

FOTOVOLTAICO, INCENTIVAZIONI PUBBLICHE, TERRITORIO E TEMPO DI RESTITUZIONE DELL'ENERGIA

Domenico Coiante – 3/11/09

Tempo di restituzione dell'energia

Il tempo di restituzione dell'energia, indicato usualmente con l'acronimo EPBT dall'espressione inglese *Energy Pay Back Time*, indica il tempo che un impianto di produzione energetica impiega per erogare una quantità di energia pari a quella che è stata utilizzata per costruire i vari componenti e assemblare in campo l'intero impianto.

Se indichiamo con AEP (*Annual Energy Production*) la quantità di energia prodotta annualmente per ogni kWp dell'impianto e con E quella specifica totale impiegata in tutto il ciclo della sua costruzione, si avrà dalla definizione che:

$$EPBT = E/(AEP) \quad (1)$$

dove EPBT risulta espresso in anni.

La relazione ci dice subito che il tempo di restituzione dell'energia dipende in maniera inversa dalla produzione annuale energetica dell'impianto. Più alta è tale produzione e minore sarà l'*energy pay back time*.

Nel caso degli impianti fotovoltaici collegati direttamente alla rete elettrica, conviene esprimere la produzione annuale energetica in funzione della quantità di radiazione solare che cade annualmente su un'area di pannelli corrispondente alla generazione di 1 kWp. Indicando con H tale parametro specifico, espresso in kWh/kWp (cioè in ore equivalenti al funzionamento alla potenza di picco), e con D il fattore di prestazione dell'impianto, la (1) può essere scritta come:

$$EPBT = E/(AEP) = E/(DH) \quad (2)$$

D è dato, a sua volta, dal prodotto ($\eta_{th} \eta_{in} F_D$), dove:

- η_{th} è il fattore di riduzione dell'efficienza di conversione per effetto della temperatura delle celle;
- η_{in} è l'efficienza dell'inverter e delle apparecchiature elettroniche di collegamento alla rete;
- F_D è il fattore di disponibilità annuale dell'impianto.

Poiché $\eta_{th} < 1$, $\eta_{in} < 1$, $F_D < 1$ anche D sarà sempre minore dell'unità.

Quindi, in generale, un impianto, che è caratterizzato sul piano tecnico dal valore assunto dal fattore di prestazione, recupererà l'energia spesa per costruirlo tanto più velocemente quanto maggiore sarà H, cioè l'insolazione del sito in cui esso sarà collocato.

Le stime più recenti dell'EPBT per i sistemi di generazione fotovoltaica sono contenuti nell'accurato lavoro di Alsema (*Alsema e de Wild-Scholten, 2005*). I risultati, riassunti per comodità nella tabella qui sotto, si riferiscono al sistema tipico europeo di produzione energetica, cioè al valore medio delle emissioni specifiche dei paesi europei. I dati sono ricavati soltanto per due casi particolari dell'insolazione annuale: $H = 1700 \text{ kWh/m}^2$ per l'Europa Meridionale e $H = 1000 \text{ kWh/m}^2$ per l'Europa Centrale.

Inoltre si è assunto per il fattore di prestazione degli impianti fotovoltaici un valore molto severo, $D = 0,75$, ammettendo per essi una perdita energetica annuale pari al 25% rispetto alla producibilità teorica.

Tab.1 – Tempo di restituzione energetica per le tecnologie dei moduli al Silicio

Tecnologia moduli PV	Efficienza moduli (%)	Energia impiegata (kWh/kWp)	Produttività annuale netta AEP (kWh/kWp)	EPBT (anni)	Emissioni CO ₂ (g/kWh)
Silicio a nastro	11,5	1981 ⁽¹⁾	1275 ⁽²⁾	1,6	26
Silicio multicristallino	13,2	2531 ⁽¹⁾	(Europa Meridionale)	2,0	31
Silicio monocristallino	13,7	3301 ⁽¹⁾		2,6	41
Silicio a nastro	11,5	1981 ⁽¹⁾	750 ⁽³⁾	2,6	44 ⁽⁴⁾
Silicio multicristallino	13,2	2531 ⁽¹⁾	(Europa Centrale)	3,4	53 ⁽⁴⁾
Silicio monocristallino	13,7	3301 ⁽¹⁾		4,4	70 ⁽⁴⁾

