



QI13

Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari e opportunità

Edizione 2013

Quaderni Innovazione pubblicati

- **L'Italia dei Mille Innovatori** - *Agenzia Innovazione* – QI00 stampato nel maggio 2011 / disponibile on line
- **Efficienza e privato nella sanità italiana** – *in collaborazione con Istituto Bruno Leoni (IBL)* - QI01 stampato in unico quaderno con QI02 nel dicembre 2011 / disponibile on line gennaio 2011
- **L'informatica e la scuola** – *in collaborazione con LaVoce.info* – QI02 stampato in unico quaderno con QI01 nel dicembre 2011 / disponibile on line gennaio 2011
- **I percorsi dell'innovazione nelle regioni italiane**– *in collaborazione con Monitoraggio Economia Teritorio (MET)* – QI03 disponibile online
- **Politiche ricerche e innovazione regioni** – *Collana del Progetto Regioni* – QI04 disponibile online
- **Selezione ex ante dei progetti di ricerca industriale** – *Collana del Progetto Regioni* – QI05 disponibile online
- **Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari ed opportunita' (1° rapporto)** - *in collaborazione con Fondazione Tronchetti Provera (edito in italiano e inglese)* – QI06 stampato nel marzo 2012 / disponibile on line
- **Mappatura e miglioramento dei processi di selezione nei bandi di ricerca industriale** - *Collana del Progetto Regioni* – QI07 disponibile online
- **Gli appalti pre-commerciali per il finanziamento dell'innovazione nelle Regioni** - *Collana del Progetto Regioni* – QI08 stampato nel maggio 2012 / disponibile on line
- **Foresight tecnologico a livello regionale** - *Collana del Progetto Regioni* – QI09 stampato nel maggio 2012 / disponibile on line
- **Indicatori di risultati intermedi per misurare la performance di Distretti Tecnologici e Poli di Innovazione** - *Collana del Progetto Regioni* – QI10 stampato nel giugno 2012 / disponibile on line
- **Valutazione di impatto: metodi ed esperienze** - *Collana del Progetto Regioni* – QI08 stampato nel giugno 2012 / disponibile on line
- **Green economy: Smart Actions for innovation** - *in collaborazione con Politecnico di Torino - Agrinnova - Ecosystem (edito in inglese)* – QI12 disponibile online
- **Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari ed opportunita' (2° rapporto)** - *in collaborazione con Fondazione Tronchetti Provera (edito in italiano e inglese)* – QI13 disponibile on line

www.aginnovazione.gov.it

Sommario

Introduzione – Ing. Lucio Pinto

Il solare fotovoltaico in Italia – Prof. Vittorio Chiesa

Premessa

La tecnologia

Il mercato

La filiera

Bibliografia

Il mini idroelettrico – Prof. Giancarlo Giudici

Introduzione

La tecnologia

Il confronto con le altre rinnovabili

La normativa in Italia

Gli incentivi per il mini-idroelettrico

Lo stato dell'arte in Itali

La filiera produttiva

Le potenzialità per il futuro

Bibliografia

Il ruolo strategico dell'efficienza energetica nella Green Economy Italiana – Prof. Massimo Beccarello

Premessa

La relazione tra efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità

Efficienza energetica e opportunità di sviluppo per l'industria italiana

La stima dell'impatto economico dell'efficienza energetica: aspetto metodologici generali

Conclusioni

Riferimenti bibliografici

Questo libro esce contemporaneamente al convegno “**Secondo rapporto sulle Energie rinnovabili ed efficienza energetica**” tenutosi a Milano il 12 febbraio 2013 nell’Auditorium Pirelli organizzato dall’Agenzia per l’Italia Digitale e dalla Fondazione Silvio Tronchetti Provera, e rappresenta un aggiornamento della pubblicazione del 2012.

La Fondazione Silvio Tronchetti Provera e l’Agenzia per l’Italia Digitale hanno lanciato un “Osservatorio per le energie rinnovabili” in collaborazione con l’Università Bocconi, il Politecnico di Milano e l’Università degli Studi di Milano Bicocca per creare un punto di riferimento sullo stato delle energie rinnovabili nel nostro Paese e per dare lo spunto per considerare queste nuove tecnologie come aree in cui investire in ricerca.

Il libro tratta infatti alcune tra le più rilevanti tecnologie nel settore delle energie rinnovabili.

In particolare vengono presentati due nuovi osservatori: uno sul **fotovoltaico**, a cura di VITTORIO CHIESA professore ordinario presso il Politecnico di Milano dove è docente di Strategia ed organizzazione della ricerca e direttore dell’Energy and strategy group, e l’altro sul **mini – idroelettrico**, a cura di GIANCARLO GIUDICI, professore associato del Politecnico di Milano.

È intento degli editori aggiornare i contenuti del libro con i nuovi rapporti man mano che si renderanno disponibili.

Premessa

Il presente rapporto è un estratto dal “Solar Energy Report 2012” dell’Energy&Strategy Group del Politecnico di Milano che descrive ed analizza gli aspetti tecnologici, di mercato e le dinamiche di filiera che hanno riguardato il settore fotovoltaico in Italia nel corso del 2011.

1. La tecnologia

Questo capitolo si propone di illustrare le **principali evoluzioni di carattere tecnologico** che hanno interessato il fotovoltaico in Italia ed in Europa nel corso del 2011. In particolare saranno illustrate le **dinamiche di prezzo e di costo dei moduli tradizionali** (in silicio mono- e polo-cristallino) e di quelli a film sottile. Si mostrerà una visione dell’evoluzione del prezzo dell’inverter fotovoltaico sul mercato italiano ed europeo. In questo capitolo, inoltre, sono riportati e discussi i risultati di un’analisi sistematica che è stata condotta al fine di **conoscere le aspettative e previsioni degli operatori ed esperti del settore** in merito alle evoluzioni future attese di alcune tra le principali variabili che interessano la tecnologia fotovoltaica, tra cui il prezzo dei moduli, la loro efficienza ed il costo di conversione solare. Si riporta anche uno studio sullo stato dell’arte e sui possibili sviluppi futuri della **tecnologia del fotovoltaico a concentrazione** oltre a mappare alcuni tra i progetti di ricerca e sviluppo e le applicazioni fotovoltaiche innovative che, a detta degli operatori, potrebbero avere maggiore potenziale di mercato nel prossimo futuro.

1.1 L’evoluzione del prezzo di moduli ed inverter

Questo paragrafo analizza l’andamento del prezzo di vendita, sul mercato europeo ed italiano, e l’andamento del costo di produzione che i principali componenti di un impianto fotovoltaico (moduli ed inverter) hanno sperimentato nel corso del 2011.

1.1.1 L’evoluzione del prezzo dei moduli tradizionali

Per quanto riguarda i moduli tradizionali, in silicio mono- e polo-cristallino, **nel corso del 2011 si è verificata una drastica diminuzione dei prezzi per entrambe le tecnologie**, tanto sul mercato italiano quanto su quello europeo. In particolare il calo dei prezzi si è attestato intorno al 42,6% per i moduli in silicio poli-cristallino e al 40% per i moduli mono-cristallini. A questo si è accompagnato una **meno che proporzionale riduzione del costo pieno industriale**, che ha contratto, in alcuni casi in modo sensibile, il margine lordo industriale (*gross margin*) dei produttori, causando il fallimento di molti di essi (SI VEDA CAPITOLO 3).

Nelle FIGURE 1 e 2 è riportato l’andamento nel corso del 2011 del **prezzo medio di vendita dei moduli fotovoltaici, rispettivamente in silicio poli- e mono-cristallino**, praticato dai produttori europei (italiani e non), distinguendo tra il caso di prezzo medio di vendita sul mercato europeo e sul mercato italiano. Oltre a ciò, viene rappresentato **l’andamento del costo di produzione medio**

che gli operatori italiani hanno sostenuto. Si tratta ovviamente, in special modo per quanto riguarda la variabile prezzo, di valori medi che

non tengono conto, quindi, delle differenze tra diverse tipologie di forniture (ad esempio per impianti residenziali o per impianti di grande taglia) realizzate dai produttori di moduli.

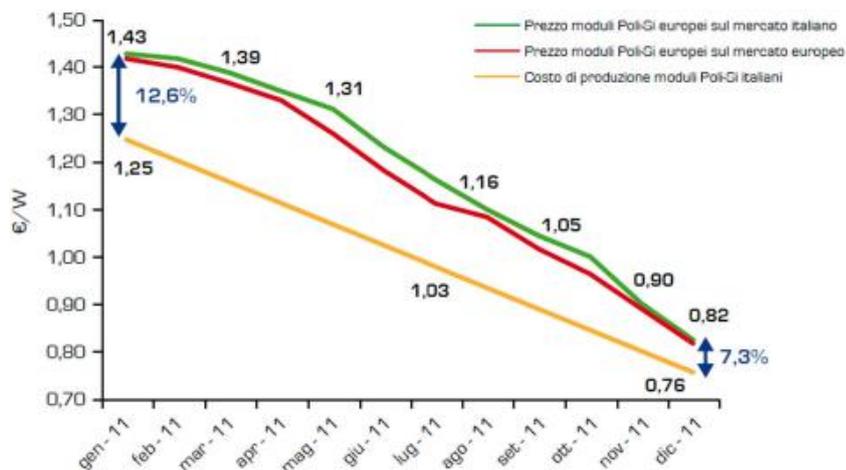


Figura 1: Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale in (€/W) dei moduli in silicio poli-cristallino dei produttori europei

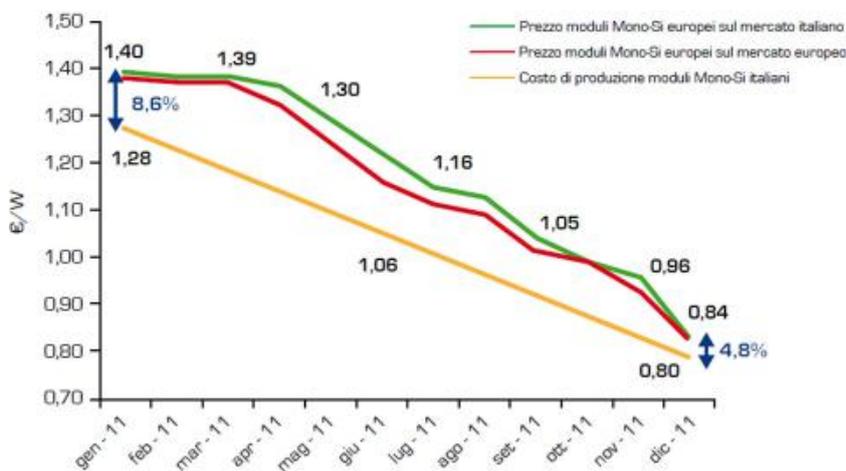


Figura 2: Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale in (€/W) dei moduli in silicio mono-cristallino dei produttori europei

Dall'analisi delle figure si nota innanzitutto la consistente riduzione del prezzo dei moduli, nell'ordine del 42,6% per i moduli poli-cristallini e del 40% per quelli mono-cristallini. La ragione principale di questo sostenuto calo dei prezzi è da ricercarsi innanzitutto in una **sovraccapacità produttiva a livello mondiale, lungo tutto il 2011**, sia di celle (componenti essenziali dei moduli) sia di moduli, che è stata accentuata da una domanda di mercato che si è rivelata più bassa delle attese (SI VEDA CAPITOLO 2). **A ciò si associa una riduzione delle tariffe incentivanti che nel corso del 2011 si è fatta particolarmente importante** in alcuni mercati europei trainanti (quali l'Italia e la Germania), che ha imposto ai produttori un adeguamento dei prezzi di mercato, pena un crollo della domanda.

Si nota inoltre come **il prezzo dei moduli si sia mantenuto mediamente inferiore di circa 1-2 c€/W sul mercato europeo rispetto a quello italiano**. La differenza è andata riducendosi negli ultimi mesi dell'anno, fino ad arrivare ad un prezzo medio del tutto analogo sui due mercati. Questo si spiega con il fatto che, nonostante i tagli imposti dal Quarto Conto Energia, le tariffe nel nostro Paese nel corso del 2011 si sono comunque mantenute su livelli mediamente superiori rispetto ad altri

importanti mercati europei (uno su tutti, la Germania), il che ha spinto i produttori a praticare condizioni di vendita leggermente meno vantaggiose per il cliente italiano rispetto alla media europea.

È interessante, inoltre, rilevare come **i produttori europei siano stati in grado di ridurre significativamente i loro costi pieni industriali** (nell'ordine del 37,6% per i moduli poli-cristallini e del 36% per quelli mono-cristallini), **per far fronte al calo dei prezzi che il mercato ha imposto.**

I costi pieni industriali (ossia non comprensivi dei costi di periodo) dei produttori di moduli si compongono sostanzialmente di due voci:

- **costo di acquisto delle celle**, che rappresenta circa il 70% del costo totale di produzione;
- **costi di produzione del modulo**, che rappresentano il rimanente 30% e possono essere suddivisi in: (i) costo di acquisto degli altri componenti del modulo, tra cui vetro, EVA, ribbon, junction box; (ii) ammortamenti dei macchinari; (iii) costo del lavoro; (iv) costo dell'energia e altre utenze.

La riduzione dei costi cui si è assistito durante il 2011 è imputabile, come indicato in FIGURA 3, a:

- **efficientamento del processo produttivo**, che ha permesso, ad alcuni operatori, di ridurre i costi di produzione dei moduli di circa il 10%;
- **riduzione del costo di acquisto delle celle**. Durante il 2011, mediamente, il prezzo di acquisto delle celle è diminuito di circa il 40% per effetto del crollo del prezzo del silicio per applicazioni solari.

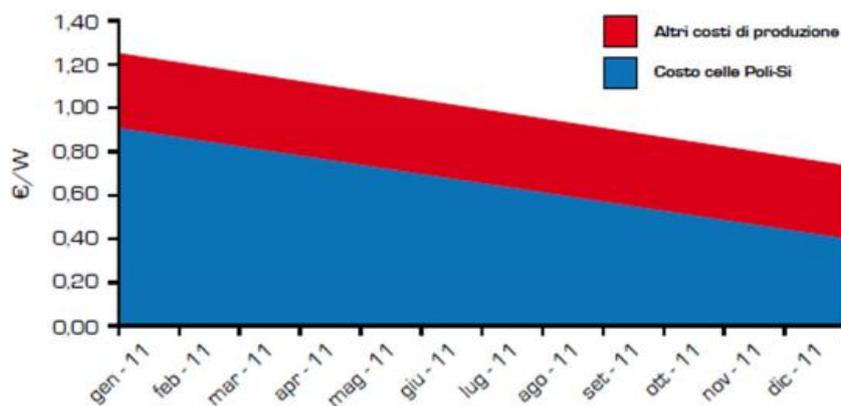


Figura 3: Andamento nel corso del 2011 del costo di produzione dei moduli e del costo di acquisto delle celle nel caso di silicio poli-cristallino

Grazie alla riduzione del costo pieno industriale dei moduli conseguita dai produttori europei, i **margini lordi industriali** di questi ultimi **si sono contratti nel corso del 2011 in modo molto inferiore rispetto ai prezzi, in particolare riducendosi del 5,3% per i produttori di tecnologia poli-cristallina, e dello 3,8% per i produttori di moduli mono-cristallini.** Nonostante le riduzioni dei margini in valore assoluto non particolarmente consistenti, il livello delle marginalità ad inizio 2011 era già particolarmente contratto, il che ha portato a fine anno diversi produttori europei in situazioni di oggettiva difficoltà (SI VEDA CAPITOLO 3). Oltre alle motivazioni citate in precedenza, la riduzione drastica dei prezzi registrata nel 2011 si spiega anche con la **crescente competizione in Italia ed in Europa da parte dei produttori asiatici.**

La FIGURA 4 riporta l'andamento dei prezzi dei moduli cinesi in silicio poli-cristallino sul mercato italiano (oltre al prezzo medio degli stessi moduli realizzati da produttori europei, come benchmark), distinguendo tra:

- moduli cinesi di alta gamma, realizzati da aziende cinesi con un brand conosciuto (tra cui LDK Solar, Trina solar, JA Solar). Come si nota, mediamente questi **moduli hanno fatto registrare un prezzo inferiore del 12% rispetto a quelli europei;**
- moduli cinesi di medio-bassa gamma, realizzati da aziende con un brand meno riconosciuto sul mercato, ma comunque con capacità produttive importanti. In questo caso si nota **come il prezzo sia stato anche del 25% inferiore rispetto ai produttori europei.**

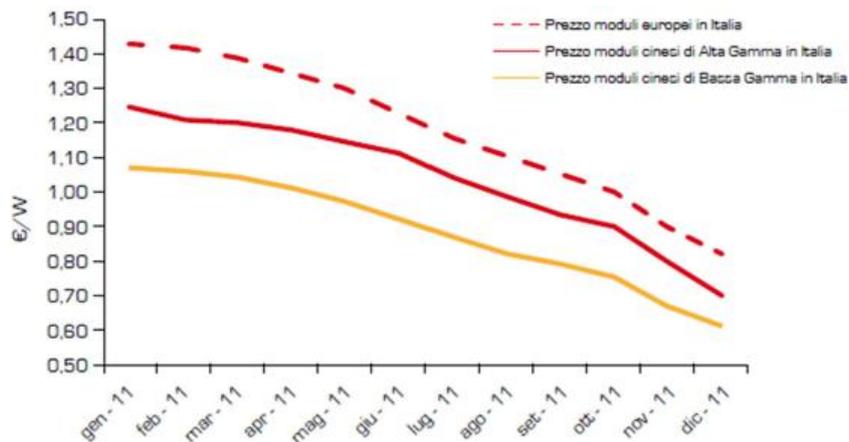


Figura 4: Andamento medio del prezzo dei moduli poli-cristallini realizzati da produttori cinesi di alta e medio-bassa gamma e venduti in Italia nel corso del 2011

Il motivo principale di questa importante diversità tra il prezzo di vendita dei moduli europei ed asiatici risiede innanzitutto nella **possibilità per i moduli cinesi di sfruttare enormi economie di scala**, che consentono di abbassare sensibilmente il costo di produzione. Si pensi che i primi 3 produttori di celle e moduli cinesi per capacità produttiva arrivano a circa 7,4 GW di capacità aggregata per la produzione di celle e 4,8 GW per i moduli.

