

Elettricità a basso prezzo: la strada dei grandi impianti fotovoltaici a inseguimento solare

Francesco Meneguzzo¹, Francesco Giani², Federica Zabini³

articolo tratto,
con modificazioni
minori, dalla
presentazione
tenuta da Francesco
Meneguzzo alla
conferenza
"Sunec 2011",
Santa Flavia (PA),
5-7 luglio 2011
www.solar-conference.eu



Riassunto

La straordinaria crescita e diffusione delle centrali solari fotovoltaiche in Italia, che a fine giugno 2011 contava su una potenza superiore a 7.000 MegaWatt, in grado di compensare già una delle quattro centrali nucleari previste nel piano nazionale, cancellato dal recente Referendum, ha consentito di illustrare come le tariffe elettriche non siano affatto aumentate a causa delle incentivazioni, anzi per la prima volta da molti anni il prezzo d'equilibrio dell'elettricità Italiana si è stabilizzato, sui livelli di quella scandinava e appena più in alto della media europea, contro il +30% in media dei precedenti cinque anni!

Questo straordinario risultato è da ascrivere almeno in parte all'impatto che l'energia fotovoltaica ha avuto sul mercato elettrico nazionale, i cui prezzi di equilibrio sono stati significativamente depressi dall'abbattimento dei picchi di domanda riferiti alle produzioni termoelettriche più inefficienti e costose (nonché inquinanti).

In base al valore aggiunto attribuibile all'elettricità fotovoltaica in virtù della sua capacità di abbattere il prezzo d'equilibrio di tutto il carico elettrico simultaneamente richiesto, è stato possibile delineare un piano di ulteriore sviluppo fondato su grandi campi fotovoltaici su terreno basati sulle tecnologie commerciali del silicio monocristallino e dell'inseguimento solare che, pur non escludendo ovviamente le piccole e preziosissime installazioni sui tetti residenziali, commerciali e industriali, sarebbe in grado – se attuato – di stabilizzare e in un secondo momento di abbattere stabilmente e di oltre il 30% le tariffe elettriche per molti decenni a venire. Alla politica spetta di decidere se questo percorso, il cui successo è evidente nei numeri ma che è stato recentemente contrastato dalla maggior parte dei livelli decisionali centrali e locali, sia degno di essere perseguito.

Introduzione

I prezzi medi dell'elettricità in Italia sul mercato all'ingrosso negli ultimi sei-sette anni sono stati sensibilmente più elevati rispetto alla media europea (mediamente intorno a 25 €/MWh tra il 2006 e l'inizio del 2010), salvo tornare abbastanza improvvisamente verso la media europea dall'ultimo

quadrimestre del 2010, tendenza confermata nel primo quadrimestre del 2011, secondo i dati forniti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG, 2011) e riprodotti in **Figura 1**.

Oltre agli effetti del più lento recupero dell'Italia rispetto alla crisi economica e finanziaria del 2008-2009, in confronto ad altri Paesi europei, sussiste più di un sospetto che la riduzione del differenziale di prezzo di mercato, al netto cioè delle imposte e degli altri oneri di sistema incluse le incentivazioni alle fonti rinnovabili, sia legata anche alle rapidissime modificazioni indotte nella struttura del mercato elettrico dall'immissione di energia da fonte fotovoltaica, i cui costi marginali di produzione sono praticamente nulli nel confronto con le fonti convenzionali, essendo inoltre la medesima

- 1 CNR – Istituto di Biometeorologia, Ricercatore www.ibimet.cnr.it, ASPO Italia – Comitato Scientifico www.aspoitalia.it
- 2 Studio Legale Associato Giani-Moscardini, Diritto dell'Ambiente, Università di Pisa – Docente al Corso di Laurea in Scienze Naturali
- 3 Consorzio LaMMA – Focal Point Kyoto, Ricercatrice www.lamma.rete.toscana.it

fonte quella che ha registrato la maggiore tendenza incrementale nell'ultimo anno tra tutte le fonti rinnovabili, sia in termini di potenza installata sia di elettricità prodotta.

La disponibilità di energia elettrica che goda simultaneamente delle qualità di essere a basso prezzo per gli utenti finali e di elevato valore intrinseco. Il valore intrinseco è rappresentato dal rapporto tra il relativo ritorno energetico e l'energia impiegata per la estrazione o produzione, trasporto, trasformazione, concentrazione e uso finale (anche denominato "ERoEI" – *Energy Return on Energy Invested*), è condizione indispensabile per sostenere lo sviluppo economico e sociale o almeno la conservazione delle condizioni materiali di vita oggi raggiunte.

Hall *et al.* (2009) hanno individuato in un ERoEI pari a 3:1 la soglia minima per il mantenimento dei servizi finali cui la specifica fonte e forma di energia è destinata (per es. il petrolio per alimentare le automobili o per riscaldare gli edifici), ma tale valore è destinato ad aumentare sostanzialmente qualora sia incluso anche soltanto il compenso per il relativo lavoro umano, e ancora di più qualora si consideri la necessità di mantenere a livelli accettabili le altre "sovrastrutture" che caratterizzano il livello corrente della civiltà nei Paesi più sviluppati: manutenzione delle infrastrutture, assistenza sanitaria e sociale, educazione e formazione; tutto quello che va sotto il nome di "welfare".

