

## IL FOTOVOLTAICO DI FRONTE AI SUOI LIMITI

Domenico Coiante – ASPO Italia – 03/02/2013

### Introduzione

Negli anni recenti il fotovoltaico ha avuto un grande sviluppo in tutto il mondo. In particolare in Italia, la crescita ha avuto un carattere esponenziale. L'istogramma di Fig.1 riassume sinteticamente la situazione.

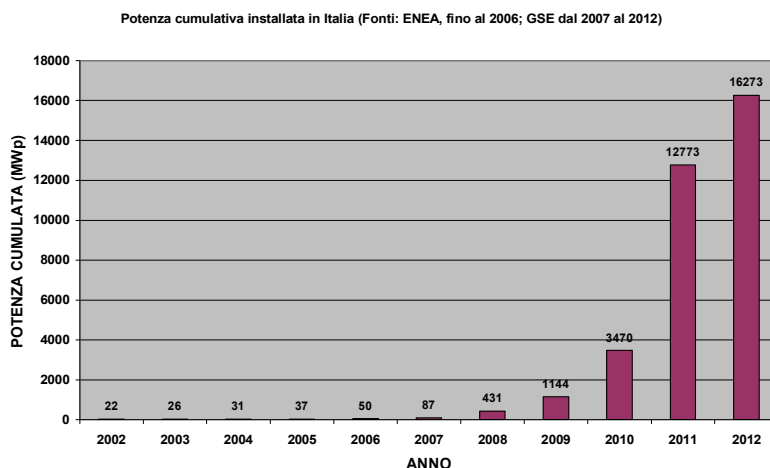


Fig.1 – Serie storica della potenza cumulativa fotovoltaica installata in Italia dal 2002 al 2012

Il significato del grafico si comprende meglio, se ad esso si affiancano le seguenti cifre. A gennaio del 2013, il contatore della potenza fotovoltaica sul sito del GSE ha contabilizzato l'esistenza in servizio di 473423 impianti sul territorio italiano per una potenza complessiva di 16273 MWp.

Nel contempo, i dati sperimentali della produttività media nazionale, secondo il Gestore dei Servizi Elettrici, assegnano al fotovoltaico 1200 kWh/kW. Pertanto, si può prevedere per il 2013 una produzione totale di energia elettrica fotovoltaica pari a 19,5 TWh.

Secondo i dati della TERNA, la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata nel 2011 di circa 334 TWh, mentre ancora non sono stati pubblicati i valori per il 2012. Tuttavia, vista la situazione di crisi economica, si può ipotizzare che la richiesta di elettricità sia aumentata di poco nel 2012 e che probabilmente così rimarrà nel 2013. Pertanto, non sbaglieremmo di molto se assumessimo che nell'anno in corso la richiesta d'elettricità rimarrà pressappoco sullo stesso valore. Allora, il contributo del fotovoltaico di 19,5 TWh dovrebbe arrivare ad incidere sul bilancio elettrico nazionale del 2013 per una quota di indubbia rilevanza, pari a circa il 5,8%.

Il grande sviluppo del fotovoltaico è indubbiamente dovuto alle notevoli incentivazioni governative di cui ha goduto e gode il settore, ma il successo è da attribuire anche al fatto che la nuova tecnologia ha dato la dimostrazione pratica della sua validità tecnica come fonte energetica. E' avvenuto così che, negli ultimi 5 anni, il fotovoltaico è passato dalla trascurabilità alla significatività.

Accanto a queste note positive, occorre registrare anche il presentarsi puntuale di serie preoccupazioni circa la prosecuzione del processo di sviluppo, quelle stesse preoccupazioni che erano state espresse oltre 20 anni fa nel tentativo inascoltato di porvi rimedio (*D. Coiante, L. Barra: "Can Photovoltaics Become an Effective Energy Option?" - Solar Energy Materials and Solar Cells 27, 1992, pp.79-89*).

Il presente lavoro vuole evidenziare alcune importanti difficoltà che oggi si presentano ad ostacolare lo sviluppo ulteriore del fotovoltaico come fonte d'energia.