Inoltre, l'accesso a fattori produttivi (in particolare forza lavoro) a prezzi inferiori rispetto ai produttori europei contribuisce ulteriormente a spiegare il vantaggio di costi di cui godono gli operatori asiatici, che hanno conquistato, come si discuterà più avanti nel CAPITOLO 3, importanti quote di mercato nel nostro Paese. In base a questi dati, si può affermare che, **mediamente, nel corso del 2011 il prezzo di vendita in Italia di moduli poli-cristallini e monocristallini, prodotti in Cina, è stato nell'ordine di 0,96 €/W.**

1.1.2 L'evoluzione del prezzo dei moduli a film sottile

Nel corso del 2011, anche per effetto della forte riduzione di prezzo di cui si è parlato nel paragrafo precedente, **la quota di mercato dei moduli tradizionali si è rafforzata rispetto al 2010**, raggiungendo a livello internazionale un peso sulle nuove installazioni di circa l'82%, con i moduli in film sottile che invece si fermano al 18%. Addirittura **in Italia, i moduli in film sottile hanno pesato nel corso del 2011 per circa l'8% del totale installato.** Il 2011 segna quindi un ulteriore rallentamento delle aspettative di diffusione dei moduli di seconda generazione, già riviste al ribasso dagli operatori nel corso del 2010. Questo è facilmente comprensibile visto **che il punto di forza dei moduli in film sottile dovrebbe essere proprio quello di avere**, a fronte di efficienze di conversione contenute ed una maggiore incertezza sulla capacità di mantenere le proprie prestazioni nel tempo, **un costo decisamente inferiore rispetto ai moduli tradizionali.** Con le dinamiche di prezzo dei moduli in silicio cristallino di cui si è parlato nel paragrafo precedente, la competitività delle tecnologie di seconda generazione sul mercato si riduce drasticamente.

Ovviamente, anche i produttori di moduli in film sottile hanno dovuto ridurre decisamente i loro prezzi di vendita, per non vedere evaporare la loro quota di mercato. La FIGURA 5 rappresenta l'andamento del prezzo dei moduli in CdTe (Tellururo di Cadmio) sui mercati europei (non si registrano particolari differenze tra i prezzi praticati in Europa ed in Italia). Esso di fatto **riflette le politiche commerciali dell'americana First Solar, leader indiscussa di queste tecnologia**, con una quota di mercato a livello internazionale di oltre il 35% dell'installato di film sottile. Come si nota, il prezzo di vendita dei moduli in CdTe è diminuito, tra inizio e fine 2011, del 33,3%, attestandosi ad un valore di fine anno pari a 0,74 €/W.



Figura 5: Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CdTe nel corso del 2011

La FIGURA 5 fornisce anche una rappresentazione dell'andamento del costo pieno industriale medio, da cui si nota come i margini lordi (che di fatto fanno riferimento al caso di First Solar), hanno subito un brusco calo tra inizio e fine anno. I margini che a Gennaio 2011 erano nell'intorno del 25%, nettamente superiori rispetto a quelli sperimentati dai produttori di moduli tradizionali, sono diminuiti sensibilmente poiché i costi medi di produzione sono scesi ad un tasso decisamente inferiore rispetto al calo dei prezzi. Questo si spiega essenzialmente con il fatto che **questa tecnologia, come la maggioranza di quelle di seconda generazione, è caratterizzata da importanti costi fissi derivanti dall'ammortamento delle linee di produzione automatizzate**. E' interessante notare come a fine 2011 la marginalità lorda industriale media che i produttori di moduli CdTe sono riusciti a conseguire è di fatto minore rispetto a quella sperimentata dai produttori di moduli di silicio italiani.

La FIGURA 6 rappresenta invece l'andamento del prezzo di vendita dei moduli in silicio amorfo (aSi) nel 2011. Diversamente dal CdTe, in questo caso vi è stata una certa differenza tra i prezzi praticati sul mercato italiano ed europeo, per cui si sono mantenuti separati i dati in figura. Si nota una diminuzione del prezzo durante l'anno nell'ordine del 44,6%. **Anche i margini si sono contratti sensibilmente**, per effetto del calo dei costi di produzione meno che proporzionale rispetto alla diminuzione del prezzo, **ma in misura minore rispetto al CdTe**. Insieme ai valori ad inizio anno molto più elevati rispetto alla tecnologia del Tellururo di Cadmio, questo spiega perché a fine anno i produttori di silicio amorfo hanno sperimentato margini lordi più di tre volte superiori rispetto al caso del CdTe.

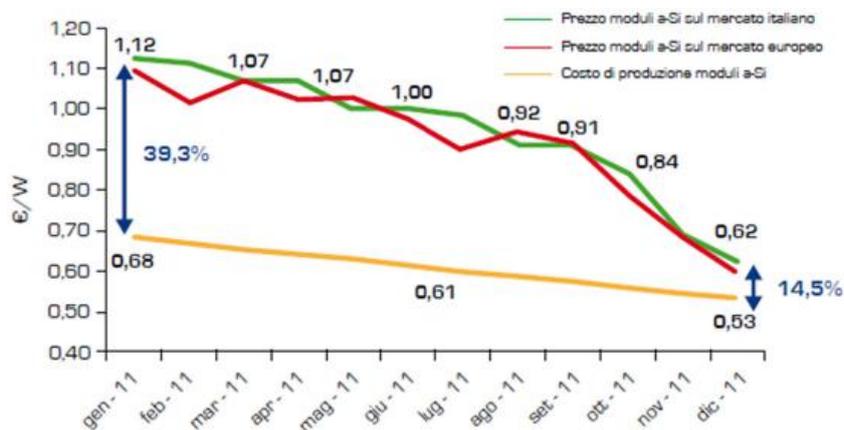


Figura 6: Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli a-Si nel corso del 2011

Per quanto riguarda infine i moduli di seconda generazione CIS (Diseleniuro di Indio e Rame), la riduzione di prezzo nel corso del 2011, come indicato in FIGURA 7, si è attestata attorno al 43%. **Il margine lordo industriale è però sceso solo del 1,6%**. Questo grazie alla capacità dei principali operatori di mettere in funzione nuove linee produttive decisamente più efficienti, che hanno assicurato un importante contenimento dei costi. Anche per in moduli in CIS una quota rilevante del costo pieno industriale è rappresentata dall’ammortamento delle linee produttive automatizzate, mentre i costi di materie prime e lavoro sono decisamente contenuti, il che rende questa tecnologia competitiva soprattutto in presenza di grandi volumi produttivi.



Figura 7: Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CIS nel corso del 2011

1.1.3 L’evoluzione del prezzo degli inverter

Come noto, oltre al modulo, un componente fondamentale dell’impianto fotovoltaico è rappresentato dall’inverter, che garantisce il raggiungimento di elevati livelli di efficienza di trasformazione e grazie al quale l’impianto si interfaccia con la rete elettrica. **L’importanza dell’inverter è destinata nel breve periodo ad aumentare nel nostro Paese**, per effetto dell’entrata in vigore della norma tecnica CEI-021 e dell’Allegato A70 al Codice di Rete di Terna, che definiscono le regole e i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere.

Il trend al ribasso del prezzo dei moduli fotovoltaici, di cui si è discusso nei paragrafi precedenti, ha interessato anche l’inverter, nonostante questo componente abbia risentito in misura minore

delle dinamiche sopraccitate rispetto al modulo. Basti considerare **che la riduzione media del prezzo degli inverter a livello internazionale nel corso del 2011 è stata del 27%**, con importanti differenze in funzione della taglia del prodotto:

- per inverter fino a 5 kW, la diminuzione del prezzo si è attestata attorno al 32%, raggiungendo a fine 2011 un valore di 0,28 €/W;
- per inverter da 5 a 10 kW, l'entità della riduzione è stata del 37%, con un prezzo medio di fine anno pari a circa 0,18 €/W;
- per inverter da 10 a 100 kW, il calo dei prezzi è stato del 19%, con valori che a Dicembre 2011 hanno raggiunto gli 0,19 €/W. Come si nota il prezzo specifico di questi inverter è superiore rispetto a quelli con taglia tra 5 e 10 kW. Questo apparentemente potrebbe sembrare irrealistico, ma bisogna ricordare che a partire dai 10 kW è necessario dotare l'inverter di componenti aggiuntivi, quali il gruppo di trasformazione e quadri di comando, che fanno lievitare il prezzo specifico;
- per inverter con potenza superiore a 100 kW, il calo dei prezzi è stato anch'esso di circa il 19%, attestandosi su un valore a fine anno di 0,15 €/W.

La riduzione del prezzo dell'inverter, soprattutto nella prima parte dell'anno, è stata causata da un fenomeno di sovra-offerta, **che ha coinvolto innanzitutto il mercato tedesco e che ha poi influenzato a cascata molti mercati europei**. Si stima che a inizio 2011 ci fossero circa 2,5 GW di inverter stoccati nei magazzini tedeschi, probabilmente per scongiurare un altro fenomeno di shortage di prodotti simile a quello che si era verificato nel corso del 2010. Quando i produttori di inverter si sono resi conto che la domanda del 2011 sarebbe stata notevolmente inferiore alle previsioni, gli inverter stoccati sono stati venduti, in alcuni casi, a prezzi decisamente ribassati, con l'obiettivo di liberarsi di capitali immobilizzati che comportavano notevoli oneri di mantenimento a scorta.

La riduzione del prezzo degli inverter non è stata così drammatica come nel caso dei moduli e sembra che **gli operatori siano stati in larga parte capaci di assorbirla, senza subire pericolosi contraccolpi sulla loro redditività e capacità di sopravvivenza**. Le cause della minore diminuzione del prezzo degli inverter rispetto ai moduli sono da ricercarsi nella più limitata competizione da parte dei produttori del Far East, che hanno incontrato maggiori barriere ad aggredire il mercato europeo ed italiano. Si pensi che a fine 2010, a livello globale, tra le prime cinque aziende mondiali produttrici di inverter non vi era alcuna realtà asiatica. In media, la quota di mercato dei produttori asiatici sul mercato europeo nel 2011 è stata pari al 2,5% (SI VEDA CAPITOLO 3), valore decisamente inferiore rispetto a quelli fatti registrare nel comparto dei moduli.

Le principali barriere che i produttori asiatici hanno incontrato fino ad oggi nel tentativo di aggredire il mercato europeo sono di due tipi:

- innanzitutto il fatto che l'inverter è un **componente che richiede un efficace servizio postvendita**. Spesso gli investitori non si fidano di un brand cinese, in media poco conosciuto, in quanto c'è incertezza sulle garanzie che è in grado di dare nel tempo in termini di assistenza e supporto;
- in secondo luogo, il gap tecnologico **tra inverter europei ed asiatici non è stato ancora colmato**, a differenza di quanto è accaduto per i moduli. Importanti differenze si rilevano soprattutto per quanto riguarda l'affidabilità e la robustezza della macchina in presenza di tensioni in input variabili.

A completamento dell'analisi, nelle FIGURE 8, 9, 10, 11 si riporta l'andamento nel 2011 del prezzo praticato dai produttori europei (italiani e non) sul mercato europeo ed italiano, oltre al costo pieno industriale che essi hanno sostenuto, distinguendo tra inverter di diversa taglia.

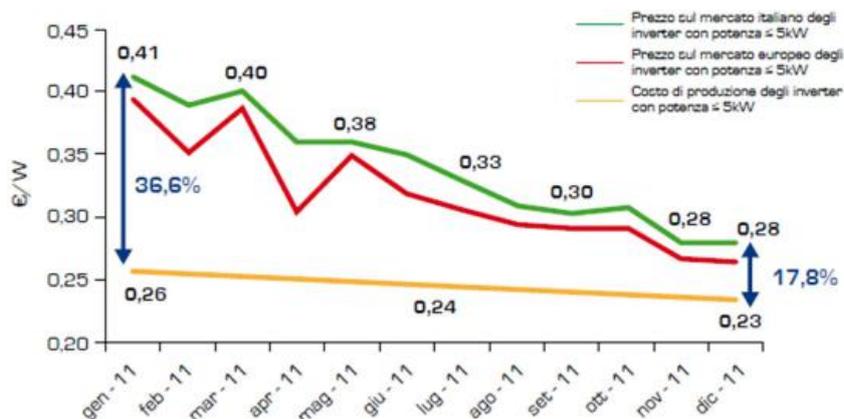


Figura 8: Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza minore o uguale a 5kW nel corso del 2011

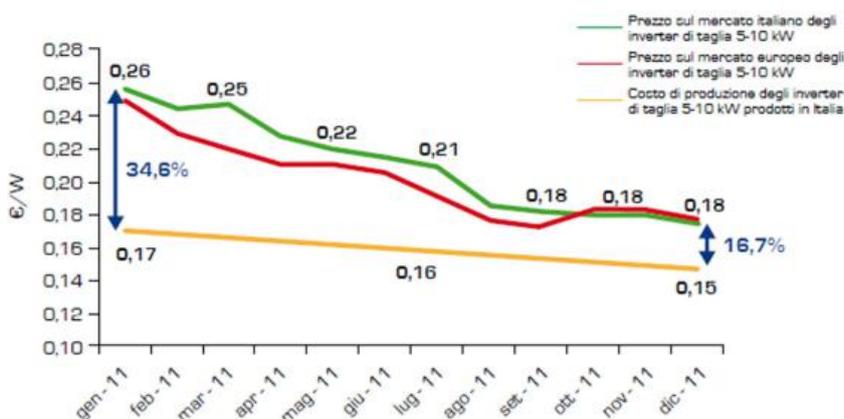


Figura 9: Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 5 e i 10 kW nel corso del 2011

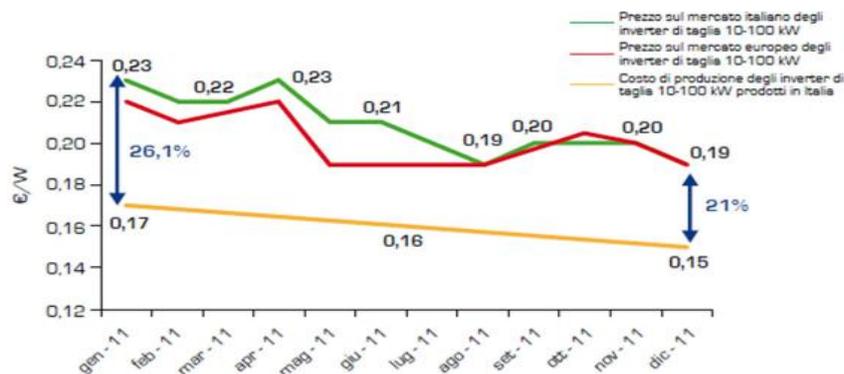


Figura 10: Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 10 e i 100 kW nel corso del 2011

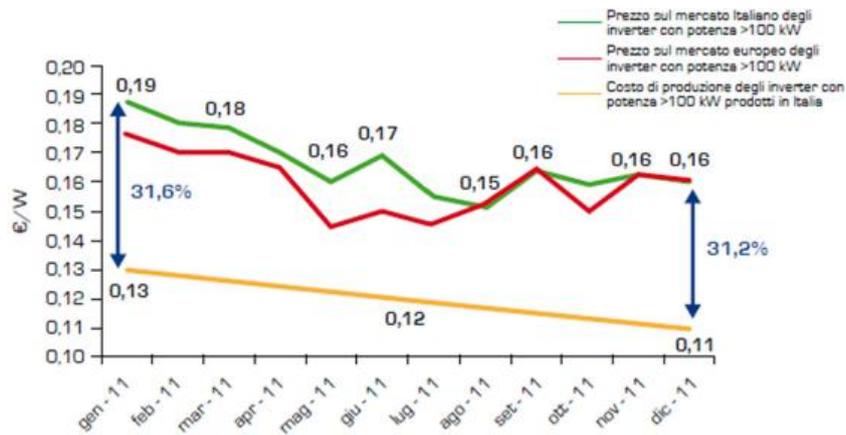


Figura 11: Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa maggiore di 100 kW nel corso del 2011

Dall'analisi delle figure si nota innanzitutto come **l'andamento dei prezzi sul mercato italiano sia mantenuto in media su livelli superiori del 3-4% rispetto a quello europeo**. Si nota quindi una situazione opposta rispetto a quella verificatasi per i moduli fotovoltaici tradizionali, il che potrebbe essere spiegato dal fatto che il mercato europeo è stato molto influenzato dalle dinamiche che hanno interessato la Germania che in alcuni periodi dell'anno, si è trovata a fronteggiare uno stock di materiale a magazzino causando un abbassamento notevole dei prezzi di vendita dei componenti.

