- 1) Moduli $C_{kWh1} = [(FCR) C_m]/\eta_{STC} D H$
- 2) Strutture $C_{kWh2} = [(FCR) C_s]/\eta_{STC} D H$
- 3) Terreno $C_{kWh3} = [(FCR) 2,5 C_t]/\eta_{STC} D H$
- 4) E&M $C_{kWh4} = C_{E\&M} / \eta_{STC} D H$
- 5) Inverter $C_{kWh5} = [(FCR) \eta_{MIS} \eta_T I_p C_p]/ D H$
- 6) Cavi $C_{kWh6} = [(FCR) \eta_{MIS} \eta_T I_p C_c]/ D H$
- 7) Ingegneria $C_{kWh7} = [(FCR) \eta_{MIS} \eta_T I_p C_i]/ D H$
- 8) Allacciamento $C_{kWh8} = [(FCR) \eta_{MIS} \eta_T I_p C_a]/ D H$

9) Assicurazione $C_{kWh5} = (\eta_{MIS} \eta_T I_p C_{ass}) / D H$

Inserendo i valori attuali della Tab.2, si ottiene la seguente situazione di Tab.3.

Tab.3 – Componenti del costo del kWh

Componente	Silicio cristallino Contributo (€/kWh)	Incidenza (%)	Film sottili Contributo (€/kWh)	Incidenza (%)
Moduli	0,1361	55,53	0,0756	37,29
Strutture	0,0244	9,95	0,0378	18,65
Terreno	0,0061	2,49	0,0094	4,66
E&M	0,0315	12,85	0,0298	14,72
Inverter	0,0121	4,94	0,0132	6,52
Cavi	0,0061	2,47	0,0066	3,26
Ingegneria	0,0073	2,97	0,0079	3,91
Allacciamento	0,0085	3,46	0,0092	4,56
Assicurazione	0,0130	5,32	0,0130	6,43
Totale costo	0,245	100	0,203	100

Per gli impianti al silicio cristallino il contributo di gran lunga maggiore è quello dei moduli che incide per circa il 55%, mentre risultano significativi anche i contributi delle strutture e dell'esercizio e manutenzione, che pesano rispettivamente circa il 10% e il 13%. Nel caso dei film sottili, il contributo dei moduli rimane il valore maggiore, ma si riduce rispetto al silicio a circa il 37%, mentre aumenta l'incidenza relativa delle strutture e dell'esercizio e manutenzione, rispettivamente a circa il 19% e il 15%. Da notare anche l'aumento del contributo del terreno attrezzato, che passa ad incidere significativamente per circa il 5%.

L'incidenza della spesa per l'assicurazione appare notevole, raggiungendo da sola la quota di circa il 6%.

Poniamo l'attenzione sui dati degli impianti a film sottile e aggregiamo i contributi in due classi: moduli e resto del sistema. Otteniamo 7,6 eurocent/kWh (37,3%) dovuti ai primi e 12,7 eurocent/kWh (62,7%) per il BOS. Ritroviamo, in maniera più dettagliata, il risultato che il contributo del BOS da solo eccede il livello di competitività.

Scegliamo ora un nuovo criterio di aggregazione dei contributi, raccogliendo insieme tutti quelli che dipendono dall'efficienza dei moduli. Otteniamo dalla (1):

$$C_{kWh} = \frac{(\text{FCR}) (C_m + C_s + 2,5 C_t) + C_{E\&M}}{\eta_{STC} D H} + \frac{\eta_{MIS} \eta_T I_p [(\text{FCR}) (C_p + C_c + C_i + C_a) + C_{ass}]}{D H} \quad (2)$$

Inseriamo i valori numerici dei parametri di Tab.2, lasciando come variabili solo C_m e η_{STC} . Otteniamo:

