

EOLICO E FOTOVOLTAICO: EFFETTO DELLE INCENTIVAZIONI ECONOMICHE SULL'OCCUPAZIONE DEL TERRITORIO

Domenico Coiante

Publicato su www.aspoitalia.it il 18 Aprile 2010

1- Introduzione

Il concetto comunemente associato alle nuove fonti di energia rinnovabile presso l'opinione pubblica è che esse, per funzionare, abbiano bisogno soltanto di vento e di sole. Si pensa, cioè, che eolico, fotovoltaico, solare termico, solare termoelettrico, biomasse e biocombustibili, non abbiano bisogno d'altro che di queste due risorse primarie. Molto spesso si fa il raffronto con le fonti convenzionali sottolineando come il sole ed il vento siano risorse gratuite, mentre l'energia primaria dei combustibili fossili è tutt'altro che gratuita per gl'impianti termoelettrici tradizionali.

Come sempre si tratta di verità parziali. Infatti, è vero che l'energia solare primaria è gratuita, ma quella secondaria prodotta (elettricità e/o calore) non lo è affatto perché gl'impianti di produzione hanno tutti un loro costo.

C'è poi da tenere conto di un altro fattore spesso trascurato. Oltre al vento e al sole, le fonti rinnovabili hanno bisogno di un'altra importante risorsa primaria: il territorio. La natura diffusa dell'energia solare ed eolica e la bassa densità energetica associata ci costringono ad occupare grandi estensioni di suolo con gl'impianti di captazione qualora si voglia produrre energia secondaria in grandi quantità. A sua volta, la necessità di avere grande produzione d'energia costituisce una scelta obbligata per due ordini di motivi: occorre contrastare la crisi climatica e fronteggiare il progressivo esaurimento delle risorse energetiche fossili, petrolio e uranio.

In paesi ad alta densità abitativa con popolazione in crescita come l'Italia, il territorio è un bene prezioso, sia per la sua relativa scarsità rispetto agli usi primari, agricoli, silvicoli e zootecnici, sia per il suo valore culturale, storico e paesaggistico. E' allora evidente come l'uso su larga scala degli impianti delle fonti rinnovabili possa produrre un gran consumo di territorio con relativo impatto sulle suddette attività prioritarie e sull'ambiente.

In realtà, a scanso di equivoci, occorre registrare subito che, almeno per il solare, una vera e propria preoccupazione per la disponibilità di aree adatte alla collocazione degli impianti non si pone. Infatti è dimostrabile che esistono in Italia oltre 20000 km² di aree marginali abbandonate dall'agricoltura perché aride e improduttive (Coiante, 2008) da utilizzare per le fonti solari. In linea di principio, dallo sfruttamento di questi territori sarebbe possibile produrre una quantità di energia confrontabile con il fabbisogno energetico nazionale. Tuttavia, poiché l'estensione complessiva delle aree da occupare con gl'impianti rappresenterebbe pur sempre una quota non trascurabile del territorio nazionale, sembra doveroso porre la questione del corretto uso del suolo soprattutto in relazione all'ottimizzazione del suo sfruttamento energetico.

Sotto questo aspetto, le incentivazioni economiche governative, concesse per la promozione delle fonti rinnovabili, sono molto carenti, perché esse non considerano esplicitamente l'effetto che la loro applicazione può causare sull'occupazione del suolo. Tale effetto, potenzialmente presente per tutte le fonti rinnovabili, si evidenzia quando la diffusione degli impianti raggiunge le dimensioni di larga scala. Ciò è quanto sta accadendo, in particolare, per eolico e fotovoltaico, al cui sviluppo massiccio si sta ricorrendo per far fronte alla direttiva europea del "Pacchetto climatico 20-20-20".

Il presente lavoro è volto a mettere in rilievo la presenza di eventuali anomalie nell'uso del territorio causate dalle carenze normative delle attuali incentivazioni pubbliche.

2 - Costo dell'energia elettrica solare

Per affrontare in modo adeguato l'argomento dell'occupazione del suolo da parte degli impianti, dobbiamo passare necessariamente per gli aspetti economici collegati al costo di produzione dell'energia rinnovabile. Ci limiteremo a farlo in maniera molto sintetica per non annoiare il lettore, riportando qui l'essenziale, mentre rinviamo per i dettagli ai riferimenti di letteratura (Coiante, 2004).

Il costo dell'unità di energia elettrica prodotta, cioè del kWh, per ogni anno "t" della vita operativa di "N" anni dell'impianto di produzione è ricavato applicando la consueta relazione:

$$C_{kWh_t} = \frac{(\text{Costo Annuale Totale})_t}{(\text{Energia Annuale Prodotta})_t} \quad (1)$$

Dove:

- C_{kWh_t} = Costo del kWh relativo all'anno t (in euro/kWh);
- Costo Annuale Totale sostenuto nell'anno t per la gestione dell'impianto (in euro);
- Energia Annuale Prodotta nell'anno t dall'impianto (in kWh).