Per quanto riguarda i margini lordi industriali, i valori che essi assumevano ad inizio anno per gli inverter di più piccole dimensioni (tra il 36 e il 34%), si sono ridotti significativamente nel corso del 2011, dimezzandosi fino ad attestarsi a Dicembre 2011 in un intorno del 16-18%. Questo è dovuto, come ovvio, ad una decrescita maggiore del prezzo degli inverter rispetto alla riduzione del costo di produzione. Gli inverter con taglia compresa tra 10 e 100 kW hanno invece sperimentato un calo dei margini lordi di soli 5 punti percentuali tra l'inizio e la fine dell'anno, rimanendo, a Dicembre 2011, sopra il 20%. Infine i prodotti con potenze maggiori hanno mantenuto i propri margini nell'intorno del 31%, con una riduzione minima (pari a 0,4%) tra inizio e fine anno. In questo caso, la lieve flessione nei prezzi si è accompagnata ad una leggera ed analoga riduzione dei costi di produzione. Come si può notare dai grafici, **il margine garantito dalla produzione di inverter è sensibilmente superiore a quello della produzione di moduli, specialmente per i produttori che dispongono di una dimensione tale da sfruttare importanti vantaggi di costo dovuti al fenomeno delle economie di scala.**

1.1.4 Il prezzo dei componenti nei primi mesi del 2012

Dopo un'analisi del prezzo dei moduli e degli inverter nel corso del 2011, è interessante fornire un aggiornamento dell'analisi considerando i primi tre mesi del 2012. In particolare, per quanto riguarda i moduli:

- il prezzo dei moduli europei in **silicio poli-cristallino** è passato da un valore di 0,82 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,74 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari al 9,7%**;
- il prezzo dei moduli europei in **silicio mono-cristallino** è passato da un valore di 0,84 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,77 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari al 8%**;
- il prezzo dei moduli in **silicio amorfo (a-Si)** sul mercato italiano, è passato da un valore a Dicembre 2011 di 0,62 €/W **ad un valore di 0,59 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari al 5%**;

- il prezzo dei moduli in **Tellururo di Cadmio (CdTe)** sul mercato italiano, è passato da un valore di 0,74 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,68 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione dell'8%**;
- il prezzo dei moduli in **Diseleniuro di Indio e Rame (CIS)** sul mercato italiano è passato da un valore di 0,85 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,76 €/W a Marzo 2012 con una diminuzione del 10,5%**.

Per quanto riguarda gli inverter prodotti in Europa e commercializzati sul mercato italiano, i prezzi medi sono stati:

- per inverter **fino a 5 kW, il prezzo a Marzo 2012 si è attestato nell'intorno di 0,26 €/W**, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 7,1%; per inverter da 5 a 10 kW, il prezzo a Marzo 2012 era nell'ordine di 0,17 €/W, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 5,5%;
- per inverter **da 10 a 100 kW, il prezzo a Marzo 2012 si è attestato intorno a 0,18 €/W**, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 5,3%;
- per inverter con potenza **superiore a 100 kW il prezzo a Marzo 2012 era mediamente pari a 0,14 €/W**, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 12,5%.

I prezzi degli inverter nei primi mesi del 2012 sono però stati affetti da grande variabilità, a causa delle incertezze normative che si prospettano per la seconda metà del 2012.

1.1.5 Il prezzo di vendita degli impianti chiavi in mano e la scomposizione dei costi

Come è facilmente intuibile considerato l'andamento dei prezzi dei suoi componenti fondamentali, **anche il prezzo chiavi in mano dell'impianto si è ridotto notevolmente, in Italia quanto in Europa, nel corso del 2011**. Di seguito si descrive brevemente l'evoluzione dei prezzi specifici di un impianto chiavi in mano (al lordo dell'IVA) installato in Italia con componenti europei, suddivisi per segmenti di mercato:

- **gli impianti da 3 kW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 che si attestava nell'intorno dei 4.500 €/kW, ad un prezzo che a Dicembre 2011 era sceso a 3.000-3.100 €/kW. La diminuzione è stata pari al 33% nel corso dell'anno. Sempre nel segmento residenziale (0-20 kW di potenza), gli impianti da 20 kW erano venduti ad un prezzo medio a Gennaio 2011 pari a circa 4.000 €/kW, prezzo sceso a fine Dicembre a 2.800 €/kW;
- **gli impianti da 200 kW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 che si attestava nell'intorno dei 3.500 €/kW, ad un prezzo che a Dicembre 2011 era pari in media a 1.900 €/kW, con una diminuzione di circa il 45% nel corso dell'anno;
- **gli impianti da 1 MW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 nell'intorno dei 2.800 €/kW ad un prezzo che a dicembre 2011 era diventato di 1.650 €/kW, con una diminuzione pari a circa il 41% nel corso dell'anno.

Nel corso del 2011 **l'articolazione del costo chiavi in mano di un impianto fotovoltaico nelle diverse componenti di cui è costituito è cambiata rispetto agli anni precedenti**. In FIGURA 12, 13, 14 sono riportati i costi suddivisi per componenti per impianti installati a Dicembre 2011.

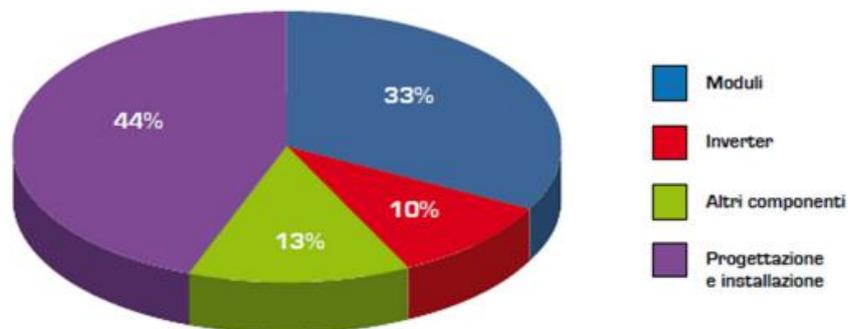


Figura 12: Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 3 kW a Dicembre 2011

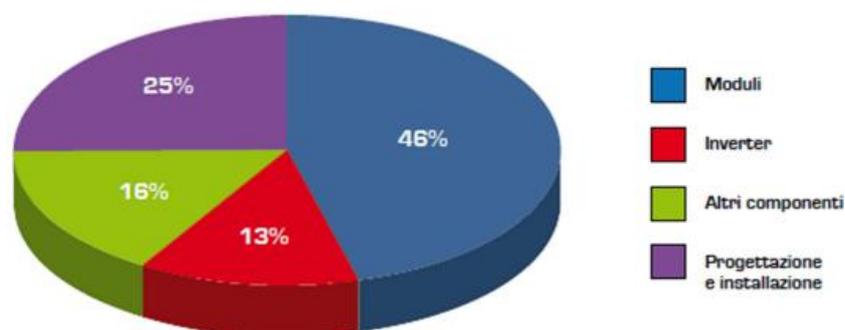


Figura 13: Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 200 kW a Dicembre 2011

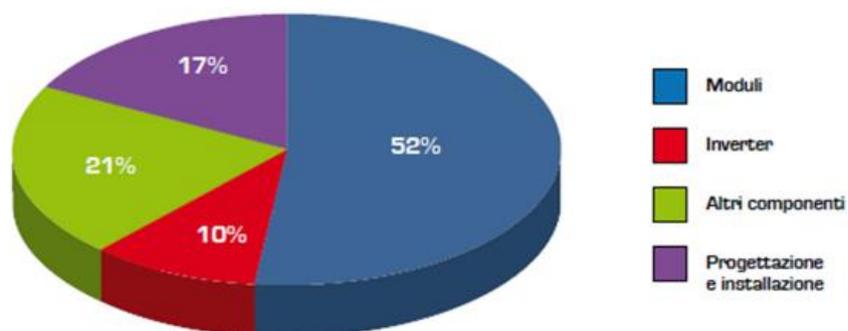


Figura 14: Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 1 MW a Dicembre 2011

E' interessante notare **come il peso percentuale dei moduli aumenti sensibilmente all'aumentare della taglia dell'impianto** (dal 33% per l'impianto da 3 kW al 52% per l'impianto da 1 MW) poiché il costo dell'impianto chiavi in mano diminuisce notevolmente mentre il prezzo dei moduli diminuisce, a causa del mancato surplus della attività di distribuzione e dei vantaggi di scala derivanti da forniture di grandi dimensioni, ma in maniera meno che proporzionale rispetto al prezzo "chiavi in mano".

Inoltre le attività di progettazione e installazione diminuiscono il loro peso percentuale all'aumentare della taglia dell'impianto. Se confrontiamo la scomposizione dei costi dell'impianto da 3 kW con quella effettuata nel 2010, notiamo che è **diminuito del 7% il peso dei moduli a causa della diminuzione del prezzo nel corso del 2011 e dell'1% quello degli inverter**, anche in questo caso per la diminuzione dei prezzi nel corso dell'anno. **Aumenta il peso percentuale degli**

altri componenti di circa il 3% poiché i prezzi sono rimasti pressoché uguali tra un anno e l'altro e **aumenta anche il peso delle attività di progettazione e installazione (+5%).**

1.2 Le prospettive future della tecnologia fotovoltaica

Dopo aver ampiamente discusso le principali dinamiche tecnologiche che hanno contraddistinto il 2011 del fotovoltaico in Italia ed in Europa, in questo paragrafo si riportano i risultati di uno studio che ha coinvolto in modo sistematico tutti i principali operatori del fotovoltaico in Italia, cui è stato somministrato un questionario che ha permesso di raccogliere la **loro opinione in merito all'evoluzione futura che le principali variabili tecnologiche (tra cui il prezzo dei moduli e la loro efficienza di conversione) verosimilmente sperimenteranno nei prossimi anni.** I risultati di questa indagine estensiva sono stati integrati con la base di dati qualitativi raccolta attraverso la conduzione di interviste dirette a *key informants*.

1.2.1 L'andamento atteso del prezzo dei moduli

Si riportano innanzitutto i risultati delle analisi condotte in merito all'andamento atteso del prezzo dei moduli fotovoltaici. La TABELLA 1 contiene il range di prezzo per le diverse tecnologie fotovoltaiche, negli anni 2012 e 2013, nel caso di vendita di moduli prodotti da imprese europee (comprese ovviamente le imprese italiane) sul mercato italiano. Le stesse informazioni sono rappresentate in forma grafica in FIGURA 15.

Tecnologia	Anno	Prezzo dei moduli (€/W)
Mono - Si	2011	1,19
	2012	0,75 - 0,77
	2013	0,69 - 0,70
Poli - Si	2011	1,18
	2012	0,72 - 0,74
	2013	0,66 - 0,67
A - Si	2011	0,94
	2012	0,55 - 0,60
	2013	0,52 - 0,56
CdTe	2011	0,93
	2012	0,63 - 0,66
	2013	0,58 - 0,60
CIS	2011	1,16
	2012	0,72 - 0,75
	2013	0,65 - 0,66

Tabella 1: L'andamento atteso del prezzo dei moduli fotovoltaici

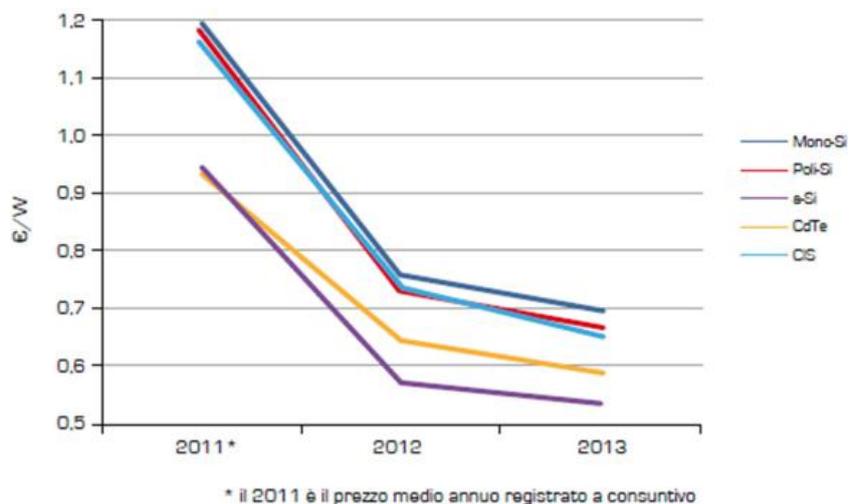


Figura 15: Andamento atteso del prezzo di vendita dei moduli europei sul mercato italiano nel 2012 e 2013

Come si nota, **la diminuzione di prezzo attesa dagli operatori** è particolarmente accentuata tra il 2011 e il 2012 (nell'ordine del 31% in media sulle diverse tecnologie), il che lascia intendere che possa proseguire in Italia il trend già registrato nel 2011. Bisogna considerare inoltre che nella TABELLA 1 e nella FIGURA 15 si utilizzano come parametri il prezzo medio fatto registrare annualmente. Di conseguenza, gran parte della riduzione del prezzo tra 2011 e 2012 è già stata scontata negli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012, dove le dinamiche al ribasso dei prezzi sono state particolarmente accentuate.

Per quanto riguarda nello specifico i moduli in silicio mono-cristallino, è attesa una diminuzione del prezzo medio annuo del 36% tra il 2011 e il 2012. **Con ogni probabilità, quindi, i moduli a fine 2012 avranno un prezzo inferiore rispetto agli 0,76 €/W che è il valore medio sui dodici mesi del 2012.**

Si nota inoltre come, tra il 2012 e il 2013, ci possa essere un ulteriore calo del prezzo medio sull'anno di circa l'8,5% a detta degli operatori. Una dinamica del tutto simile è attesa per la tecnologia del silicio poli-cristallino, con una diminuzione del prezzo stimata del 38% tra 2011 e 2012 e del 9% tra 2012 e 2013, in termini di valori medi sui dodici mesi.

I moduli in silicio amorfo sono quelli che presentano prezzi attesi in valore assoluto inferiori, come è logico che sia dato che nel corso del 2011 essi hanno avuto un prezzo decisamente inferiore alle altre tecnologie. Il calo dei prezzi atteso tra il 2011 e il 2012 si attesta al 39%, mentre la diminuzione prospettata tra 2012 e 2013 è in media del 6%. Probabilmente il minore costo di produzione dei produttori di moduli a-Si permetterà loro di poter agire sulla leva del prezzo più di quanto potranno fare negli anni futuri i produttori di tecnologie tradizionali, già ampiamente sotto pressione per quanto riguarda la marginalità industriale. **Percentualmente inferiore è la riduzione anno su anno attesa per i moduli CdTe**, pari al 30% per il 2012 sul 2011 ed al 9% per il 2013 sul 2012. Probabilmente in questo caso, diversamente dai produttori a-Si, gli operatori del CdTe (prima su tutti First Solar) non avranno significativi margini di riduzione del loro costo pieno industriale, il che imporrà la necessità di mantenere pressoché invariato il prezzo di vendita, con ogni probabilità a scapito della quota di mercato. Infine, si nota come i moduli CIS presenteranno verosimilmente un calo atteso dei prezzi nell'ordine del 34% tra 2011 e 2012 e dell'11% tra 2012 e 2013.

1.2.2 L'andamento atteso dell'efficienza dei moduli

L'efficienza di un modulo fotovoltaico è calcolata come il rapporto tra la potenza elettrica in uscita dai morsetti del modulo stesso e la potenza della radiazione solare che incide sulla sua superficie totale, utilizzando un valore di irraggiamento di riferimento pari a 1.000 W/m². In questa sezione si considereranno innanzitutto i livelli di efficienza media annuale, ossia pesata sui volumi

di produzione dei moduli che saranno venduti sul mercato italiano e realizzati da produttori europei (italiani compresi).

In particolare, nella TABELLA 2 sono riportate le aspettative degli operatori in merito all'efficienza media dei moduli per le diverse tecnologie, negli anni 2012, 2013 e 2014.

Tecnologia	Anno	Efficienza moduli (%)
Mono - Si	2011	15,1
	2012	15,5
	2013	16,1
	2014	16,5
Poli - Si	2011	14,8
	2012	15,1
	2013	15,5
	2014	16,1
A - Si	2011	7,0
	2012	7,4
	2013	7,7
	2014	8,2
CdTe	2011	11,7
	2012	12,4
	2013	13,0
	2014	13,4
CIS	2011	12,3
	2012	13,6
	2013	14,1
	2014	14,6

Tabella 2: Andamento atteso dell'efficienza media dei moduli fotovoltaici europei commercializzati in Italia

L'analisi della TABELLA 2 mostra innanzitutto come **ci siano dei miglioramenti attesi di efficienza piuttosto eterogenei tra le diverse tecnologie fotovoltaiche**. In particolare, le tecnologie meno mature (tra cui ovviamente CIS e CdTe) fanno registrare dei margini di miglioramento più ampi, come è facilmente intuibile. Ad esempio, **ci si aspetta che i moduli CdTe possano arrivare a livelli di efficienza pari al 13,4% nel 2014**, mentre i moduli in CIS potrebbero addirittura toccare valori del 14,6%.