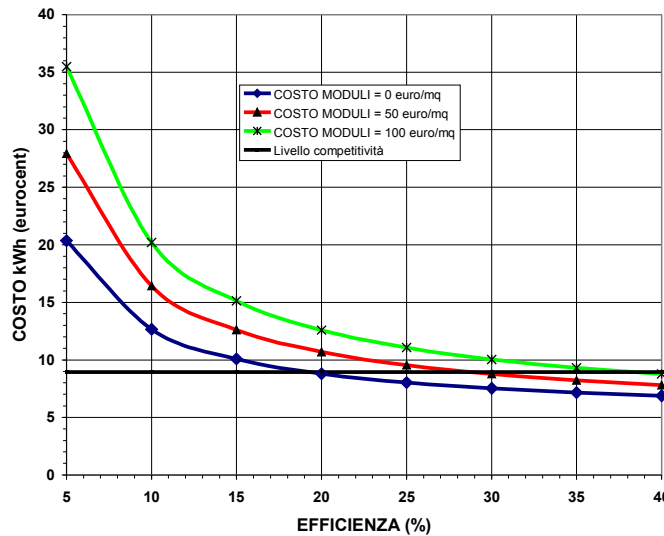
$$C_{kWh} = \frac{7,5598 \cdot 10^{-5} C_m + 7,708 \cdot 10^{-3}}{\eta_{STC}} + 0,0500 \quad (\text{euro/kWh}) \quad (3)$$

Il primo termine dipende dall'efficienza in modo inverso, mentre il secondo è costante e rappresenta il costo limite del kWh quando l'efficienza tende ad infinito. In questo caso teorico ideale, il costo del kWh varrebbe 5 eurocent e la competitività sarebbe pienamente raggiunta.

La Fig.2 mostra il grafico ottenuto dalla (3): il costo del kWh è rappresentato in funzione dell'efficienza di conversione dei moduli per tre valori diversi del loro costo.

La curva più bassa corrisponde al caso ipotetico del costo nullo dei moduli. Si può chiaramente notare che il livello della competitività in rete a 9 eurocent/kWh viene incontrato per un'efficienza dei moduli pari al 20%. Detto in altri termini, anche se i moduli non avessero alcun costo, per pareggiare i costi del resto del sistema sarebbe necessaria un'efficienza di conversione di almeno il 20%. Nella situazione reale del costo attuale dei moduli pari a 100 euro/m² (curva verde più alta), occorre un valore d'efficienza minima del 37% per avere la competitività. La riduzione del costo dei moduli a 50 euro/m² (praticamente costo del solo vetro), permetterebbe questo risultato con un'efficienza minima del 29% (curva rossa centrale).

Fig.2 – Costo del kWh in funzione dell'efficienza per diversi valori del costo dei moduli



In conclusione, l'efficienza può giocare un ruolo decisivo nel conseguimento della competitività, ma i valori richiesti sono al di sopra delle possibilità pratiche dell'attuale tecnologia dei film sottili (efficienza record di laboratorio circa 19% ed efficienza massima commerciale circa 10%).

L'analisi fin qui condotta dimostra che il contributo complessivo del BOS al costo dei sistemi è così alto che il recupero attraverso il solo aumento dell'efficienza dei moduli è reso praticamente impossibile. Il conseguimento della competitività richiede in aggiunta un drastico intervento di riduzione di tutte le altre voci di costo che gravano sul sistema fotovoltaico (vedi Tab.3).

6 – Analisi proiettiva dei costi del BOS

Osservando la Tab.3, si nota che la maggiore incidenza di costo deriva dalle spese per le strutture di sostegno dei moduli (50 euro/m²; 18,6%) e per l'esercizio e manutenzione (4 euro/m² anno; 14,7%). Subito dopo vengono i costi dell'inverter (200 euro/kW; 6,5%) ed, in particolare, appaiono pesanti quelli dell'assicurazione (20 euro/kWp anno; 6,4%) e dell'allacciamento alla rete (140 euro/kWp; 4,6%). Anche il costo dovuto al terreno (5 euro/m²) assume una certa rilevanza con il suo contributo del 4,7%. Infine i costi dell'ingegneria (120 euro/kWp; 3,9%) e della cablaggio d'impianto (100 euro/kWp; 3,3%) mostrano un peso notevole nel bilancio totale.

Ricordiamo che le voci di costo si riferiscono alla situazione attuale per un impianto di circa 1 MWp.

