

Prospettive di parità

di FILIPPO CAVALLIN*, ARTURO LORENZONI**, GIUSEPPE SOFIA***

In uno studio condotto a settembre 2011 da Galileia, *spin off* dell'Università di Padova, per conto di Conergy Italia, si è confrontato il costo dell'energia fotovoltaica prodotta su edifici industriali

e domestici con il prezzo dell'energia elettrica consumata in tali edifici, identificando la *grid parity* quando il costo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sia di 1 €cent/kWh meno cara dell'energia acquistata sul mercato dai consumatori. L'articolo sintetizza le ipotesi poste e i risultati dello studio. Uno degli esercizi più complessi e privi di riferimenti affidabili è la previsione del prezzo dell'energia elettrica. Le stime utilizzate sono il risultato dell'incrocio dell'osserva-

zione di principali fattori che influenzano l'evoluzione del prezzo dell'elettricità. Il prezzo dell'energia elettrica in Italia rimarrà condizionato dal prezzo dei combustibili fossili per lungo tempo, con forti volatilità che non si possono prevedere. Nella comparazione tra costi dell'energia fotovoltaica e costi dell'energia sul mercato la stabilità è un fattore da considerare con grande attenzione, a tutto vantaggio della prevedibilità e certezza di costo dell'energia fotovoltaica; è vero anche che il riferimento del prezzo di mercato per il confronto è assolutamente volatile in un sistema elettrico dominato dalla produzione fossile, per cui potranno verifi-

carsi situazioni puntuali anche molto differenti da quelle che possiamo ipotizzare oggi. In presenza di scenari di prezzo dei combustibili fossili comunque in crescita nel medio lungo periodo e di una domanda elettrica stabile o in leggera crescita come negli scenari più accreditati, si sono ipotizzati prezzi elettrici crescenti nel prossimo decennio.

Il prezzo dell'utenza domestica

Per quanto riguarda l'evoluzione futura del prezzo pagato dai consumatori domestici, ci si riferisce a un'utenza domestica con consumi di 2.700 – 3.500 kWh/anno; si è partiti dal prezzo attuale, pubblicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a cui si sono applicati tassi di crescita ottenuti dalla media tra gli incrementi ipotizzati negli scenari della Commissione Europea (EU, 2010) e le variazioni sperimentate dai consumatori domestici italiani tra il 2004 al 2011. Si è preso a

riferimento un consumatore che preleva 3.200 kWh/anno e paga nel 2011 in media 0,184 €/kWh, prezzo comprensivo di tutte le componenti, le addizionali, l'accisa e l'IVA, che è un costo vivo per

il consumatore privato. A tale prezzo si è applicato un tasso di crescita del 3,27% costante nei prossimi anni.

Il prezzo dell'utenza industriale

Per quanto riguarda i consumi industriali si è preso a riferimento un consumatore nella fascia 500 – 2.000 MWh/anno; a partire dal prezzo 2011 si sono applicati i tassi di crescita ricavati dalla media tra i tassi ipotizzati negli scenari della Commissione Europea (EU, 2010) e i valori di crescita storici per i consumatori industriali italiani dal 1999 al 2010. Al prezzo medio di 0,1388 €/kWh, IVA esclusa in questo caso, si è dunque applicato un tasso di crescita del prezzo del 3,02 %.

➤ **LA GRID PARITY PER IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA È QUESTIONE DI POCHI ANNI**



In virtù dell'estensione della penisola italiana, la radiazione incidente su una superficie di riferimento ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{anno}$) varia notevolmente a seconda del sito in analisi. Tra le mappature della quantità di energia solare che raggiunge il suolo terrestre si sono considerate quelle del PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), supportato dalla Commissione Europea.

Per la valutazione ci si è riferiti a tre differenti latitudini rappresentative della situazione italiana: Nord, Centro e Sud. I valori di producibilità espressi per ogni area in kWh/kWp sono riferiti a un'installazione ottimale del pannello fotovoltaico (a) orientato verso sud, (b) inclinato con angolazione ideale (tipicamente 30°) e (c) flusso della radiazione solare incidente non influenzato da ombreggiamenti.