Sia in Hall *et al.* (2009) che in Mearns (2009) emerge che la fonte solare fotovoltaica gode di un ERoEI dell'ordine almeno di 10:1, ovviamente crescente in relazione al miglioramento delle tecnologie costruttive. In pratica, gli impianti fotovoltaici sono in grado di restituire l'energia necessaria alla propria realizzazione e messa in esercizio in un periodo di tempo compreso tra 1 anno e 4 anni, a fronte di una vita media compresa tra 25 e 40 anni.

Poiché evidentemente il costo finale dell'energia prodotta da una specifica fonte per mezzo di una specifica tecnologia è proporzionale alla frazione netta disponibile della medesima energia, e questa a sua volta è misurata attraverso l'ERoEI, è possibile concludere che la fonte solare fotovoltaica è una buona candidata alla produzione di energia a basso costo e quindi a prezzo contenuto per gli usi finali. Due ulteriori questioni preliminari devono trovare risposta prima di procedere con l'esposizione dei risultati fondamentali del presente lavoro.

La prima di tali questioni riguarda l'urgenza per l'Italia di affrontare la questione della sicurezza energetica.

L'ultimo rapporto MAPLECROFT (2011) colloca l'Italia a un preoccupante tredicesimo posto su 171 Paesi analizzati nella classifica del rischio per la sicurezza energetica nel breve e medio termine, in relazione sia ai recenti avvenimenti in Nord Africa e Medio Oriente, sia all'elevata dipendenza dal petrolio (De Sousa, 2010) il cui valore, superiore alla

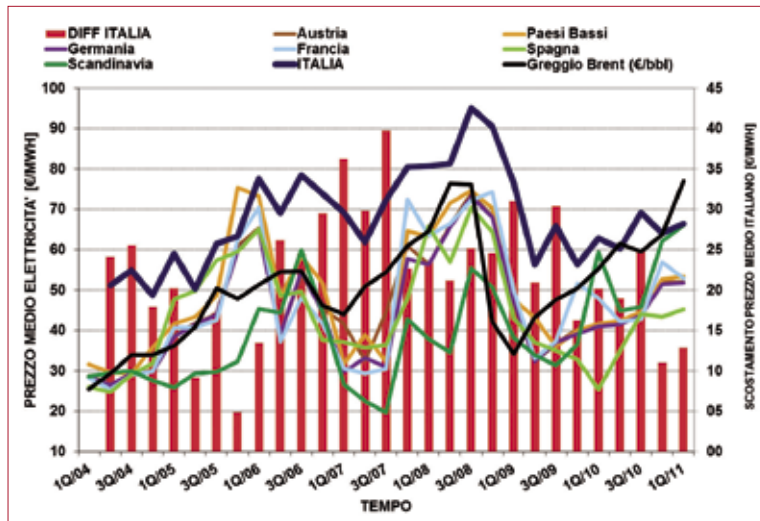


Figura 1
Prezzi medi dell'elettricità sui mercati europei e differenza tra i prezzi medi italiani e la media dei prezzi medi europei (AEEG, 2011)

media europea, è condiviso con gli altri Paesi c.d. "PIIGS" (Portogallo, Irlanda, Italia, Grecia e Spagna), sia infine alla elevatissima dipendenza dal gas naturale per la generazione elettrica, nonché in generale in relazione alla fragilità politica e istituzionale dei Paesi di importazione.

La seconda delle questioni preliminari concerne gli eventuali limiti di immissione in rete di potenza intermittente come quella generata dalla fonte solare fotovoltaica.

Soccorre in questo caso il rapporto della *International Energy Agency* (2011), che colloca i limiti di immissione in rete di potenza intermittente dalle fonti solare fotovoltaica ed eolica, nelle attuali reti europee, su valori compresi tra il 27% della potenza totale per la Spagna e il Portogallo e il 60% per la Danimarca. Per l'Italia, grazie alla buona qualità delle reti e le capillari interconnessioni, tale valore può stimarsi approssimativamente intorno al 50%, che è ovviamente un obiettivo ancora piuttosto remoto. Avendo trovato risposte positive alle questioni preliminari, è possibile proseguire con l'obiettivo fondamentale del presente articolo: dimostrare come sia possibile pianificare un futuro di elettricità a basso prezzo per gli usi finali in Italia per mezzo di impianti fotovoltaici di grandi dimensioni a inseguimento solare.

Stima della remunerazione neutra dell'elettricità fotovoltaica per i grandi impianti

Analisi precedenti

Il fenomeno del "peak shaving" legato all'immissione in rete di energia elettrica a costo marginale molto basso o nullo, come quella generata dalla fonte solare fotovoltaica, e dei relativi effetti sulla formazione del prezzo dell'elettricità nel mercato elettrico è noto da tempo agli osservatori e operatori sui mercati con elevata penetrazione di produzione eolica, come quello tedesco e quello spagnolo, dove la ventosità attesa è una variabile chiave nella previsione dei prezzi sul mercato elettrico stesso.

