

## L'ATTUALE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA PERMETTE DI RAGGIUNGERE LA COMPETITIVITA' ECONOMICA?

Domenico Coiante – 19/2/2010

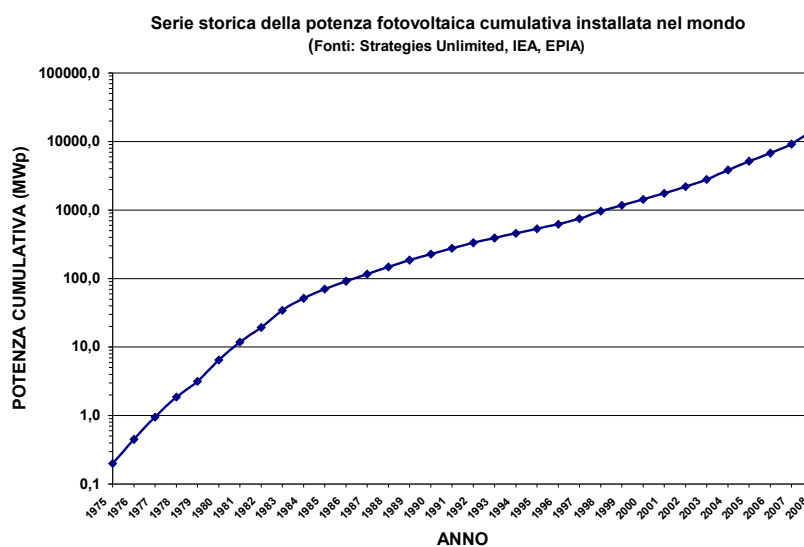
pubblicato il 21 Febbraio 2010 su [www.aspoitalia.it](http://www.aspoitalia.it)

### 1 - Il mercato fotovoltaico e l'apprendimento economico

La Fig.1 mostra l'effetto delle azioni promozionali governative sul mercato dei sistemi fotovoltaici. Il grafico rappresenta la serie storica della potenza fotovoltaica cumulativa, installata nel mondo fino al 2008. La rappresentazione dei dati è fatta in scala logaritmica, in modo da evidenziare la fase iniziale del processo d'espansione. La curva della potenza cresce a tratti quasi rettilinei con diverse pendenze. Ciò non deve trarre in inganno, perché l'andamento reale su scala lineare corrisponde ad un aumento esponenziale con diversi valori del tasso di crescita (ciascuno correlato alla rispettiva pendenza della curva logaritmica). Il volume delle vendite degli impianti è passato complessivamente da circa 1 MWp del 1978 a 14730 MWp al 2008, con un aumento di oltre quattro ordini di grandezza in un trentennio.

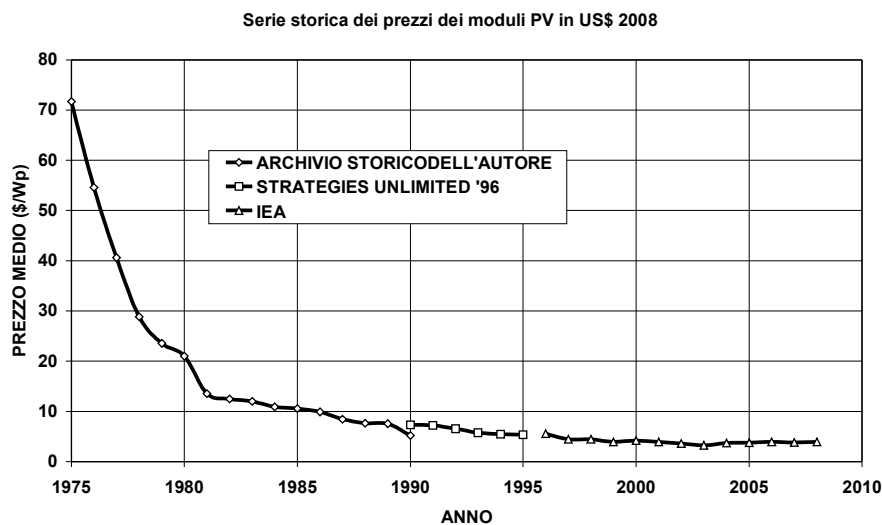
Nel 2007, una quota pari all'87% del volume totale delle vendite era costituita da moduli fotovoltaici realizzati con celle al silicio cristallino ed il rimanente 13% riguardava la tecnologia dei materiali a film sottile (IEA, 2008a). Pur non essendo ancora disponibili dati puntuali più recenti, registriamo tuttavia che il mercato fotovoltaico è ancora dominato largamente dalla tecnologia del silicio cristallino. Pertanto, faremo riferimento a questa linea produttiva.

*Fig.1 – Serie storica della potenza fotovoltaica cumulativa installata nel mondo. Le fonti dei dati sono rispettivamente: Archivio dell'autore fino al 1990, Strategies Unlimited dal 1990 al 1996, European Photovoltaic Industry Association dal 1996 fino al 2008.*



L'aumento del volume complessivo del mercato ha prodotto sui prezzi dei moduli fotovoltaici l'effetto di riduzione che si può vedere nella successiva Fig.2.