In una prospettiva di grande diffusione del fotovoltaico nel mercato energetico, quale quella che si sta verificando attualmente, la taglia delle centrali sta assumendo una tendenza all'aumento verso valori tipici superiori a 10 MWp. In questa situazione, è lecito attendersi una riduzione delle voci di costo sopra esaminate per effetto dell'economia di scala. Si stima pertanto che il costo delle strutture possa essere ridotto a circa 25 euro/m² e quello dell'inverter a circa 100 euro/kW, mentre le spese di esercizio e manutenzione possono essere contenute entro i 2 euro/m² anno in centrali di taglia superiore ai 10 MWp, dove, con lo stesso numero di addetti, si può coprire aree d'impianto più vaste.

Le spese di ingegneria assumono un'incidenza minore mano a mano che crescono le dimensioni dell'impianto e, pertanto, il passaggio della taglia da 1 MW a 10 MW permette una riduzione della voce di costo specifica stimata a circa 70 euro/kWp. Anche le spese per la cablaggio dell'impianto può beneficiare dello sconto di quantità, portando il relativo costo intorno a 70 euro/kWp.

Il costo di allacciamento alla rete, al di sopra di una certa potenza minima dell'impianto, ha un valore abbastanza indipendente dalle sue dimensioni, perciò il suo contributo specifico si può ridurre per le grandi taglie in misura notevole fino a valori intorno a 100 euro/kWp.

Le spese assicurative sono proporzionali al valore totale dell'impianto. Il premio annuale si colloca intorno all'1% del valore totale dell'impianto assicurato. Poiché il costo specifico della potenza va diminuendo con le dimensioni dell'impianto, anche l'incidenza dell'assicurazione per unità di potenza tenderà a diminuire. Considerato che l'economia di scala porterà il costo totale degli impianti a film sottili

dagli attuali (2000 □ 2500) euro/kWp a circa (1000 □ 1500) euro/kWp, il premio annuale per l'assicurazione potrà ridursi a circa (10 □ 15) euro/kWp.

La maggiore area degli impianti richiede l'occupazione di centinaia di ettari di terreno, che dovranno essere reperiti sempre più nelle zone assolate, aride e marginali a basso costo del Sud d'Italia. Ciò consentirà di ottenere uno sconto sul relativo prezzo unitario, che potrà ridursi intorno a (2 □ 3) euro/m².

Assumiamo pertanto il valore intermedio di 12,5 euro/kWp per il costo annuale dell'assicurazione e 2,5 euro/m² per il terreno, mentre considereremo validi i valori sopra individuati per gli altri parametri. Con questi nuovi valori la (3) può essere riformulata come segue:

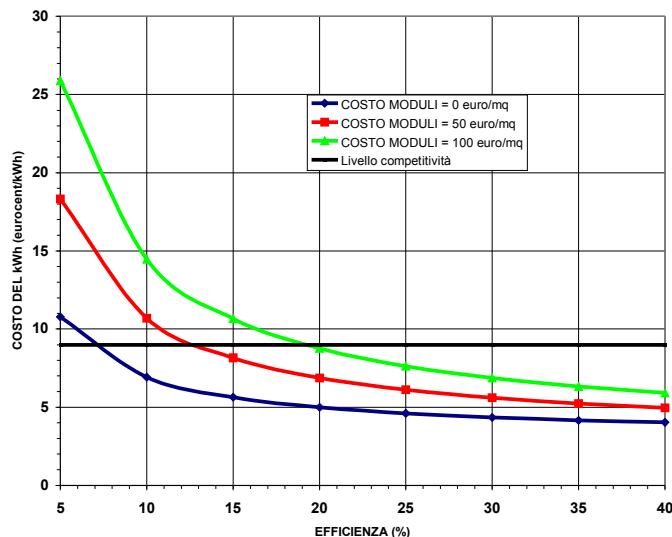
$$C_{kWh} = \frac{7,5598 \cdot 10^{-5} C_m + 3,854 \cdot 10^{-3}}{\eta_{STC}} + 0,0306 \quad (\text{euro/kWh}) \quad (4)$$

La Fig.3 mostra il nuovo grafico che si ottiene dalla (4). La curva più bassa (costo nullo dei moduli) incontra il livello della competitività in rete (9 eurocent/kW) per un'efficienza dei moduli pari a circa il 7%. Nella situazione del costo dei moduli pari a 100 euro/m² (curva verde più alta), occorre un valore d'efficienza minima del 20% per avere la competitività. La riduzione del costo dei moduli a 50 euro/m² (praticamente costo del solo vetro), permetterebbe la parità in rete con un'efficienza minima del 12,5% (curva rossa centrale).