Le tecnologie tradizionali ci si attende tocchino nel 2014 livelli di efficienza pari al 16,1% per i moduli in silicio poli-cristallino e del **16,5% per i moduli in silicio mono-cristallino**, staccando così di 1,5-2 punti percentuali i moduli in CIS, che potrebbero rappresentare al 2014 la seconda tecnologia in termini di efficienza. **Non sembra invece che gli operatori ritengano ci siano importanti margini di miglioramento dell'efficienza dei moduli in silicio amorfo.**

A completamento di questa analisi, la FIGURA 16 riporta sinteticamente il miglioramento percentuale atteso dell'efficienza media dei moduli fotovoltaici tra il 2011 e il 2014.

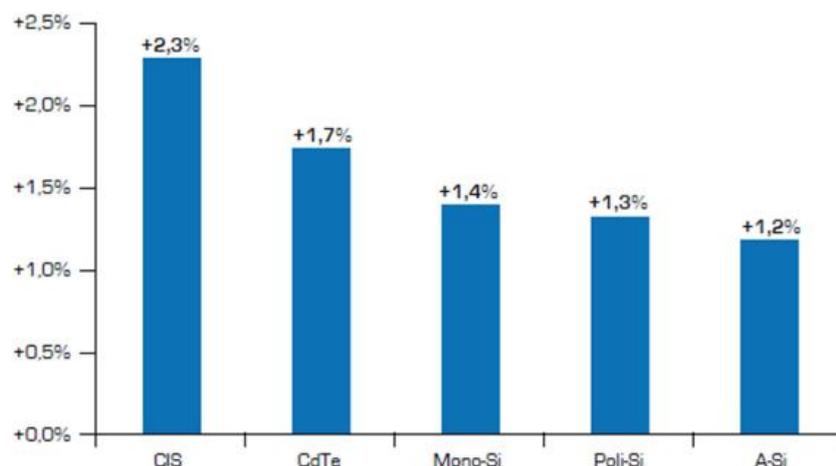


Figura 16: Miglioramento percentuale dell'efficienza per le diverse tipologie di moduli fotovoltaici tra il 2011 e il 2014

Dalle opinioni degli operatori raccolte durante lo studio emerge come **la tecnologia tradizionale del silicio cristallino abbia ancora dei discreti margini di miglioramento dell'efficienza di conversione al 2014**, perfino superiori ai moduli a-Si, nonostante stia ormai approssimando la sua maturità. Difficilmente si potranno ottenere ulteriori tangibili miglioramenti di efficienza, nonostante le imprese mettano in campo importanti sforzi di R&S.

I dati fin qui riportati, fanno riferimento **all'efficienza media di mercato che ci si aspetta si osserverà nei prossimi anni**. Il nostro studio ci ha permesso anche di raccogliere dei dati in merito all'efficienza massima che ci si aspetta potrà essere raggiunta, in moduli industrializzati ad alte prestazioni, nei prossimi anni. Si tratta di dati raccolti incrociando le opinioni degli operatori con l'analisi di pubblicazioni scientifiche e report tecnici predisposti dai principali enti di ricerca attivi sul tema (SI VEDA LA TABELLA 3).

Tecnologia	Anno	Previsione efficienza moduli ad alte prestazioni (%)
Mono - Si	2012	20,5 - 20,9
	2013	20,5 - 21,4
	2014	21 - 21,9
Poli - Si	2012	18,4 - 19,5
	2013	18,6 - 19,7
	2014	18,8 - 20,0
A - Si	2012	10,0 - 10,5
	2013	10,5 - 10,7
	2014	10,5 - 11,0
CdTe	2012	12,4 - 13,3
	2013	12,7 - 13,7
	2014	13,1 - 14,2
CIS	2012	13,7 - 14,4
	2013	14,3 - 14,6
	2014	14,9 - 15,0

Tabella 3: Efficienze massime attese per i moduli ad alte prestazioni

1.2.3 L'andamento atteso del costo di conversione solare

Per meglio evidenziare il trend di sviluppo della tecnologia utilizzata nei moduli fotovoltaici, nella FIGURA 17 viene illustrato l'andamento atteso, come emerso dalla nostra analisi sul campo, del cosiddetto costo di conversione solare. Si tratta di un indicatore ottenuto dividendo il prezzo del modulo per la sua efficienza.

Questo indicatore è misurato in € su Watt equivalenti (€/Weq) e mette a confronto l'efficienza con il prezzo delle singole tecnologie. L'indicatore, come si può notare, diminuisce sia per effetto di una riduzione del prezzo del modulo, sia per aumenti di efficienza. L'indicatore riportato nella FIGURA 17 è stato ovviamente costruito considerando i dati sopraccitati di prezzo medio annuo sul mercato italiano e di efficienza media dei moduli europei.

Chiaramente **questo indicatore è molto utile per identificare le tecnologie migliori per applicazioni intensive, dove cioè è importante ricavare la massima potenza da una superficie limitata**, come potrebbe essere il caso di un impianto a tetto di ristrette dimensioni. Al contrario, questo indicatore non è di importanza così fondamentale quando si pensa ad applicazioni fotovoltaiche estensive, ossia dove la superficie del campo fotovoltaico non rappresenta un vincolo stringente e dove quindi diventa più importante l'aspetto del prezzo rispetto all'efficienza del modulo (ossia dello spazio necessario per raggiungere una certa potenza di picco).

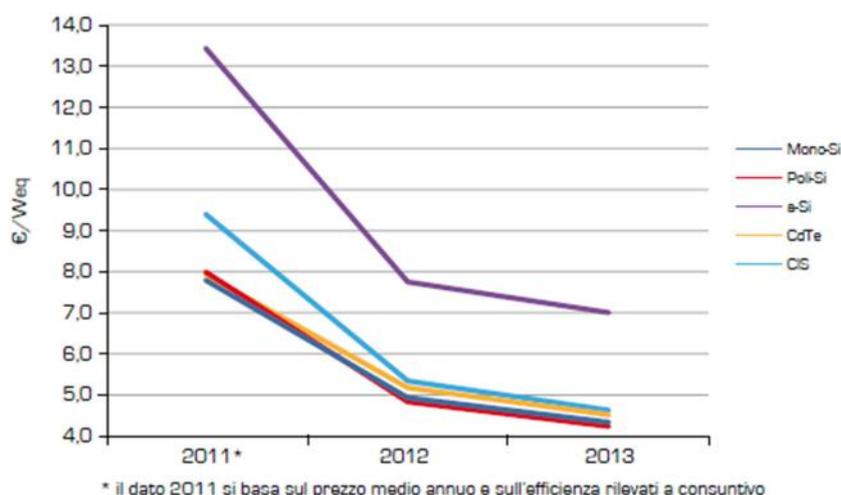


Figura 17: Andamento atteso del costo di conversione solare per le principali tecnologie di moduli fotovoltaici prodotti in Europa

Dalla FIGURA 17 emerge come il costo di conversione solare risulti più basso per le tecnologie tradizionali (silicio mono- e poli-cristallino) anche in ottica prospettica. Infatti, a fronte di un prezzo leggermente maggiore dei moduli a tecnologia tradizionale rispetto a quelli a film sottile, la loro efficienza più che controbilancia la differenza di prezzo.

Sembrerebbe quindi che, nei due anni considerati da quest'analisi, **le tecnologie tradizionali continueranno verosimilmente ad avere nel complesso, soprattutto per le applicazioni intensive** (cioè quelle dove la superficie totale dei moduli fotovoltaici rappresenta un vincolo stringente nella progettazione dell'impianto), **una convenienza maggiore rispetto al film sottile**. Il silicio amorfo, pur essendo la tecnologia che sperimenta un prezzo minore e che ha maggiori potenzialità in ottica di riduzione dei prezzi rappresenta tuttavia la tecnologia con un costo di conversione solare, atteso e prospettivo, più alto.

Questo è ovviamente dovuto al fatto che i valori di efficienza sono nettamente più bassi rispetto alle tecnologie tradizionali ed agli altri moduli di seconda generazione. **I moduli in CIS sembrano invece avere una combinazione di prezzo ed efficienza che permette loro, specialmente in ottica**

futura, di avere una curva del costo di conversione che si avvicina di più alle tecnologie tradizionali. Questi moduli, infatti, sebbene nel corso del 2011 siano rimasti sopra al CdTe come costo di conversione, già dal 2012 dovrebbero essere in grado di sperimentare dei sensibili miglioramenti, riportandosi a valori inferiori al CdTe.

1.2.4 L'andamento atteso del prezzo degli inverter

A differenza dei moduli fotovoltaici, il cui prezzo è fortemente influenzato dall'andamento del prezzo della materia prima fondamentale, ossia il silicio di grado solare, **nel caso degli inverter ha un peso molto importante il processo produttivo e la convenienza dell'approvvigionamento dei molteplici componenti di cui è costituito.** Le più importanti aziende produttrici di inverter sono particolarmente impegnate nell'abbattimento dei costi di produzione attraverso un miglioramento continuo dell'efficienza del processo produttivo.

La TABELLA 4 riporta le aspettative di evoluzione del prezzo medio di vendita degli inverter, per il prossimo biennio, realizzati da produttori europei e venduti sul mercato italiano. Le analisi si basano sulla medesima metodologia illustrata in precedenza. In FIGURA 18 si riportano gli stessi dati in forma grafica e rapportati al prezzo medio registrato a consuntivo nel corso del 2011.

Tecnologia	Anno	Prezzo inverter (€/W)
< 5 kW	2011	0,33
	2012	0,24 - 0,25
	2013	0,2 - 0,22
5 - 10 kW	2011	0,21
	2012	0,16 - 0,17
	2013	0,15 - 0,16
10 - 200 kW	2011	0,21
	2012	0,16 - 0,17
	2013	0,15 - 0,16
> 200 kW	2011	0,17
	2012	0,12 - 0,13
	2013	0,11 - 0,12

Tabella 4: Andamento medio atteso del prezzo di vendita sul mercato italiano degli inverter prodotti in Europa per taglie differenti

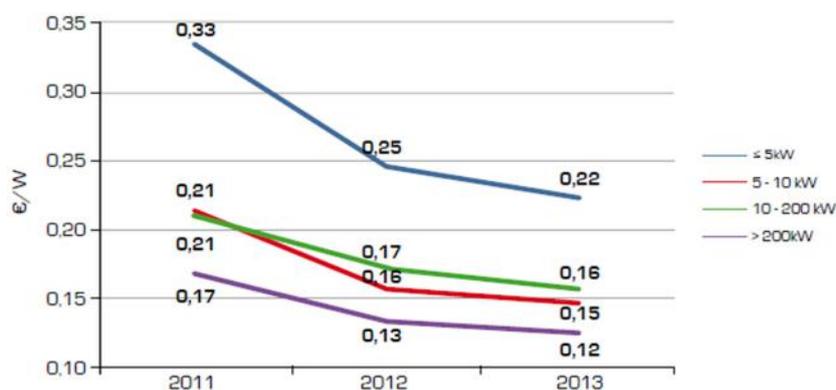


Figura 18: Andamento medio atteso del prezzo degli inverter sul mercato italiano

Dall'analisi dei dati si nota come le diminuzioni di prezzo previste differiscano, anche se in modo non importante, in funzione della taglia dell'impianto.

In particolare:

- **per inverter fino a 5 kW**, la diminuzione del prezzo prevista si attesta attorno al 24% per il 2012 (rispetto al 2011) ed al 12% per il 2013 (rispetto al 2012). **Questo tipo di inverter è quello che presenta un potenziale di riduzione dei prezzi maggiore**, il che sembra lasciare intendere da un lato che si tratti della tecnologia meno matura, dall'altro che gli sforzi di innovazione delle imprese produttrici siano particolarmente concentrati su questa taglia di inverter, che probabilmente è quella caratterizzata da un maggiore potenziale di mercato in ottica di generazione diffusa e transizione verso il paradigma *smart grid*;
- **per inverter da 5 a 10 kW**, il calo dei prezzi previsto per il 2012 è del 24% ed un ulteriore 6% nel 2013;
- **per inverter da 10 a 100 kW**, l'entità della riduzione dei prezzi prevista è nell'ordine del 19% per il 2012 e del 6% tra il 2012 e il 2013;
- infine, **per inverter con potenza superiore a 100 kW**, ci si attende una variazione dei prezzi in diminuzione del 23% tra il 2011 e il 2012 e dell'8% tra il 2012 e il 2013.

1.3 Il fotovoltaico a concentrazione

È proseguito, nel corso del 2011, l'interesse da parte degli operatori per la tecnologia del **fotovoltaico a concentrazione**, nonostante i livelli di installazione rimangano decisamente bassi. Si pensi che nel corso del 2011 il valore di installato in Italia per questi sistemi è stato pari a poco più di 30 kW, con tre impianti effettivamente installati. L'installato mondiale, nel corso del 2011, sebbene sia di poco superiore ai 30 MW, vede più di 550 MW in fase di costruzione per i prossimi anni in Paesi quali USA, Spagna, Australia. Per questo motivo si cerca, nel presente paragrafo, di fornire un quadro aggiornato sugli sviluppi tecnologici che interessano questa soluzione innovativa. Il principio alla base del fotovoltaico a concentrazione consiste nel convogliare la radiazione solare diretta su una cella fotovoltaica di minima superficie, con il duplice effetto di ridurre il costo della cella (per effetto delle sue limitate dimensioni) e di aumentarne le prestazioni energetiche dell'intero sistema. La concentrazione della radiazione solare viene ottenuta per mezzo di ottiche riflettenti (specchi) o rifrattive (lenti).

Questi sistemi, **se posizionati in aree con un buon irraggiamento, permettono di aumentare l'efficienza di conversione fotovoltaica** in modo significativo rispetto alle tecnologie tradizionali, tuttavia presentano una maggiore complessità impiantistica e di progettazione dovuta a:

- **necessità di un accurato sistema di tracking** che mantenga la superficie del modulo sempre perpendicolare alla radiazione diretta, con tolleranze di pochi centesimi di grado nei sistemi ad alta concentrazione;
- **necessità di un sistema di raffreddamento della cella** che, dato l'elevato irraggiamento per unità di superficie, tende a raggiungere temperature troppo elevate se non opportunamente refrigerata. La temperatura di lavoro media di una cella ad alta concentrazione deve essere quindi mantenuta inferiore ai 200-250°C tramite sistemi di raffreddamento ad aria, utilizzando piccoli scambiatori con alette metalliche, spesso a circolazione naturale per non complicare ulteriormente l'impianto, oppure con sistemi a liquido con l'utilizzo di microtubi e con la possibilità di impiegare il calore sottratto alle celle per la cogenerazione;
- **necessità di localizzare l'impianto in aree con elevata radiazione diretta**, il che complica notevolmente l'analisi delle caratteristiche del sito in fase di progettazione dell'impianto e limita il numero di aree adatte ad installazioni di questo tipo. In Italia la scarsità della radiazione diretta, che assume valori interessanti solo per pochi mesi all'anno in alcune zone del sud Italia (in particolare la Sicilia), non garantisce una producibilità annua di questi impianti sensibilmente superiore a quella ottenibile con impianti tradizionali, il che rende non molto conveniente la loro realizzazione.

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione presentano caratteristiche fortemente eterogenee tra loro, soprattutto per quanto riguarda il fattore di concentrazione.

Si può distinguere tra:

- **sistemi a bassa concentrazione** (con un fattore di concentrazione 2x-3x), che sono basati su sistemi riflettenti molto semplici, costituiti da “alette” di alluminio poste ai lati di un tradizionale modulo fotovoltaico (SI VEDA FIGURA 19). Sono stati concepiti in particolare nel 2007 e 2008 per far fronte ad un fenomeno di shortage di moduli fotovoltaici sul mercato, ma oggi sono praticamente in disuso se non per installazioni di nicchia, quali il fotovoltaico galleggiante, di cui si parlerà nel BOX 2;
- **sistemi a media concentrazione** (con fattore di concentrazione 10x-200x), che utilizzano celle in silicio monocristallino o a film sottile, spesso abbinate ad un sistema di tracking ad un grado di libertà e a concentratori a specchio parabolico (SI VEDA LA FIGURA 20). Questa configurazione è normalmente utilizzata nel caso di realizzazione di un sistema cogenerativo.
- **sistemi ad alta concentrazione** (con fattore di conversione 400x-1000x), che utilizzano celle con standard qualitativi elevati, normalmente a tripla giunzione ed alta efficienza (in alcuni casi superiore al 44%), ottiche point focus che concentrano la radiazione in un solo punto, costituite da lenti convesse o di fresnel e da un accuratissimo sistema di tracking a due gradi di libertà. Queste tecnologie permettono di raggiungere un'efficienza complessiva del sistema che supera il 30% (SI VEDA la FIGURA 21).



