

conte-oggi+partners



Il Valore dell'Energia FotoVoltaica in Italia



Federazione ANIE
GIFI - Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane
Viale Lancetti, 43 - 20158 Milano - Italia
Tel. +39 02 3264.228
Fax +39 02 3264.217
E-mail: gifi@anie.it - www.gifi-fv.it
www.anie.it



Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane



www.gifi-fv.it



Executive summary

Il lavoro propone una **valutazione dei costi e benefici di una politica di sostegno allo sviluppo accelerato dell'energia fotovoltaica in Italia**. A livello mondiale il fotovoltaico, grazie ai programmi di supporto in Giappone prima, in Germania e Spagna poi, sta superando la fase pionieristica dell'applicazione di nicchia per divenire una tecnologia commerciale, competitiva in determinate condizioni di mercato. La finalità del supporto, infatti, non è tanto finalizzata alla promozione di un'energia pulita oggi, quanto piuttosto allo sviluppo di una tecnologia che possa rispondere ai bisogni energetici di domani. A tal fine, è indispensabile percorrere la faticosa curva di apprendimento per conseguire il miglioramento tecnologico che ci si può attendere da un settore giovane, ricco di innovazione e non ancora completamente esplorato come quello dei materiali fotovoltaici.

Anche l'Italia si è impegnata, a partire dal 2005, in un programma di sostegno agli investimenti fotovoltaici di grande spessore e certamente impegnativo per i consumatori elettrici italiani, che sono chiamati a finanziare lo sviluppo dei progetti in corso sotto il programma conosciuto come "Conto Energia" dalla modalità di erogazione del contributo, che non premia l'investimento, ma l'energia prodotta dall'investimento stesso. Sarebbe riduttivo valutare i risultati del Conto Energia solo in base ai GWh prodotti e ai milioni di Euro spesi annualmente nel programma, per cui lo studio propone una serie di riflessioni sui costi e benefici diretti ed indiretti del programma. Siamo consapevoli, infatti, che anche per l'Italia le ragioni per la diffusione del fotovoltaico stanno

primariamente nelle ottime possibilità di sviluppo industriale connesse, lungo tutti i passaggi della lunga filiera dal silicio grezzo (o altri materiali) all'impianto installato su un tetto o un terreno. Il mercato mondiale prevede tassi di crescita straordinari nei prossimi anni e non dare l'opportunità al mondo imprenditoriale italiano di giocare ad armi pari con i concorrenti europei, asiatici e americani, sarebbe assolutamente miope, considerati i costi attuali e i possibili benefici futuri: non vi sono, di fatto, altri settori industriali con investimenti obbligati e tassi di crescita così importanti. Purtroppo in alcuni casi è estremamente difficile valutare quantitativamente i risultati del programma di investimento (quanto vale la riduzione della dipendenza dagli approvvigionamenti energetici portata dal fotovoltaico? Quanto ciascun posto di lavoro creato? Quanto costa l'intermittenza della fonte?), per cui ci si limita ad enunciare alcuni dei benefici e dei costi che caratterizzano la fonte. Consci di aver coperto solo una parte dei fattori che concorrono a determinare il valore economico del fotovoltaico, si ritiene tuttavia che il lavoro ne dia una buona indicazione, utile al fine di valutare in modo laico l'opportunità di sostenere gli investimenti in tale settore.

Il primo aspetto affrontato nello studio è la **stima del costo del kWh fotovoltaico oggi**, che è funzione della taglia di impianto, della sua tipologia (a terra o integrato), del livello di insolazione del sito. Cercando di tenere in considerazione tali fattori e riferendosi a condizioni di costo medie, che possono anche variare in modo significativo nei casi reali, si sono sintetizzati i dati riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Stima dei costi del MWh fotovoltaico in Italia

costo e.e. (€/MWh)	insolazione (ore = kWh/kW)				
	1100	1200	1300	1400	1500
taglia impianto					
1 - 6 kW	513	470	434	403	376
6 - 20 kW	416	381	352	327	305
20 - 200 kW	379	347	320	298	278
200 - 1000 kW	350	321	296	275	257
oltre 1000 kW	322	295	272	253	236

Lo studio propone successivamente uno **scenario di proiezione all'anno 2020** della capacità installata, dei costi e delle variabili significative connesse. L'ipotesi di partenza è che sia ragionevole ipotizzare un tasso di crescita dell'installato del 15,6 % circa all'anno, che porta a circa 15 GW installati al 2020, in grado di

produrre circa il 5% dei consumi elettrici attuali. Tale tasso di crescita è sensibilmente inferiore a quello stimato da EPIA per il mercato europeo (21% e 29% rispettivamente nei due scenari moderato e avanzato), ma ragionevole per il caso italiano.