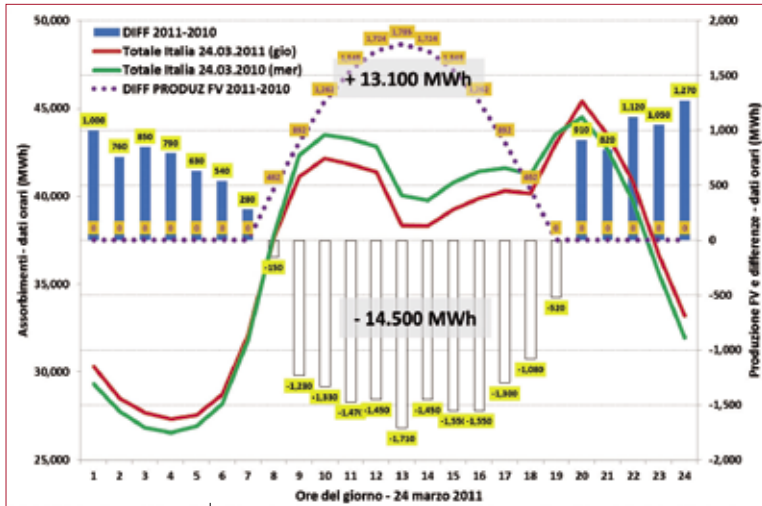


Figura 2
Giorno 24 Marzo 2011: domanda oraria nelle reti di alta e altissima tensione (curve verde e rossa) e relative differenze (istogramma - valori positivi in blu, valori negativi senza colore) nello stesso giorno (24 marzo) degli anni 2010 e 2011, produzione fotovoltaica stimata (curva viola a punti).
Fonti: TERNA (principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione nonché responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia sull'intero territorio nazionale) e GSE

Miera et al. (2008), affrontando empiricamente la questione dell'impatto della generazione eolica sul mercato elettrico spagnolo, introducevano il loro lavoro con le seguenti affermazioni, poi sostanziate da analisi rigorose (traduzione degli autori): «... la riduzione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità come risultato di ulteriore generazione da fonti rinnovabili immessa nella rete. Il caso della generazione eolica in Spagna mostra che questa riduzione è superiore all'aumento dei costi per i consumatori emergenti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili (feed-in tariffs), che sono appunto a carico degli utenti elettrici finali. Risulta quindi una riduzione netta del prezzo al consumo dell'elettricità, che è positivo dal punto di vista del consumatore. Questo fornisce un ulteriore argomento per il supporto alle fonti rinnovabili elettriche e contraddice uno dei consueti argomenti contro la diffusione delle stesse fonti: il carico eccessivo sui consumatori.»

L'attenzione all'impatto della produzione fotovoltaica è più recente, per effetto della crescente penetrazione della fonte nel mix di generazione tedesco, ma ha già richiamato l'attenzione degli analisti finanziari per quanto concerne l'impatto sui margini di generazione delle grandi utility quotate in borsa. Già Sensfuß et al. (2008) segnalavano tra l'altro che (traduzione degli autori): «L'aspetto centrale da analizzare è l'impatto della generazione rinnovabile di elettricità sui prezzi spot del mercato. I risultati generati da un pacchetto di simulazione "ad agenti" indica che il volume finanziario della riduzione di prezzo è considerevole. Nel breve termine, questo dà luogo a un effetto di distribuzione che crea risparmi per il lato della domanda attraverso la riduzione dei profitti degli operatori dei generatori [convenzionali]. Nel caso dell'anno 2006, il volume di questo effetto eccede il volume dei pagamenti per l'incentivazione della generazione di elettricità rinnovabile che devono essere pagati dai consumatori finali.»

Si trattava, allora, di conclusioni di straordinario significato, che non risulta siano mai state riviste né tanto meno smentite in seguito.

Più recentemente, Bode et al. (2010), in uno studio pubblicato da Arrhenius - Institute for Energy and Climate Policy (Germania), con riferimento al dibattito allora in corso in Germania sulle nuove tariffe per l'incentivazione della fonte fotovoltaica, avvertivano tra l'altro che (traduzione degli autori): «... nella discussione e nella bozza di legge, un importante aspetto è stato finora dimenticato: l'impatto delle potenze fotovoltaiche rapidamente crescenti sull'economia degli impianti energetici convenzionali. La valutazione dell'impatto sul mercato della bozza di legge, per esempio, considera soltanto i costi per il bilancio pubblico, per il settore industriale (manifattura, consumatori industriali) e per i cittadini (utenze domestiche).

Le utilities e le compagnie elettriche non sono menzionate ... il prezzo d'equilibrio dell'energia varia all'aumentare della potenza fotovoltaica installata. Queste conclusioni possono essere direttamente traslate in minori introiti per gli operatori degli impianti energetici convenzionali ... Una ragione di questo massiccio impatto è il fatto che le installazioni fotovoltaiche erogano potenza nelle ore centrali della giornata quando il carico e, quindi, i prezzi dell'elettricità così come gli introiti [per gli operatori convenzionali] sono di solito i più elevati in Germania. In questo senso, il fotovoltaico differisce considerevolmente da altre fonti rinnovabili.»

Nel corso della prima parte del 2011, alcuni analisti italiani hanno iniziato una verifica empirica degli impatti dell'immissione di energia fotovoltaica sulla formazione del prezzo d'equilibrio sul mercato elettrico; tra questi, Artizzu e Meneguzzo (2011) che tra l'altro affermano, sulla base delle analisi condotte sui giorni lavorativi dal 1 marzo 2011 al 14 aprile 2011: «... il fotovoltaico ha tagliato il prezzo dell'energia da un minimo di 1 euro/MWh ad un massimo di circa 15 euro/MWh, per un risparmio fra 21 e 34 milioni (dal 20 al 32% dell'onere di incentivazione).»