Figura 19: Sistema fotovoltaico a bassa concentrazione

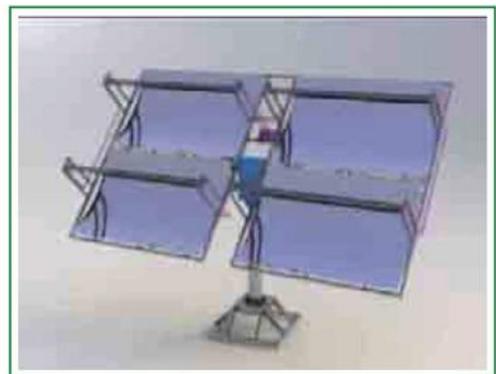


Figura 20: Sistema fotovoltaico a media concentrazione



Figura 21: Sistema fotovoltaico ad alta concentrazione

Il solare a concentrazione rappresenta una tecnologia ancora in fase di studio e oggetto di numerosi progetti di Ricerca & Sviluppo, tra cui diversi finanziati dalla Comunità Europea, che vedono in prima linea imprese italiane. Grazie a questi importanti sforzi di innovazione, **nel corso degli ultimi due anni i costi di realizzazione per un sistema ad alta concentrazione con inseguimento biassiale e calcolato con un fattore di irraggiamento diretto standard ($G_d = 900 \text{ W/m}^2$) sono arrivati a circa 3-3,5 €/W, partendo dai 4-4,5 €/W di fine 2009.**

Si consideri che **il fotovoltaico a concentrazione ha ancora interessanti margini di miglioramento sia dal punto di vista delle performance ottenibili** (in particolare in termini di incremento dell'efficienza delle celle e della precisione dei sistemi di inseguimento) che dei costi di produzione. La FIGURA 22 riporta un'indicazione di massima della ripartizione dei costi di un impianto fotovoltaico a concentrazione ad alta concentrazione.



Figura 22: Ripartizione dei costi di un sistema fotovoltaico ad alta concentrazione

Si prenda ad esempio un impianto ad alta concentrazione ad inseguimento biassiale localizzato in Sicilia con un irraggiamento diretto annuo (sui due assi di inseguimento) di 1.900 kWh/anno. I costi di realizzazione dell'impianto sarebbero di 3,5 €/W, a cui vanno aggiunti costi autorizzativi dipendenti dalla regione dove avviene l'installazione (in Sicilia questi costi aggiuntivi possono essere stimati nell'ordine di 0,25 €/W). Il

costo totale chiavi in mano risulterebbe quindi pari a 3,75 €/W. Con questo costo di impianto e con gli incentivi previsti dal Quarto Conto Energia, si riuscirebbe a raggiungere un IRR di circa il 10%, che però potrebbe arrivare fino al 14% a seconda del tasso di interesse del finanziamento. Come si vede, **la redditività di questi sistemi in area ad elevato irraggiamento diretto raggiunge un valore accettabile per un investitore già oggi, con gli attuali costi di impianto.**

1.3.1 Le principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione

Il fotovoltaico a concentrazione rappresenta una **tecnologia verso cui le imprese italiane hanno dimostrato un particolare interesse negli ultimi anni**, spinte in questo anche dall'evoluzione del quadro normativo che ha, con il Quarto Conto Energia, riservato degli incentivi ad hoc per le installazioni che utilizzano questo sistema. **La maggior parte delle imprese italiane attive in questo comparto adotta un modello di business che si focalizza sulla realizzazione in house di moduli ed eliostati** e prevede l'acquisto delle celle ad alta efficienza da fornitori internazionali come Emcore e Spectrolab. Altre imprese acquistano invece sul mercato anche i moduli, come accade per Alitec e Telicom, o l'eliostato, come invece è il caso di Cpower. La TABELLA 5 riporta un elenco delle principali imprese con attività nel campo del fotovoltaico a concentrazione.

Impresa	Città	Celle	Moduli	Eliostato
Becar (Beghelli)	Bologna	Multigiunzione, acquistate sul mercato	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Angelantoni	Perugia	Multigiunzione, acquistate sul mercato	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Pirelli	Milano	Multigiunzione, acquistate da Emcore	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Cpower	Ferrara	Silicio cristallino, acquistate da Narec	Realizzato internamente	Acquistati sul mercato
Aest	Gorizia	Multigiunzione, acquistate da Spectrolab	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Alitec	Pisa	Multigiunzione, acquistate da Emcore	Acquistati da Emcore	Realizzato internamente
Telicom	Milano	Multigiunzione, acquistate da Arima Eco Energy	Acquistati da Arima eco Energy	Realizzato internamente

Tabella 5: Principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione

A livello europeo sono attivi diversi progetti di Ricerca & Sviluppo sul tema del fotovoltaico a concentrazione. I principali sono raccolti e brevemente descritti in questo box .

- **Progetto “ECOSOLE”**

Finanziato in ambito FP7, il progetto, che richiede un investimento di 12 mln €, di cui 7 finanziati dall’Unione Europea, ha l’obiettivo di realizzare un sistema ad alta concentrazione basato su ottiche a riflessione, celle multi giunzione, sistemi di raffreddamento innovativi ed efficienti algoritmi di tracking. Tutto questo assieme alla messa a punto di una linea di produzione efficiente, capace di minimizzare i costi industriali attraverso il ricorso spinto all’automazione. Le aziende partecipanti al progetto sono: Becar-Beghelli (Italia), ENEA (Italia), Universidad Politecnica de Madrid (Spagna), Quantasol Limited (Gran Bretagna), Evonik Degussa GmbH (Germania), AUREL (Italia), Fundacion Tecnalia Research & Innovation (Spagna), Optics and Energy Concepts (Germania), Plamtex (Slovenia), Ben-Gurion University Of The Negev (Israele).

- **Progetto “NGCPV” (A new generation of concentrator photovoltaic cells, modules and systems)**

Finanziato in ambito FP7, si tratta di un progetto nato da un accordo tra Europa e Giappone che prevede un investimento di circa 7 mln € e si pone i seguenti obiettivi: (i) realizzare un prototipo di cella per impianto a concentrazione con il 43% di efficienza ed elaborare una roadmap tecnologica per il raggiungimento della soglia del 50%; (ii) realizzare un modulo per impianto a concentrazione con efficienza del 35% ed elaborare una roadmap per raggiungere l’obiettivo del 40%; (iii) sviluppare tools per la caratterizzazione dei processi manifatturieri di celle e moduli fotovoltaici a concentrazione ad alta accuratezza; (iv) mettere a punto accurati modelli previsionali per l’energy rating dei sistemi fotovoltaici a concentrazione, ovvero il calcolo della produzione attesa annuale dell’impianto in funzione del luogo d’installazione. Le aziende partner della ricerca sono: Universidad Politécnica de Madrid, Fraunhofer Institut, Imperial College of Science Technology and Medicine, ENEA, BSQ, PSE, CEAINES, University of Tokyo, Toyota Technological Institute, AIST, SHARP, Daido Steel, University of Miyazaki, Asahi Kasei, Kobe University, Takano.

- **Convenzione ENEA-MATTM**

Il progetto ENEA-MATTM mira allo sviluppo di sistemi ibridi fotovoltaici-termici a concentrazione, con efficienza complessiva del 65%, in grado di produrre calore a temperatura superiore di 100°C sviluppando un rapporto tra potenza elettrica e potenza termica di 1:4. Il progetto è stato finanziato direttamente dal Ministero con un investimento di 1,1 mln €, ma si trova ancora nella sua prima fase di svolgimento: attualmente l’ENEA sta acquisendo gli impianti di questo tipo sul mercato per sperimentarli e valutarli, individuando possibilità di miglioramento.

Box 1: Progetti europei di Ricerca e Sviluppo sul fotovoltaico a concentrazione

1.4 Progetti di ricerca e sviluppo

L'obiettivo di questo paragrafo è descrivere alcune delle principali traiettorie d'innovazione e di sviluppo tecnologico che interessano, a livello europeo ed internazionale, il comparto fotovoltaico e che gli operatori intervistati durante lo studio ritengono tra le più promettenti.

1.4.1 Celle quasi-monocristalline

Le celle quasi-monocristalline sono, come suggerisce il nome, ricavate da silicio che presenta una struttura intermedia tra il mono- e il poli-cristallino. **Il metodo per ottenere lingotti di silicio quasi-mono è del tutto simile a quello per produrre silicio poli-cristallino, il che permette di replicarne di fatto anche i costi contenuti.** In particolare, sul fondo del crogiuolo, dove viene fatto fondere il silicio per ricavare i lingotti di poli-cristallino, viene posto un cristallo di silicio mono-cristallino che funge da germe da cui si formeranno così cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere molto lento in modo da lasciare che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella direzione che va dal germe di silicio verso l'alto.

Le celle risultanti da questo processo hanno un'efficienza intermedia tra le celle mono-cristalline e le poli-cristalline con un costo di produzione che è prossimo a quello della tecnologia poli-cristallina. Aziende come GCL Poly, Renesola, GET, Solartech, Trina Solar, Jinko Solar, Phoenix, Canadian Solar, Tainergy, Ja Solar, già realizzano celle quasimono raggiungendo valori di efficienza nell'intorno del 18%.

1.4.2 Selective emitter

La tecnica del selective emitter permette di **aumentare l'efficienza delle celle fino allo 0,8% attraverso un aumento della concentrazione dell'elemento drogante (il fosforo) nella zona sottostante ai contatti metallici, in modo da diminuire notevolmente la resistenza in quell'area, senza aumentare però le dimensioni del contatto metallico.** Questa tecnica consente quindi di diminuire la resistenza dei contatti sopra la cella senza ridurre la superficie captante e quindi senza peggiorarne il rendimento ottico. Tra le aziende impegnate nello sviluppo di questa tecnologia vi sono Canadian Solar per le celle e i moduli, Centrotherm per le linee di produzione e DuPont per lo sviluppo dell'inchiostro di silicio necessario per questa tecnologia.

1.4.3 Celle in silicio micromorfo

Le celle in silicio micromorfo sono dette anche celle tandem e **sfruttano la combinazione di una cella di silicio amorfo, che assorbe la luce visibile, con una cella di silicio micro-cristallino** (con grani di silicio molto piccoli), che assorbe anche gli infrarossi, permettendo di sfruttare al meglio la luce del sole. Queste celle garantiscono quindi un'ottima conducibilità e un ottimo intrappolamento della radiazione solare. Le efficienze raggiunte sono infatti interessanti: si parla dell'11,6% in laboratorio e del 9% in fabbrica. Questa tecnologia è stata già adottata da aziende come Pramac e Oerlikon con buoni risultati.

1.4.4 Dye Sensitized Solar Cells (DSSC)

Le celle dye sensitized (letteralmente celle a colorante sensibilizzato), dette anche celle di Greatzel, sono l'evoluzione più promettente delle celle fotovoltaiche di terza generazione. **Queste celle sfruttano un principio fisico simile a quello della fotosintesi clorofilliana, con il materiale fotosensibile che è rappresentato da un colorante di origine vegetale.** L'efficienza di queste celle ha raggiunto livelli assolutamente interessanti ed è in continua crescita: l'efficienza massima misurata in laboratorio è del 12,3% e del 10% per applicazioni commerciali, rendendo questo tipo di tecnologia assolutamente competitiva per applicazioni quali il BIPV – Building Integrated Photovoltaics. Oltre alla buona efficienza, le celle DSSC hanno un ulteriore vantaggio: non sono soggette alle perdite per

ricombinazione, fenomeno di notevole importanza in condizioni di scarso irraggiamento, come in presenza di cielo coperto, il che le rende funzionanti anche in presenza di un'illuminazione minima. Il loro livello di irraggiamento minimo di *cut-in*, richiesto per innescarne il funzionamento, è notevolmente inferiore a quello delle celle tradizionali in silicio. Per questo il loro utilizzo è stato proposto anche per applicazioni indoor, raccogliendo energia dalle luci della casa. Lo sviluppo delle celle DSSC è principalmente portato avanti dalla joint venture tra Dyesol, azienda australiana pioniera di questa tecnologia, e il colosso Tata Steel che hanno già realizzato una linea di produzione pilota che si basa su tecniche di stampaggio del dye direttamente sull'acciaio. E' in corso di realizzazione anche un impianto pilota presso il Sustainable Building Envelope Centre (SBEC) a Shotton, in Inghilterra, un centro di ricerca e incubatore di nuove tecnologie a "emissioni zero" per gli edifici. Altri progetti d'industrializzazione di questa tecnologia sono portati avanti dall'americana Konarka Technologies, dalla tedesca Siemens, dalla svizzera STMicroelectronics e dall'americana Nanosolar. I risultati di questi sforzi d'innovazione sembrano decisamente promettenti: pare che i costi su larga scala potrebbero essere tali da permettere un prezzo di vendita dei moduli inferiore a 0,5 €/W, con un *pay-back* energetico degli stessi di appena 3 mesi.

1.4.5 Microinverter

Un altro ambito di innovazione seguito con interesse da alcuni produttori di inverter riguarda la messa a punto di micro-inverter per il mercato fotovoltaico. Si tratta di macchine di piccolissima taglia (180- 320W), che vengono installati su ogni singolo modulo.

Questa tecnologia è già stata introdotta sul mercato americano ed il suo lancio è avvenuto nel corso del 2011 in Italia. L'uso del microinverter presenta alcuni vantaggi significativi:

- **aumento della produttività dell'impianto.** Associando infatti ad ogni modulo un inverter, con il proprio sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), si permette ad esso di lavorare alle sue massime prestazioni, indipendente dalle condizioni di funzionamento degli altri moduli che quindi, ad esempio in caso di ombreggiamento, non compromettono le prestazioni dell'intera stringa o dell'intero impianto, come accade negli impianti realizzati con inverter centralizzati. Bisogna notare tuttavia che questo beneficio sulla produttività è rilevante solo se i moduli sono soggetti a diversi valori d'irraggiamento a causa di inclinazioni diverse od ombre, situazione che spesso si presenta negli impianti residenziali;
- **aumento dell'affidabilità dell'inverter** che, lavorando ad una potenza molto inferiore rispetto ai sistemi tradizionali, non ha bisogno di sistemi di raffreddamento, quali ventole o altre parti in movimento, che sono spesso le più soggette ai guasti. In questo modo la probabilità di guasto annua del singolo micro-inverter può essere fino a 40 volte inferiore rispetto a quella di un inverter tradizionale;
- **semplicità di cablaggio e di progettazione dell'impianto.** Da un lato, tutti i cablaggi dell'impianto sono realizzati in AC e non sono quindi necessari componenti elettrici per la DC. Dall'altro, non è necessario alcun dimensionamento ottimale e bilanciamento delle stringhe, il che riduce il tempo di progettazione e installazione.

Esistono tuttavia una serie di svantaggi, legati a:

- i costi sensibilmente più alti, legati da un lato alla scarsa maturità della tecnologia, dall'altro all'impossibilità di sfruttare economie legate all'acquisto macchine di grande taglia;
- l'efficienza massima del micro-inverter in condizioni "ottimali" è inferiore a quella degli inverter tradizionali a causa della taglia ridotta, con una differenza di circa il 3-4%. Questo aspetto li rende quindi vantaggiosi solo in presenza di installazioni dove è impossibile per la maggior parte dell'anno

avere una condizione di irraggiamento prossima a quella nominale, a causa dell'inclinazione dei moduli non ottimale e della presenza di ombre.

Un'applicazione interessante, che ha suscitato qualche interesse tra gli operatori, anche se esistono diversi pareri critici sulla convenienza economica della tecnologia e sulla sua fattibilità su larga scala, riguarda gli impianti fotovoltaici galleggianti, realizzati su specchi di acque morte come bacini in quota, acque di cava e laghetti. Questi impianti hanno una configurazione molto semplice, ma estremamente pratica. **Essi prevedono infatti che l'impianto venga montato su una struttura galleggiante di derivazione navale** che può essere munita di pompe idrauliche per il raffreddamento ad acqua dei moduli e sistemi di inseguimento. Possono essere previsti dei sistemi di concentrazione per aumentare la radiazione incidente sul modulo.

Questi impianti hanno alcune interessanti funzionalità e vantaggi:

- **il raffreddamento dei moduli:** tramite un velo d'acqua che scorre sulla loro superficie, la temperatura dei moduli viene mantenuta a valori tali da garantirne sempre la massima efficienza. Questo determina un incremento della producibilità annua dell'impianto attorno al 10%. I consumi della pompa che assicura il raffreddamento sono minimi rispetto all'incremento di energia ottenuto ed ovviamente la disponibilità di acqua per realizzare il raffreddamento non rappresenta un problema;
- **l'inseguimento:** la piattaforma galleggiante può essere facilmente trasformata in un inseguitore solare ad un grado di libertà, ruotando attorno all'asse zenit-nadir e inseguendo l'angolo di azimut del sole, ossia in pratica orientandosi da est a ovest durante la giornata. Questo movimento è ottenibile con un sistema di ingranaggi o eliche dai consumi molto ridotti, visto il fatto che si tratta di una piattaforma galleggiante, che permette un incremento della producibilità fino al 25% all'anno;
- **il limitato impatto visivo:** le acque morte su cui questi impianti galleggianti sono realizzati sono infatti localizzate molto spesso in zone senza vincoli paesaggistici;

A fronte di questi vantaggi, esistono ovviamente alcune criticità, che ne rendono ad oggi problematico l'utilizzo:

- **gli extra-costi legati alla struttura galleggiante,** al sistema di inseguimento e a quello di raffreddamento, che si stimano attorno agli 0,8 €/W. Di fatto questo comporta un incremento di circa il 50% del prezzo chiavi in mano rispetto al caso di impianto di analoghe dimensioni realizzato a tetto o a terra;
- **sono ad oggi sconosciuti gli effetti del continuo flusso dell'acqua** sulla superficie dei moduli e delle interazioni con la flora e fauna acquatica nel lungo periodo.