Tabella 2: Crescita del parco fotovoltaico e relativi investimenti ipotizzati

	MW installati	MW cumulati	Tasso crescita parco (%)	Energia prodotta (TWh)	Investimenti (G€)	Costo unitario investimento (€/kW)
2008	338	417		0,54		
2009	483	900	116	1,17	2,029	4200
2010	559	1459	62	1,9	2,085	3733
2011	646	2105	44	2,74	2,311	3578
2012	747	2852	35	3,71	2,557	3422
2013	864	3716	30	4,83	2,823	3267
2014	999	4715	27	6,13	3,109	3111
2015	1156	5871	25	7,63	3,416	2956
2020	2391	14998	19	19,5	5,207	2178

La produzione fotovoltaica è inserita in un contesto di mercato elettrico che è sinteticamente descritto in Tabella 3, con un costo dell'elettricità crescente e un peso dell'incentivazione che sale fino a quasi il

4% del costo dell'energia elettrica sul mercato (quasi la metà se riferito al costo totale pagato dai consumatori finali, dove giocano anche i costi di trasporto, distribuzione e vendita oltre alle tasse).

Tabella 3: L'evoluzione del mercato e dell'incidenza del costo dell'incentivazione sul costo dell'energia elettrica

	costo e.e. mercato (€cent/kWh)	spesa conto energia (G€)	costo netto incentivazione (G€)	domanda elettrica (TWh)	peso incentivi su energia consumata (€cent/kWh)	incidenza incentivi su costo kWh
2009	8,6	0,468	0,4680	330,9	0,141	1,64%
2010	9,1	0,758	0,7585	332,9	0,228	2,51%
2011	9,5	0,981	0,9007	334,9	0,269	2,83%
2012	10,0	1,226	1,0494	336,9	0,311	3,12%
2013	10,5	1,498	1,2028	341,3	0,352	3,36%
2014	11,0	1,796	1,3585	345,7	0,393	3,57%
2015	11,6	2,125	1,5130	350,2	0,432	3,74%
2020	14,8	4,269	2,0420	373,6	0,547	3,70%

La **spesa per il conto energia** è stimata sulla base del costo di generazione incrementato di una remunerazione equa degli investimenti del 15%, mentre il costo netto dell'incentivazione è dato dalla differenza tra il costo per remunerare l'energia e il valore di tale energia sul mercato. Rappresenta cioè l'extracosto per i consumatori elettrici per l'energia fotovoltaica rispetto a quella venduta nella borsa

elettrica. Alla luce di tale proiezione di crescita, in Tabella 4 si sono confrontati i costi del programma con alcuni benefici quantificabili, come le entrate per l'IVA degli investimenti e della cessione dell'energia, il valore delle emissioni risparmiate (0,4 kg/kWh a 20 €/t), la riduzione della bolletta energetica (con un prezzo del gas che sale da 0,25 €/m³ a 0,31 €/m³ al 2020).