Costi: storia e futuro

Tutti i prezzi disponibili in \$ sono stati convertiti in €, assumendo un cambio euro/dollaro pari a $1 \text{ €} = 1,316 \text{ \$}$, valore di riferimento a dicembre 2010. Per quanto riguarda i moduli, notevoli differenze si riscontrano tra il mercato europeo e quello asiatico. Uno studio Goldman Sachs di Giugno 2010

TABELLA 1

ENERGIA ELETTRICA TOTALE PRODOTTA DAGLI IMPIANTI FV PRESI A RIFERIMENTO

	Potenziale elettrico*	Producibilità annua nominale		Producibilità annua reale media **		Energia elettrica totale prodotta***	
		Impianto 3 kWp	Impianto 200 kWp	Impianto 3 kWp	Impianto 200 kWp	Impianto 3 kWp	Impianto 200 kWp
Zona	kWh/kWp	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	1.100	3,30	220	3,04	202	76	5.062
Centro	1.250	3,75	250	3,45	230	86	5.752
Sud	1.400	4,20	280	3,87	258	97	6.442

* al netto delle perdite dell'impianto

** calcolata assumendo un annual degradation of energy yield dello 0,7%

*** calcolata per una vita dell'impianto di 25 anni

rileva riduzioni con un tasso annuo dell'11%. Il prezzo atteso al 2012 è di circa 1 €/Wp per i moduli cinesi e $1,1 \text{ €/Wp}$ per i moduli europei. EPIA, nel report "Solar Generation 6", afferma che negli ultimi 30 anni l'industria del fotovoltaico ha ridotto del 22% ogni volta che la capacità installata cumulata (MW) è raddoppiata su scala mondiale. Le previsioni secondo la metodologia proposta da EPIA, Goldman Sachs e Barclays Capital, applicata al mercato globale e a quello italiano, stimano il raggiungimento del valore di 1 €/Wp nel periodo 2014 - 2015 per i moduli. Alla luce del mercato di ottobre 2011, tali

previsioni sembrano caute, considerato che sono già disponibili moduli per tali prezzo su scala maggiore.

Si considera perciò di trarre nel 2015 il valore di 1 €/W e nel 2020 un prezzo di 0,7 €/Wp + IVA per l'impianto di 200 kWp e di 0,84 €/Wp IVA inclusa per l'impianto di 3 kWp (0,7 €/Wp + IVA 10% + 10% costi di distribuzione più capillare e/o volumi di acquisto minori rispetto gli impianti industriali).

Un rapporto di ricerca prodotto da Barclays differenzia le stime sui prezzi futuri in base alla distinzione tra impianto domestico e impianto industriale, sui quali la componentistica BoS incide in maniera differente. In particolare, accanto a stime riguardanti i moduli (prezzo medio di vendita di 0,95 €/W nel 2012, 0,75 €/W nel 2015), prevede un abbattimento degli altri costi da 1,14 €/W (2009) a 0,61 €/W (2015) per impianti di grossa taglia (equivalente a una riduzione annua del -9,9%) e da 1,90 €/W (2009) a 1,03 €/W (2015) per quelli residenziali (equivalente a una riduzione annua del -9,7%).

Secondo le previsioni dell'U.S. Department of Energy al 2020, contenute nel documento "A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections" (2006) del National Renewable Energy Laboratory, il tasso di riduzione del prezzo della componentistica BoS (inverter inclusi) è del 5% annuo. Considerando l'attuale prezzo dei variatori di frequenza per gli azionamenti industriali e rapportandolo con l'applicazione fotovoltaica, i margini di riduzione sono significativi. Nello studio si è inserito salomonicamente il valore risultante dalla media tra le due previsioni: 7,4% annuo.

Queste voci di costo non comprendono componenti o tecniche con alto contenuto di innovazione. Per tale motivo non sono state ipotizzate variazioni di prezzo significative.

Secondo stime IEA (2008) i costi annui di esercizio e manutenzione possono essere quantificati in uno 0,5% dell'investimento iniziale. Si adottano perciò le seguenti ipotesi:

- installazione domestica, sostituzione inverter al 13° anno, manutenzione ordinaria 45 €, assicurazione 15 €/kWp;
- impianto industriale, sostituzione inverter al 13° anno, manutenzione ordinaria 12 €/kWp, assicurazione 12 €/kWp.

Nei due casi, queste ultime due quote sono incrementate di circa il 1 - 1,5 % annuo.