Il costo medio del kWh nell'arco della vita operativa di N anni sarà dato pertanto da:

$$C_{kWh} = (1/N) * \sum_t C_{kWh_t} \quad (2)$$

con l'indice t che va da 1 a N.

Quindi, la stima del costo del kWh per un dato impianto in fase di progetto richiede la valutazione anticipata inventariale dell'andamento dei costi e della produzione energetica annuale per tutti gli anni previsti per la vita operativa. Tale periodo normalmente ammonta a 20-30 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 di avvio dell'esercizio dell'impianto. Pertanto, l'anno di partenza $t=1$ diviene l'anno tipico di riferimento per l'attualizzazione di tutti i parametri, cosicché non sarà più necessario mantenere il carattere inventariale della stima. Il costo del kWh calcolato per il primo anno sarà ritenuto valido per tutta la vita operativa dell'impianto. Teniamo inoltre presente che:

1. Il costo annuale a numeratore della (1) è composto da una somma di termini che rappresentano rispettivamente:

- la quota annuale dell'ammortamento finanziario della spesa totale sostenuta 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.

2. La produzione annuale d'energia a denominatore può essere considerata come il prodotto di due fattori:

- il primo, H, è caratteristico del sito in cui è collocato l'impianto e tiene conto della produttività intrinseca di questo, cioè della disponibilità della risorsa energetica primaria, sole o vento;
- il secondo, D, raccoglie tutte le cause tecniche, che producono nella pratica un abbassamento (*derating*) della quantità di energia effettivamente prodotta dall'impianto.

Di conseguenza, esprimendo la (1) in funzione dei vari parametri fisici ed economici, si ottiene la seguente espressione (Coiante, 2004):

$$C_{kWh} \cong \frac{[(FCR) + K_{E\&M}] * K_i}{D * H} \quad (3)$$

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 ; [$FCR \cong Q_N/(1-T)$];
- $Q_N = r/[(1-(1+r)^{-N})]$ dove r è il tasso annuale d'interesse reale e N è la vita operativa dell'impianto espressa in anni;
- K_I è il costo specifico totale d'impianto "chiavi in mano" espresso in euro per kW;
- $K_{E\&M}$ è il costo annuale di esercizio e manutenzione espresso come frazione dell'investimento totale.
- H è la produttività specifica del sito, ossia la quantità di kWh che potenzialmente si potrebbero produrre annualmente per ogni kW d'impianto sulla base delle caratteristiche climatiche, cioè sulla base della quantità di energia primaria presente nel sito (radiazione solare globale, diretta e diffusa, o ventosità media). H , pertanto, rappresenta il numero di ore equivalenti di presenza locale della risorsa primaria (radiazione solare o vento) nell'arco dell'anno.
- $D = (\eta_{th} * \eta_{el} * F_{in} * F_D * F_M)$ rappresenta il fattore di prestazione dell'impianto, che, applicato all'energia producibile in teoria nel sito, tiene conto delle diverse cause di perdita sotto elencate. I valori tipici di D sono riportati in Tab.1.
- $F_D < 1$ è il fattore di disponibilità annuale dell'impianto.
- η_{th} è il fattore di riduzione dell'efficienza di conversione per effetto della temperatura (solo nel caso del fotovoltaico).
- η_{el} è l'efficienza dell'inverter e delle apparecchiature elettroniche di collegamento alla rete.
- $F_{in} < 1$ è il fattore che tiene conto della perdita di efficienza per l'invecchiamento dell'impianto durante l'intera vita operativa.
- $F_M > 1$ è il fattore di maggiorazione della raccolta di energia solare per gl'impianti fotovoltaici a inseguimento rispetto al caso di riferimento dei pannelli piani fissi esposti a sud ed inclinati secondo la latitudine locale.

L'espressione (3) ci dice che non è possibile definire un unico costo di produzione del kWh, perché esso dipende in ragione inversa dalle caratteristiche di produttività energetica del sito di collocazione degli impianti, 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 (insolazione o ventosità) del sito in cui l'impianto è collocato.

3 - Effetto delle incentivazioni sulla scelta del sito

La Fig.1 mostra l'espressione (3) in una rappresentazione grafica indicativa del costo di produzione del kWh in funzione del parametro H .