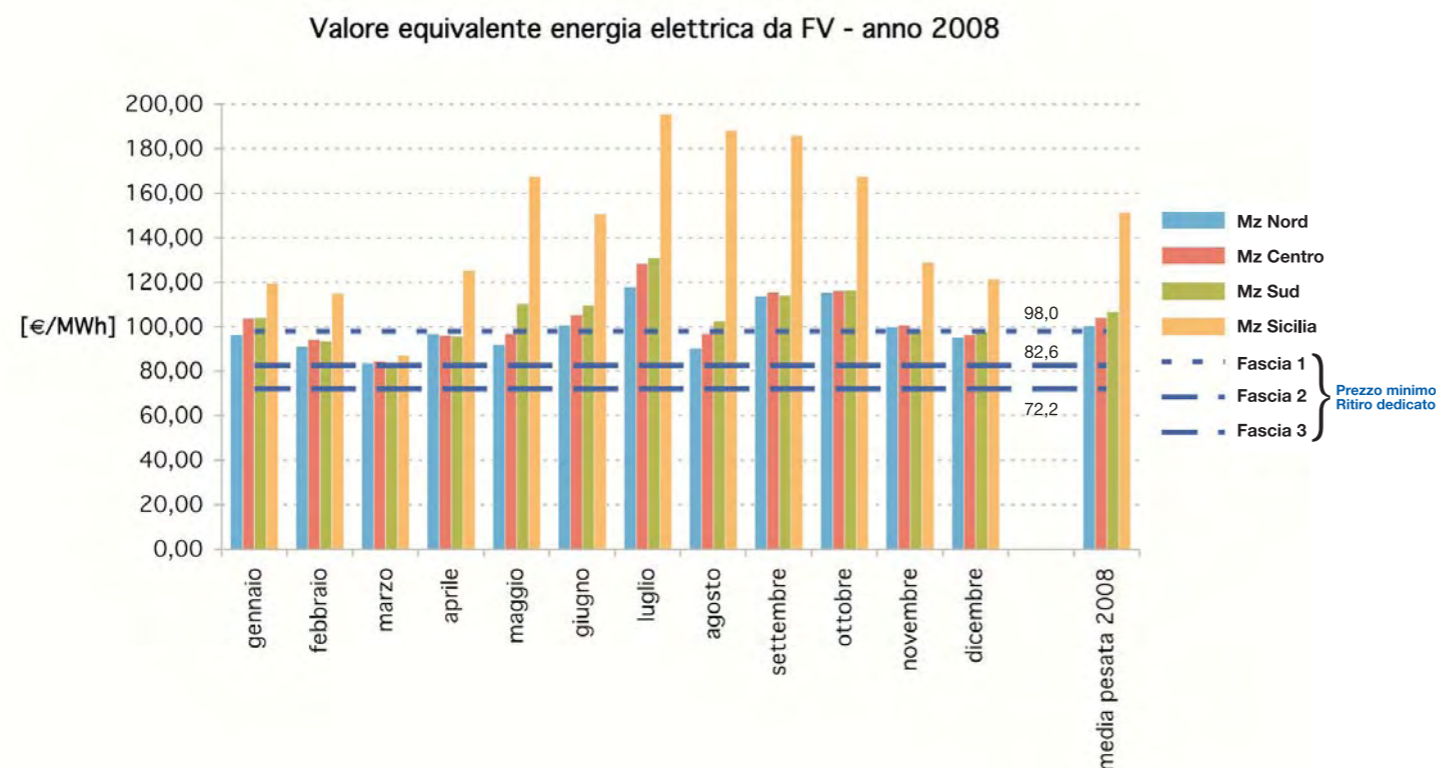
Tabella 4: I costi e i benefici dello scenario di crescita ipotizzato

	costo incentivazione (G€)	IVA su investimenti (M€)	valore emissioni risparmiate (M€)	riduzione bolletta energetica (M€)	valore netto indicativo (M€)
2009	0,4680	203	9,4	61	190
2010	0,7585	209	15,2	102	430
2011	0,9007	231	21,9	149	500
2012	1,0494	256	29,7	207	560
2013	1,2028	282	38,6	275	600
2014	1,3585	311	49,0	355	640
2015	1,5130	342	61,1	451	660
2020	2,0420	521	156,0	1273	100

Sebbene tali dati di costo non siano sommabili, perché in parte sovrapponibili, nell'ultima colonna si stima l'ordine di grandezza dello sforzo richiesto dal programma, evidenziandone la progressiva riduzione verso la fine del decennio, a riconoscere come i benefici possano giocare nel lungo periodo. Lo studio passa poi a verificare se la **tariffa minima garantita di ritiro** (delibera AEEG ARG/elt 107/08)

abbia rappresentato un ulteriore elemento di sussidio, mostrando che, pur con rilevanti differenze da periodo a periodo, soprattutto nelle zone di mercato con prezzo più elevato, il ritiro dell'energia fotovoltaica nelle ore diurne può rappresentare una fonte economica per la rete, come mostrato in Figura 1 per l'anno 2008.