Destinazione dell'energia fotovoltaica e mercato elettrico

Per comprendere l'impatto della produzione fotovoltaica sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità, occorre premettere che l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici ha quattro possibili destinazioni:

- Autoconsumo: il carico a cui l'impianto fotovoltaico è connesso è sempre maggiore della produzione dell'impianto, per cui l'energia non viene immessa in rete;
- Scambio sul posto: il carico a cui l'impianto fotovoltaico è connesso è maggiore della produzione solare in alcune fasce orarie e minore in altre; per l'eccedenza, la produzione è immessa in rete e ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE);
- Ritiro dedicato: l'impianto non è connesso ad un carico e cede interamente la produzione in rete al GSE ai sensi della Delibera AEEG 280/07;

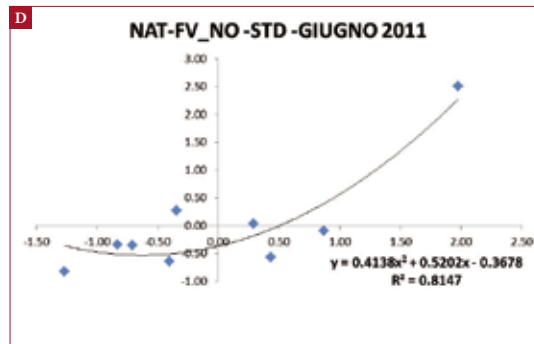
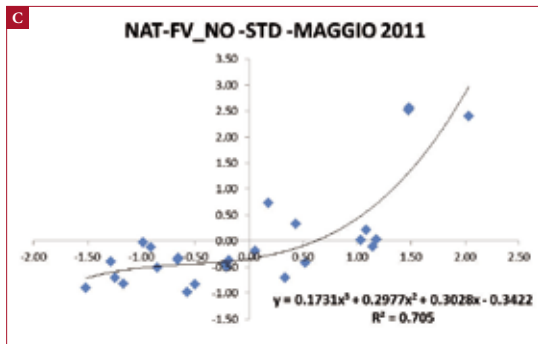
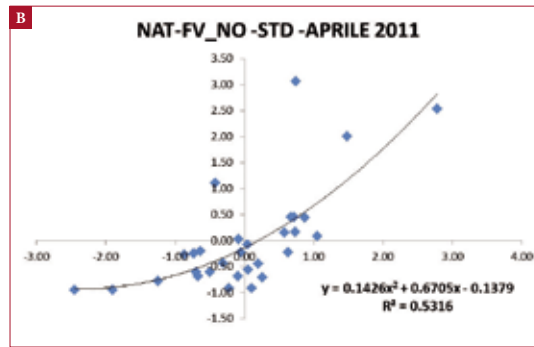
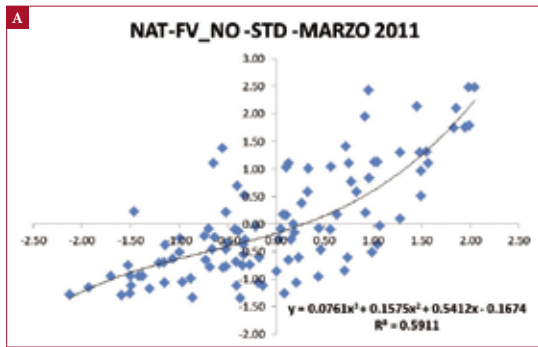


Figura 3
Struttura mensile del Prezzo Unico Nazionale dell'elettricità senza vincoli (NAT) formato sul MGP rispetto al carico elettrico complessivo nelle ore "no FV" (dati standardizzati)

— Cessione sul mercato libero: l'impianto non è connesso ad un carico e cede interamente la produzione in rete sul mercato libero, attraverso contratti bilaterali ovvero offrendo la produzione sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

Ad eccezione della produzione degli impianti interamente in autoconsumo, nonché della porzione autoconsumata della produzione degli impianti in scambio sul posto, la produzione fotovoltaica transita sul MGP, offerta direttamente dagli operatori ovvero dal GSE (quest'ultimo con riferimento all'intera produzione in ritiro dedicato e alla porzione eccedente l'autoconsumo per gli impianti in scambio sul posto).

Considerate le soglie estremamente significative di capacità installata ormai raggiunte (circa 7.5 GW secondo il contatore fotovoltaico del GSE alla data di redazione di questo articolo), non dovrebbe sorprendere che la produzione fotovoltaica impatti sul processo di formazione del prezzo sul MGP.

Il MGP è strutturato sul *prezzo marginale di sistema*: in altre parole tutti gli impianti, da fonti rinnovabili o convenzionali, che risultano dispacciati, ricevono una remunerazione per MWh prodotto pari all'offerta dell'ultimo impianto dispacciato (quello più "costoso" fra quelli ammessi a produrre per soddisfare un dato livello di fabbisogno). La produzione degli impianti da fonti rinnovabili senza combustibile (eolici, idroelettrici, solari, geotermici) viene offerta (direttamente dagli operatori ovvero dal GSE) a prezzo zero, "spingendo" pertanto fuori mercato gli impianti convenzionali meno efficienti. A parità di fabbisogno (offerte di acquisto presentate sul MGP per una determinata fascia oraria), la presenza in volume crescente di impianti alimentati da

fonti rinnovabili fa sì che l'ultimo impianto dispacciato sia nel tempo sempre più efficiente e quindi "meno costoso". Pertanto, a parità di fabbisogno e di struttura dell'offerta, nelle fasce orarie con maggiore presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili è verosimile che il prezzo di equilibrio sia minore che nelle altre fasce orarie.