FIGURA 1

COSTO ANNUO DEI COMPONENTI DEL SISTEMA FV RESIDENZIALE DA 3 KW

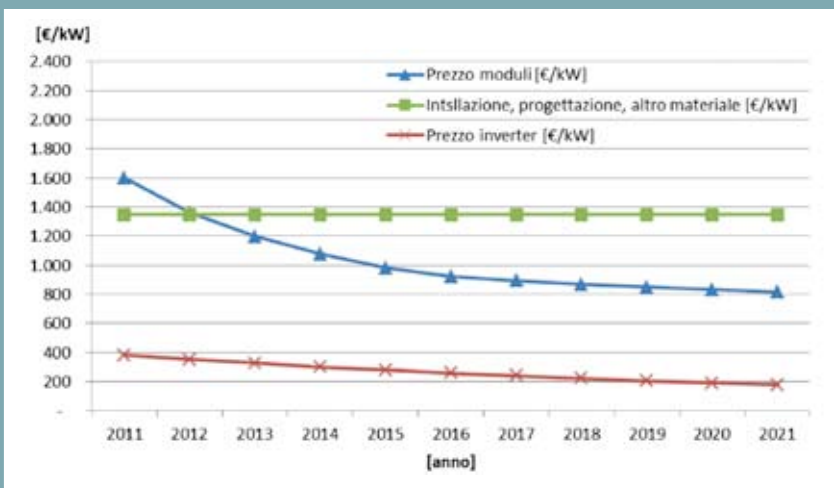
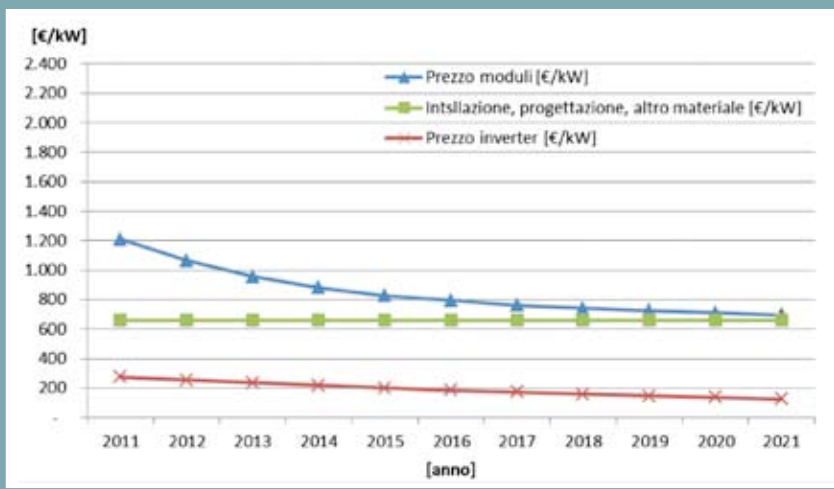


FIGURA 2

COSTO ANNUO DEI COMPONENTI DEL SISTEMA FV INDUSTRIALE DA 200 KW



Impianto residenziale

L'incrocio dei dati elaborati di costo di generazione fotovoltaica e di evoluzione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica da parte dei consumatori dà come risultato il raggiungimento della *grid parity* nel 2018 per tutta la penisola italiana, ma già dal 2014 per le regioni più soleggiate.

Il punto di forza delle tecnologie che permettono la produzione in loco dell'elettricità che si consuma è proprio l'assenza di tutte le voci di costo che invece gravano sul kWh acquistato dalla rete (costi di rete, oneri generali di sistema, imposte, ecc.). Il confronto è sempre riferito al costo evitato di acquisto dell'elettricità dalla rete, immaginando che l'energia prodotta da fotovoltaico venga autoconsumata.