Fig.2 – Serie storica del prezzo medio dei moduli fotovoltaici (PhotoVoltaic = PV) espresso in dollari rivalutati dell'inflazione al 2008 al tasso medio del 1,5% annuo

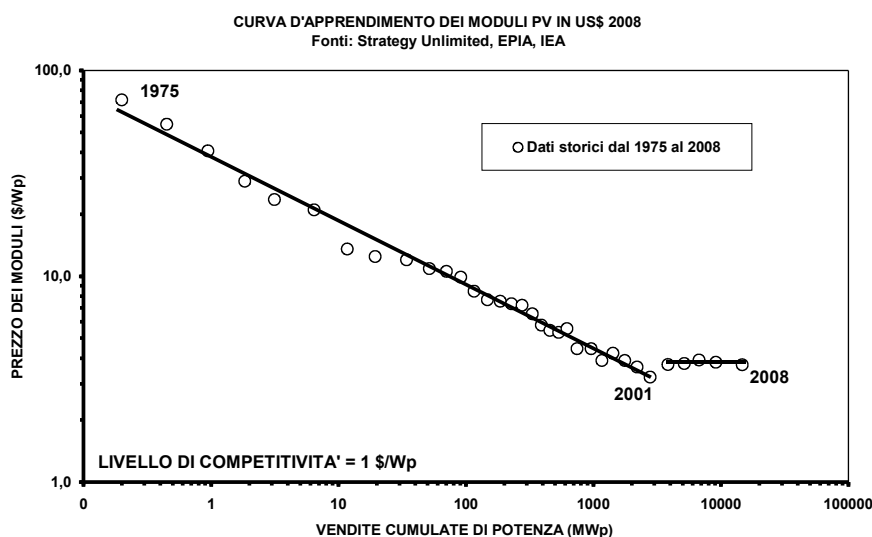


Fino agli anni '90 il mercato statunitense ha rappresentato la parte più consistente del volume mondiale delle vendite e pertanto il prezzo medio dei moduli fotovoltaici, praticato negli USA in quel periodo, può essere considerato come il più rappresentativo della situazione economica. Le fonti storiche dei dati, citate nel grafico, si riferiscono appunto al mercato USA.

Negli anni 2000, la situazione del mercato fotovoltaico è cambiata con lo spostamento della parte maggiore del volume delle vendite in Europa (principalmente in Germania e Spagna). Tale cambiamento è puntualmente registrato nei rapporti annuali dell'International Energy Agency (IEA), in cui sono raccolti i prezzi medi dei moduli fotovoltaici praticati nei paesi aderenti all'OCSE. Scorrendo questi rapporti, si può notare che il valore, mediato rispetto ai diversi paesi, risulta sistematicamente superiore a quello relativo al mercato USA. Ad esempio, il prezzo medio generale nel 2006 risulta di 4,6 US\$ contro 3,75 US\$ negli USA (IEA, 2007) e nel 2007 si ha addirittura 5,3 US\$ contro 3,75 US\$ (IEA, 2008b). Stante questa notevole differenza, è inappropriato adottare per gli anni 2000 il prezzo medio dei paesi OCSE. Pertanto, per coerenza con i dati del periodo storico precedente, sembra più giusto proseguire l'analisi con i dati riferiti al mercato USA anche per gli anni recenti. Ciò soprattutto perché tale mercato gode di una situazione normativa, la cui continuità con il passato lo rende omogeneo con le condizioni ambientali dei dati degli anni '90. Di conseguenza, per tracciare la parte recente della serie storica di Fig.2, si sono assunti i dati dell'IEA relativi al mercato USA, rivalutando il valore del dollaro al 2008 con un tasso medio d'inflazione pari all'1,5% l'anno. Il dato finale del 2008 è stato ottenuto dal rapporto dell'IEA del 2009 (IEA, 2009).

Si nota nel grafico che il tasso di riduzione dei prezzi diminuisce nel tempo e la curva assume un andamento asintotico negli anni recenti. Ciò è in aperta contraddizione con l'andamento esponenzialmente crescente del volume di mercato per gli stessi anni, mostrato nella precedente Fig.1. Per mettere chiaramente in evidenza questa anomalia di comportamento, conviene incrociare i dati dei prezzi di Fig.2 con quelli del mercato di Fig.1, tracciando la curva d'apprendimento economico del settore. La Fig.3 mostra il risultato di questa operazione.

Fig.3 – Curva d'apprendimento economico del settore fotovoltaico.



Secondo la teoria economica, i dati sperimentali, riportati su scala bi-logaritmica, si dovrebbero disporre lungo una linea retta. E' ciò che avviene anche nel nostro caso fino al dato del 2001. I punti sperimentali dal 2002 al 2008 si vanno invece a collocare su una linea orizzontale al livello di circa 3,8 US\$/Wp, evidenziando in pieno il blocco del processo d'apprendimento del mercato. Di solito, questo effetto avviene quando la tecnologia raggiunge la maturità ed i costi di produzione non sono ulteriormente comprimibili. Il processo d'apprendimento economico in tal caso si arresta e la curva tende all'asintoto, rappresentato dal costo limite. Osservando l'andamento sperimentale, sorge allora il dubbio se l'attuale tecnologia dei moduli al silicio cristallino, su cui è principalmente basato il presente mercato degli impianti, non si trovi già in situazione asintotica, o se invece l'effetto di stallo non abbia altre cause.