Figura 1: Il prezzo di ritiro dell'energia fotovoltaica confrontato con il prezzo medio sul mercato elettrico zonale, anno 2008



Successivamente, si è tentato di stimare l'impatto dello sviluppo del fotovoltaico sulla fiscalità, in termini di **imposta sul valore aggiunto, IRES ed IRAP**. La valutazione di tali ultime componenti è di particolare complessità, essendo differenti per ogni impresa e non potendosi conoscere in via analitica. Tuttavia, consapevoli di riferirsi ad ordini di grandezza, si è voluto capire cosa significhino gli investimenti fatti fino a luglio 2009 nel corso dei 20 anni di contratto con il Conto Energia. Ne emerge una stima complessiva in termini di valore attuale di circa 350 milioni di Euro per l'IVA e di 650 milioni per le tasse sulla redditività

degli investimenti. Un beneficio in grado di bilanciare parte dei costi che la comunità nazionale deve sostenere per il premio del Conto Energia. Al punto successivo si passa ad indagare il **tempo di ritorno energetico degli impianti**, al fine di fare luce su dati vecchi che confutavano il contributo netto del fotovoltaico alla produzione di energia utile. Su tale aspetto contano i recenti sviluppi tecnologici e i nuovi processi produttivi, molto meno intensi sul piano energetico di quelli passati, come mostrano i dati raccolti dalla letteratura e sintetizzati nei valori medi in Tabella 5.

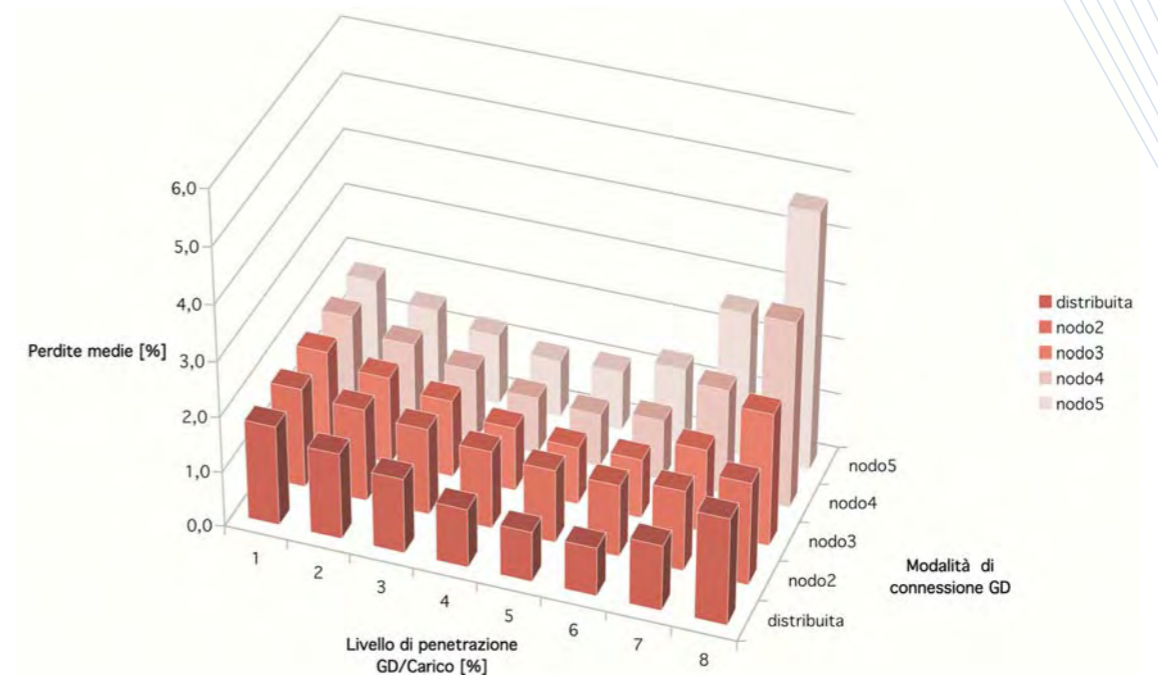
Tabella 5: Tempo di ritorno energetico delle più diffuse tecnologie fotovoltaiche, riferito a un sito con 1700 kWh/m2 anno