Fig.3 – Situazione futura del costo del kWh per impianti a moduli a film sottile di grande taglia (> 10 MWp)

La situazione futura è migliorata rispetto allo stato presente mostrato dalla Fig.2. Tuttavia occorre rilevare che la competitività può essere conseguita con un costo dei moduli pari a 100 euro/m² soltanto se la loro efficienza di conversione raggiunge almeno il 20%.

Per quanto abbiamo visto, la presente tecnologia dei film sottili sembra in grado di ottenere un costo di produzione dei moduli intorno ai 100 euro/m² mediante l'aumento della capacità delle linee di produzione dei moduli, ma il valore del 20% richiesto per l'efficienza sembra ancora molto lontano da quello dei presenti prodotti migliori (circa 10%).



8 – Conclusioni

Nel rispondere concisamente alla domanda posta nell'introduzione, si può affermare che il fotovoltaico di seconda generazione ha la possibilità di raggiungere la competitività, ma è necessario ancora un grande sforzo di ricerca e sviluppo teso a migliorare le tecnologie e i processi in modo da raddoppiare il valore attuale dell'efficienza di conversione. Senza questo miglioramento, sia lo sforzo industriale per abbassare il costo di produzione dei moduli, sia l'effetto di scala per ridurre il costo del BOS, non sembrano in grado di portare il costo del kWh prodotto al livello della competitività in rete.

9 – Bibliografia

- Coiante D., 2010, *Fotovoltaico di prima generazione: il punto*, 13, giugno, 2010 (www.aspoitalia.it/attachments/280_coiante_PV_1s)

- Energia Solare FV, 2009, *Energia Solare FV Fotovoltaici*, n.6, novembre – dicembre 2009
- IEA, 2009, *Trends in Photovoltaic Applications*, Report IEA-PVPS T1-18:2009, p.26, www.iea-pvps.org
- Keppner H., Meier J., Torres P., Fischer D., Shah A., 1999, *Microcrystalline silicon and micromorph tandem solar cells*, Appl. Phys. A: Materials Science & Processing 69, issue 2, p.169-177
- Stabile G., 2010, *I costi nascosti*, Energia Solare FV Fotovoltaici, 3/2010, pp.216-223
- Stefanini P., comunicazione privata, giugno 2010

APPENDICE I

A) Cenni sulla tecnologia delle celle a semiconduttori microcristallini composti

Facciamo riferimento allo schema di una sezione di cella fotovoltaica a film sottile mostrato nella Fig.A1.

Fig.A1 – Sezione di una cella fotovoltaica omogiunzione a film sottile

Seguiamo il percorso della luce incidente.

La radiazione solare incontra prima di tutto uno spessore di vetro speciale, trattato per avere una bassa riflettanza ed un'alta trasparenza. Sulla faccia interna del vetro è depositato uno strato di ossido conduttore e trasparente, come ad esempio l'ossido di zinco, che funziona da contatto ohmico anteriore della cella. Su questo strato è depositato il materiale semiconduttore fotosensibile che costituisce la cella fotovoltaica. Esso è composto di tre strati sottili depositi nell'ordine: un primo strato è costituito da un semiconduttore microcristallino drogato fortemente P; segue un secondo strato fatto dello stesso semiconduttore, ma non drogato, cioè intrinseco detto I; infine un terzo strato dello stesso semiconduttore, drogato fortemente N, realizza la zona N della giunzione. Uno strato metallico conduttore chiude il pacchetto, realizzando il contatto posteriore della cella.