### Il costo del kWh

L'aumento del volume di mercato a livello mondiale ha prodotto l'atteso effetto di scala sul costo di produzione dei sistemi, che è diminuito fino agli attuali 1600 €/kWp (valore ottenuto secondo l'ultima stima approssimativa di Solarbuzz del marzo 2012 per il miglior prezzo dei moduli al silicio a circa 0,8 €/Wp). Usando il modello di calcolo impiegato in un precedente lavoro (1) possiamo ricavare il costo di produzione del kWh fotovoltaico, avendo assunto il valore del 5% per il tasso d'interesse, il 33% per le tasse dirette, 30 anni per la vita operativa, l'1% per il costo di esercizio e manutenzione e 1200 ore equivalenti per il fattore di carico. Otteniamo:

$$C_{\text{kWh}} = 14 \text{ c€/kWh}$$

D'altra parte il Gestore del Mercato Elettrico segnala che il prezzo unificato dell'elettricità, ad esempio il giorno 24/01/2013, ha registrato un minimo di 44 €/MWh di notte ed un massimo di 103 €/MWh al picco serale delle 19, con una media giornaliera di 70,5 €/MWh. Da notare che, praticamente, il prezzo medio coincide con i valori assunti intorno alle ore 12-13. Se confrontassimo il costo di produzione con il valore massimo del prezzo di vendita in rete, saremmo portati a dire, come incautamente spesso si legge sulla stampa, che il fotovoltaico ha quasi raggiunto la *grid parity*. Ma non è così, perché il confronto va fatto rispetto alle ore meridiane della fornitura dell'energia fotovoltaica, quando il prezzo di vendita s'aggira intorno ai 70 €/MWh. Pertanto il prezzo spuntato per il kWh fotovoltaico sarà:

$$V_{\text{kWh}} = 7 \text{ c€/kWh}$$

Ciò significa che, prescindendo dalle incentivazioni pubbliche, il proprietario dell'impianto fotovoltaico incassa dalla rete questa cifra e, quindi, questo è il valore economico unitario dell'energia da lui prodotta. Accettando questa valutazione, si può notare che il livello di parità non è raggiunto, perché il costo di produzione si trova un fattore 2 al di sopra del prezzo di vendita. Il processo di apprendimento economico non è completato e, qualora venissero ridotti, o soppressi, gli aiuti governativi, diminuirebbe il tasso di decrescita del costo e il conseguimento della competitività si allontanerebbe nel tempo. Questo svantaggio economico, che accompagna la tecnologia fotovoltaica fin dalla sua nascita, costituisce di per sé un ostacolo per il suo ulteriore sviluppo, ma non è il solo. Le grandi dimensioni raggiunte dal settore producono a loro volta nuovi impedimenti che potrebbero arrestare la diffusione dei sistemi, nonostante il grande potenziale solare esistente in Italia.

### **Disponibilità territoriale**

Tra gli ostacoli tecnici che si presentano all'espansione dei sistemi fotovoltaici, gioca un ruolo notevole la disponibilità dei siti dove andranno collocati i nuovi impianti. Si tratta di terreni a basso costo (non agricoli), e/o tetti di edifici, dotati di un'adeguata insolazione annuale, che permetta di ottimizzare la produttività energetica. A titolo esemplificativo della dimensione del problema, si può cominciare con lo stimare grossolanamente la superficie totale impegnata dai 16273 MW d'impianti oggi installati. L'efficienza di conversione dei moduli è progressivamente aumentata nel corso degli anni, passando da circa il 12% medio del 2007 al 16% medio odierno. Visto il peso maggiore delle installazioni degli ultimi anni, assumeremo un valore medio per l'efficienza del 15% e, come al solito, considereremo l'insolazione di picco pari ad 1 kW/m<sup>2</sup>. Pertanto, per sviluppare una potenza di 1 kWp, occorrono circa 6,7 m<sup>2</sup> di moduli fotovoltaici, che, per evitare l'ombreggiamento reciproco, occuperanno un'area maggiorata di un fattore circa 2,5. In definitiva, per ogni kWp dovremo disporre di circa 16,7 m<sup>2</sup> di suolo, cioè circa 1,7 ha per ciascun MWp installato. La superficie totale (tra tetti di edifici e terreni) impegnata dai 16273 MWp è dunque stimabile in circa 27664 ha, cioè circa 277 km<sup>2</sup>. Si tratta di un'area notevole, che potrebbe destare qualche preoccupazione qualora la si considerasse come unitaria. In effetti, essa risulta da una somma di piccoli appezzamenti che sono largamente distribuiti sul territorio nazionale e che, molto spesso, insistono in zone lasciate incolte perché non più redditive dal punto di vista agricolo. Per il futuro, risulta chiaro che la decisione di destinare a fotovoltaico ulteriori aree ex agricole dipenderà dal regime delle incentivazioni governative e/o dal livello di remuneratività raggiunto dalla tecnologia fotovoltaica. In ogni caso, occorre sapere che, nell'Italia Centro-meridionale e nelle Isole, esistono aree marginali, non agricole, per un totale di oltre 20000 km<sup>2</sup>, che potrebbero offrire senza difficoltà una larghissima disponibilità per l'ulteriore significativo sviluppo dei sistemi fotovoltaici. In definitiva, si può concludere che la disponibilità territoriale può costituire una preoccupazione, ma essa non costituisce, di per sé, un impedimento insuperabile per l'espansione del fotovoltaico.