Tecnologia	Tempo di ritorno energetico (anni)
Si monocristallino	2,1
Si policristallino	1,9
CdTe	1,1
a-Si	1,25
CIGS	1,3

Lo studio affronta poi un altro aspetto tecnicamente rilevante, relativo all'**impatto della produzione fotovoltaica sulle reti di distribuzione**, valutando il contributo alle perdite e al controllo della stabilità della rete in una rete campione. In estrema sintesi si

può affermare che con penetrazioni sulla rete di distribuzione locale contenute al di sotto dei valori del carico o leggermente superiori, il contributo del fotovoltaico è positivo, con costi crescenti con penetrazioni superiori al 200% del carico locale.

Figura 2: L'effetto di una penetrazione crescente della generazione distribuita sulle perdite nella rete di distribuzione



In seguito si affronta il tema dell'**occupazione creata dagli investimenti**, un tema caro al decisore pubblico e difficile da valutare con interezza, data l'estrema frammentazione delle imprese coinvolte e le molte lavorazioni indirette necessarie per realizzare un impianto fotovoltaico. Tuttavia, seguendo la letteratura corrente e i dati pubblicati dal ministero per l'ambiente tedesco, si è identificato come credibile un indicatore di 35 posti di lavoro per MW installato nella fase di

costruzione e di un posto ogni 2 MW per la durata di vita degli impianti. Inoltre, a fronte dei nuovi posti creati è necessario tenere in considerazione che altri posti di lavoro sono perduti nel settore del gas naturale, la cui domanda si contrae a seguito della crescita del fotovoltaico. Lo scenario ipotizzato si traduce dunque in una crescita occupazionale stimata come in Tabella 6, in cui sono riportati distintamente gli occupati nella costruzione e nella gestione degli impianti.

Tabella 6: I posti di lavoro creati dagli investimenti nel settore fotovoltaico in Italia

	MW Installati	MW Cumulati	Occupati in costruzione	Occupati in O&M	Occupati persi nel gas	Occupati netti
2008	338	417	14595	209	86	123
2009	483	900	16905	450	185	265
2010	559	1459	19551	729	300	429
2011	646	2105	22610	1052	434	619
2012	747	2852	26149	1426	587	838
2013	864	3716	30241	1858	765	1092
2014	999	4715	34974	2357	971	1386
2015	1156	5871	40447	2935	1209	1726
2020	2391	14998	83679	7499	3090	4410

Il punto successivo affrontato nel documento è relativo ai **costi di smaltimento degli impianti a fine vita**, un aspetto affrontato di recente dalla letteratura e dall'industria e centrale per un approccio sostenibile agli investimenti. I dati disponibili in letteratura fanno intendere che il costo netto dello smaltimento per le celle al silicio è negativo, grazie alla possibilità di recuperare buona parte dei materiali utilizzati, soprattutto se l'industria si saprà organizzare nel

gestire correttamente lo smaltimento. Più complesso è al momento attuale lo smaltimento delle celle a base di tellurio di cadmio, che mostrano un costo netto, seppur modesto. Si presentano i dati di due scenari distinti proposti dall'associazione PV Cycle recentemente costituita dai produttori, uno a modalità attuali, uno secondo i criteri di smaltimento proposti volontariamente con l'organizzazione della filiera.