La struttura della giunzione così realizzata è del tipo PIN e, poiché abbiamo usato un solo materiale semiconduttore per realizzare la giunzione, la cella viene detta a omogiunzione. L'intero pacchetto depositato sulla lastra di vetro, che fa da sostegno meccanico, risulta spesso 4-5 micron, mentre la cella vera e propria è spessa circa 2-2,5 micron.

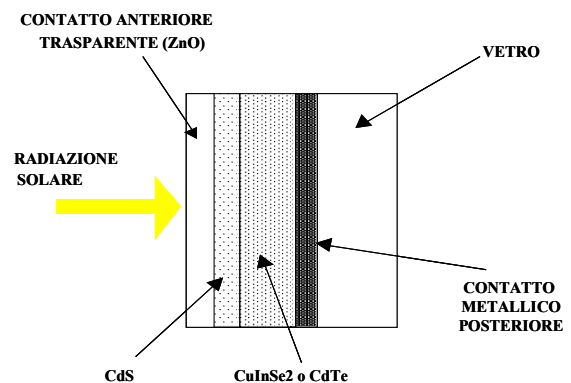
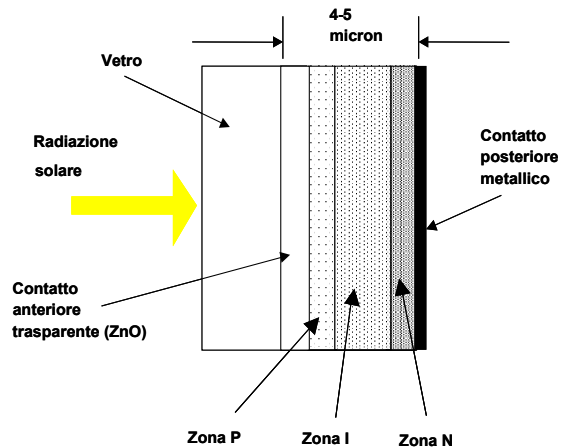
La Fig.A2 mostra un diverso tipo di cella a film sottile realizzata con due materiali semiconduttori diversi, come ad esempio il solfuro di cadmio depositato sopra uno strato di tellururo di cadmio o di diseleniuro di indio e rame. In questo caso la giunzione è ottenuta sfruttando la diversità della configurazione delle bande nei due materiali semiconduttori e, pertanto, il dispositivo è detto a eterogiunzione.

Fig.A2 – Sezione di una cella fotovoltaica a eterogiunzione realizzata a film sottili

Anche in questo caso la lastra di vetro serve solo da supporto, mentre i diversi strati sono depositi sul vetro a partire dal contatto metallico posteriore (molibdeno) fino ad arrivare al contatto anteriore trasparente.

L'intero pacchetto è spesso 4-5 micron. In entrambi i casi, i diversi materiali sono depositi in strati sottili sul vetro usando la tecnica della deposizione chimica da fase vapore (*Chemical Vapour Deposition*) o per *sputtering a radio frequenza (RF)* sotto vuoto parziale e ciò ha il vantaggio di permettere, in una sola operazione, la copertura di un'area grande come quella di un intero modulo, cioè circa (0,5 – 1) m². Per giunta, l'intero processo di fabbricazione può essere reso continuo in linee industriali completamente automatizzate. Pertanto, oltre all'abbassamento del costo di produzione per il minor uso del materiale fotosensibile, si può ottenere una riduzione del costo di fabbricazione per l'aumento della produttività delle linee e per l'effetto di scala.

Le analisi economiche proiettive concordano nel dire che la tecnologia dei film sottili è in grado di portare il costo di produzione dei moduli sotto ad 1 euro/Wp e, nel caso di linee di produzione di grande capacità, a circa 0,5 euro/Wp.



Esempio della tecnologia di realizzazione dei moduli a film sottile

Descriviamo il caso del diseleniuro di indio e rame, materiale detto commercialmente CIS (*Copper Indium Selenium*).

Si inizia depositando uno strato di molibdeno spesso circa 1 micron per *sputtering* a RF su una lastra di vetro che può avere grandi dimensioni, anche di (0,5 –1) m². Questo strato costituirà alla fine il contatto posteriore della cella.