Del resto, l'effetto di "peak shaving" determinato sulla curva della domanda dall'immissione in rete di energia fotovoltaica può essere apprezzato praticamente in qualsiasi giornata soleggiata a partire dal mese di febbraio 2011: in **Figura 2** tale effetto è illustrato con molta evidenza per un giorno all'inizio della primavera 2011.

Stima empirica dell'effetto della generazione fotovoltaica sul prezzo elettrico d'equilibrio

Limitando il "valore aggiunto" dell'elettricità fotovoltaica all'effetto di abbattimento del prezzo di equilibrio sul mercato elettrico all'ingrosso, inclusivo degli effetti dell'autoconsumo, è stata condotta un'analisi empirica dell'impatto della produzione fotovoltaica sul prezzo di equilibrio sul MGP. L'analisi, condotta sui giorni lavorativi dal 1 marzo 2011 al 24 giugno 2011, per un totale di circa 1,800 ore, è partita dai seguenti dati, fonti e assunzioni:

- Generazione oraria di elettricità dalla fonte solare fotovoltaica stimata in base ai dati TERNA riferiti alla generazione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete in alta tensione, combinati con i dati GSE sulla potenza installata (da circa 4.600 MWp a circa 6.800 MWp nel periodo in considerazione)
- Carico elettrico totale necessario alla copertura del fabbisogno derivato dai dati del Gestore del

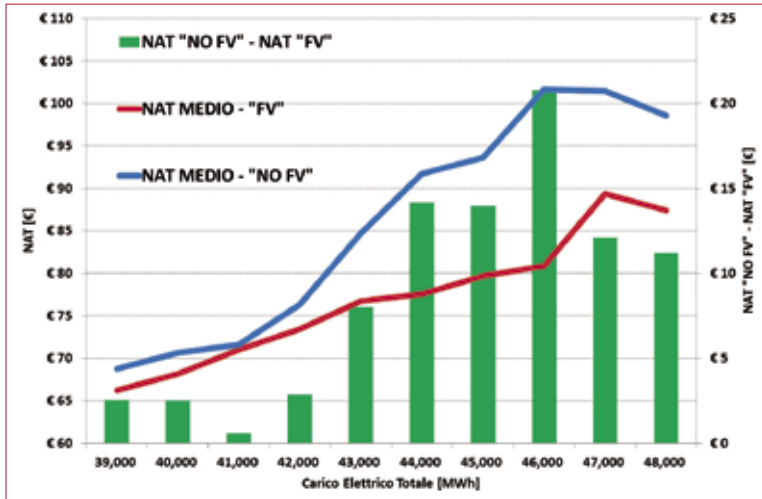


Figura 4
Effetto della generazione fotovoltaica sul Prezzo Unico Nazionale dell'elettricità senza vincoli (NAT) formato sul MGP per intervalli di 1.000 MWh del carico elettrico complessivo

Mercato Elettrico (GME) cui sono sommati gli autoconsumi dell'energia dalla fonte fotovoltaica, a loro volta stimati in base alla comparazione dei dati GME e della generazione fotovoltaica stimata (analisi non mostrata; i risultati collocano gli autoconsumi intorno al 20% della generazione fotovoltaica complessiva)

- Prezzo dell'elettricità assunto come Prezzo Unico Nazionale (PUN) "senza vincoli", formato sul MGP e anche denominato "NAT"
- Ciascuna ora considerata è stata classificata come "no FV" o "FV" (rispettivamente "non fotovoltaica" o "fotovoltaica") secondo una semplice soglia di generazione fotovoltaica: per ottenere campioni di dati di dimensione sufficiente e significativa sovrapposizione nel tempo, è stata scelta la soglia di 2.000 MWh e, quale risultato, sono state ottenute circa 600 ore "FV" e circa 1.200 ore "no FV".

Figura 5
Serie dei risparmi prodotti dalla generazione fotovoltaica nelle ore "FV", confrontati con il fabbisogno complessivo orario (a) e la generazione fotovoltaica stimata (b)

Metodologicamente, la struttura diurna del prezzo (NAT) è stata derivata su base mensile (da marzo a giugno 2011) dalle relazioni osservate del NAT rispetto al carico elettrico totale nel corso delle ore "no FV" in modo da ottenere una stima non influenzata, almeno in prima approssimazione, dalla generazione fotovoltaica. I risultati sono illustrati in **Figura 3 (a-d)**: è evidente la progressiva diminuzione dei