FIGURA 3

RAGGIUNGIMENTO GRID PARITY, SETTORE RESIDENZIALE

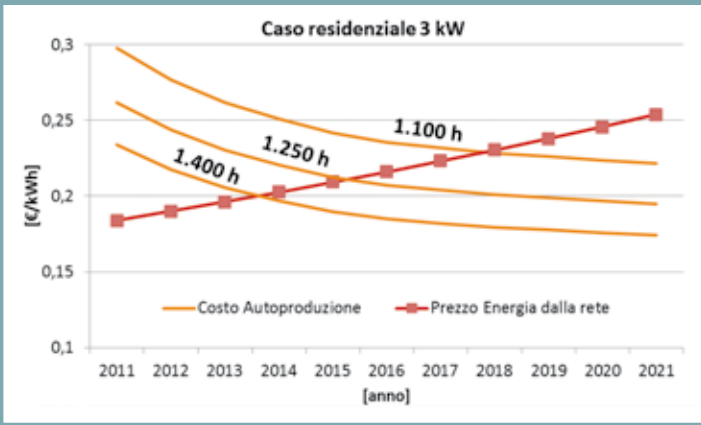


FIGURA 4

RAGGIUNGIMENTO GRID PARITY, SETTORE INDUSTRIALE

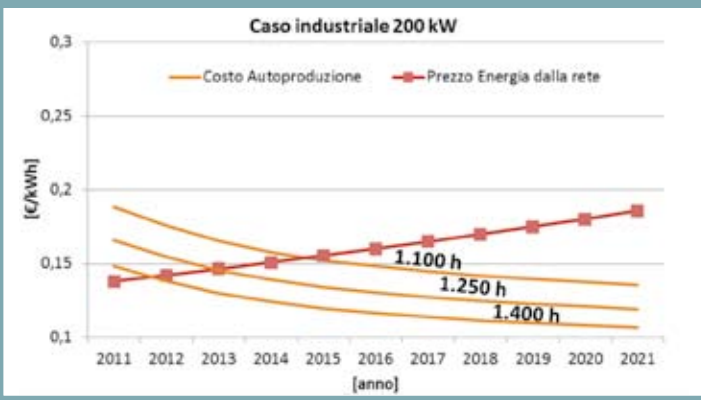


FIGURA 5

STIMA DI RAGGIUNGIMENTO DELLA GRID PARITY IN FUNZIONE DEL TASSO DI SCONTO

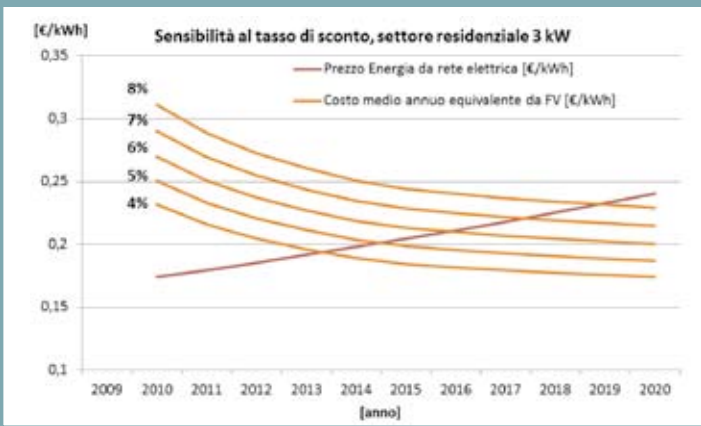


TABELLA 2

RIPARTIZIONE DEI PREZZI UTILIZZATA NEL CASO DI IMPIANTO SU TETTO INDUSTRIALE.

Fonte: Elaborazione Galileia

Costi fissi	2011
Potenza nominale	200 kW
Costo moduli	56%
Costo inverter	13%
Costo installazione	14%
Staffe, cavi, connettori, revamping tetto	12%
Progettazione, collaudo, gse	6%
TOTALE INSTALLAZIONE (CI)	100%

Impianto industriale

Nell'impianto industriale, che grazie alla maggiore incidenza del costo dei moduli rispetto ai costi accessori può sperimentare riduzioni di costo maggiori, la *grid parity* è raggiunta nel 2012 al Sud, nel 2013 al Centro e nel 2015 al Nord, per le industrie con consumi compresi tra 0,5 e i 2 GWh/anno che installino un sistema di taglia 200 kWp come quello preso a riferimento. Un prezzo dell'elettricità più basso rispetto al caso del cliente domestico è compensato da costi per l'impianto fotovoltaico più contenuti. Ci si è riferiti ancora al caso dell'autoconsumo, assumendo che tutta l'elettricità prodotta venga consumata in loco in sostituzione dell'elettricità acquistata dalla rete al prezzo dei clienti finali. Ipotesi realistica, quando riferita a imprese con consumi largamente eccedenti la produzione dell'impianto fotovoltaico.