In Italia, alcune imprese si sono interessate a questa tecnologia. È il caso delle imolesi Nrg Energia e Bryo (che ha realizzato l'impianto galleggiante di Bubano (BO) da 500 kWp, il più grande in Italia), la Indigo-6eco di Viareggio e la pisana Scienza Industria Tecnologia (Scintec), che per prima si è impegnata nella progettazione ed installazione di questo tipo di impianti e che ha già realizzato, in Italia, due impianti utilizzando questa tecnologia:

- **l'impianto di Colignola** (Pisa), che integra un sistema a bassa concentrazione denominato FTCC (Floating Tracking Cooling Concentration). L'impianto ha una potenza di 30 kW ed un costo totale di circa 65.000 € (per circa 2,15 €/kW). Questo impianto è caratterizzato da moduli disposti orizzontalmente con specchi inclinati di 60/70°, su una piattaforma orientata tramite motori ad elica e raffreddata con pompe idrauliche;
- **l'impianto di Suvereto** (Livorno), posizionato su un bacino adibito all'irrigazione, utilizza moduli tradizionali inclinati di 30° su piattaforma, raffreddati con pompe idrauliche. La potenza dell'impianto è di 200 kW, per un costo totale di circa 435.000 € (corrispondenti a circa 2,18 €/kW)



Box 2: Un'applicazione innovativa: il fotovoltaico galleggiante

2. Il mercato

Il 2010 può essere definito un anno “particolare” per il mercato del fotovoltaico, in quanto caratterizzato dalla concomitanza di due fenomeni di rilievo: da un lato, la crescita “accelerata” (per usare un termine neutro) del mercato italiano a causa dell'ormai famoso Decreto Salva Alcoa e, dall'altro lato, l'affacciarsi di nuovi Paesi extraeuropei a contendersi un ruolo di primo piano a livello mondiale nel fotovoltaico, anche in conseguenza del relativo “affaticamento” della locomotiva tedesca.

Queste particolarità hanno indubbiamente caratterizzato, nell'esplicarsi pieno dei loro effetti, l'anno 2011. Un anno di crescita ancora “a due cifre” per il fotovoltaico a livello mondiale, ma dove per la prima volta l'Europa mostra un calo percentuale se si misurano i nuovi impianti effettivamente realizzati nell'anno, ben “mascherato” dalla crescita degli impianti entrati in esercizio sull'onda lunga degli interventi normativi straordinari appena citati. Un anno dove il ruolo – soprattutto in ottica prospettica – di Paesi come gli USA, l'India e la Cina è apparso sempre più strategico in un possibile spostamento del baricentro di mercato al di fuori del Vecchio Continente. In Europa, infatti, vere protagoniste della “frenata”, anche se per ragioni diverse, sono state la Germania e l'Italia, cui spetta nel 2011 il comunque ragguardevole primato per gli impianti entrati in esercizio.

2.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo

L'analisi del mercato del fotovoltaico a livello mondiale richiede nell'anno 2011 qualche attenzione in più. Se infatti, come in TABELLA 6, si analizza l'andamento delle connessioni in rete, ovvero la **vera e propria entrata in esercizio impianti fotovoltaici, il quadro che emerge è decisamente**

positivo con un totale di “nuovi” impianti di quasi 28 GW (21 dei quali in Europa) in crescita di oltre l’86% rispetto al precedente anno 2010.

Paese	2011 (MW)	2010 (MW)
Italia	9.370	2.323
Germania	7.400	7.410
Francia	1.510	720
Belgio	850	n.d
Inghilterra	700	50
Spagna	500	100
Cina	2.000	-
USA	1.700	880
Giappone	1.100	1.000
Australia	700	200
India	150	-
TOTALE EUROPA	21.000	11.950
TOTALE MONDO	27.700	14.850

Tabella 6: Impianti entrati in esercizio nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali

La potenza complessiva disponibile nel Mondo di impianti fotovoltaici è così salita nel 2011 a 67,3 GW, oltre 3 volte quella misurata alla fine del 2009 e con una stima dell’installato mondiale a fine 2012 pari a 98 GW.

Tornando all’analisi della TABELLA 6, è possibile evidenziare come **l’Europa sia saldamente in testa per quanto riguarda il controllo del mercato mondiale del fotovoltaico, con una quota in potenza pari a oltre il 77% dei nuovi allacciamenti avvenuti nel 2011. L’anno 2011 è anche l’anno del “sorpasso”**

dell’Italia rispetto alla Germania. Al nostro Paese spetta infatti il primato degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel Mondo, ben 9,37 GW di potenza (il 44,6% di quota in Europa, oltre il 33,8% nel Mondo), contro i “soli” 7,4 GW relativi al mercato tedesco. Un bel successo – se si guardano ai meri numeri – se si considera che quando, nel 2007, nel nostro Paese si installavano appena 70 MW di fotovoltaico la Germania viaggiava già sopra quota 1 GW di nuovi impianti all’anno. La “locomotiva” tedesca sembra quindi aver segnato il passo, e questa sensazione è rafforzata dall’analisi comparata rispetto al dato 2010: **la Germania è l’unico Paese della TABELLA 6 a segnare un sostanziale “stallo” nell’entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici** (o per la precisione un calo dello 0,14%).

Sebbene il dato sia incontrovertibile – e molto spesso anzi se ne sia abusato nel dibattito pubblico sul tema – è necessario prestare particolare attenzione all’interpretazione di questi numeri. **Appare indispensabile, infatti, affiancare all’analisi fatta sino ad ora la “visione” fornita dalla TABELLA 7, che riporta invece i dati relativi agli impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011.**

Paese	2011 (MW)	2010 (MW)	Cumulato al 2011 (MW)
Germania	7.400	7.410	24.550
Italia	5.646	6.047	12.872
Belgio	850	n.d	1.750
Inghilterra	700	50	750
Spagna	500	100	4.200
Francia	220	2.010	2.535
Cina	2.000	-	2.800
USA	1.700	880	4.200
Giappone	1.100	1.000	4.750
Australia	700	200	1.200
India	150	-	200
TOTALE EUROPA	16.270	16.840	46.862
TOTALE MONDO	22.970	19.740	67.300

Tabella 7: Impianti realizzati nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali

La differenza principale fra le due tabelle è legata alla presenza di effetti “distorsivi” ingenerati da “deroghe” normative, quali quella ormai famosa del Decreto “Salva Alcoa” in Italia o quella, forse meno nota, che ha interessato il mercato francese. In entrambi i casi **vi è una differenza significativa fra gli impianti effettivamente installati nel corso del 2011 (5,65 GW circa in Italia e 220 MW in Francia) e quelli allacciati in rete (9,3 GW, + 63% in Italia e 1,5 GW, quasi sette volte tanto in Francia)**. Trattandosi, nel caso italiano, del primo mercato al mondo per impianti “entrati in esercizio” la differenza non è certo di poco conto.

I nuovi impianti fotovoltaici effettivamente installati nel Mondo nel corso del 2011 sono in potenza pari a 23 GW (16,7 dei quali realizzati in Europa).

Il quadro che ne emerge è decisamente differente:

- **la crescita sperimentata a livello mondiale rispetto al 2010 è pari quindi ad un più “misero” 16%**. Si tratta pur sempre di una crescita “a due cifre” ed in un contesto complessivo di crisi economica che certo non favorisce i nuovi investimenti, ma è evidente come la sproporzione rispetto al +86% misurato sulla base delle entrate in esercizio debba fare riflettere;
- **l’Europa, che pure mantiene di gran lunga la lions’ share dei nuovi impianti fotovoltaici realizzati nel 2011 (16,3 GW, ovvero il 71% dei 23 GW a livello mondiale), segna invece un calo di circa il 3,4% rispetto al 2010**. Un segnale di rallentamento che induce a più di qualche cautela nell’analisi e che si confronta invece con uno scenario extra-europeo di particolare fermento;
- **la leadership della Germania, sia in Europa che di conseguenza nel Mondo, appare quanto mai “saldo”**. Quello che era possibile giudicare come uno “stallo” guardando ai nuovi allacci in rete appare invece come una **“tenuta” rispetto al calo ben più deciso degli “inseguitori”**: **l’Italia e la Francia, che misura un “crollo” dei nuovi impianti realizzati da oltre 2 GW a poco più di 200 MW**. In questa classifica poi la Germania è ancora il primo mercato mondiale del fotovoltaico con una quota sulle nuove installazioni che è pari a oltre il 45,5% in Europa e il 32% nel Mondo, quasi

per ironia della sorte percentuali molto simili a quelle che per l'Italia erano riferite all'allacciato in rete;

– **L'Italia sconta in maniera “pesantissima” l'effetto del “Salva Alcoa” e la “turbolenza” normativa del 2011, con un calo di oltre il 6,6% nella nuova potenza installata.** Il divario con la Germania rimane quindi significativo, anche se quasi dimezzato rispetto al 2010. Si interrompe, e questa è forse il fatto più significativo, quel percorso di crescita “straordinaria” che aveva fatto dell'Italia un “caso di studio” a livello mondiale.

Ci si potrebbe chiedere **quanto sia significativa la misura dell'installato – che si sta qui utilizzando – rispetto a quella (peraltro più semplice e immediata) degli allacci in rete di nuovi impianti fotovoltaici.** E' opportuno quindi aggiungere qualche considerazione in merito. E' vero, infatti, che è l'allacciato in rete a “far fede” quando si assume la prospettiva dell'attore pubblico che è chiamato ad erogare gli incentivi sulla base della energia effettivamente prodotta ed è altrettanto vero che è l'allacciato in rete a determinare i “problemi” di carico elettrico di cui spesso si sente parlare e che informano nello specifico le azioni di Terna e degli altri Distributori di energia. Tuttavia, **quando si vuole affrontare il “sistema industriale” del fotovoltaico, è indubbio che vada presa a riferimento la nuova potenza effettivamente installata: è questa potenza, infatti, che genera nuovi ordini lungo la filiera (dall'installazione alla produzione di silicio), è su questa potenza che gli operatori dimensionano la loro produzione e gli investimenti in capacità produttiva, è per questa potenza che i titolari degli impianti hanno effettuato investimenti e gli istituti di credito hanno concesso finanziamenti.** In altre parole, è attorno alla potenza di nuova installazione che si genera il volume d'affari ed il business del fotovoltaico nel nostro Paese.

Se l'analisi dell'installato effettivo durante il 2011 rende evidente la “frenata” dell'Europa rispetto al resto del Mondo, altrettanto significative paiono essere le previsioni di sviluppo relative all'anno 2012 e riportate in FIGURA 23.

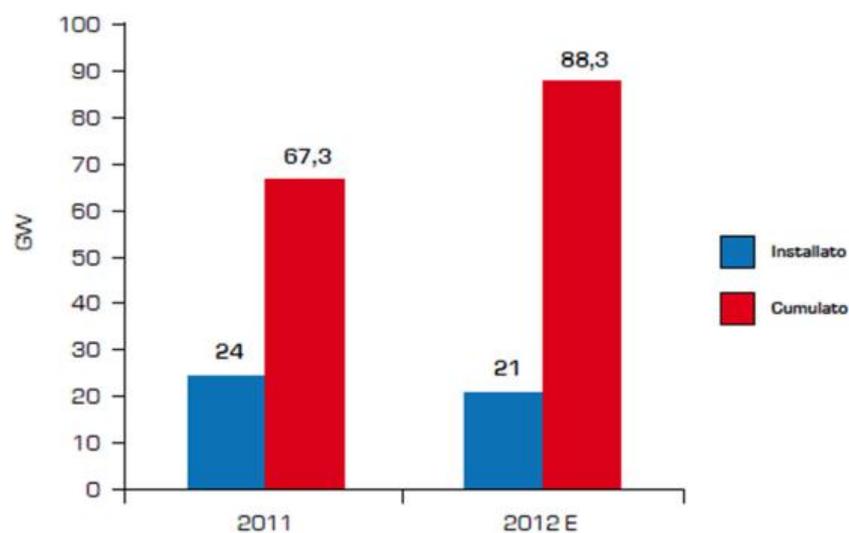


Figura 23: Previsioni di installato mondiale al 2012

Per l'anno 2012 si prevede a livello mondiale una installazione di ulteriori 21 GW di nuovi impianti fotovoltaici, in diminuzione rispetto al 2011 a causa della frenata dei mercati tedesco ed italiano, con un cambio di peso piuttosto rilevante dei Paesi-extraeuropei.

Nel corso del 2010 – SI VEDA LA TABELLA 7 – erano stati 5 i Paesi al Mondo con potenza fotovoltaica di nuova installazione superiore a 1 GW: nell’ordine Germania (7,4 GW), Italia (2,3 GW), Francia (2,1 GW), Repubblica Ceca (1,4 GW) e ultimo il Giappone (1 GW). Il ruolo predominante dell’Europa è più che evidente, così come lo è l’assenza di attori importanti dell’economia e dell’industria a livello globale come gli USA, la Cina e l’India.

La medesima classifica nel 2011 appare piuttosto diversa, pure rimanendo 5 i Paesi ad aver superato la soglia di 1 GW: sempre nell’ordine Germania (7,4 GW), Italia (5,65 GW), Cina (2 GW), USA (1,7 GW) e Giappone (1,1 GW). A parte l’uscita di scena della Francia, anche la Repubblica Ceca ha visto nel 2011 – dopo il taglio “brusco” degli incentivi – sostanzialmente sparire il proprio mercato (con soli 15 MW installati). Si sono affacciati prepotentemente sulla scena la Cina – balzata al secondo posto di questa speciale classifica – e gli USA, ovvero ben due fra gli “assenti” del 2010.

Gli USA, in particolare, hanno raddoppiato nel corso dell’ultimo anno la loro base di installato e paiono avere intrapreso un sentiero di crescita che la maggior parte degli analisti considera ormai inevitabile, almeno per il breve medio termine. La Cina, giocando come di consueto sull’effetto di “scala”, ha avviato nel corso del 2011 un nuovo sistema di incentivazione attraverso il quale si pone ambiziosi obiettivi di nuove installazioni, già concretizzatosi con i primi 2 GW nel corso dell’anno. L’assenza dell’India è da considerarsi solo temporanea, se si considera che – nonostante poco più di 150 MW installati nel corso del 2011 – gli operatori indiani del fotovoltaico hanno già emesso ordini per l’anno 2012 per un quantitativo di moduli e inverter corrispondenti a oltre 1 GW di potenza “installabile”.

In generale, il peso percentuale dei paesi extraeuropei è costantemente aumentato dall’11% sull’installato 2010 al 25% del 2011.

In Europa, solo nel Regno Unito si è registrato un andamento interessante, con l’installazione – grazie a tariffe incentivanti piuttosto alte nonostante l’abbassamento dei costi di impianto che ha portato il Governo inglese a rivedere ad ottobre 2011 il sistema di incentivazione – di circa 700 MW di nuovi impianti, soprattutto nella taglia medio-piccola. Mentre per quanto riguarda i principali Paesi, oltre all’Italia (di cui si discuterà nel dettaglio nel paragrafo seguente) anche per la Germania ci si attende per l’anno 2011 un calo – a detta di alcuni operatori anche potenzialmente molto brusco – dell’installato.

Se quindi l’attuale distribuzione del cumulato alla fine del 2011 delle installazioni fotovoltaiche nel Mondo (SI VEDA LA FIGURA 24), premia ancora l’Europa con una quota del 70% (ed un divario di oltre 46 GW a 20 GW del totale degli altri Paesi del Mondo), dovremo probabilmente abituarci nel prossimo futuro a guardare con maggiore attenzione a mercati molto più lontani dai nostri confini. Dei già citati circa 21 GW di fotovoltaico cui è prevista l’installazione nel corso del 2012, oltre il 40% potrebbe già non essere più installato in Europa.

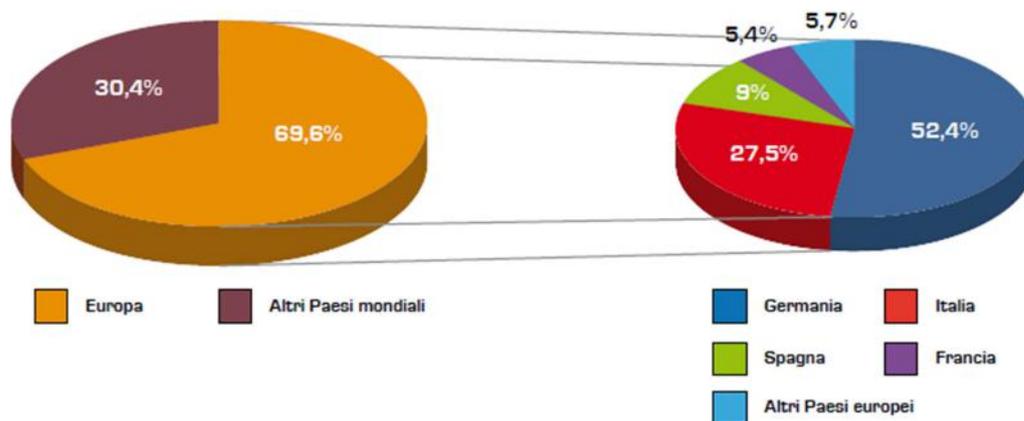


Figura 24: Potenza cumulata installata a fine 2011 nel Mondo

2.2 Il fotovoltaico in Italia

Nel paragrafo precedente si è già avuto modo di commentare come **il primato mondiale ottenuto dall'Italia sugli allacci in rete nel corso del 2011 non abbia dato occasioni per festeggiamenti straordinari, ma anzi abbia messo in luce la “fragilità” e la complessità del nostro mercato.**

Hanno caratterizzato il mercato, da un lato, l' “onda lunga” del Salva Alcoa e, dall'altro lato, le turbolenze normative, quali registro dei grandi impianti, che hanno contraddistinto la vita di Secondo (per il Salva Alcoa), Terzo, Quarto e Quinto Conto Energia.