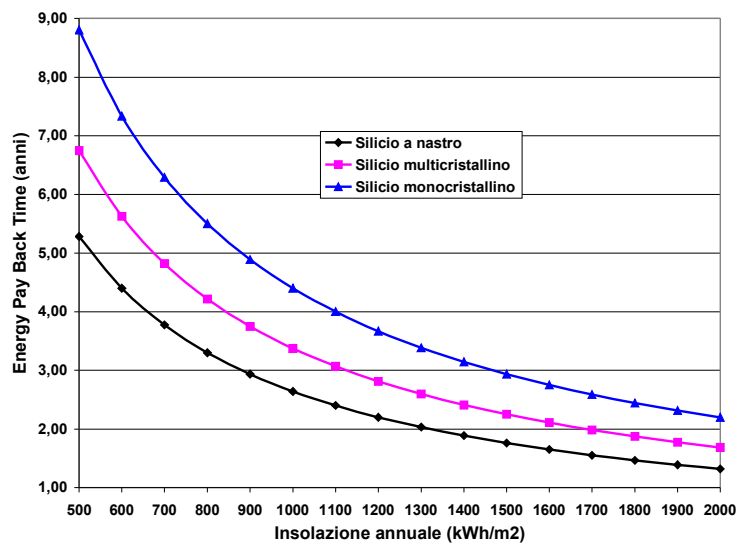
- (1) Comprende il contributo di 74,96 kWh delle strutture di sostegno e dei cavi e 166,38 kWh dovuti all'inverter
(2) Valore ottenuto assumendo una insolazione media annuale per l'Europa Meridionale pari a 1700 kWh/m² e un fattore di prestazione dell'impianto pari a 0,75.
(3) Valore ottenuto assumendo una insolazione media annuale per l'Europa Centrale pari a 1000 kWh/m² e un fattore di prestazione dell'impianto pari a 0,75.
(4) Valore ricavato dall'autore applicando il criterio di proporzionalità ai dati della casella superiore.

Si nota chiaramente che l'EPBT aumenta nettamente passando dai siti dell'Europa Meridionale a quelli dell'Europa Centrale e così pure aumentano le emissioni specifiche associate ai kWh prodotti.

I dati di Tab.1 possono essere usati in connessione con la relazione (2) per ottenere una rappresentazione visiva più generale della situazione, come mostrato nel grafico della Fig.1. Le tre curve si riferiscono alle tre tecnologie di fabbricazione dei moduli PV prese in considerazione nella tabella.

Per semplificare, fissiamo l'attenzione sulla tecnologia del silicio monocristallino, rappresentata nel grafico dalla curva più alta in blu. Si vede chiaramente che i valori dell'EPBT possono salire da 2,6 anni fino a circa 9 anni mano a mano che si scende da un'insolazione annua di 1700 kWh/m² (Europa Meridionale) fino a siti da 500 kWh/m² all'anno (Europa del Nord).

Fig.1 – Tempo di restituzione dell'energia in funzione dell'insolazione del sito dove viene collocato l'impianto per le tre principali tecnologie dei moduli PV a silicio cristallino



Costo di produzione del kWh

Il costo del kWh, per ogni anno t della vita operativa di N anni dell'impianto di produzione, è ricavato applicando la definizione:

$$(\text{Costo unità energia})_t = \frac{(\text{Spesa annuale sostenuta})_t}{(\text{Energia annuale prodotta})_t} \quad (3)$$

Pertanto, il costo medio del kWh, C_{kWh} , nell'arco della vita operativa dell'impianto di N anni sarà dato a consuntivo dalla media aritmetica di tutti i valori annuali del costo.

Quindi, la stima di C_{kWh} per un dato impianto in fase di progetto richiederebbe la valutazione inventariale anticipata dell'andamento dei costi e della produzione energetica annuale per tutti gli anni previsti per la vita operativa. Tale periodo normalmente ammonta a 25-30 anni. Un arco temporale così lungo rende particolarmente difficile fare previsioni accurate circa l'andamento dei numerosi parametri finanziari e tecnici da cui il costo dipende. Nella pratica, soprattutto per lo scopo approssimato del presente lavoro, conviene ricorrere ad un'ipotesi semplificativa: si assume che i prezzi rimangano sostanzialmente stabili nel tempo rispetto ai valori che essi hanno nel momento del progetto dell'impianto. In questo modo, l'anno di partenza diviene l'anno tipico di riferimento per tutti i parametri, cosicché non sarà più necessario mantenere il carattere inventariale della stima. Il costo del kWh calcolato per il primo anno verrà ritenuto valido per tutta la vita operativa dell'impianto. Avendo presente quest'ipotesi semplificativa, possiamo procedere alla stima approssimata del costo del kWh.