Si deposita poi uno strato di rame spesso circa 0,2 micron e su di esso un altro strato di indio da 0,44 micron. A questo punto si espone il tutto ad un'atmosfera di argon contenente vapori di idruro di selenio a 400 °C per circa due ore. Si forma così per reazione chimica uno strato di diseleniuro di indio e rame a struttura microcristallina spesso circa 2 micron.

Si depone poi uno strato sottilissimo di 0,02 micron di solfuro di cadmio e si finisce deponendo sul tutto uno strato di 2 micron di ossido di zinco come contatto anteriore della cella. Lo spessore complessivo degli strati è di 5 micron. Le singole celle che costituiscono il modulo e la loro geometria sono ricavate per incisione degli strati mediante luce laser con un processo automatizzato detto di *laser scribing*.

La linea di produzione vede in entrata la lastra di vetro e in uscita il modulo finito, a cui manca solo la cornice di sostegno. L'intero processo di produzione è automatizzato e gestito sotto il controllo di un computer.

B) Cenni sulla tecnologia delle celle a silicio amorfo idrogenato (α -Si:H) e micromorfo (μ c-Si:H)

Il silicio amorfo ha avuto un grande sviluppo negli anni '80, quando l'efficienza delle celle fatte con questo semiconduttore raggiunse il 10%.

Il materiale possiede grandi vantaggi perché ha un coefficiente d'assorbimento relativamente alto, tanto da bastare uno spessore di 5 micron per assorbire interamente lo spettro solare.

In effetti non si tratta di silicio amorfo puro, ma di un idruro di silicio, detto silicio amorfo idrogenato, che è indicato con la sigla (α -Si:H). Questo materiale mostra un'alta fotosensibilità, mentre il silicio amorfo puro è scarsamente fotosensibile.

La sua deposizione in strati sottili di spessore controllato avviene scomponendo il tetrasilano gassoso (SiH₄) mediante scarica a bagliore in reattori a bassa pressione. Durante la deposizione si possono aggiungere impurezze droganti in modo da realizzare strati di tipo N e di tipo P, oltre ovviamente a deporre il materiale puro, cioè intrinseco di tipo I. Le giunzioni singole realizzate sono del tipo PIN. La tecnologia si presta bene a realizzare strutture a giunzioni sovrapposte, cioè celle tandem, per aumentare l'efficienza dei dispositivi.

Negli anni '90 erano in commercio i primi sistemi fotovoltaici che utilizzavano moduli a silicio amorfo idrogenato con efficienza dichiarata del 10% e cominciarono le prove delle prestazioni in campo aperto. I primi risultati sperimentali produssero una forte delusione a causa del verificarsi dell'effetto indesiderato di Staebler-Wronski. Questo consiste nel decremento brusco dell'efficienza quando i moduli vengono esposti al flusso intenso della radiazione solare meridiana, al cosiddetto "bagno luminoso". Accade che, dopo alcune ore di esposizione, l'efficienza si abbassa dal 10% iniziale al (7-6)% e poi sembra stabilizzarsi su questo livello.

Dato il costo estremamente basso della produzione dei moduli, sembrava che ci si potesse accontentare di questo livello di efficienza, mentre si procedeva nei laboratori a trovare un rimedio. Purtroppo la sperimentazione in campo negli anni, ha mostrato che, dopo il calo brusco iniziale, l'efficienza continuava a diminuire lentamente nel tempo. Dopo qualche anno di vita, l'efficienza dei moduli si era ridotta al (3-4) %.