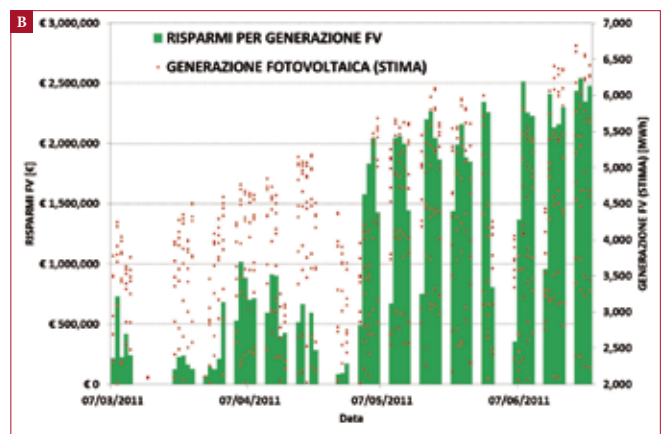
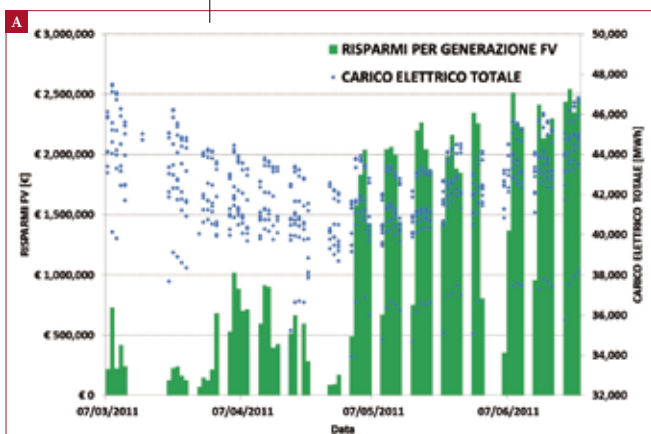
dati disponibili da marzo a giugno, in corrispondenza dell'aumento della generazione fotovoltaica. Da notare anche l'irrealistico, anche se marginale, aumento del NAT al diminuire del carico nel mese di giugno 2011, rappresentato per valori inferiori alla media del carico stesso dalla relativa curva di interpolazione, di cui ovviamente non sarà tenuto conto. A questo punto, il prezzo (NAT) osservato in ciascuna ora "FV" è stato comparato con il corrispondente NAT stimato in base al campione di ore "no FV" in corrispondenza del carico totale stimato, a sua volta composto dalla somma del carico osservato e dell'autoconsumo di elettricità fotovoltaica. La **Figura 4** riproduce i risultati ottenuti in base ai prezzi medi nelle ore "no FV" e "FV" per ciascun intervallo di carico elettrico orario totale di ampiezza pari a 1.000 MWh.

Si noti il rapido aumento della differenza di prezzo (NAT) tra le ore "no FV" e le ore "FV" al crescere del carico elettrico (fabbisogno); la relativa inversione di tendenza in corrispondenza dei valori più elevati del fabbisogno elettrico è con tutta probabilità legata alla scarsità di dati nel medesimo intervallo nel periodo considerato.

Stima del valore aggiunto dell'elettricità fotovoltaica

Il "risparmio" prodotto dalla generazione fotovoltaica in ciascuna ora classificata "FV" è stato calcolato come differenza tra il prezzo totale osservato dell'elettricità nella medesima ora e il prezzo che si sarebbe formato in un'ora "no FV" allo stesso livello di carico elettrico totale; i risultati sono illustrati graficamente nelle **Figure 5, a e b**, dalle quali emerge anche che la serie dei risparmi cresce con l'aumento combinato del carico elettrico totale e della generazione fotovoltaica, come del resto era atteso. Ulteriori e assai più marginali risparmi sono stati calcolati nelle ore "no FV" dovuti al "costo evitato" prodotto dall'autoconsumo della residua generazione fotovoltaica.

In base ai risultati numerici ottenuti, la stima più bassa per i "risparmi fotovoltaici" nel periodo considerato (circa 80 giorni) ammonta a circa 360 milioni



di euro. Considerando che la generazione fotovoltaica era stimata intorno a 2,9 TWh, la stima più bassa per il risparmio unitario prodotto dalla generazione fotovoltaica può essere calcolata come il rapporto tra i due predetti numeri, cioè circa 125 €/MWh. In altri termini, la stima più bassa del prezzo al quale può essere remunerata l'elettricità fotovoltaica senza gravare in alcun modo sul prezzo d'equilibrio dell'elettricità e quindi sul costo per gli usi finali (nel seguito anche "remunerazione neutra") è dell'ordine di 125 euro per ciascun MWh di elettricità fotovoltaica generata!

La remunerazione neutra dell'elettricità fotovoltaica per i grandi impianti è anche adeguata a sostenerne gli investimenti?

A titolo esemplificativo, per gli scopi del presente lavoro sarà considerata un'unica tipologia di impianto fotovoltaico, precisamente un impianto di potenza nominale 10 MWp, realizzato con moduli in silicio monocristallino, montato su inseguitori solari biassiali, installato nel Sud Italia.

Le ipotesi e assunzioni di base sono elencate di seguito in **Tabella 1**: per ciascuna di esse esiste una giustificazione rigorosa, che tuttavia per ragioni di brevità non sarà illustrata nel presente articolo.

In base a quanto sopra discusso, considerando i tre obiettivi fondamentali di:

- non gravare mai sul prezzo d'equilibrio dell'elettricità e quindi sul relativo costo per gli usi finali;
- ottenere, nel medio termine e definitivamente, una riduzione significativa del prezzo medio dell'elettricità e quindi del relativo costo per gli usi finali;
- consentire comunque la sostenibilità degli investimenti iniziali,

è possibile proporre uno schema di incentivazione illustrato in **Figura 6**.