La crisi climatica globale, sempre più stringente, rende necessaria la sostituzione dei combustibili fossili con grandi quantità di energia pulita. In tale prospettiva il fotovoltaico può giocare un ruolo rilevante, ma, per converso, pone alcune problematiche d'impatto sul paesaggio. Questo aspetto si rende evidente quando si prova a determinare le dimensioni del contributo richiesto, la cui entità deve essere individuata facendo riferimento al fabbisogno energetico generale piuttosto che al solo fabbisogno elettrico.

Il consumo italiano di energia primaria nel 2011 è stato di 184,2 Mtep (Bilancio Energetico Nazionale 2011). A fronte di questo ammontare (assunto approssimativamente come invariato anche per il 2013), la produzione fotovoltaica di 19,5 TWh, valorizzata secondo la consueta equivalenza: 1 kWh elettrico = 2200 kcal, cioè 1 TWh = 0,22 Mtep, contribuisce al bilancio energetico per 4,3 Mtep, che rappresenta il 2,3% del fabbisogno primario d'energia. Come si può notare, pur cominciando a divenire significativa, l'incidenza attuale sul piano energetico è abbastanza marginale e altrettanto è per il contributo al risanamento ambientale.

Per avere una maggiore incidenza ambientale, è necessario che il contributo fotovoltaico abbia un peso più grande. A titolo d'esempio e solo al fine di dimensionare il problema, supponiamo di voler incidere sul bilancio energetico con la produzione fotovoltaica per circa il 10%. Ciò significa portare in futuro il contributo a circa 18,4 Mtep, cioè a circa 84 TWh. Si tratta di aggiungere altri 64,5 TWh alla produzione attuale (si suppone ottimisticamente che nel frattempo la rete elettrica abbia risolto i suoi problemi di accettazione delle fonti intermittenti).

Considerando una produttività media di 1200 kWh/kWp, la potenza totale dei nuovi impianti ammonterebbe a 53750 MWp.

Seguendo i miglioramenti tecnologici che sono in corso, possiamo assumere ottimisticamente che l'efficienza media dei moduli fotovoltaici aumenti, portandosi ad un valore medio del 17%. In tal caso l'area specifica di occupazione del suolo si riduce a circa 15 m<sup>2</sup>/kWp, cioè 1,5 ha/MWp. La superficie totale occupata dai nuovi impianti sarebbe pari a 80625 ha, cioè 806 km<sup>2</sup>, equivalente ad un quadrato di circa 28,4 km di lato (circa il 3 per mille del territorio nazionale).

Questa cifra rimane ampiamente all'interno della disponibilità di aree marginali, non agricole (oltre 20000 km<sup>2</sup>). Tuttavia si tratta di un'area notevole, che, sia pure frazionata in appezzamenti distribuiti sul territorio, può destare qualche preoccupazione circa l'impatto paesaggistico e introdurre ostacoli allo sviluppo. Infatti, per realizzare un così grande quantitativo di potenza, sarà necessario aumentare la taglia media dei singoli impianti, puntando, come sta avvenendo ad esempio in Spagna, su dimensioni d'impianto dell'ordine dei 50 MWp, cioè sulla copertura di appezzamenti di area pari a 750 ha ciascuno. L'impatto visivo prodotto sul paesaggio da impianti di queste dimensioni fa sorgere indubbiamente perplessità e contrarietà, il cui superamento rende necessario studiare opportune soluzioni architettoniche per mitigare gli effetti sgradevoli.