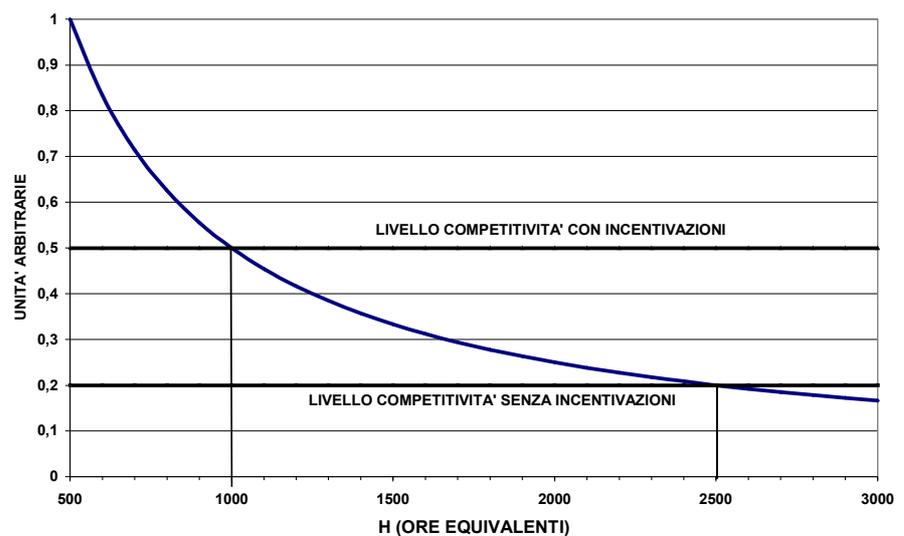


Fig.1 – Rappresentazione indicativa del costo del kWh in funzione della produttività specifica del sito espressa in ore equivalenti. Sono riportate anche le linee che rappresentano il livello della competitività fissato dal costo del kWh convenzionale in assenza ed in presenza delle incentivazioni governative.

Supponiamo inizialmente che non siano presenti le incentivazioni pubbliche. Il valore di confronto per la competitività economica sarà stabilito in base al costo di produzione del kWh convenzionale, o meglio, in relazione al suo prezzo sul mercato elettrico, dove esso si traduce, attraverso il libero confronto tra domanda e offerta, nel prezzo d'acquisto da parte della rete. A titolo esemplificativo, assumiamo arbitrariamente che tale livello di prezzo sia posto al valore 0,2 in figura. Allora il nostro kWh diverrà concorrenziale soltanto quando il suo costo di produzione scenderà sotto tale livello. Seguendo la curva del costo in figura, ciò avviene solo per le zone la cui produttività H supera le 2500 ore equivalenti, cioè per quei siti che si trovano a destra di tale valore. Pertanto, i nostri impianti saranno economicamente redditivi soltanto se saranno collocati in queste zone. Tutti i siti a produttività inferiore, (quelli alla sinistra), daranno luogo ad un costo di produzione non competitivo e quindi, in situazione di libero mercato, saranno trascurati. In definitiva, le condizioni di riferimento per una stima del valore economico reale dei siti dove collocare gli impianti sono strettamente correlate alla produttività energetica potenziale del sito.

Introduciamo ora un sistema d'incentivazione pubblica che assegni un bonus economico ad ogni kWh prodotto dalle nostre fonti rinnovabili. Il valore dell'incentivo va a sommarsi al prezzo di cessione del kWh alla rete e ciò equivale nel grafico a spostare in alto il livello di confronto. Supponiamo, ad esempio, che il valore dell'incentivo possa portare il livello di competitività a 0,5 nella Fig.1. A questo punto la curva del costo di produzione incontra il livello della competitività artificiale in corrispondenza di $H = 1000$ ore equivalenti. Tutti i siti che possiedono una produttività $H > 1000$ ore equivalenti diventano economicamente convenienti, pur producendo una quantità di energia più bassa di quella necessaria per la competitività reale. Quindi il valore economico dei siti è gonfiato dalle incentivazioni ed il relativo mercato è distorto rispetto alla situazione di riferimento sopra descritta.

In altri termini, l'introduzione delle incentivazioni produce un ampliamento artificiale del numero dei siti d'interesse economico, facendo così aumentare la diffusione areale degli impianti e quindi l'occupazione del territorio con aumento dell'impatto ambientale. Vista la più bassa produttività energetica dei siti artificialmente acquisiti, la resa specifica territoriale di elettricità si riduce, alterando notevolmente il bilancio costi/benefici. Ciò si traduce nel fatto che la maggiore pressione sul territorio potrebbe non essere adeguatamente compensata dalla produzione energetica aggiuntiva. A parte il valore paesaggistico del suolo, che è difficilmente quantificabile e che comunque dovrebbe comparire in qualche modo nella voce di costo, il bilancio puramente economico dovrebbe essere impostato sulla base dei valori reali del potenziale energetico territoriale. Si dovrebbe valutare, cioè, se l'incremento della produzione energetica, conseguente alla presenza delle incentivazioni, produce un beneficio economico adeguato alla spesa pubblica sostenuta. Inoltre, ciò dovrebbe essere fatto tenendo anche presente che la durata degli incentivi deve essere limitata e che, alla loro cessazione, la resa economica degli impianti rientrerà nella normalità subendo una drastica riduzione del flusso di cassa. A quel punto, anche se l'investimento iniziale sarà ormai ammortato, il proprietario dovrà valutare la convenienza a proseguire l'esercizio fino alla fine della vita operativa (altri 10 anni per il fotovoltaico), o a destinare il sito ad altro uso più remunerativo.