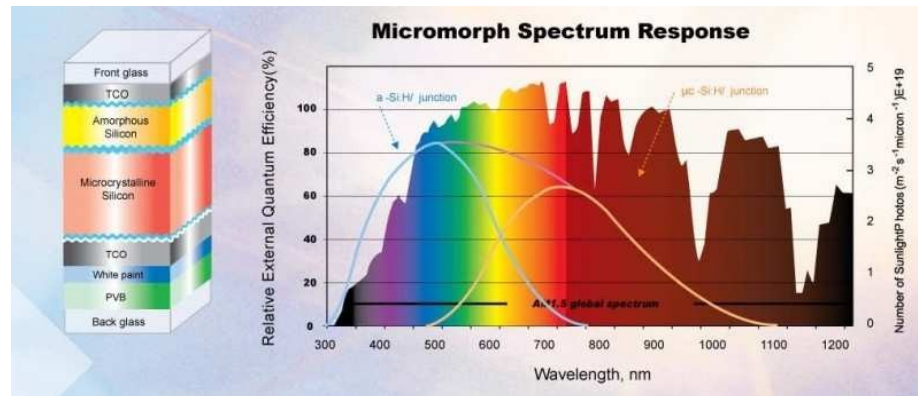
Le ricerche effettuate per capire l'effetto SW hanno dimostrato che i fotoni luminosi spezzano i legami chimici che legano l'idrogeno al silicio nella molecola d'idruro. Questi legami sono molto deboli e si rompono facilmente. L'idrogeno si libera in forma gassosa ed evapora dal materiale. Il silicio idrogenato passa nel tempo dallo stato microcristallino dell'idruro a quello del silicio amorfo puro, che come sappiamo ha una scarsa fotosensibilità.

Dagli anni 2000 si sta tentando di ovviare a questo inconveniente escogitando strutture a giunzioni sovrapposte, che dovrebbero aumentare l'efficienza di partenza del dispositivo e rallentare la fuoriuscita dell'idrogeno, così da consentire una vita operativa superiore a 5 anni con efficienza stabile. Tale periodo è ritenuto sufficiente, visto il basso costo dei moduli, per applicazioni in cui si possa procedere con facilità alla sostituzione quinquennale dei moduli negli impianti.

Recentemente sembra che quest'obiettivo sia stato conseguito dalla tecnologia del silicio detto micromorfo (acronimo ottenuto dai termini microcristallino e amorfo).

Questo materiale è indicato con la sigla (μ c-Si:H) perché è costituito da microcristalli di silicio sottoposti ad idrogenazione durante la fase di formazione (Keppner H. et al., 1999).

Fig.A3 – Rappresentazione schematica di un dispositivo tandem micromorfo e della sua risposta spettrale



Deponendo una cella a film sottile di silicio amorfo idrogenato sopra ad una di silicio microcristallino idrogenato, si realizza un dispositivo *tandem micromorfo*. La Fig.A3 mostra una sezione ingrandita dei vari strati dei materiali che formano il dispositivo realizzato con questa tecnologia nei moduli messi in commercio dalla Società RCI Solar Network (www.rcisolar.com).

Osserviamo la figura seguendo il percorso dei raggi luminosi, sia all'interno del pacco di strati, sia sul grafico a lato, dove sono mostrate le due risposte spettrali delle celle e la curva totale risultante, sovrapposte allo spettro solare. La luce penetra nella prima cella dall'alto attraverso uno strato di vetro (*front glass*) ed attraversa uno strato conduttore di ossido trasparente (*TCO*) prima di entrare nella cella al silicio amorfo dove le componenti violette, blu e verdi dello spettro solare sono trasformate in fotocorrente. La parte rimanente dello spettro prosegue il suo cammino entrando nella seconda cella a silicio microcristallino, che è sensibile alle lunghezze d'onda del giallo, arancione e rosso. Da queste componenti si ha pertanto un ulteriore contributo alla corrente fotogenerata, con ciò permettendo un aumento notevole dell'efficienza di conversione rispetto a quella della singola cella a silicio amorfo. Un secondo strato di TCO fa da contatto ohmico posteriore per la raccolta della fotocorrente e, nel contempo, permette il recupero della luce residua che viene riflessa (e immessa nuovamente dal basso nella cella al silicio microcristallino) dal sottostante strato di vernice bianca (*white paint*). Uno strato di plastica (*PVB*) sigilla il tutto, mentre una seconda lastra di vetro contribuisce ad aumentare la robustezza dell'intero modulo.

I moduli a film sottile di silicio micromorfo sono commercializzati con caratteristiche di efficienza stabile di circa il 10%. La garanzia è estesa ai primi 5 anni di funzionamento per difetti di fabbricazione, mentre le prestazioni di potenza sono garantite entro l'80% di quella iniziale per una vita operativa di 20 anni.