### **Valore economico del kWh**

Allo stato attuale della tecnologia degli impianti fotovoltaici il valore economico dell'unità d'energia risulta penalizzato dall'intermittenza della generazione a prescindere dal suo costo di produzione. Ciò costituisce il maggiore impedimento all'ulteriore diffusione nell'uso.

Questo aspetto è emerso recentemente in modo molto critico in un articolo della rivista "Quale Energia" (2). La notizia si riferisce all'annuncio, comparso sul Decreto Sviluppo, dell'assegnazione da parte dell'Autorità per l'Energia ai produttori termoelettrici di una componente tariffaria aggiuntiva, detta *capacity payment*, da caricare sull'utente finale. Il contributo è richiesto dai produttori termoelettrici, che si vedono danneggiati dall'immissione prioritaria in rete dei kWh fotovoltaici.

I fautori del fotovoltaico hanno aspramente criticato la proposta e il tenore dei commenti denota, spesso, che non si è ben capito il problema, mentre, a ben guardare, l'argomento merita la massima attenzione, costituendo un grosso limite allo sviluppo ulteriore dei sistemi fotovoltaici in rete. Le considerazioni che seguono intendono chiarire questi aspetti, soprattutto sotto il profilo concettuale, pur utilizzando alcuni ragionamenti quantitativi, con l'avvertenza che i numeri dovranno essere presi a puro titolo d'esempio.

L'attribuzione, *tout court*, al kWh fotovoltaico di un valore economico pari al prezzo unico di mercato, cioè al PUN, porta ad un errore di sopravvalutazione, che contribuisce ad ingenerare l'errata convinzione di aver raggiunta la famosa *grid parity*. Esaminiamo meglio questo aspetto, ponendoci la domanda: "Qual è il valore economico reale del kWh fotovoltaico?".

Il prezzo di vendita del kWh è fissato dalla contrattazione sul mercato elettrico nazionale, partendo dal riconoscimento ai produttori di un prezzo minimo di base. Questo contiene almeno due componenti: il credito di potenza e quello d'energia, derivanti dalle spese sostenute per la costruzione e la gestione degli impianti collegati in rete. Il credito di potenza (*capacity credit*), detto anche costo fisso, deriva dalla spesa per l'ammortamento dei costi d'impianto (costruzione e gestione), mentre il credito di energia (*energy saving credit*), detto costo variabile, si riferisce alla spesa relativa al combustibile bruciato per generare l'elettricità.

Il costo approssimativo delle moderne centrali termoelettriche a gas, a ciclo combinato, come emerge da una ricerca sul web, si aggira intorno ai 500 €/kW per taglie di circa 800 MW. L'efficienza dichiarata va dal 58% al 61%. Il calcolo del costo fisso può essere fatto utilizzando lo stesso modello di calcolo usato sopra per il fotovoltaico, avendo cura di considerare una vita operativa di 20 anni, una produttività annuale di 5000 kWh/kW e un tasso delle spese d'esercizio e manutenzione pari al 3%. Si trova per il costo fisso:

$$C(\text{fisso}) = 1,6 \text{ c€/kWh}$$

Considerando che il costo del gas naturale, riferito al suo contenuto di energia termica, è quotato al Mercato Energetico a 27 €/MWh (valore medio giornaliero del 24/01/2013) e assumendo che l'efficienza di trasformazione degli impianti a ciclo combinato sia intorno al 60%, il costo variabile unitario, o costo energetico, è:

$$C(\text{variabile}) = 4,5 \text{ c€/kWh}$$

Riassumendo: l'impianto termoelettrico spende per ciascun kWh prodotto 4,5 centesimi, derivanti dal consumo di combustibile, e 1,6 centesimi per l'ammortamento finanziario e la gestione. Il costo totale è di 6,1 c€, contro un prezzo di vendita, nelle ore meridiane, di 7 c€ con un margine di remunerazione pari a 0,9 c€/kWh.