L'esperienza fatta con i grandi impianti eolici e fotovoltaici incentivati dal governo USA negli anni '80 e '90 ha indicato chiaramente la tendenza all'abbandono dell'impresa alla fine delle incentivazioni. Clamoroso è stato il caso delle numerose *wind farms*, costruite ai bordi del deserto della California, i cui estesi resti fatti di una selva di torri e pale arrugginite si mostrano al visitatore ancora oggi a testimoniare il fallimento di quella politica. Alcuni di quegli impianti furono fatti funzionare soltanto per il periodo di qualche giorno durante i collaudi e abbandonati a collaudo avvenuto, subito dopo aver incassato i soldi pubblici, allora elargiti a fondo perduto. Il fatto che ormai gli impianti fossero per buona parte pagati con gli incentivi e che pertanto l'energia prodotta fosse praticamente gratuita non bastò a convincere gli operatori privati a tenere in vita le imprese, accollandosi i costi di esercizio e manutenzione. Solo nei siti altamente ventosi e quindi fortemente produttivi, come ad esempio nelle colline di Altamont Pass, vicino a Livermore in California, gli impianti rimasero in funzione (e lo sono ancora) dopo la cessazione delle incentivazioni pubbliche (cosa avvenuta nel 1980-85 sotto l'Amministrazione del Presidente Reagan). Una storia analoga hanno avuto i grandi impianti fotovoltaici Hesperia da 1 MWp e Carrizo Plain da 5,2 MWp a San Bernardino in California, con la differenza che non furono abbandonati, ma smantellati dopo alcuni anni di funzionamento per recuperare il valore residuo dei moduli fotovoltaici venduti sotto costo, sempre dopo la cessazione delle incentivazioni pubbliche.

In entrambi i casi, gli impianti si trovavano in siti quasi desertici su terreni di scarso valore e difficilmente impiegabili per altri usi più remunerativi. Ciononostante essi sono stati abbandonati. Diverso è il caso dei siti europei ed in particolare di quelli italiani, quando, come sta avvenendo, l'entità delle

incentivazioni indirizza l'investimento perfino in buoni terreni agricoli o in siti di particolare pregio paesaggistico. A titolo di esempio emblematico di questa tendenza all'uso anomalo del territorio si può citare il caso recente dell'impianto fotovoltaico da 1 MWp di Sticciano nel comune di Roccastrada (GR). La centrale, entrata in esercizio nel 2007, è costituita da 137 pannelli piani di 50 m² ciascuno montati su altrettanti eliostati per l'inseguimento su due assi della posizione apparente del sole. La tipologia adottata per l'impianto comporta l'occupazione di una superficie di 5 ettari di buon terreno agricolo irriguo e pianeggiante della Maremma. L'area totale dei moduli fotovoltaici è di 7234 m² e la produzione energetica annuale netta è di 1600 MWh. L'efficienza di conversione a livello d'impianto, riferita all'area totale dei pannelli fotovoltaici si aggira intorno al 10%. Riferendo la produzione alla superficie impegnata di 5 ettari, si trova che la resa energetica è pari a 32 kWh/m² all'anno. Nel sito in questione, la quantità di radiazione solare globale disponibile su piano orizzontale al suolo ammonta a circa 1500 kWh/m² all'anno e pertanto la resa in energia elettrica costituisce soltanto circa il 2% dell'energia solare disponibile. E' indubbiamente una resa molto bassa, che tuttavia è sufficiente a permettere una remunerazione superiore al reddito agricolo in virtù sia delle erogazioni pubbliche regionali, sia delle incentivazioni governative del Conto Energia. Il risultato è che, in molte zone con sufficiente insolazione, al proprietario del terreno conviene oggi più il fotovoltaico che l'agricoltura. Da questa situazione odierna di convenienza assistita nasce la preoccupante corsa all'occupazione dei suoli agricoli con gli impianti fotovoltaici.

In generale, quindi, il reddito annuale prodotto dagli impianti solari ed eolici è oggi alto e rimarrà tale fintanto che ci saranno le incentivazioni. Poi il flusso di cassa si ridurrà di molto e, ad esempio, il reddito agricolo del sito potrebbe tornare ad essere di maggior interesse, favorendo la dismissione degli impianti prima del termine previsto per la loro vita operativa. Per l'operatore privato si tratterebbe solo di passare ad altro investimento in modo da ottimizzare l'impiego di capitale, ma per la collettività questo sarebbe una perdita energetica ed economica. Infatti, il bilancio economico iniziale era stato portato in parità ipotizzando la produzione energetica dell'impianto per l'intera vita operativa, mentre la sua eventuale interruzione prima del termine farebbe saltare l'intero conteggio e rimetterebbe in discussione la convenienza dell'intervento pubblico.

Non risulta che queste problematiche siano state valutate nei decreti di emanazione delle normative d'incentivazione.

4 - Situazione odierna in assenza delle incentivazioni

Calcoliamo in Tab.1 il fattore di prestazione per eolico e fotovoltaico utilizzando i valori dei parametri caratteristici che lo determinano, come risultano attualmente da una valutazione media ottenuta da informazioni di letteratura e sul campo.

Tab.1 – Parametri caratteristici e fattore di prestazione

Fonte	F_D	\square_{th}	\square_{el}	F_M	F_{in}	D
Eolico	0,95	1	0,94	1	0,97	0,866
Fotovoltaico fisso	0,97	0,92	0,94	1	0,90	0,754
Fotovoltaico a inseguimento	0,95	0,92	0,94	1,3¹	0,90	0,961

¹Si è considerato che i sistemi ad inseguimento su due assi (eliostati fotovoltaici) raccolgono circa il 30% in più di energia solare rispetto agli impianti a pannelli fissi.