Analizzare questa situazione per cercarne le ragioni, richiederebbe un impegno, che ci porterebbe lontano dallo scopo del presente lavoro. Lasciamo quindi l'intento a futura memoria. Notiamo subito, però, una singolare coincidenza. A partire dal 2001 il volume delle vendite è aumentato con un tasso di crescita mai prima registrato. Ciò è indubbiamente dovuto all'aumento delle incentivazioni governative, sia in Europa, sia nel resto del mondo, con l'adozione della cosiddetta normativa del "feed in tariff". Contestualmente, però, il prezzo medio dei moduli invece di calare, si è fermato o addirittura è aumentato (secondo i dati medi dell'IEA) e questo appare molto strano.

Tornando a noi, osserviamo che, in genere le previsioni sul fotovoltaico pongono la soglia del prezzo dei moduli per il conseguimento della competitività intorno a 1 US\$/Wp (naturalmente per impianti con una produttività energetica di almeno 1500 kWh/kWp). Pertanto, l'osservazione del grafico di Fig.3 con il blocco attuale del processo d'apprendimento a 3,8 US\$, (sia esso anomalo o no), porta a due considerazioni conclusive e ad una domanda:

1. Siamo ancora lontani circa un fattore 4 dall'obiettivo.
2. L'andamento asintotico, assunto dalla curva d'apprendimento negli anni recenti, legittima il dubbio circa il conseguimento della competitività, almeno in tempi brevi.
3. "E' possibile conseguire la competitività economica con la tecnologia attuale?"

## 2 - Valore di mercato del kWh e costo attuale

L'applicazione più importante nel mercato mondiale dei sistemi solari fotovoltaici è rappresentata oggi dagli impianti direttamente collegati alla rete elettrica. Pertanto, il contributo dell'energia fotovoltaica si va ad aggiungere al flusso generale d'energia elettrica presente nella rete. Questo, a sua volta, proviene dagli altri tipi di generatori (termoelettrici a combustibili fossili, nucleari, idroelettrici, eolici, geotermoelettrici, termoelettrici a biomasse). In Italia, la produzione d'elettricità è realizzata per l'81% dalle centrali termoelettriche a combustibili fossili (243,4 TWh sul totale di 300,4 TWh nel 2008: [www.terna.it](http://www.terna.it)). Per

questo motivo l'Autorità per l'Energia Elettrica (AEEG) assume come riferimento del costo di produzione del kWh quello relativo alle centrali termoelettriche convenzionali. Il valore medio del prezzo unificato d'acquisto (PUN) dell'elettricità da parte della rete, riconosciuto per il 2008 dall'AEEG, è stato pari a 8,699 eurocent per kWh (AEEG, 2009). Pertanto, questo è il valore di mercato con cui il costo del kWh fotovoltaico deve confrontarsi rispetto alla competitività. Il fotovoltaico diverrà competitivo quando il suo costo di produzione s'abbasserà almeno fino a questo valore.

Il costo del kWh fotovoltaico dipende, in modo diretto, dal costo complessivo d'impianto, dal costo finanziario e dal costo d'esercizio e manutenzione e, in modo inverso, dalla quantità netta d'energia prodotta annualmente. La relazione (1) riassume in modo analitico la situazione.

$$C_{\text{kWh}} \cong \frac{[(\text{FCR}) + K_{\text{E\&M}}]*(K_{\text{m}} + K_{\text{bos}})}{D*H} \quad (1)$$

Dove:

- $C_{\text{kWh}}$  è il costo di produzione del kWh livellato su tutta la vita operativa dell'impianto;
- FCR (*Fixed Charge Rate*) è il fattore finanziario che permette di calcolare la rata annuale dell'ammortamento dell'investimento attraverso il fattore d'annualità  $Q_N$  e il rateo delle tasse dirette T pagate; [ $\text{FCR} \cong Q_N/(1-T)$ ];
- $Q_N = r/[(1-(1+r)^{-N}]$  con r come tasso annuale d'interesse reale e N vita operativa dell'impianto espressa in anni;
- $(K_{\text{m}} + K_{\text{bos}})$  è il costo specifico d'impianto espresso in euro per kWp, con  $K_{\text{m}}$  che rappresenta il costo specifico dei moduli e  $K_{\text{bos}}$  il costo totale del resto del sistema (*balance of system = BOS*);
- $K_{\text{E\&M}}$  è il costo specifico annuale d'esercizio e manutenzione espresso come frazione dell'investimento totale;
- $D*H$  è la quantità netta d'energia prodotta annualmente per ogni kWp d'impianto;
- D è il fattore di prestazione dell'impianto definito come prodotto tra il fattore di disponibilità ( $f_d$ ), il fattore di riduzione dell'efficienza di conversione dei moduli per effetto della temperatura ( $f_T$ ), il rendimento dell'apparato elettronico di condizionamento della potenza ( $f_c$ ) e il fattore medio di riduzione della resa energetica dovuto all'invecchiamento dei moduli fotovoltaici ( $f_i$ );
- H è la produttività specifica del sito, ossia la quantità di kWh che potenzialmente si potrebbero produrre annualmente per ogni kWp d'impianto sulla base delle caratteristiche statistiche climatiche, in altre parole sulla base della quantità d'energia primaria presente nel sito (radiazione solare globale, diretta e diffusa). H, pertanto, rappresenta il numero d'ore equivalenti di presenza sul sito della radiazione solare nell'arco dell'anno.