In dettaglio:

- nei primi 20 anni di esercizio, la tariffa amministrata ai fini della remunerazione dell'investimento è omnicomprensiva e pari a 125 €/MWh, costante in moneta corrente e tale, come sopra dimostrato, da non alterare il prezzo medio (NAT) dell'elettricità (in realtà è verosimile attendersi una diminuzione del NAT, a parità di costo della generazione termoelettrica, in virtù della costanza della suddetta tariffa, da una parte, e dell'aumento sia del fabbisogno elettrico sia del costo di generazione termoelettrico, dall'altra);
- dal ventunesimo anno è ipotizzata una competizione libera sul mercato che, come vedremo di seguito, consente di partire con un valore del NAT corrispondente al minimo possibile dei valori attuali (50 €/MWh), rivalutato secondo il tasso d'inflazione (in riferimento all'inflazione dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, e non all'inflazione elettrica che è

Tabella 1 - Ipotesi e assunzioni di base per le valutazioni economiche dell'installazione fotovoltaica considerata

Inflazione annuale	2,50%
Inflazione elettrica annuale	3,00%
Potenza (kWp)	10.000
Stazionario ("S") o a Inseguimento ("T")	T
Tecnologia (Mono-Si, Poly-Si, a-Si, altro)	Mono-Si
Regione geografica Italiana - Nord ("N"), Centro ("C"), Sud ("S")	S
Generazione unitaria annuale [kWh/kWp] - Inseguimento = +45%	2,175
Perdita di efficienza annuale (%/anno)	0,50%
Capitale proprio (Y/N)	N
Tasso d'interesse medio sul capitale nel periodo del prestito [%]	5,00%
Periodo del prestito (anni)	20
Costo unitario attuale (€/kWp)	2.200,00
Costo d'installazione complessivo "chiavi in mano" [€]	22.000.000,00
Periodo di garanzia (anni)	10
Frequenza di sostituzione degli Inverter (anni)	10
Costo unitario degli Inverter (€/kWp)	192
Costi di Assicurazione [annuali - % del costo totale - costanti]	0,60%
Costi O&M (Operation & Maintenance) [annuali - % del costo totale - rivalutabili]	1,00%
Area del terreno [ettari]	40,00
Costo del terreno (diritto di superficie) [€/ettaro/anno - rivalutabili]	1.000,00
Imposta sul costo del terreno (primo anno, applicato al costo totale del terreno per l'intero periodo)	18,00%
Altri costi - personale (guardiania, ecc) [€/anno - rivalutabili]	60.000,00
Tasso di Attualizzazione (VAN) [%]	5,00%
Tempo di vita medio dell'installazione fotovoltaica [anni]	40

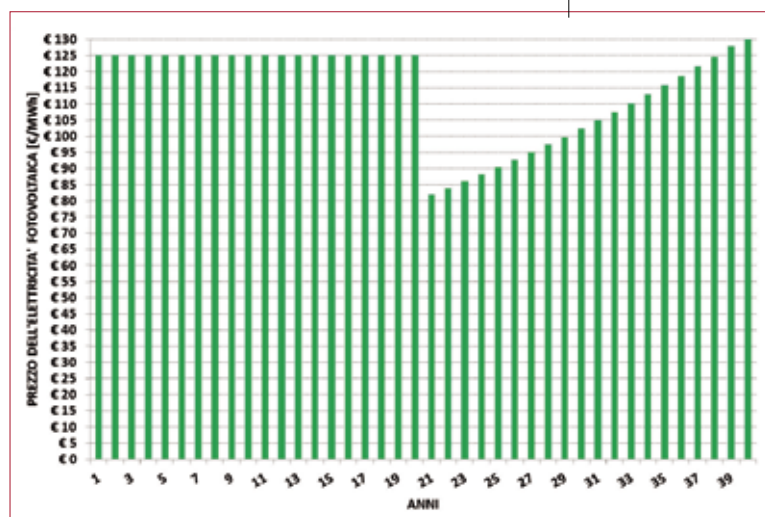
generalmente superiore, così da non gravare sull'inflazione complessiva!).

Il predetto schema garantisce quindi, nella prima fase, almeno la stabilità dei prezzi dell'elettricità, se non già una diminuzione, e nella seconda fase un sensibile abbattimento del prezzo (e del costo per gli usi finali) dell'elettricità stessa!

La domanda finale è la seguente: l'investimento finalizzato alla realizzazione ed esercizio dell'installazione fotovoltaica considerata è veramente sostenibile?