Il costo fisso così basso deriva chiaramente dall'aver considerato l'impianto attivo per 5000 ore all'anno; se riducessimo la produttività annuale alla metà, cioè a 2500 ore equivalenti, il costo fisso raddoppierebbe a 3,2 c€ e il costo totale si porterebbe a 7,7 c€, rendendo negativa la remunerazione nelle ore centrali. In tal caso i generatori lavorerebbero in perdita.

Quando il fotovoltaico immette i suoi kWh in rete, cioè nelle ore meridiane, fa risparmiare altrettanti kWh ai generatori termoelettrici, riducendo la relativa spesa variabile, ma non consente di eliminare la spesa fissa, in quanto i generatori devono rimanere attivi per compensare l'intermittenza casuale della potenza fotovoltaica e, comunque, assicurare l'inseguimento istantaneo in potenza della richiesta del carico. Ne segue che il servizio reso dal fotovoltaico consiste soltanto nel risparmio di combustibile da parte dei generatori termoelettrici, cioè dei costi variabili, mentre non permette di ridurre i costi fissi tramite il loro spegnimento. Nella nostra stima approssimata, questo servizio vale 4,5 centesimi per kWh e tale è da considerare il valore economico reale attribuibile al kWh fotovoltaico. Il fatto che la rete lo paghi al livello del PUN, cioè circa 7 c€, gli attribuisce una valorizzazione da collegare (forse?) ai suoi attributi ecologici, ma non al servizio strettamente economico.

D'altra parte, una conferma al ragionamento precedente emerge dalle statistiche ufficiali, pubblicate dalla TERNA. Secondo i dati più recenti, la potenza totale dei generatori termoelettrici disponibili in rete nel 2011 era di circa 71000 MW. Nello stesso anno, i diagrammi del carico giornaliero, registrati per il terzo mercoledì di ogni mese, mostravano l'effettiva situazione dell'impiego della potenza disponibile (3).

A titolo di esempio, si riportano nella Fig.2 i singoli diagrammi temporali dei contributi di potenza dovuti dalle varie fonti ed il diagramma di carico totale del giorno 21/12/2012 al netto dell'importazione dall'estero.

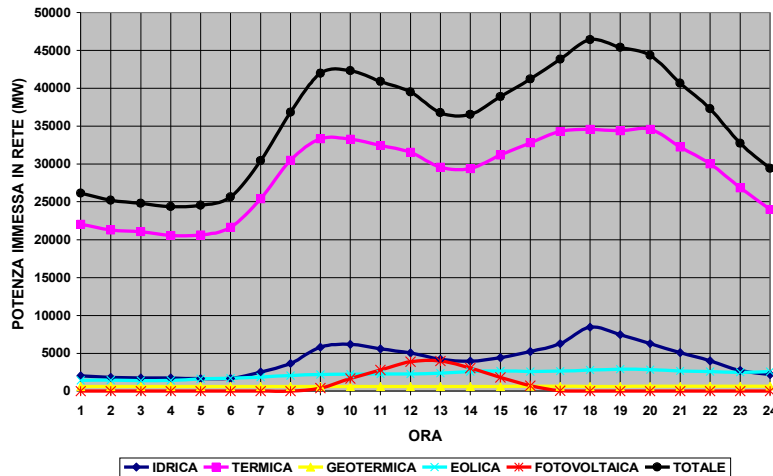


Fig.2 – Diagramma di carico e contributi dovuti alle diverse fonti

Si può notare come il contributo di gran lunga maggiore sia quello termoelettrico e come i contributi dell'idroelettrico, del geotermico, dell'eolico siano presenti nell'arco dell'intera giornata, mentre il fotovoltaico contribuisce soltanto nelle ore meridiane, con un picco di notevole rilievo intorno alle ore 13. Tuttavia, se si osserva il diagramma di carico totale (curva più alta), di tale contributo non c'è alcuna traccia.

Questo fatto è reso evidente dalla sezione del grafico relativa alle ore 13, mostrata nella Tab.1.