Per calcolare l'espressione (1), occorre fissare il valore dei parametri che vi compaiono. La situazione attuale (2009) è rappresentata dai seguenti valori dei parametri:

- |                                |                                     |                                   |                              |
|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| - N = 30 anni;                 | - r = 5%/anno;                      | - $Q_N = 0,065$ ;                 |                              |
| - T = 20%;                     | - FCR = 0,081;                      |                                   |                              |
| - $K_{\text{m}} = 4300$ €/kWp; | - $K_{\text{m}} = 3000$ €/kWp;      | - $K_{\text{bos}} = 1300$ €/kWp;  | - $K_{\text{E\&M}} = 0,01$ ; |
| - $f_d = 0,95$ ;               | - $f_T = 0,92$ ;                    | - $f_c = 0,95$ ;                  | - $f_i = 0,90$ ;             |
| - D = 0,75;                    | - $H_{\text{nord}} = 1400$ ore eq.; | - $H_{\text{sud}} = 1900$ ore eq. |                              |

Il costo specifico dei sistemi,  $(K_{\text{m}} + K_{\text{bos}})$ , è stato ottenuto da informazioni personali attinte presso un operatore del settore e si riferisce ad acquisti di notevole entità per grandi impianti a pannelli piani fissi con moduli a tecnologia al silicio policristallino qualificati a norme IEC (Stefanini, 2009). La ripartizione tra costo dei moduli e resto del sistema è quella sperimentata nella pratica sul campo. Il prezzo di 3 euro/Wp, attribuito ai moduli, lascia sperare che la situazione di stallo del 2008 sia ormai superata e che la curva d'apprendimento abbia ripreso il suo corso.

Poiché in Italia le condizioni d'insolazione variano notevolmente lungo la Penisola e nelle Isole, abbiamo fissato l'attenzione sui due estremi dell'intervallo d'insolazione annuale che si riferiscono rispettivamente alle zone del Nord con  $1400 \text{ kWh/m}^2$  (esclusa la pianura padana per le condizioni microclimatiche di scarso interesse per insolazione) e a quelle del Meridione e della Sicilia con  $1900 \text{ kWh/m}^2$  (CCE, 1985), valori riferiti a superfici esposte a Sud ed inclinate secondo la latitudine locale.

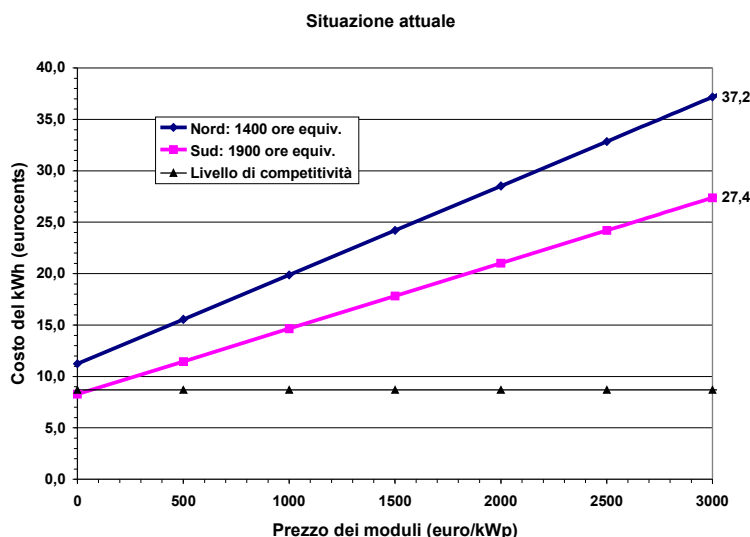
Riprendiamo la (1), inserendo i valori numerici dei parametri e separando il contributo dei moduli da quello del *balance of system*. Otteniamo:

$$C_{\text{kWh}} = 0,121 \cdot (K_m/H) + 0,121 \cdot (K_{\text{bos}}/H) \quad (2)$$

Questa relazione presenta il costo del kWh come funzione di due variabili indipendenti: il costo dei moduli,  $K_m$  e quello del resto del sistema,  $K_{\text{bos}}$ . Per semplificarne la rappresentazione grafica, assumiamo  $K_m$  come variabile principale, assegnando a  $K_{\text{bos}}$  il ruolo di parametro discreto.

Come mostra la Fig.4, la (2) rappresenta una linea retta che cresce a partire dal valore minimo  $C_{\text{kWh}} = C_0 = 0,121 \cdot (K_{\text{bos}}/H)$ , valore ottenuto in corrispondenza del costo zero dei moduli. Quindi, al decrescere del prezzo dei moduli, il costo di produzione del kWh raggiungerà il suo minimo assoluto per ( $K_m = 0$ ). I due grafici si riferiscono alla situazione attuale del costo del kWh per il Nord ed il Sud Italia.