Riportiamo inoltre in Tab.2 i valori da assumere per gli altri parametri presenti nella (3) ed effettuiamo il suo calcolo lasciando H come variabile indipendente.

Tab.2 – Valori assunti per gli altri parametri

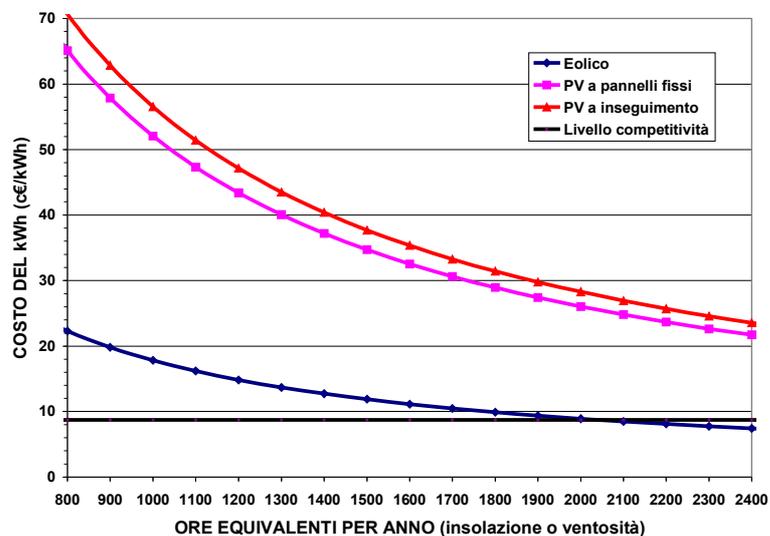
Fonte	N (anni)	FCR^1	$K_{E\&M}$	K_I (€/kW)	D
Eolico	25	0,1014	0,03	1300	0,866
Fotovoltaico fisso	30	0,0929	0,01	4300²	0,754
Fotovoltaico a inseguimento	25	0,1014	0,02	5000²	0,961

¹Tasso d'interesse reale pari al 5% annuo e rateo tasse dirette pari al 20%.

²Dati relativi a grandi impianti forniti da un operatore sul campo (Stefanini, 2009)

La Fig.2 mostra il grafico del risultato per le diverse tecnologie in funzione del valore di H, espresso in ore equivalenti di presenza della risorsa primaria (insolazione o ventosità). Nel grafico è riportato anche il valore medio annuale del Prezzo Unico Nazionale del kWh, valore che è riconosciuto ai produttori dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (circa 8,7 c€ nel 2008) (AEEG, 2009). Tale valore varia nel tempo in rapporto al costo medio dei combustibili fossili e, pertanto, esso dovrebbe essere continuamente aggiornato rispetto al mercato degli idrocarburi. Pertanto, nell'eseguire l'analisi previsionale dell'andamento temporale dei costi di produzione del kWh in rapporto al costo del kWh convenzionale, si dovrebbe prevedere anche l'andamento del costo degli idrocarburi nel tempo. Questo tipo di analisi è piuttosto complicata perché l'argomento sconfinava nel terreno dell'economia dei combustibili fossili e nelle sue ricorrenti crisi politiche. Per gli scopi approssimati del nostro lavoro, supponiamo ottimisticamente che la situazione si mantenga abbastanza stabile sui valori odierni. Pertanto, nel seguito, assumeremo l'ipotesi semplificativa di considerare costante il prezzo dell'elettricità convenzionale sul livello di 8,7 c€/kWh e considereremo tale valore come livello di confronto per la competitività economica.

Fig.2 – Costo del kWh per eolico e fotovoltaico in funzione della produttività energetica potenziale del sito. Il livello di competitività è posto a 8,7 c€/kWh secondo il valore medio del 2008 fissato per il prezzo unico dalla AEEG nel Rapporto Annuale di Attività 2009.



Dalla consultazione della mappa dell'insolazione media annuale per l'Italia (CCE, 1984), si ricava che i siti d'interesse per il fotovoltaico si trovano tutti nell'intervallo di valori di H compresi tra 1300 e 1900 ore equivalenti. Analogamente, dalla mappa eolica del territorio italiano (CESI-RdS, 2002) si vede che i siti più ventosi, d'interesse per le turbine da 1 MW alte almeno 50 m al mozzo, possono avere valori di H fino a circa 2100 ore.

Come si è detto, il livello di competitività rappresenta la parità tra il costo di produzione ed il ricavo economico e pertanto il profitto è ottenuto solo quando la curva dei costi scende sotto a tale livello.

Per l'eolico, la curva scende sotto al livello di competitività solo per quei siti caratterizzati da oltre 2000 ore equivalenti. Secondo le mappe eoliche territoriali pubblicate dal CESI, i siti che possiedono tali caratteristiche sono in piccolo numero, mentre sono più frequenti le zone caratterizzate da una ventosità media di circa 1600 ore equivalenti. A questo valore di H corrisponde un costo del kWh pari a circa 11 centesimi, valore che ancora si trova sopra al livello della competitività.