Il costo annuale sostenuto è composto da una somma di termini che rappresentano rispettivamente:

- la quota annuale dell'ammortamento finanziario del capitale preso in prestito per la realizzazione dell'impianto,
- la spesa assicurativa,
- la quota annuale delle tasse dirette,
- la spesa annuale di esercizio e manutenzione,
- la quota attualizzata dovuta al differenziale tra i recuperi di valore e le spese di smantellamento dell'impianto a fine vita operativa.

Lo sviluppo della (3) in funzione dei vari parametri fisici ed economici richiede qualche nozione di matematica attuariale e noiosi passaggi algebrici, che si vuole risparmiare al lettore. Nell'ipotesi che il valore recuperato a fine vita possa coprire le spese di smantellamento dell'impianto, il risultato finale è qui riassunto dalla seguente espressione:

$$C_{kWh} \cong \frac{[(FCR) + K_{E\&M}] K_I}{D H} \quad (4)$$

Dove:

- FCR (*Fixed Charge Rate*) è il fattore finanziario che permette di calcolare la rata annuale dell'ammortamento dell'investimento attraverso il fattore di annualità Q_N e il rateo delle tasse dirette T pagate; $[FCR \cong Q_N/(1-T)]$;
- $Q_N = r/[(1+r)^{-N}]$ con r come tasso annuale d'interesse reale e N vita operativa dell'impianto espressa in anni;
- K_I è il costo specifico d'impianto espresso in euro per kWp;
- $K_{E\&M}$ è il costo specifico annuale di esercizio e manutenzione espresso come frazione dell'investimento totale;
- D è il fattore di prestazione dell'impianto sopra definito;
- 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, cioè sulla base della quantità di energia primaria presente nel sito (radiazione solare globale, diretta e diffusa). H, pertanto, rappresenta il numero di ore equivalenti di presenza sul sito della radiazione solare nell'arco dell'anno.

L'espressione (4) ci dice che, per un impianto, non è possibile definire un unico costo di produzione del kWh, in quanto esso dipende in ragione inversa dalle caratteristiche di produttività energetica del sito di collocazione, cioè da H. Pertanto, quando si esprime con un numero tale costo, occorre sempre specificare il valore di H a cui esso si riferisce, cioè alle caratteristiche d'insolazione del sito in cui l'impianto è collocato.

Effetto delle incentivazioni pubbliche

Visto che la normativa d'incentivazione, detta del Conto Energia (CE), favorisce in modo significativo la tipologia dei piccoli impianti "architetticamente integrati", la maggior parte della potenza oggi installata appartiene a questa classe. Pertanto, come caso di studio, fissiamo la nostra attenzione su un impianto di piccola taglia a moduli di silicio multicristallino, a pannelli piani fissi, esposti a sud ed integrati in un tetto o

in altro tipo di copertura di edifici. Assumiamo per esso i seguenti valori medi indicativi dei parametri che compaiono nella (4), accettando per coerenza il valore del fattore di prestazione indicato nel lavoro di Alsema (molto conservativo).

N	r	FCR	T	$K_{E\&M}$	K_I	D
30 anni	4%	0,058	0%	0,01	5000 (euro/kWp)	0,75*

*Ad esempio ($\eta_{th} = 0,88$; $\eta_{in} = 0,9$; $F_D = 0,95$).