Fig.4 – Situazione attuale del costo del kWh in funzione del prezzo dei moduli fotovoltaici per impianti collocati a Nord e a Sud Italia



Con la situazione odierna dei prezzi in Italia si ottiene per impianti collocati a Nord e a Sud rispettivamente:

$$(C_0)_{\text{nord}} = 11,2 \text{ eurocent}$$

$$(C_0)_{\text{sud}} = 8,3 \text{ eurocent}$$

Il valore minimo del costo, al Nord, è superiore al prezzo attuale di cessione del kWh alla rete elettrica italiana (8,7 eurocent), mentre al Sud la situazione è migliore. Pertanto, anche se il prezzo dei moduli fotovoltaici fosse nullo, il costo dovuto al resto del sistema renderebbe il kWh non competitivo al Nord ed appena concorrenziale al Sud. Nella realtà il costo dei moduli si aggiunge a  $C_0$ , portando il totale al di sopra del livello di competitività anche al Sud. Quindi, a prescindere dal prezzo dei moduli, il conseguimento della competitività comporta la necessità di abbassare ulteriormente tutti i costi ed in particolare di portare il costo del resto del sistema ben al di sotto del valore attuale.

In corrispondenza del prezzo attuale dei moduli a 3000 euro/kWp (asse destro del grafico), otteniamo il costo attuale di produzione del kWh fotovoltaico in Italia nei grandi impianti:

$$- \quad C_{\text{kWh}}(\text{Nord Italia}) \cong 37,2 \text{ eurocents}; \quad C_{\text{kWh}}(\text{Sud Italia}) \cong 27,4 \text{ eurocents.}$$

In definitiva, ricordando che il valore di mercato dell'elettricità in Italia è di 8,7 eurocent/kWh, il costo è più alto di un fattore rispettivamente 4,3 per gli impianti collocati al Nord e 3,1 per quelli al Sud.

La competitività economica, in assenza delle incentivazioni pubbliche del Conto Energia, è ancora molto distante.

### 3 - Prospettive di sviluppo per economia di scala

#### 1. Riduzione del costo del BOS

Ricordiamo che il costo del *BOS* comprende le seguenti voci:

- Terreno attrezzato, strutture meccaniche di sostegno, recinzione, apparecchiature elettroniche per il condizionamento della potenza (*Maximum Point Power Tracker*, *inverter*, sistema acquisizione e controllo dati, apparecchi d'interfaccia con la rete, ecc), ingegneria e impiantistica e spese d'allacciamento.

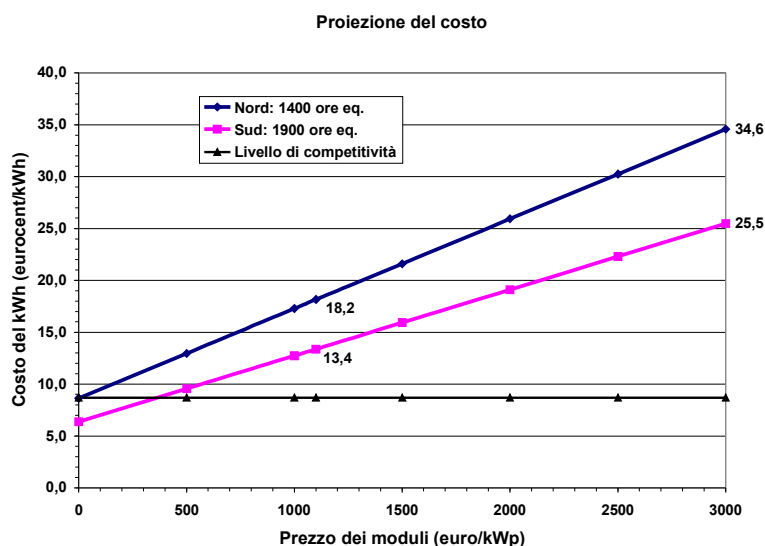
Tutto ciò nella pratica odierna pesa per 1300 euro/kWp sul totale di 4300 euro/kWp (Stefanini, 2009), cioè circa il 30% del costo d'impianto chiavi in mano. Si tratta di componenti del sistema, tecnologicamente maturi, realizzati mediante processi industriali tradizionali, che possono offrire soltanto un piccolo margine di riduzione del costo per innovazione e che, più che altro, possono dar luogo a sconti di quantità. Pertanto, per il futuro ci si può attendere un certo abbassamento dei prezzi, riguardante principalmente il costo delle strutture di sostegno e dell'elettronica, che sono le voci più sensibili per le economie di scala. L'entità della riduzione è ipotizzabile con qualche sforzo intorno al 30% complessivo. In tal caso il *BOS* si ridurrebbe ad un costo di circa 1000 euro/kWp e il costo limite del kWh,  $C_0$ , si porterebbe a 8,6 e 6,4 eurocent per impianti collocati rispettivamente a Nord e a Sud Italia, valori entrambi al di sotto del livello di competitività.

Un'ulteriore riduzione significativa di questi valori per effetto di scala appare assai improbabile perché l'aumento del costo del lavoro, causato dal tasso d'inflazione, agisce contemporaneamente in senso inverso.

#### 2. Riduzione del costo dei moduli

Supponiamo di aver realizzato la riduzione di costo del *BOS* nella misura del punto precedente. La Fig.5 mostra la nuova situazione del costo del kWh in funzione del prezzo dei moduli.