Tasso di sconto

Nello studio si è adottato un tasso di sconto dell'investimento del 5,6%, realistico a settembre 2011 per investimenti a tasso fisso, ma soggetto alle rapide variazioni che caratterizzano i mercati finanziari. Sono condizioni comuni quelle che consentono di finanziare gli impianti fotovoltaici integrati con *spread* dell'ordine del 3% rispetto all'Euribor a 3 mesi (1,54% al 23 settembre 2011) e rispetto all'IRS per il tasso fisso (2,66% al 23 settembre 2011). Il tasso del 5,6% risulta dunque cauto per gli attuali tassi variabili e leggermente al di sotto dei tassi fissi ottenibili a settembre 2011, dopo il rialzo dei mesi estivi del 2011. È vero però che gli *spread* offerti dal mercato del credito hanno subito grandi aumenti, fino oltre il 5% in corrispondenza della crisi del mondo del credito dell'autunno 2011, per cui è indispensabile valutare gli effetti sul costo del kWh fotovoltaico di una crescita ulteriore dei tassi. I grafici mostrano come ogni punto percentuale di aumento dei tassi si

traduca grosso modo in un ritardo di un anno sul raggiungimento della *grid parity*.

Lo studio ha considerato raggiunta la *grid parity* quando la differenza tra prezzo dell'elettricità e costo del kWh fotovoltaico sia maggiore o uguale a 1 c€/kWh, al fine di tenere conto della necessità di superare una soglia di inerzia per il cambiamento. A parità di costo, perché un consumatore dovrebbe imbarcarsi nell'investimento, quando pagherebbe lo stesso per una comoda fornitura?

La localizzazione geografica dell'impianto ha un'influenza notevole sul costo dell'energia prodotta, tale da permettere il raggiungimento della *grid parity* al Sud due o tre anni prima che al Nord. È con l'estensione della *grid parity* anche al Centro che nella maggior parte del territorio nazionale diventa conveniente l'installazione di impianti fotovoltaici. Si può assumere a riferimento l'anno 2015 per il raggiungimento della *grid parity* per gli autoproduttori industriali, mentre l'anno 2018 per gli autoproduttori domestici.

Diversi fattori di incertezza condizionano il risultato, in modo particolare l'andamento del prezzo del petrolio e quello dei tassi di interesse. Il mantenimento di prezzi elevati del petrolio può accelerare il processo, mentre una salita dei tassi può penalizzare il costo del debito per gli impianti fotovoltaici. Un risultato diverso si otterrebbe quando si volesse tenere il punto di vista non dell'autoproduttore, ma del gestore di rete, che sperimenta una variazione dei costi di gestione del sistema quando deve attrezzarsi per il dispacciamento di 11 GW di produzione



fotovoltaica, con i relativi costi per la riserva incrementale richiesta. Ma questo non influisce sulla scelta di investimento del consumatore, che nei prossimi anni avrà tutto l'interesse a dotare il suo immobile di un impianto fotovoltaico. ■

* Galileia, spin off dell'Università di Padova

** Università di Padova

*** Conergy Italia

➤ RIFERIMENTI DELL'ARTICOLO

- **A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections**, U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, National Renewable Energy Laboratory, 12 January 2006;
- **Annual Energy Outlook 2010 with projections to 2035**, U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington DC, April 2010;
- **BP Statistical Review of World Energy - June 2009**, British Petroleum, London, June 2009;
- **BP Statistical Review of World Energy - June 2010**, British Petroleum, London, June 2010;
- **Co₂ Allowance & Electricity Price Interaction - Impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe**, IEA information paper, International Energy Agency, February 2007;
- **Energy technology perspectives in support of G8 Plan of Action - Scenarios and Strategies to 2050**, International Energy Agency, Paris (France), 2008;
- **EU energy trends to 2030 - Update 2009**, Directorate General for Energy, European Commission, Luxembourg, August 2010;
- **Global market outlook for photovoltaics until 2014 - May 2010 update**, European photovoltaic industry association, 15 May 2010;
- **Key World Energy Statistics 2010**, Communication and Information Office, International Energy Agency, Paris (France), 2010;
- **Previsioni della Domanda Elettrica in Italia e del Fabbisogno di Potenza necessario - Anni 2010-2020**, Direzione Affari Regolatori Statistiche, Terna, 30 Settembre 2010;
- **Solar Energy Handbook - The Third Growth Phase of the Solar Era**, Barclays Capital Research Compliance, Barclays Capital, New York, 23 September 2010;
- **Solar's awkward adolescence: a continuing global fight to achieve industry maturity**, Goldman Sachs Global Clean Energy team, The Goldman Sachs Group, 27 June 2010;
- **Solar generation 6 Solar photovoltaic electricity empowering the world**, EPIA, 2011;
- **Solar photovoltaics competing in the energy sector**, EPIA, sept. 2011.