In questo paragrafo affronteremo il tema con una duplice prospettiva: la prima di carattere “storico”, che analizza quanto avvenuto nel mercato italiano del fotovoltaico nel corso del 2011, mentre la seconda di carattere “prospettico” che invece indaga e documenta, anche in maniera originale rispetto a quanto fatto nei precedenti Rapporti, le aspettative degli operatori del settore sul futuro del fotovoltaico nel nostro Paese.

Le FIGURE 25 e 26 riportano i **trend di sviluppo del mercato del fotovoltaico in Italia** se si guarda rispettivamente agli impianti effettivamente allacciati in rete nell'anno (con il picco a quasi 9,4 GW nel 2011), oppure agli impianti effettivamente installati, con il dato 2011 fermo a 5,65 GW e il picco nel 2010 a oltre 6 GW. **Il totale degli impianti fotovoltaici attivi alla fine del 2011 è pari a 328.000 unità, 173.000 circa (53%) delle quali allacciate nel corso dell'anno, di cui però “solo” 126.000 circa (38%) effettivamente installati.** In entrambe le visualizzazioni, **la crescita dell'ultimo biennio appare comunque “impressionante”, anche se molto diversa è l'interpretazione che da essa si può trarre.** Nel caso si guardi – un po' superficialmente – agli allacciamenti in rete, si potrebbe erroneamente concludere che i diversi tagli che sono stati operati sui meccanismi di incentivazione nel corso dell'ultimo biennio non hanno intaccato il percorso di crescita ed anzi hanno solo parzialmente contenuto l' “esplosione” del fotovoltaico nel nostro Paese. **La visione, più “realistica” – ovvero quella che prende in esame gli impianti effettivamente realizzati – mostra invece i segni della “fatica” del nostro mercato, che ha ancora da smaltire le “tossine” del Salva Alcoa.**

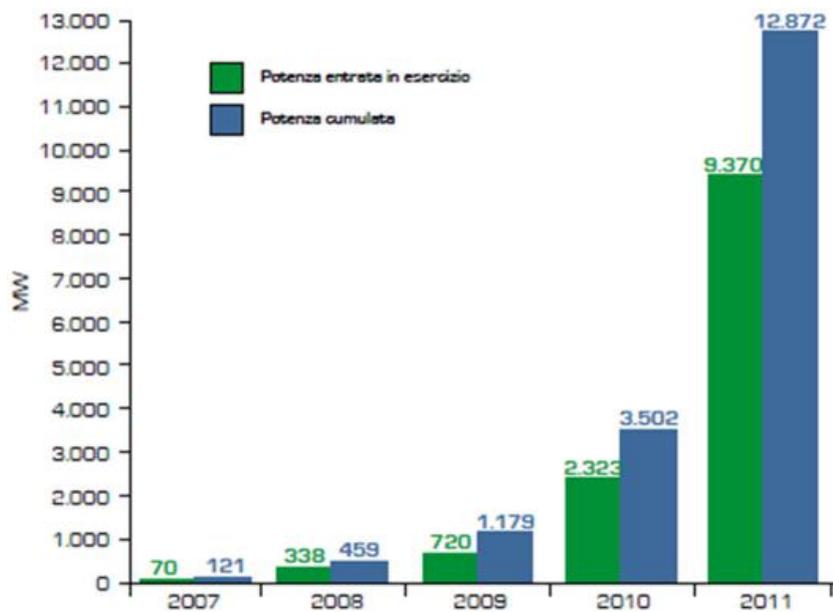


Figura 25: Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio in Italia

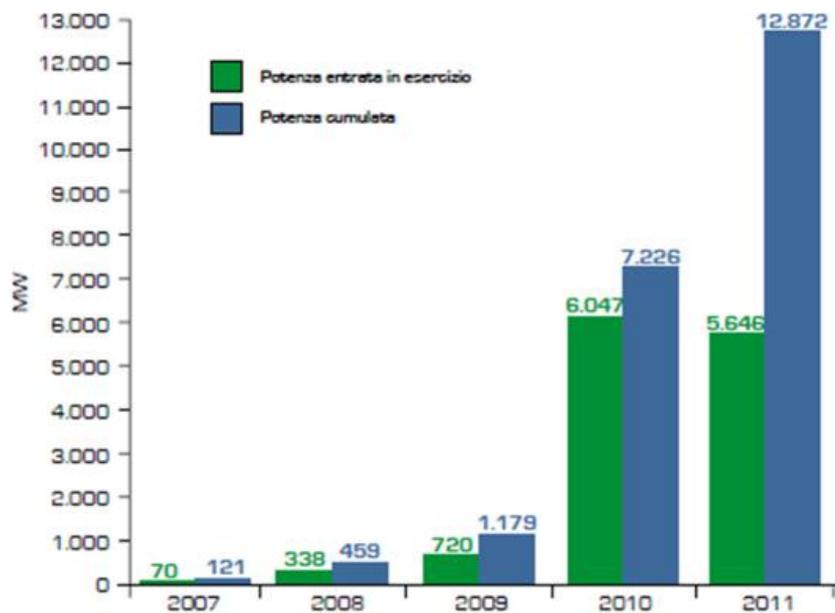


Figura 26: Potenza annuale e cumulata realizzata in Italia

Se è vero infatti che l'accelerazione delle installazioni nel 2010 ha permesso al mercato italiano di "saltare le tappe" verso una scala dimensionale comparabile a quella tedesca, dall'altro lato, ha anche bruciato parte delle opportunità più redditizie di crescita, arrivando di fatto a saturare la nuova domanda, che nel 2011 infatti si è assestata attorno ai 5 GW (in maniera analoga a quanto accaduto alla Germania ma su un livello che nello scorso biennio è stato attorno ai 7 GW).

Questo effetto appare con ancor maggiore evidenza se – come fatto nelle FIGURE 27 e 28 – si “colora” sia l’allacciato che l’installato in maniera differente a seconda del Conto Energia cui fa riferimento. Nel complesso, quindi, è al Secondo Conto Energia (sia per la quota allacciata nel 2010 che nel 2011 per effetto del “Salva Alcoa”) che va attribuita la *lion’s share* del mercato fotovoltaico italiano. Il Terzo Conto Energia (11,9% del totale installato), pur nella sua breve durata, ed il Quarto Conto Energia (31,9% del totale installato, tutto concentrato ovviamente nel 2011) si muovono su valori decisamente inferiori . **Il passaggio alle forme di incentivazione successive al Secondo Conto Energia si è quindi tradotto concretamente in una riduzione sempre più evidente della potenza di nuova installazione.** Con questo ultimo dato si sono ovviamente trovati a confrontarsi gli operatori del settore nel corso dell’anno appena trascorso.

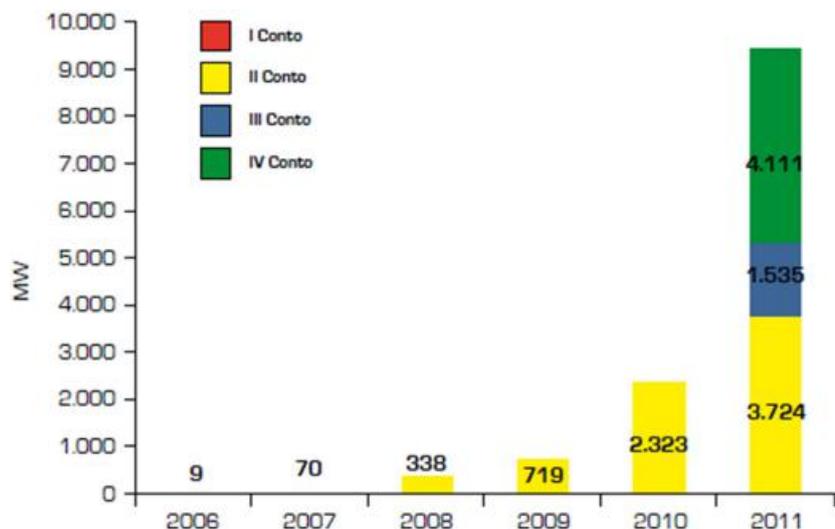


Figura 27 : : Potenza annuale entrata in esercizio in Italia suddivisa per Conto Energia

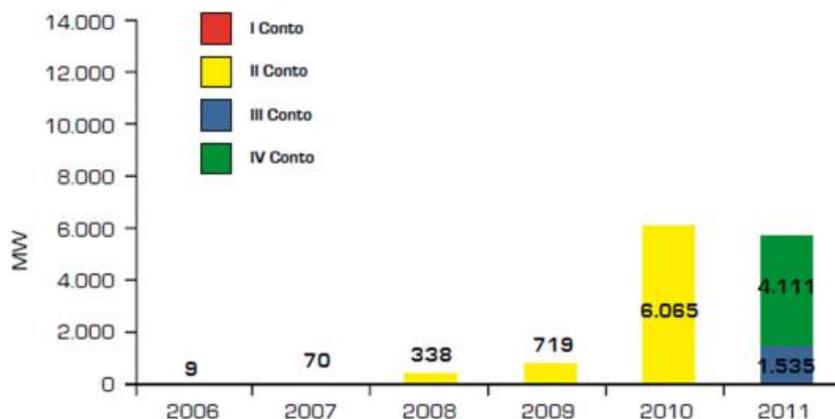


Figura 28: Potenza annuale realizzata in Italia suddivisa per Conto Energia

I diversi sistemi di incentivazione che hanno sostenuto in Italia il fotovoltaico nel corso degli anni hanno poi **un impatto estremamente significativo sulla distribuzione per taglia di potenza del fotovoltaico in Italia.**

Se si guarda il dato relativo **agli impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011 e lo si compara con quanto avvenuto nel 2010** (SI VEDA LA FIGURA 29), si coglie immediatamente come:

- è incrementata la quota delle “centrali fotovoltaiche”, ovvero gli impianti di taglia superiore a 1 MW, che è passata dal 22% al 31% con una crescita relativa di oltre 40 punti percentuali. Questo dato può apparire incongruente con le valutazioni di economicità che evidenziano invece come nel passaggio dal 2010 al 2011 sia peggiorata la redditività connessa alla realizzazione delle centrali fotovoltaiche. In realtà, gli operatori sono tutti concordi nel definire il fenomeno connesso alla volontà per gli investitori che avevano “tentato” (senza successo) di usufruire del Salva Alcoa di terminare comunque i lavori di realizzazione dei loro impianti in tempo per scongiurare gli effetti negativi dell’attivazione nel settembre 2011 del “Registro Grandi Impianti”. In altre parole si è assistito all’ennesima corsa per completare i lavori di installazione e allaccio entro il 31 Agosto 2011;
- è incrementata in generale la quota di impianti “grandi”, ovvero sopra i 200 kW nella nostra classificazione. Nel corso del 2010 ne sono stati installati 1.271, per il corrispondente 67% del totale della nuova potenza, mentre nel 2011 tale percentuale è salita al 71% in 3.403 impianti;
- si è contratto il segmento “commerciale”, ovvero degli impianti tra 20 e 200 kW di potenza, che invece ha risentito in maniera maggiore dell’effetto della crisi economico-finanziaria sulla capacità di investimento dei soggetti/clienti coinvolti;
- è rimasta sostanzialmente invariata nel biennio la quota relativa agli impianti di taglia residenziale (circa 634 MW di potenza e 101.300 impianti nel 2011), che costituiscono una sorta di “zoccolo duro” del totale delle nuove installazioni. Per questo tipo di impianti la convenienza economica alla realizzazione è comunque garantita e significativa anche al variare del sistema di incentivazione, anche se – come è naturale – su base annuale questa componente della domanda non può crescere oltre una certa misura;

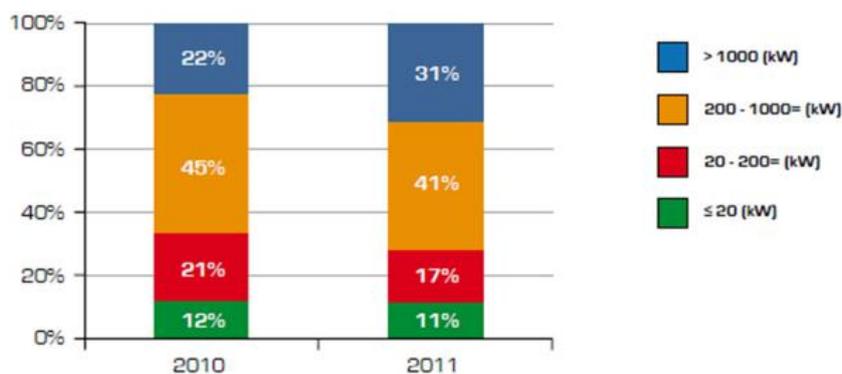


Figura 29: Segmentazione della potenza relativa agli impianti realizzati nel 2010 e nel 2011

In altre parole, l’effetto atteso di re-distribuzione delle nuove installazioni a favore di impianti di più piccola dimensione – che è stato fra gli elementi ispiratori della riforma del sistema di incentivazione – non si è nella pratica realizzato.

Le ragioni vanno, da un lato, certo ricercate nella estrema turbolenza normativa, che ha evidentemente colpito di più gli operatori “deboli” (ovvero i medi investitori della fascia 20-200

kW) rispetto a chi comunque aveva “messo in conto” taglie di investimento superiori, ma dall’altro lato anche nel fatto che sono chiaramente diversi i potenziali di mercato.

Non è possibile, infatti, raggiungere livelli di installato di oltre 5 GW se non si accede ai segmenti “di potenza”. Solo per dare un’idea, se si fosse voluto – a parità di totale installato - commutare la potenza che nel 2011 è andata appannaggio degli impianti “grandi” e delle “centrali” in impianti di taglia “media” (20- 200 kW) si sarebbero dovuti installare circa 52.000 impianti (+ 350% rispetto al numero effettivamente registrato nel 2011). **Un cambio sostanziale nel mix di impianti verso le taglie “basse” non può che accompagnarsi ad una riduzione dell’installato annuale.**

Quello a cui però si è assistito – e che merita di essere citato – è la quota parte degli impianti realizzati su tetto rispetto a quelli al suolo. In particolare, l’installato relativo al Quarto Conto Energia mette in evidenza come **la percentuale degli impianti realizzati su edificio nel corso del 2011 sia stata pari complessivamente al 38%, ma con un aumento degli impianti su edificio per il settore dei grandi impianti (con punte del 35%) rispetto all’anno precedente.**

In FIGURA 30 viene riportata la distribuzione di impianti su edificio e a terra nelle diverse regioni italiane. Inoltre, **gli impianti con potenza superiore a 200 kW di potenza installati su edificio hanno raggiunto nel corso del 2011 un valore pari a 2,15 GW.** La Lombardia in questa classifica si posiziona al primo posto (circa 400 MW), il Piemonte al secondo (circa 250 MW) e il Veneto al terzo (circa 217 MW). E’ interessante notare come la Puglia, pur essendo leader di installato nel settore fotovoltaico, abbia installato nel corso del 2011 solo 81 MW di impianti su tetto con potenza superiore a 200 kW. Di questi 2,15 GW più dell’80% potrebbero essere impianti installati su superfici commerciali o capannoni industriali.