Fig.5 – Proiezione del costo del kWh in funzione del prezzo dei moduli per impianti fotovoltaici collocati rispettivamente nel Nord e nel Sud dell'Italia ( $K_{bos} = 1000$  euro/kWp)



In corrispondenza del prezzo odierno dei moduli a 3000 euro/kWp (limite destro del grafico), il costo di produzione del kWh si ridurrebbe a 34,6 eurocent al Nord e 25,5 eurocent al Sud. Pur avendo ridotto la distanza, siamo tuttavia ancora lontani dagli 8,7 eurocent della competitività. Gli impianti collocati al Nord non incontrano mai la competitività, nemmeno a costo nullo dei moduli, mentre quelli al Sud diverrebbero competitivi solo se il prezzo dei moduli scendesse al di sotto di 400 euro/kWp.

E' possibile ottenere questo valore mediante il solo apprendimento di scala?

Per questo proposito, cerchiamo d'individuare quale potrebbe essere il costo minimo realizzabile nella produzione dei moduli fotovoltaici nel caso della tecnologia, oggi dominante, delle celle al silicio cristallino.

In un precedente lavoro (Coiante, 2005) si è analizzata a fondo la struttura del costo dei moduli fotovoltaici realizzati con celle a silicio policristallino. Rinviando i lettori al lavoro citato per i dettagli, riprendiamo qui alcuni risultati e facciamo qualche semplificazione, accorpando le voci di costo in tre classi principali per adattare alla nostra situazione. Otteniamo la seguente ripartizione del costo dei moduli nel 2004 indicati nella terza colonna in tabella.

**Tab.1 – Costo dei moduli fotovoltaici**

Voce di costo	Tipo di modulo	Costo 2004 <sup>1</sup> (euro/Wp)	Tipo di modulo	Costo limite <sup>2</sup> (euro/Wp)
Silicio policristallino	36 fette da (12,5x12,5) cm <sup>2</sup> , spessore 0,35 mm	1,38	50 fette <sup>3</sup> da (15,6x15,6) cm <sup>2</sup> , spessore 0,30 mm	0,33
Materiali&tecnologie , energia e lavoro	36 celle, efficienza 13%, 2Wp	1,33	50 celle, efficienza 15%, 3,7 Wp	0,32
Materiali&tecnologie impiantamento, lavoro, energia, ecc.	72 Wp, area 0,66 m <sup>2</sup> , efficienza 11%	0,89	185 Wp, area 1,38 m <sup>2</sup> , efficienza 13,4%	0,45
<b>Costo del modulo</b>		<b>3,6</b>		<b>1,10</b>

<sup>1</sup>I dati si riferiscono ad una linea di produzione di capacità pari ad 1 MWp l'anno, parzialmente automatizzata, operativa nel 2004.

<sup>2</sup>I dati del costo limite si riferiscono ad una linea di produzione futura di capacità maggiore di 100 MWp l'anno, completamente automatizzata.

<sup>3</sup>Si ipotizza l'uso di silicio *solar grade* al costo di 20 euro/kg

La tecnologia di realizzazione delle celle al silicio e quella dell'impiantamento in moduli fotovoltaici, dal 2004 ad oggi, ha registrato alcuni sviluppi tendenti a migliorare le prestazioni e ad abbassare i costi di produzione. Tuttavia, ciò è avvenuto nella continuità dei materiali e dei processi produttivi, applicando per quanto possibile economie di scala, senza introdurre alcun *break through* tecnologico. L'impostazione generale è restata invariata sulle tre voci aggregate di costo della Tab.1. Si è agito principalmente su di loro, da un lato, mediante l'adozione del meno costoso silicio di grado solare, mentre dall'altro lato si è provveduto ad aumentare notevolmente l'area delle celle, a ridurre il loro spessore, a migliorare l'efficienza di conversione, ad ingrandire la capacità delle linee di produzione e ad accrescere il loro grado d'automazione. In altri termini, si è seguito il percorso dell'abbassamento dei costi attraverso economie di scala. Questo processo ha portato indubbiamente ad una riduzione del costo di produzione, ma esso, fino al 2008, non si è riflesso in una riduzione del prezzo dei moduli (vedi blocco della curva d'apprendimento di Fig.3). Tuttavia, nel 2009, l'*overshoot* anomalo sembra ormai in via di smorzamento e il prezzo dei moduli per grandi ordinativi si è abbassato a 3 euro/Wp, cioè a circa l'80% del prezzo del 2004. Come già visto guardando la Fig.5, ci troviamo all'estremità destra del grafico e siamo ancora lontani dalla competitività. Tuttavia, le più recenti informazioni disponibili lasciano presumere che il processo di riduzione dei costi abbia ripreso il suo corso. Fino dove si potrà arrivare?

Rispondere a questa domanda significa inoltrarsi sul terreno impervio delle possibilità e i dati che si ottengono andranno presi con il beneficio d'inventario. Ciò premesso, proveremo ad andare avanti, facendo tesoro dell'esperienza personale e del buon senso in modo da estrapolare i dati del 2009 verso il loro limite inferiore. Il procedimento da adottare richiede un esame analitico delle singole voci di costo con l'individuazione della loro tendenza per il futuro. Si tratta di un'operazione lunga e laboriosa, che comporta l'occupazione di uno spazio eccessivo rispetto alla linea principale del presente lavoro. Risparmiando al lettore questa fatica e ci limitiamo a riportare soltanto i risultati, riassunti nell'ultima colonna della Tab.1.