Le curve rappresentative delle due tecnologie fotovoltaiche (pannelli piani fissi o montati su eliostati per l'inseguimento della posizione del sole) differiscono di poco tra loro con una leggera convenienza per gli impianti a pannelli fissi. Entrambi i sistemi sono ancora molto distanti dalla competitività con costi che, nei siti migliori (1900 ore), si vengono a trovare intorno ai 28 centesimi, un fattore circa 3 più alto della competitività.

In definitiva, si ritrova il risultato del tutto generale per l'Italia che, in assenza d'incentivazioni pubbliche, l'eolico e il fotovoltaico non sono oggi tecnologie energetiche economicamente competitive con quelle tradizionali. Da ciò segue la necessità di erogare incentivazioni governative per favorire lo sviluppo di queste fonti verso la competitività.

5 - Incentivazioni economiche e redditività

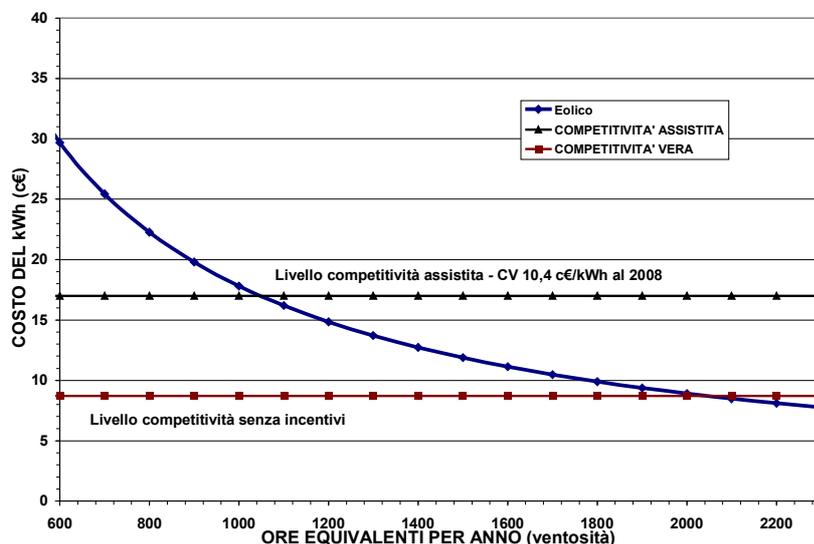
A) I Certificati Verdi (CV) per l'eolico

In aggiunta al ricavo per la vendita dell'energia alla rete al prezzo unitario stabilito anno per anno dall'AEEG, (8,7 c€/kWh nel 2008), i produttori d'energia elettrica da eolico possono ricavare un ulteriore reddito vendendo, per i 15 anni successivi all'entrata in esercizio degli impianti, i CV sul mercato obbligato dell'elettricità rinnovabile in blocchi da 1 MWh.

Nel 2008 il prezzo medio dei CV è stato di 10,36 c€/kWh (GME, 2010). Tale incentivo è erogato per 15 anni e pertanto esso deve essere attualizzato rispetto alla vita operativa dell'impianto di 25 anni, applicando il fattore medio di 0,80. In definitiva, gli operatori possono ricavare durante la vita operativa dell'impianto un reddito dai CV pari a circa 8,3 c€/kWh da sommare a quello di 8,7 c€/kWh della vendita alla rete, per un totale di circa 17 c€/kWh. Ciò si traduce nel dire che le incentivazioni pubbliche spostano il livello di competitività del kWh artificialmente verso l'alto da 8,7 a 17 c€. La Fig.3 mostra quanto avviene nel caso dell'eolico. Si può vedere come siano divenuti remunerativi per il produttore eolico tutti i siti con produttività superiore a circa 1050 ore equivalenti, mentre in assenza d'incentivazioni lo sarebbero stati soltanto quelli sopra alle 2000 ore equivalenti (cioè praticamente molto pochi in Italia).

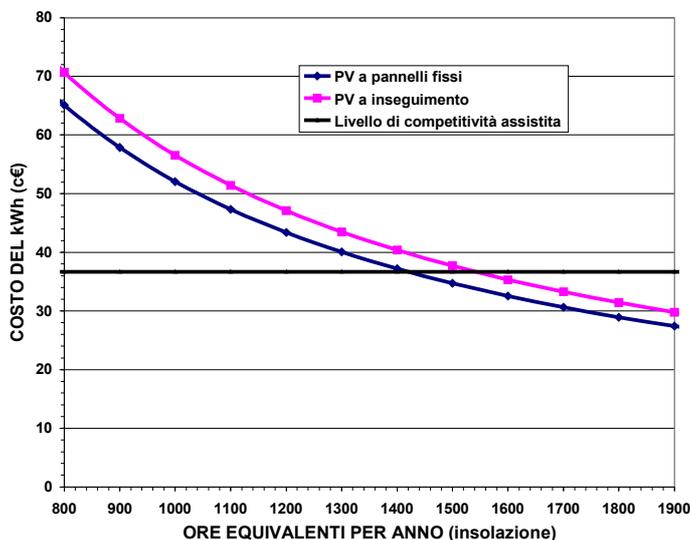
Naturalmente all'aumento dell'intervallo di redditività economica per gli operatori non corrisponde una crescita della produttività energetica degli impianti, che, al contrario, possono essere collocati in siti sempre meno produttivi. Ciò ha pesanti ripercussioni sul consumo territoriale da parte dell'eolico.