Tab.1 – Contributi delle diverse fonti al bilancio elettrico alle ore 13 del 21/12/2011

Potenza		Termica (MW)	Geotermica (MW)	Eolica (MW)	Fotovoltaica (MWp)	Totale produzione (MW)
	4201	29565	623	2386	3986	36775

Alle 13 il contributo del fotovoltaico raggiunge i 3986 MW, che, qualora fosse sommato agli altri, porterebbe la produzione totale di potenza a 40741 MW. Invece, tale contributo non è conteggiato nel totale della produzione di potenza, il cui ammontare corrisponde esattamente alla somma dei contributi idrici, termici, geotermici ed eolici, con i quali si fronteggia la richiesta del carico. I 3986 MW fotovoltaici, pur immettendo in rete nell'ora in questione 3986 MWh, non portano alcuna riduzione della potenza termica in funzione, cioè ad essi non viene attribuito alcun credito di potenza. Come già detto, i generatori termici risparmiano il combustibile che corrisponde ai kWh immessi in rete dal fotovoltaico ed è questo cosiddetto credito di energia l'unico valore economico riconosciuto dalla Terna al fotovoltaico.

Con riferimento alla Fig.2, nel periodo di presenza della potenza fotovoltaica (all'incirca dalle 9 alle 16), tutti i generatori termoelettrici rimangono in attività per inseguire il carico di potenza, ma erogano una quantità ridotta d'energia. Ciò ne riduce la produttività annuale. Secondo i produttori termoelettrici, l'attuale contributo elettrico del fotovoltaico ha raggiunto un livello tale da mandare fuori competitività i kWh dei generatori termici. Infatti, il gestore della rete li costringe, da un lato, a mantenere accesi i generatori per garantire il livello di potenza richiesto dal carico e, dall'altro, a farli produrre di meno, così che la produzione energetica annuale di ciascun generatore si riduce facendo aumentare i costi fissi di produzione. Il gestore della rete pretende che questi generatori, in eccesso di capacità, rimangano comunque agganciati per svolgere una funzione di riserva per eventuali interventi a compensazione della variabilità del fotovoltaico. A questo punto, i produttori termoelettrici chiedono che la rete paghi loro il corrispettivo del servizio reso per garantire la stabilità della fornitura di potenza (*capacity payment*) in ragione dell'aumento del costo fisso provocato dalla presenza del fotovoltaico. La rete si rivarrà imponendo agli utenti una nuova componente tariffaria da porre sulla bolletta.

Poiché l'argomento possiede una certa validità, almeno rispetto alle modalità attuali di gestione TERNA della rete, la richiesta potrebbe essere accolta. Naturalmente il *capacity payment*, essendo dovuto al fotovoltaico, dovrebbe essere caricato sul costo di produzione del kWh solare, che, in tal modo, vedrebbe

ulteriormente allontanarsi il traguardo della competitività e, di conseguenza, il processo di crescita del mercato subirebbe una notevole flessione, o addirittura un arresto.

### **Conclusione**

Se vogliamo che il fotovoltaico assuma le dimensioni adeguate ad un ruolo energetico ed ambientale rilevante, dobbiamo prendere atto delle difficoltà e degli ostacoli, che si vanno presentando sul suo cammino, e provvedere a superarli.

L'ulteriore abbassamento del costo dei sistemi, fino a raggiungere la competitività del costo del kWh, è condizione necessaria per consentire la continuazione del processo di sviluppo del mercato. Ma non è sufficiente senza la contemporanea acquisizione del credito di potenza, che porterebbe il kWh alla parità reale del valore economico. Quest'ultimo aspetto richiede una revisione del modello di sviluppo dei sistemi con l'introduzione di adeguati sottosistemi di accumulo, che consentirebbero di superare l'ostacolo dell'intermittenza, come sta avvenendo in Germania (4).

Il miglioramento dell'efficienza di conversione è altrettanto necessario, da un lato, per abbassare i costi attraverso la riduzione delle spese cosiddette *area related*, come il costo delle grandi superfici di suolo impegnate dagli impianti e, dall'altro lato, per ridurre le preoccupazioni dovute al relativo impatto paesaggistico. Ciò si traduce in un ulteriore grande sforzo di ricerca sui materiali e sulla tecnologia fotovoltaica, che dovrebbe condurre alla commercializzazione di sistemi con efficienza superiore al 20%, in grado di compensare le inevitabili perdite introdotte dall'accumulo (rendimento pari a circa l'80%).