Per capire quanto si è vicini ai limiti inferiori di costo, basta considerare, ad esempio, che il solo vetro speciale usato per la faccia anteriore del modulo costa circa 50 euro/m<sup>2</sup> per grandi quantità. Ciò corrisponde a circa 0,37 euro/Wp (con efficienza del modulo pari al 13,4%), cioè l'82% della terza voce di costo limite. E' poco ragionevole pensare che questo valore possa essere ulteriormente ridotto per effetto di scala, perché il vetro in lastra è un materiale che si trova sul mercato da oltre un millennio.

In definitiva, la nostra analisi proiettiva porta ad un costo limite per i moduli al silicio policristallino pari a circa 1100 euro/kWp. Questo livello di costo corrisponde nel grafico di Fig.5 a 18,2 eurocent/kWh e a 13,4 eurocent/kWh per una collocazione rispettiva dell'impianto a Nord e a Sud Italia.

La competitività è più vicina, ma essa dista ancora rispettivamente un fattore 2,1 e 1,5.

Vista l'approssimazione delle nostre estrapolazioni, il valore del limite di costo dei moduli potrebbe essere posto in discussione, ma lo spazio di manovra rimanente sarebbe in ogni caso molto scarso. Un ulteriore aggiustamento verso il basso delle voci di costo per l'azione del solo effetto di scala potrà essere soltanto marginale e non cambierà significativamente il risultato. Rimarrebbe comunque il fatto che il processo d'apprendimento di scala dell'attuale tecnologia delle celle fotovoltaiche al silicio cristallino non sembra in grado di portare il costo del kWh alla competitività.

#### 4 – Effetto dell'efficienza di conversione sull'apprendimento economico

Nell'analisi precedente abbiamo diviso il costo d'impianto in due voci: costo dei moduli  $K_m$  e resto del sistema  $K_{bos}$ . Entrambe le voci sono state riferite alla potenza dell'impianto ed espresse in euro/kWp. Questo modo è ormai entrato nell'uso perché semplifica le valutazioni economiche comparative all'atto dell'acquisto dei sistemi. Tuttavia esso non permette alcuna comparazione circa la validità della tecnologia con cui sono realizzati i moduli fotovoltaici. Questo importante aspetto può essere messo in evidenza qualora si passi ad una classificazione diversa delle varie voci di costo, riferendole direttamente, o alla loro natura fisica come materiali distribuiti su un'area, (il cui costo è espresso di conseguenza in euro/m<sup>2</sup>), oppure concentrati in un apparecchio caratterizzabile mediante la sua potenza d'uscita, (il cui costo è espresso in euro/kWp). In altri termini, le voci di costo del sistema fotovoltaico vanno riorganizzate secondo due classi: quelle dei costi cosiddetti "*area related*" e quella dei costi "*power related*".

Appartengono alla prima classe le seguenti voci di costo:

- moduli fotovoltaici  $A_m$ , terreno attrezzato  $A_t$ , strutture meccaniche di sostegno  $A_s$ , impiantistica  $A_i$ .

La seconda classe comprende le seguenti voci:

- apparecchi elettronici per il condizionamento della potenza  $P_e$ , ingegneria  $P_{ing}$ , allacciamento rete  $P_a$ .

Il costo totale d'impianto nella (1) può essere riorganizzato secondo questa nuova classificazione raggruppando le voci di costo in due classi:

$$A = A_m + A_t + A_s + A_i$$

$$P = P_e + P_{ing} + P_a$$

Dove le voci  $A$  (*area related*) sono espresse in euro/m<sup>2</sup> e quelle  $P$  (*power related*) rimangono espresse in euro/kWp.

Consideriamo ora che, in condizioni di massima insolazione, la densità di potenza solare che incide sui moduli è pari  $I_p=1$  kW/m<sup>2</sup>. La densità della potenza elettrica prodotta sarà pertanto pari a  $\eta I_p$  kW/m<sup>2</sup>, dove  $\eta$  rappresenta l'efficienza di conversione dei moduli. Di conseguenza, per generare la potenza di 1 kWp è necessaria un'area di moduli pari a  $(1/\eta)$  m<sup>2</sup>. Pertanto, le voci di costo proporzionali all'area possono essere espresse in euro/kWp dividendo il loro valore in euro/m<sup>2</sup> per la densità di potenza elettrica generata, cioè per  $\eta I_p$  kW/m<sup>2</sup>, cosa che corrisponde numericamente a dividere per  $\eta$  dal momento che  $I_p$  vale 1 kW/m<sup>2</sup>. Ne segue che potremo riscrivere  $(K_m + K_{bos})$  come:

$$(K_m + K_{bos}) = (A/\eta) + P = (A_m + A_t + A_s + A_i)/\eta + P_e + P_{ing} + P_a \quad (4)$$

Si può subito notare che il contributo dei costi *area related* può essere ridotto aumentando l'efficienza.

Abbiamo visto che l'apprendimento di scala può far abbassare il costo dei nostri moduli, che hanno un'efficienza del 13,4%, fino a circa 1100 euro/kWp. Il resto del sistema aggiunge il costo limite di circa 1000 euro/kWp, portando il costo totale d'impianto a 2100 euro/kWp. Su questa cifra si stima che le voci di costo *power related* pesino complessivamente per circa 500 euro/kW. Pertanto i costi *area related* ammontano in totale a 1600 euro/kWp, cioè circa 214 euro/m<sup>2</sup> con l'efficienza pari al 13,4%.