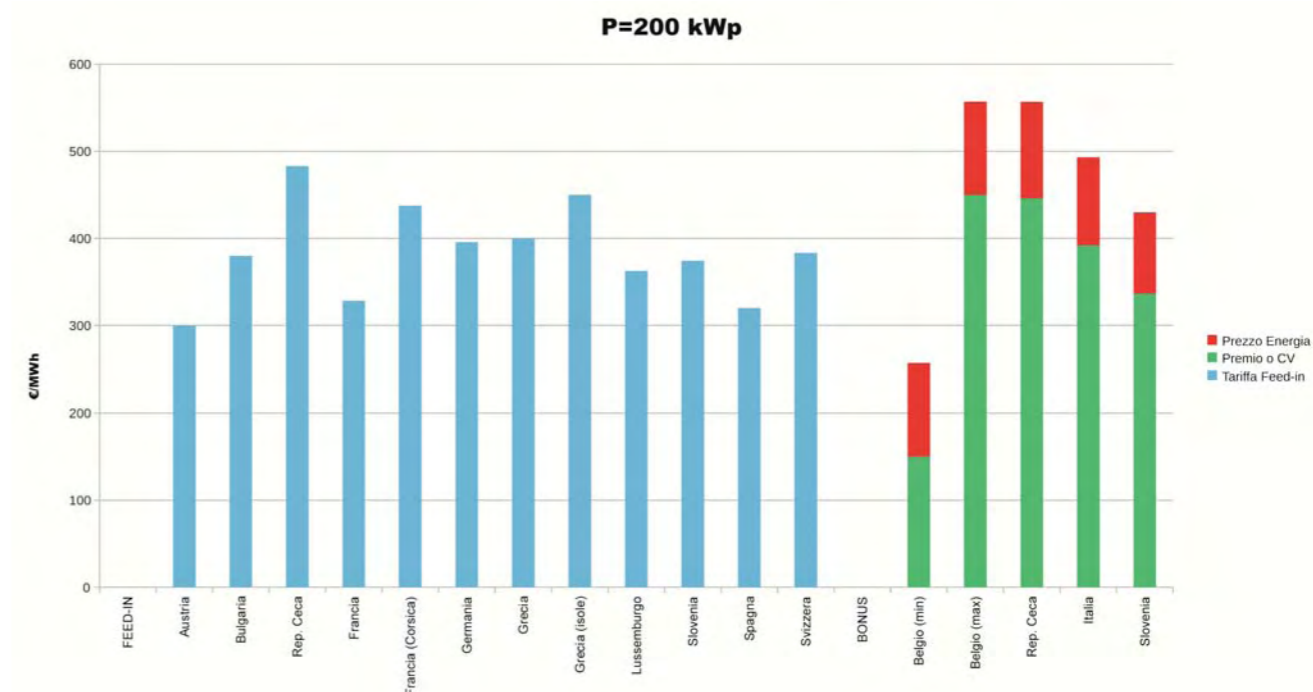
Tabella 7: I costi di smaltimento degli impianti fotovoltaici a fine vita

Tecnologia	Business as usual		Accordi volontari			
	€/t	€/kWp	€/t 2008	€/kWp 2008	€/t 2020	€/kWp 2020
c-Si	-22	-1,65	-64	-4,80	-144	-10,80
a-Si	48	3,60	32	2,40	-31	-2,33
CdTe	135	10,13	214	16,05	138	10,35
CIS	94	7,05	86	6,45	-10	-0,75

Infine, lo studio ha analizzato nel dettaglio i **programmi di sostegno nei diversi paesi europei**, confrontando il prezzo riconosciuto alla produzione per alcuni impianti tipo, pur nella difficoltà di paragonare condizioni di produzione molto differenti tra loro e supporti di tipo diverso (detraibilità fiscale,

contributi in conto capitale,...). Il caso italiano 2009, basato su un premio da sommare al valore dell'energia elettrica ceduta, è tra i più generosi in Europa, soprattutto se si confronta il prezzo ottenuto con il costo di generazione nei diversi paesi, più elevato dove le ore di insolazione sono minori.

Figura 3: I prezzi ottenuti dalla produzione fotovoltaica di un impianto da 200 kW in Europa nel 2009



Sintesi del rapporto di ricerca per GIF

Gruppo di lavoro guidato dal prof. Arturo Lorenzoni:
 Laura Bano, Fabio Bignucolo, Angelo Doni, Alessandro Sacco
 Università di Padova - Dipartimento Ingegneria Elettrica

30 settembre 2009