APPENDICE II

COSTO DEL kWh (C_{kwh}) PRODOTTO DA UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO (PV)

CARATTERISTICHE, COMPONENTI E VOCI DI COSTO:

POTENZA NOMINALE IMPIANTO:	P	in kWp
COSTO TOTALE IMPIANTO (Chiavi in mano)	C_1	in €
AREA TOTALE DEI MODULI PV:	A	in m ²
COSTO SPECIFICO DEI MODULI:	C_m	in €/m ²
EFFICIENZA DEI MODULI (Standard Test Conditions):	η_{STC}	
FATTORE TERMICO MODULI:	η_T	
FATTORE DI MISMATCHING:	η_{MIS}	
AREA STRUTTURE DI SOSTEGNO:	A	in m ²
COSTO SPECIFICO STRUTTURE:	C_s	in €/m ²
POTENZA NOMINALE INVERTER:	P	in kW
COSTO SPECIFICO INVERTER:	C_p	in €/kW
RENDIMENTO INVERTER:	η_i	
FATTORE DISPONIBILITA' IMPIANTO:	$F_D (< 1)$	
FATTORE DI OMBREGGIAMENTO:	K (= 2,5)	
TERRENO PER L'IMPIANTO:	2,5 A	in m ²
COSTO SPECIFICO TERRENO ATTREZZATO:	C_t	in €/m ²
COSTO ANNUALE ESERCIZIO E MANUTENZIONE:	$C_{E\&M}$	in €/m ²
COSTO CABLATURA ELETTRICA:	C_c	in €/m ²
COSTO INGEGNERIA DI SISTEMA:	C_i	in €/m ²
COSTO PERMESSI E ALLACCIAMENTO:	C_a	in €/kWp
INSOLAZIONE GIORNALIERA DI PICCO:	I_p	in kW/m ²
INSOLAZIONE MEDIA ANNUALE (su piano inclinato)	H	in kWh/m ²
ASSICURAZIONE (premio annuale)	C_{ass}	in €/kWp

$$1) P = \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} I_p A$$

$$2) C_1 = A(C_m + C_s + 2,5 C_t) + P(C_p + C_c + C_i + C_a) = A(C_m + C_s + 2,5 C_t) + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} A I_p (C_p + C_c + C_i + C_a)$$

SPESA ANNUALE SOSTENUTA (SA)

$$3) C_{kwh} = \frac{\text{SPESA ANNUALE SOSTENUTA (SA)}}{\text{ENERGIA ANNUALE PRODOTTA (AEP)}}$$

$$4) (AEP) = \eta_{STC} (\eta_{MIS} \eta_T \eta_i F_D) H A = \eta_{STC} D H A \quad (\text{kWh/anno})$$

$$D = (\eta_{MIS} \eta_T \eta_i F_D) = \text{Fattore di Derating}$$

$$5) (SA) = (\text{RATA ANNUALE RESTITUZIONE CAPITALE}) + (\text{ESERCIZIO\&MANUTENZIONE}) + (\text{ASSICURAZIONE})$$

RATA ANNUALE (restituzione a rate costanti per N anni) = (FCR) C_1

(FCR) = Fixed Charge Rate $\cong Q_N / (1-T)$

$$Q_N = r / [1 - (1+r)^{-N}]$$

r = tasso annuale d'interesse

T = rateo delle tasse dirette sul ricavo annuale, detratti i costi operativi (E&M, ricambi)

$$SA = (\text{FCR}) C_1 + A C_{E\&M} + P C_{ass}$$

$$(SA) = (\text{FCR}) [A (C_m + C_s + 2,5 C_t) + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} A I_p (C_p + C_c + C_i + C_a)] + A C_{E\&M} + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} A I_p C_{ass}$$

$$6) C_{kwh} = \frac{(\text{FCR}) [C_m + C_s + 2,5 C_t + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} I_p (C_p + C_c + C_i + C_a)] + C_{E\&M} + \eta_{MIS} \eta_T \eta_{STC} I_p C_{ass}}{\eta_{STC} D H}$$