Ammettendo che 214 euro/m<sup>2</sup> rappresenti il limite inferiore dei costi *area related*, il contributo al costo d'impianto può essere ridotto aumentando l'efficienza dei moduli. Ad esempio, rimanendo nella tecnologia del silicio policristallino, oggi sono presenti sul mercato moduli con efficienza del 15,25% (Alfasolar, 2009):



il loro uso nel nostro impianto permetterebbe già oggi di diminuire i costi *area related* da 1600 a 1406 euro/kWp, per un costo totale d'impianto pari a 1906 euro/kWp.

A tale valore corrisponderebbe il costo del kWh rispettivamente pari a 16,5 eurocent al Nord e 12,1 eurocent al Sud. Pur avendo avvicinato di molto il livello di competitività, non lo avremmo ancora raggiunto. Il conseguimento di questo obiettivo, a parità delle altre condizioni, richiede un valore dell'efficienza ancora più alto. Infatti, se riscriviamo la (1) introducendo la sostituzione (4) e risolviamo l'espressione rispetto all'efficienza, otteniamo:

$$\eta = \frac{A}{(H \cdot C_{\text{kWh}} / 0,121) - P} \quad (5)$$

Se consideriamo che i valori  $A = 214$  euro/m<sup>2</sup> e  $P = 500$  euro/kWp sono stati estrapolati come dati limite della presente tecnologia, allora per avere la competitività a 8,7 eurocent/kWh occorre che l'efficienza di conversione dei moduli sia almeno pari al 42% per impianti collocati al Nord e al 25% per quelli al Sud. Com'è facile verificare, si tratta di valori al di sopra delle possibilità della tecnologia delle celle monogiunzione al silicio cristallino, il cui valore massimo teorico è situato intorno al 27%.

## 5 - Conclusione

L'attuale tecnologia dei moduli fotovoltaici al silicio cristallino presenta un costo limite che rende molto problematico il conseguimento della concorrenzialità economica con le fonti termoelettriche tradizionali (al livello presente di 8,7 eurocent/kWh).

Poiché la politica governativa d'incentivazione promozionale del settore fotovoltaico ha proprio come obiettivo il conseguimento della competitività, la conclusione precedente porta ad effettuare alcune considerazioni in merito all'adeguatezza di tale politica.

- 1- Il processo d'economia di scala, da solo, non consente di abbassare i costi fino al livello richiesto. Pertanto la sola azione di sviluppo della domanda mediante l'incentivazione pubblica non permette di ottenere l'obiettivo economico generale.
- 2- Tuttavia, le misure d'incentivazione stanno creando un mercato assistito, il cui sviluppo rende possibile conseguire un obiettivo parziale, molto importante per il processo d'apprendimento, quello di promuovere la diffusione propedeutica della tecnologia fotovoltaica nell'uso corrente.
- 3- Un miglioramento significativo dell'efficienza di conversione fotovoltaica dell'energia solare è necessario per affiancare il processo di scala verso la competitività. Pertanto occorre intervenire anche sull'offerta, promuovendo la ricerca e lo sviluppo in modo da provocare un grande cambiamento migliorativo, un vero e proprio *break through* tecnologico verso materiali, prodotti e processi a costo intrinseco più basso ed efficienza più alta. In altri termini, occorre passare ad una tecnologia di seconda generazione: moduli a film sottili, celle multigiunzione, ecc.
- 4- Le normative italiane vigenti, che regolano la concessione delle incentivazioni, appaiono inadeguate, perché non considerano espressamente gli aspetti strategici del miglioramento tecnologico. Questo argomento è lasciato all'attenzione generica dei programmi di ricerca, facenti capo ad altre istituzioni, con scarso coordinamento effettivo. Paesi, come USA, Australia, Germania e Giappone, dove pure si sta facendo abbondante ricorso all'incentivazione del mercato, hanno saggiamente affiancato alla promozione della domanda poderosi programmi di ricerca fondamentale e applicata, finalizzati alla realizzazione del *break through* tecnologico. E in Italia?

## 6 – Bibliografia

- AEEG, 2009, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nel 2008*, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- Alfasolar, 2009, *Energia solare FV*, n.6, novembre-dicembre 2009, listino prezzi.
- Coiante Domenico, 2005, *Fotovoltaico e silicio*, [www.aspoitalia.it/blog/nte](http://www.aspoitalia.it/blog/nte) , 26/11/2005
- Commissione delle Comunità Europee, 1985, *Atlante europeo della radiazione solare – ISBN 3-88585-195-4, 1985*

- IEA, 2007, *PVPS: Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected countries between 1992 and 2006*, IEA-PVPS T1-16:2007, p.26
- IEA, 2008a, *PVPS: Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected countries between 1992 and 2007*, IEA-PVPS T1-17:2008, p.23
- IEA, 2008b, *PVPS: Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected countries between 1992 and 2007*, IEA-PVPS T1-17:2008, p.26
- IEA, 2009, *PVPS: Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected countries between 1992 and 2008*, IEA-PVPS T1-17:2009, p.26
- Stefanini Paolo, 2009, *Comunicazione Personale*