Fig.3 – Costo del kWh eolico a confronto con il livello di competitività assistita posto a 17 c€. Il costo scende sotto al livello di competitività a partire da 1050 ore equivalenti.



B) Il Conto Energia (CE) per il fotovoltaico

Il fotovoltaico è sottoposto al regime d'incentivazione pubblica del CE (Decreto Ministeriale del 10/2/2007) nella sua articolazione rispetto alla tipologia d'impianto. L'intervallo dei valori riconosciuti nel 2008 per i produttori va da 0,49 a 0,36 € per kWh prodotto a seconda della taglia dell'impianto e della sua integrazione nel contesto architettonico territoriale. L'incentivazione maggiore si riferisce ai piccoli impianti con i



pannelli adagiati sui tetti, integrati visivamente, mentre l'incentivo minore è destinato ai grandi impianti collocati a terra con i pannelli esposti in file aggettanti per qualche metro sul piano di campagna. La normativa prevede inoltre una decurtazione degli incentivi pari al 2% all'anno per gli anni successivi alla data del Decreto. Senza voler entrare nel merito della scelta opinabile di voler privilegiare i piccoli impianti (quasi sempre poco produttivi) rispetto alla necessità di dover produrre grandi quantità d'elettricità, limitiamoci a registrare che per i grandi impianti l'incentivazione nel 2010 è scesa a 0,346 €/kWh per una durata di 20 anni. Attualizzando questo valore sull'intera vita operativa di 30 anni, si ottiene che esso corrisponde al valore attuale netto di circa 0,281 €/kWh, cui si deve poi aggiungere il prezzo minimo garantito pagato dal GSE per ciascun kWh immesso nella rete (8,7 c€ nel 2008). In definitiva, il ricavo assicurato all'operatore fotovoltaico è di 0,367 € per kWh immesso nella rete. Pertanto, il livello di competitività assistita si va a collocare su 36,7 c€/kWh. La situazione è rappresentata nella Fig.4.

Fig.4 – Costo del kWh per impianti fotovoltaici di gran taglia a pannelli fissi o ad inseguimento su due assi a confronto con il livello di competitività assistita posto a 36,7 c€. Il costo scende sotto al livello di competitività a partire da 1400 ore equivalenti per i pannelli fissi e 1500 ore per gli impianti ad inseguimento

Il livello delle incentivazioni pubbliche permette di ottenere profitto economico in siti dotati d'insolazione pari o superiore a 1400 ore equivalenti per grandi impianti a pannelli fissi e 1500 ore per quelli ad inseguimento. Pertanto, visto l'Atlante dell'insolazione in Italia, l'effetto delle incentivazioni è di rendere sfruttabili economicamente con impianti fotovoltaici di gran taglia tutti i siti collocati nelle zone centro meridionali e nelle isole. Naturalmente il profitto maggiore si ottiene con impianti a pannelli fissi collocati nei siti da 1700-1900 ore equivalenti, tipici dell'estremo Sud.

Pertanto, nel caso fotovoltaico a grandi impianti, il valore delle incentivazioni erogate appare più equilibrato del caso eolico. Infatti, esso crea soltanto un effetto marginale sullo sfruttamento anomalo del territorio, perché gli impianti in ogni caso sono collocati in zone ad alta insolazione.

Al contrario, il caso dei piccoli impianti integrati nei tetti, appare completamente squilibrato. Infatti, in tal caso il CE garantisce un reddito pari a 0,471 euro/kWh per 20 anni, corrispondente a circa 0,38 euro spalmati sui 30 anni della vita operativa. Aggiungendo il prezzo di cessione alla rete di 8,7 eurocent, otteniamo un ricavo pari a circa 47,0 eurocent/kWh. La Fig.5 mostra la relativa situazione della curva di costo.