La **Figura 7** illustra i risultati finanziari fondamentali: a fronte di costi nominali complessivi pari a circa

Figura 6
Possibile schema di remunerazione dell'elettricità fotovoltaica, che soddisfa i tre obiettivi fondamentali elencati nel testo



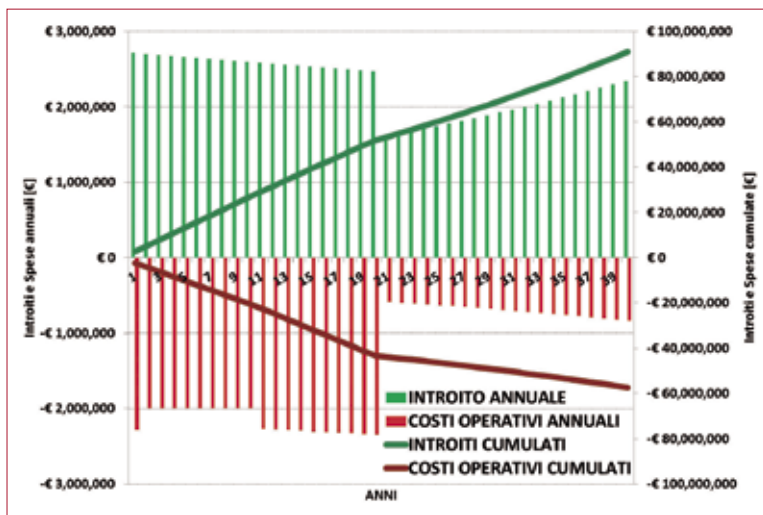


Figura 7
Economia dell'installazione fotovoltaica considerata in base allo schema di remunerazione ipotizzato

57 milioni di Euro, l'introito nominale complessivo è pari a circa 90 milioni di Euro; più importante, il Valore Attuale Netto (VAN) dei suddetti costi è pari a circa 30 milioni di Euro, a fronte di introiti complessivi il cui VAN ammonta a quasi 42 milioni di Euro, cioè circa il 39% in più: un risultato che, pur avendo omesso la maggior parte delle considerazioni di natura fiscale (imposte sugli utili, ammortamenti, ecc), garantisce senza dubbio la sostenibilità dell'investimento!

Conclusioni

Nel presente lavoro è stato delineato un possibile programma di espansione della potenza solare fotovoltaica secondo modalità tali da non aggravare in alcun modo la bolletta elettrica per gli usi finali, garantendo allo stesso tempo una riduzione molto significativa dei prezzi e quindi dei costi per gli usi finali dell'elettricità, secondo la migliore tecnologia

fotovoltaica oggi disponibile sul mercato, nonché la completa sostenibilità degli investimenti necessari. Ovvie limitazioni delle analisi effettuate, puntualmente ricordate o comunque evidenti nel testo del presente articolo, concernono principalmente la relativa brevità del periodo considerato (l'inclusione dei mesi estivi potrebbe portare a una ulteriore positiva rivalutazione del "valore aggiunto" dell'elettricità fotovoltaica), la considerazione di una sola tipologia di installazione sia tecnologica (impianti di potenza 10 MWp a inseguimento solare) sia territoriale (installazioni nel sud Italia), nonché l'assunzione dei valori finanziari, in particolare dei prezzi degli impianti fotovoltaici, disponibili alla data di redazione del presente articolo (tali prezzi essendo tuttavia indicati in ulteriore diminuzione); ulteriori analisi saranno oggetto di futura considerazione e nuovi articoli.

Compete ovviamente alle Autorità di regolamentazione settoriale, nei settori sia energetico sia ambientale, e alla politica a tutti i livelli dell'amministrazione pubblica, valutare se un programma del tipo di quello illustrato nel presente lavoro sia compatibile con la struttura del sistema elettrico nazionale, sia in senso fisco (reti e dispacciamento) sia territoriale (consumo di suolo).

L'opinione personale degli autori del presente lavoro è che il valore di un programma che prevede la generazione di elettricità da una fonte pulita in senso ambientale e sanitario, applicabile praticamente ovunque in Italia, e tale da garantire la stabilità e la definitiva diminuzione dei costi dell'elettricità stessa sia quantomeno competitivo rispetto a tutte le eventuali controindicazioni, anche in considerazione della attuale mancanza di alternative concrete e praticabili.

Bibliografia

Artizzu G., Meneguzzo F. CaroPUN senza l'energia verde, *Quotidiano Energia*, Anno 7 numero 75, pagg. 1 e 5
 Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2011 (disponibile a: www.autorita.energia.it/allegati/dati/ele/eep43.xls)
 Bode, S., Groscurth, H. The Impact of PV on the German Power Market – Or Why the Debate on PV Feed-In Tariffs Needs to be Reopened, *arrhenius Institute for Energy and Climate Policy, Discussion Paper 3*, 2010 (disponibile a: http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_3_PV_01.pdf)
 De Sousa, L., The oil 'peak' has been reached, *The Oil Drum: Europe*, 2010 (disponibile a: <http://europe.theoil drum.com/node/7001>)
 Hall, C.A.S.; Balogh, S.; Murphy, D.J. What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? *Energies* 2009; 2:25-4
 International Energy Agency, *Harnessing Variable Renewables - A Guide to the Balancing Challenge*, 2011, 200 pages, ISBN 978-92-64-11138-7
 MAPLECROFT, *Energy Security Risk Report*, 2011 (sintesi disponibile a: http://maplecroft.com/about/news/energy_security_2011.html)
 Mearns, E., The energy efficiency of energy procurement systems, *The Oil Drum: Europe*, 2009 (disponibile a: <http://europe.theoil drum.com/node/5051>)
 Miera G, González P, Vizcaíno I. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain, *Energy Policy* 2008;36:3345-59
 Sensfuß, F., Ragwitz, M., Genoese, M. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, *Energy Policy* 2008;36:3086- 3094