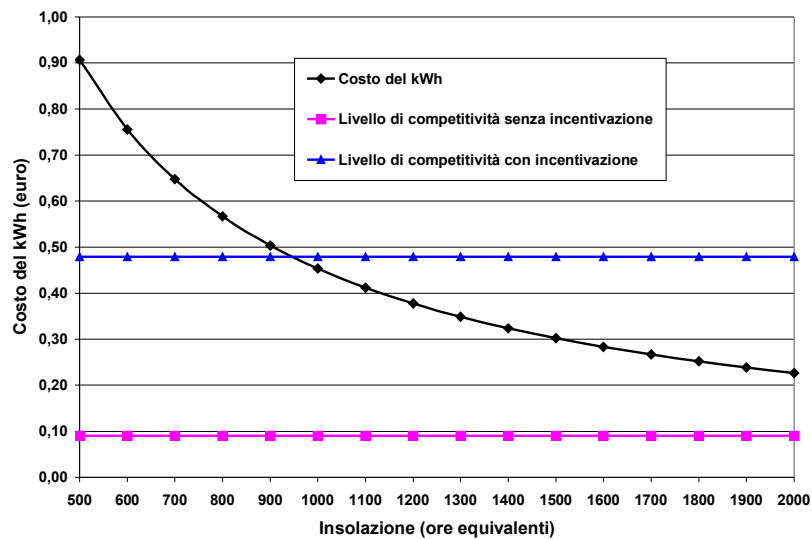
Con tali valori la (4) diviene:

$$C_{kWh} \cong \frac{453,3}{H} \quad (\text{euro/kWh}) \quad (5)$$

Dove H è espresso in kWh/kWp all'anno, cioè in ore equivalenti d'insolazione.

La Fig.2 mostra il grafico di questa espressione assieme al livello che assume la competitività economica nei due casi: 1) assenza d'incentivazione (ricavo economico per sola vendita in rete a 9 eurocents/kWh); 2) presenza dell'incentivazione prevista dal Conto Energia per i piccoli impianti (48 eurocents/kWh per 20 anni equivalente ad un valore livellato sui 30 anni di vita operativa pari a 38.9 eurocents/kWh). A quest'ultimo valore occorre aggiungere il ricavo della vendita, o dello scambio dei kWh con la rete elettrica. Assumendo un valore minimo riconosciuto di 9 eurocents/kWh, il livello del ricavo totale si va a collocare a 47,9 eurocents/kWh.

Fig.2 – Curva del costo del kWh in funzione dell'insolazione del sito di collocazione dell'impianto in assenza ed in presenza delle incentivazioni del Conto Energia.



Il profitto lordo è dato dalla differenza tra il livello dell'incentivazione e la curva di costo. Si può chiaramente vedere che il profitto risulta negativo per tutti i valori

dell'insolazione nel caso di assenza d'incentivazione (livello magenta). L'introduzione delle incentivazioni nel sistema produce l'effetto voluto del raggiungimento della remuneratività. Infatti, il profitto diviene positivo, ed in crescita, a partire da un'insolazione di circa 950 ore equivalenti (livello in blu).

Dunque l'incentivazione del CE rende redditivo l'investimento nei piccoli sistemi fotovoltaici. E' proprio in virtù di tale effetto che oggi il volume di mercato sta crescendo esponenzialmente. Questo fatto è considerato positivo per due motivi: il primo perché ci si attende un abbassamento dei prezzi dei sistemi per effetto di scala in modo da accelerare il processo di apprendimento economico verso la competitività, il secondo perché si ritiene che la produzione energetica fotovoltaica possa portare un contributo immediato all'obiettivo di Kyoto e del pacchetto climatico europeo "20-20-20".

Purtroppo accanto ai motivi benefici attesi dalle incentivazioni ne esistono altri negativi.

1. Il primo riguarda la distorsione provocata sul mercato dei siti d'installazione degli impianti. In pratica, la presenza delle incentivazione rende profittevole anche la collocazione degli impianti in siti a bassa produttività energetica con conseguente proliferazione anomala delle aree occupate.
2. Il secondo attiene alla riduzione dei vantaggi ambientali. Come abbiamo visto, ad una bassa produttività energetica corrisponde un più alto EPBT ed una conseguente maggiore quantità di emissioni specifiche