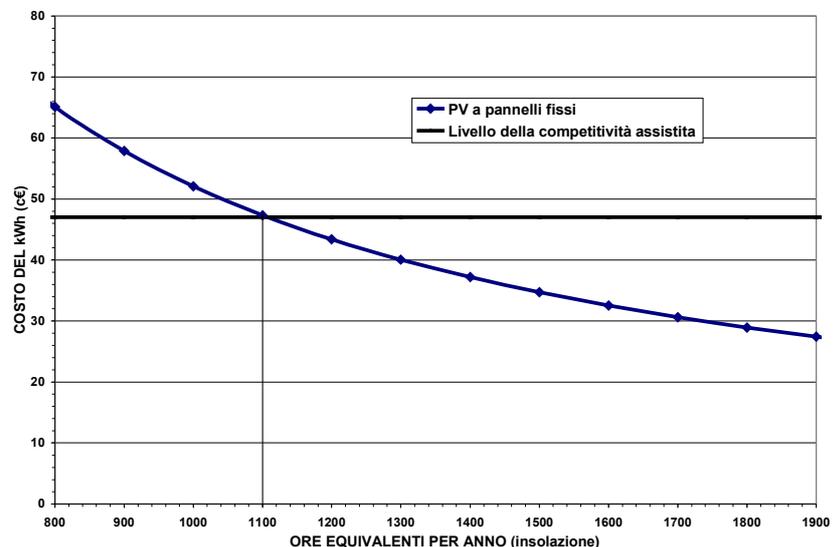


Fig.5 - Costo del kWh per impianti fotovoltaici di piccola taglia a pannelli fissi con il livello di competitività assistita posto a 47,0 c€. Il costo scende sotto al livello di competitività a partire da 1100 ore equivalenti.

Anche i siti a bassa insolazione fino a circa 1100 ore annuali equivalenti risultano remunerativi. In questo caso, l'effetto dispersivo degli impianti sul territorio è esaltato con scarso riscontro in termini di produttività energetica. Tenendo presente il fattore di prestazione della Tab.1 pari a 0,75, l'energia effettivamente riversata in rete da un impianto collocato in siti da 1100 ore equivalenti è di 825 kWh/kWp all'anno. Il valore dell'incentivo erogato, pur essendo capace di stimolare molto il mercato dei piccoli

impianti, la cui crescita si è fatta impetuosa, non appare però affatto adeguato al compito di favorire anche la produzione delle grandi quantità d'energia elettrica necessarie a contrastare la crisi climatica.

6 - Conclusioni

Se si vuole effettivamente contrastare la crisi climatica, occorre produrre grandi quantità d'elettricità da fonti rinnovabili. Questa necessità lapalissiana è stata percepita dal legislatore almeno nel caso del fotovoltaico, tanto è vero che l'Agenzia dell'Entrate, nel definire il regime fiscale a cui assoggettare i proventi dalle attività economiche si preoccupa, alla pag.5 della circolare N.46/E del 19/7/2007, di giustificare la ragione delle incentivazioni pubbliche, recitando testualmente: *“La ratio di tale incentivo, denominato anche ‘Conto Energia’, non è tanto quello di favorire la realizzazione dell’investimento, bensì quello di sostenere la produzione di energia mediante lo sfruttamento dell’impianto fotovoltaico”*.

Una tale dichiarazione esplicita non è presente nel caso dell'eolico, ma sembra lecito pensare che il concetto della ottimizzazione della produzione energetica debba essere esteso anche a questo caso.

Di conseguenza, le normative d'incentivazione dovrebbero privilegiare esplicitamente la produttività energetica specifica rispetto alla redditività economica, soprattutto quando questa produce gli effetti anomali di occupazione territoriale sopra discussi. Ciò si deve tradurre nel fatto che il livello degli incentivi dovrebbe essere in qualche modo collegato al territorio in relazione alla produttività energetica potenziale dei siti dove si chiede d'installare gli impianti. Occorre stabilire una vera e propria qualificazione energetica dei siti sulla base di criteri di adeguata produttività a fronte dell'impegno di territorio. Ciò deve essere fatto anche per garantire la durata della gestione degli impianti fino alla fine della loro vita operativa. La produttività energetica del sito dovrebbe avere un valore abbastanza alto da rendere conveniente l'esercizio oltre il termine di scadenza delle incentivazioni, quando si avrà la riduzione del flusso di cassa e si dovrà valutare se proseguire nell'impresa, o destinare il terreno ad altra attività.

Detto in altri termini, accanto ad una rimodulazione delle incentivazioni che consideri meglio gli aspetti di occupazione territoriale, si dovrebbe introdurre una soglia minima di produttività specifica territoriale al di sotto della quale le incentivazioni non possono essere erogate. In mancanza di tali provvedimenti, non si ha alcuna garanzia che il programma governativo di promozione delle fonti rinnovabili produca i benefici energetici ed ambientali attesi a fronte dei costi pubblici (economici e territoriali) sostenuti per remunerare le iniziative private.

7 - RIFERIMENTI

- AEEG, 2009, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nel 2008*.
- CESI RdS, 2002, *Atlante Eolico dell'Italia*, Novembre 2002, www.ricercadisistema.it
- Coiante Domenico, 2004, *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Franco Angeli Editore, 2004, Appendice I.
- Coiante Domenico, 2008, *Limiti e prospettive delle fonti rinnovabili in Italia*, Economia Delle Fonti Di Energia E Dell'ambiente, Anno LI, N.2, www.aspoitalia.it/archivioarticoli/248-le-fonti-energetiche-rinnovabili-e-le-loro-problematiche
- Commissione delle Comunità Europee, 1985, *Atlante europeo della radiazione solare – ISBN 3-88585-195-4, 1985*
- GME, Gestore Mercato Elettrico, 2010, www.mercatoelettrico.org.
- Stefanini Paolo, *Comunicazione personale*, 9/1/ 2010