associate ai kWh prodotti. Inoltre, gli impianti collocati oggi in siti a bassa insolazione, allo scadere dei provvedimenti assistenziali, incontreranno grandi difficoltà a mantenere l'esercizio ed essi avranno una grande probabilità di essere abbandonati prima di concludere il loro ciclo di vita operativa. Pertanto, sia la bassa produttività, sia l'interruzione anticipata della vita operativa producono una sensibile riduzione dei vantaggi ambientali del fotovoltaico. Quest'ultimo aspetto può essere messo in maggiore evidenza considerando il seguente esempio. Abbiamo visto nel primo paragrafo che il tempo di ritorno dell'energia dipende in modo inverso dall'insolazione del sito dove viene collocato l'impianto. Nel nostro caso di studio (tecnologia a silicio multicristallino), si può vedere dal grafico di Fig.1 che il valore passa da 2 anni per siti da 1700 ore equivalenti fino a un po' meno di 4 anni per 900 ore: una variazione di circa un fattore 2. Pertanto, occorre tenere conto che ai fini dell'EPBT non è affatto indifferente collocare un impianto in siti da 900 ore piuttosto che a 1700 ore. Supponiamo ora che la potenza oggi installata sia collocata tutta in siti ottimali da 1700 ore: allora il tempo di restituzione dell'energia sarà di 2 anni e le emissioni associate ai kWh saranno quelle preventivate da Alsema (vedi tabella), cioè 31 g/kWh. Comunque, visto che la maggior parte della potenza è in esercizio da poco meno di 2 anni, si può concludere che il sistema fotovoltaico è ancora in deficit di energia netta, ma che è sul punto di colmare il suo debito energetico. Se però, come è più probabile, gli impianti sono sparsi su tutto il territorio in siti, ancorché resi redditivi dalle incentivazioni, ma a bassa produttività energetica, allora l'EPBT ha un valore che può arrivare fino a 4 anni. In tal caso, l'intero sistema fotovoltaico si trova oggi in debito di energia netta e ci rimarrà per qualche anno. Di conseguenza anche il bilancio delle emissioni di gas serra in relazione agli obiettivi di Kyoto, può risultare meno vantaggioso di quanto finora previsto.

3. Il terzo concerne lo sviluppo della tecnologia dei moduli fotovoltaici. La concessione delle incentivazioni senza regole chiare di merito circa la validità tecnica ed economica della tecnologia dei moduli finisce per rendere remunerativi anche impianti a bassa produttività specifica. Ciò, oltre a causare la persistenza sul mercato di numerosi prodotti a bassa qualità, produce anche un adagiamento della produzione industriale sulle tecnologie del presente con un rallentamento degli investimenti in ricerca e sviluppo per la messa a punto delle tecnologie di seconda e terza generazione, quelle tecnologie da cui ci si attende il raggiungimento dell'effettiva competitività economica. E' chiaro che questo fenomeno produce sulla curva d'apprendimento economico un effetto di freno, contrario a quello di accelerazione che si vorrebbe ottenere con le incentivazioni attraverso le economie di scala.

Conclusioni

Indubbiamente, l'attuale regime d'incentivazione del fotovoltaico ha prodotto un grande sviluppo del mercato degli impianti e ciò dovrebbe rispondere all'esigenza di accelerare il percorso dei sistemi lungo la curva di apprendimento economico per il conseguimento della competitività.

Tuttavia, la normativa del Conto Energia è stata elaborata senza tenere conto di alcuni effetti aberranti conseguenti al caso di bassa produttività intrinseca degli impianti. Tra questi effetti si evidenzia quello dovuto al tempo di restituzione dell'energia che caratterizza le diverse tecnologie. Se si allarga il campo d'osservazione, includendo negli aspetti ambientali anche gli effetti dovuti all'*energy pay back time*, si può realizzare che il valore di questo parametro assume una grande importanza, fino ad oggi sottostimata. L'argomento merita sicuramente una maggiore attenzione e uno spazio di discussione tanto ampio da consigliarne il rinvio ad una successiva occasione. Per il momento vogliamo concludere dicendo che, per il bene stesso del fotovoltaico (e per l'efficacia dei pubblici investimenti), bisogna correre al riparo e sottoporre a revisione la normativa del CE in modo da disincentivare l'installazione d'impianti a bassa produttività, sia quando vengono installati in siti a bassa insolazione, sia quando possiedono caratteristiche tecnologiche intrinseche di scarsa produzione (sempre in riferimento al rispettivo EPBT).

Riferimento bibliografico

Alsema E.A., de Wild-Scholten, 2005, *The real environmental impacts of crystalline Silicon PV modules: an analysis based on up-to-date manufacturers data*, Atti della 20th European PV Solar Energy Conference, Barcellona, June 2005.