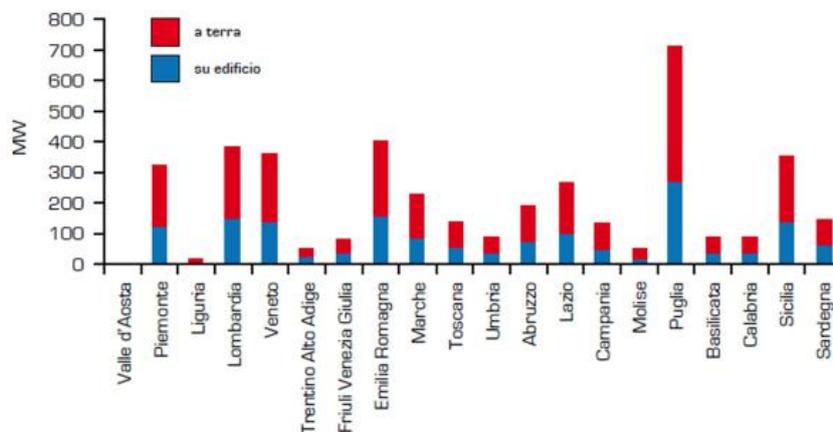


Figura 30: Distribuzione degli impianti a terra e su edificio installati con il Quarto Conto Energia

Per completare il quadro dei dati di mercato è però quanto mai opportuno analizzare cosa è successo nelle diverse Regioni italiane. **La FIGURA 31 riporta l’andamento degli impianti entrati in esercizio nel 2010 e 2011 e il totale cumulato suddivisi per Regione, mentre la FIGURA 32 riporta il quadro degli impianti effettivamente installati nel corso dei due anni.**

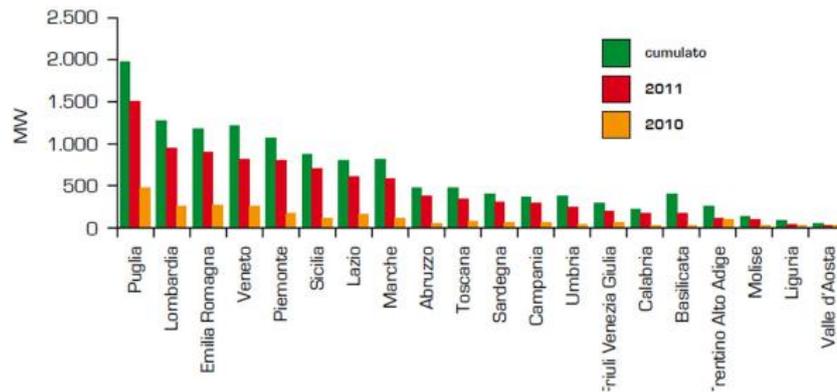


Figura 31: Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane

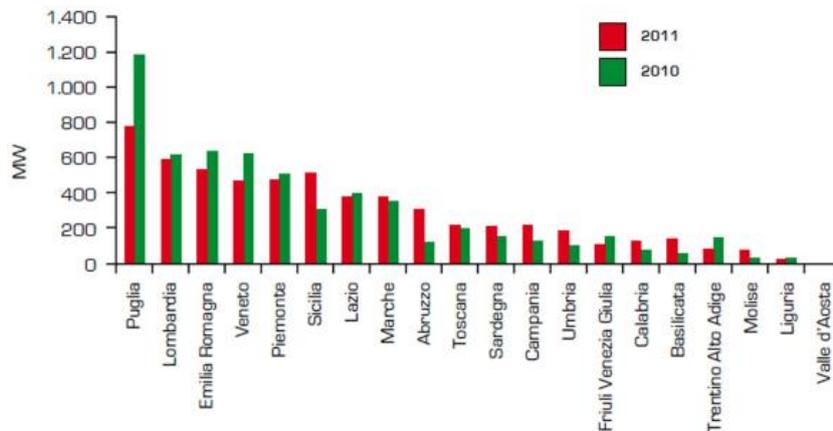


Figura 32: Potenza annuale realizzata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane

E' ancora la Puglia la regione leader in Italia – sia se si guarda all'installato (785 MW, il 13,4% del totale) che all'entrato in esercizio (1.502 MW, il 16% del totale) – seguita dalla Lombardia e dall'Emilia Romagna.

Tuttavia, se si considerano i tassi di crescita degli impianti entrati in esercizio, la Regione che ha sperimentato la maggior crescita nel corso del 2011 è indubbiamente il Molise, con un incremento record del 1.263% (ma un installato totale pari comunque a 606 MW). Seguono nella classifica Abruzzo (+821%), Basilicata (+736%) e Sicilia (+548%), **mentre il Trentino è l'unica regione italiana che non cresce sull'allacciato a “tre cifre” fermandosi solo al 20%**. Se si guarda all'installato, è interessante notare come la stragrande maggioranza delle regioni leader abbiano installato nel corso del 2011 una potenza minore rispetto a quanto fatto nel 2010.

Se ci spostiamo ad analizzare la distribuzione per taglie di impianto e, come più corretto, guardiamo alla potenza effettivamente installata nel corso del 2011, **la distribuzione regionale non riserva particolari sorprese, se si eccettua il caso del Lazio che precede la Puglia nella speciale classifica dell'installato nelle “centrali fotovoltaiche” (330 MW contro 291 MW)**. La Puglia rimane invece al primo posto se si considera il complesso degli impianti “grandi” ovvero sopra 200 kW ed **in generale le Regioni del Centro e del Sud si confermano con il 48% del totale le più “gettonate” per gli investimenti in impianti fotovoltaici di maggiore dimensione.**

La Lombardia si conferma invece anche per il 2011 la Regione di riferimento per le installazioni commerciali (da 20 a 200 kW), che hanno totalizzato ben 226 MW, seguita dal Veneto (156 MW) e un po' staccata dall'Emilia (75MW). E' il Veneto, infine, a contendere con 106 MW il primato negli impianti di piccola taglia alla Lombardia. Anche in questo caso non stupisce il fatto che il Nord controlli anche per il 2011 circa il 62,7% del totale delle installazioni sotto i 200 kW.

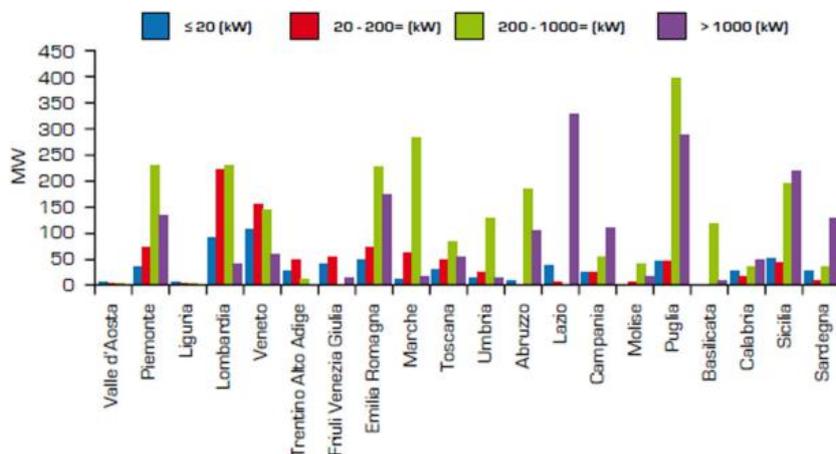


Figura 33: Segmentazione per taglie di impianto della potenza installata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane

E' evidente tuttavia che la rappresentazione della FIGURA 33 non permetta di cogliere con immediatezza i rapporti fra i "pesi" delle diverse Regioni. Le FIGURE 34 e 35 offrono quindi una visione "relativa" che riporta il quadro dell'installato complessivo alla fine del 2011 al numero di abitanti e alla superficie regionale.

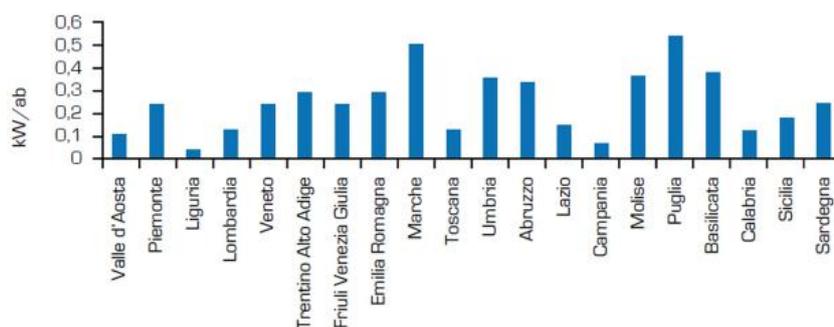


Figura 34: Potenza cumulata per abitante nelle diverse Regioni italiane nel corso del 2011

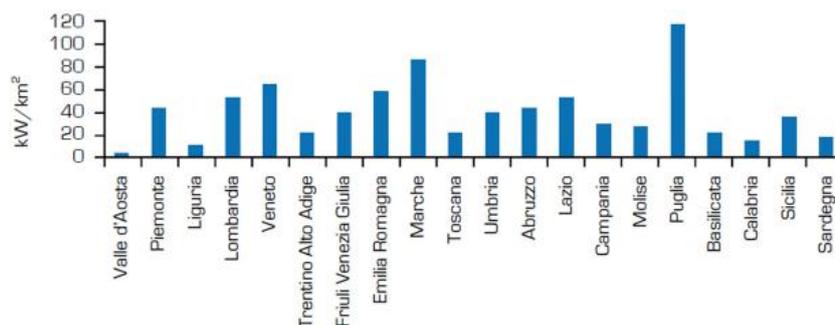


Figura 35: Potenza cumulata installata per km² nelle diverse Regioni italiane nel corso del 2011

La “densità” di installazioni risulta massima in entrambe le prospettive per la Puglia, seguita a poca distanza – e probabilmente in maniera inaspettata – dalle Marche, che invece rispetto alla potenza cumulata “in valore assoluto” è all’ottavo posto della classifica per Regioni.

La Lombardia arriva solo quinta se si guarda alla estensione territoriale, ben quindicesima se si prende in considerazione invece il numero di abitanti, e al di sotto della media delle Regioni del Nord come potenza per abitante (19,5kW per abitante e 36,3 kW per km²).

A parte il caso particolare della Valle d’Aosta, colpiscono i dati relativi a Liguria e Campania, che manifestano un installato complessivo al 2011 decisamente al di sotto delle aspettative.

3. La filiera

Il 2011 è stato un anno particolarmente complesso per le imprese attive nel mercato fotovoltaico italiano, a causa di diversi momenti di discontinuità causati dal quadro dei meccanismi incentivanti. Il Decreto Rinnovabili approvato il 3 Marzo ha di fatto sospeso il sistema di *feed-in premium* nei mesi del 2011, il che ha ovviamente bloccato l’attività degli operatori, con ripercussioni negative anche sui livelli occupazionali. Il mercato è poi ripartito con l’approvazione del Quarto Conto Energia, emanato con Decreto Ministeriale del 05/05/2011 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.109 del 12/05/2011, che ha però richiesto un cambiamento nel modello di business degli operatori italiani del fotovoltaico, molti dei quali tradizionalmente concentrati sui grandi impianti a terra, che si sono dovuti riconvertire, soprattutto nella seconda parte dell’anno per competere sul mercato, molto più frammentato e complesso, degli impianti a tetto, i più interessanti con il Quarto Conto Energia. Si è verificata poi una folle corsa per connettere entro Giugno 2011 gli impianti già installati negli ultimi mesi del 2010, sfruttando il regime del Salva Alcoa. A questa è seguito poi il tentativo, da parte di tutti i principali operatori del settore, di installare e connettere il maggior numero possibile di impianti prima che entrasse in vigore il meccanismo del Registro dei Grandi Impianti a Settembre 2011. Fino ad arrivare ai primi mesi del 2012, quando agli operatori è stata prospettata dal Governo una prossima interruzione del Quarto Conto Energia, già a partire dal secondo semestre dell’anno, per effetto del raggiungimento, anticipato rispetto alle attese, del limite di 6 mld € di costo annuo degli incentivi.

Come è facilmente comprensibile, in questo contesto i player del fotovoltaico italiano non hanno potuto in alcun modo pianificare i loro investimenti e le loro attività, “navigando a vista” e cogliendo le opportunità che volta per volta il mercato presentava loro. Sono stati esposti inoltre a notevoli tensioni e contrazioni delle loro marginalità, dovute all’andamento dei prezzi al ribasso di cui si è parlato nel capitolo dedicato alla tecnologia, che hanno avuto l’effetto di mettere in seria

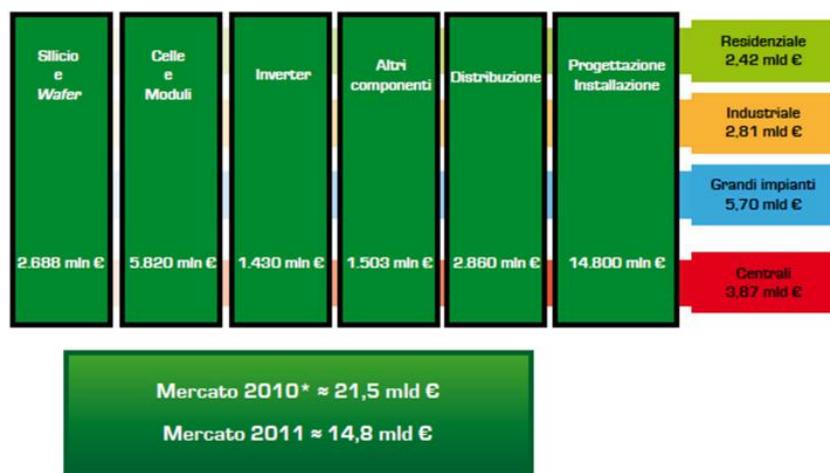
difficoltà molti di loro e addirittura causare il fallimento di alcuni. Ciò non ha impedito alla potenza installata complessivamente nel 2011 di raggiungere livelli analoghi a quelli fatti registrare nel 2010, **ma importanti quote di mercato sono andate ad appannaggio di produttori non italiani ed europei**, molto meno esposti alle dinamiche del nostro mercato.

L'obiettivo di questo capitolo è quindi quello di **studiare le dinamiche che hanno interessato la filiera del fotovoltaico in Italia nel corso del 2011**, partendo dall'analisi del volume d'affari e delle marginalità lorde generati lungo le fasi della filiera, passando attraverso la mappatura e lo studio delle caratteristiche degli operatori attivi nelle diverse aree di business del fotovoltaico in Italia, per concludersi infine con un stima degli impatti occupazionali del fotovoltaico nel nostro Paese.

3.1 Il volume d'affari del fotovoltaico in Italia

Il volume di affari complessivo prodotto dalla filiera fotovoltaica in Italia nel corso del 2011 è **stato calcolato considerando solo gli impianti che sono stati realizzati nel corso dell'anno**. Non si sono quindi

ovviamente presi in considerazione gli impianti che, sfruttando il meccanismo del Salva Alcoa, sono stati installati negli ultimi mesi del 2010, ma connessi ed entrati in esercizio nel primo semestre del 2011. In base a questa ipotesi, **nel 2011 il fotovoltaico italiano ha generato un volume di affari pari a 14,8 mld €, in calo di circa il 31% rispetto al 2010** (SI VEDA FIGURA 40). La diminuzione nel volume di affari è dovuta principalmente ad un volume di impianti installati minore rispetto al 2010 (che comprendeva anche gli impianti installati in regime di Salva Alcoa) e al significativo calo del prezzo chiavi in mano, in tutti i principali segmenti di mercato.



* il valore fa riferimento al dato di impianti realizzati (e non allacciati) nel corso del 2011

Figura 36: Principali aree di business nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari nel 2011

Il comparto degli impianti residenziali e commerciali (che comprende gli impianti fino a 20 kW di potenza installata) **ha fatto registrare il volume d'affari più basso tra tutti i segmenti di mercato**, con una riduzione rispetto al valore 2010 di oltre il 30%. **Una dinamica non dissimile si osserva nel comparto degli impianti industriali**, con taglia tra 20 e 200 kW. Esso ha sperimentato la riduzione più consistente rispetto al volume d'affari del 2010 tra i vari segmenti di mercato, con una contrazione del 38%. Questi impianti, così come quelli residenziali, hanno visto diminuire il loro peso sul volume d'affari complessivo a causa della crescente attenzione che gli operatori ed

investitori hanno riservato agli impianti di maggiore taglia, nel tentativo di sfruttare le ultime opportunità di investire in questi impianti ad alto rendimento, prima che la revisione del Quarto Conto Energia non li penalizzi in modo eccessivo. Ciò è evidente se guardiamo al segmento dei **grandi impianti**, con taglia compresa tra i 200 e i 1.000 kW, **che nel corso del 2011 ha generato un volume d'affari complessivo di 5,7 mld €**, più del doppio di quello degli impianti residenziali ed industriali. **Il segmento delle centrali**, ossia degli impianti con taglia superiore ad 1 MW, nel 2009 rappresentava il comparto meno importante per volumi d'affari, mentre nel 2010 ha superato il segmento residenziale. **Nel 2011 supera anche il segmento degli impianti industriali, con un fatturato totale di 3,9 mld €**. Ciò è dovuto prima di tutto alla corsa all'installazione di questi impianti entro il 31 Agosto 2011, momento a partire dal quale è entrato in vigore il complesso e poco conveniente meccanismo del Registro dei Grandi Impianti.

Si è deciso inoltre di analizzare qual è la quota parte del volume d'affari che, nelle diverse aree di business, rimane "nelle tasche" delle imprese italiane. Le stime si riferiscono solo al mercato interno e sono quindi depurate dai fatturati che le imprese italiane realizzano attraverso attività di export in mercati esteri. I risultati di questa analisi sono riassunti graficamente nella FIGURA 41.

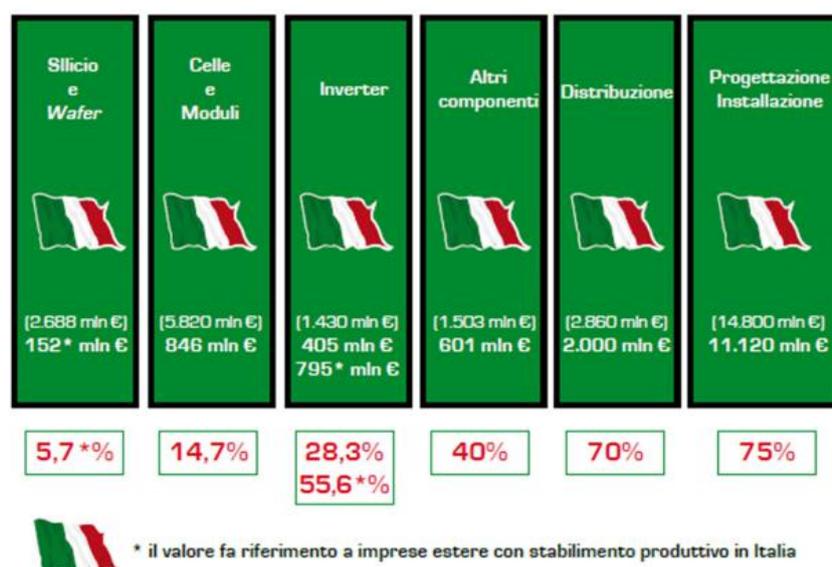


Figura 37: Principali aree di business nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari generato dalle imprese italiane nel 2011

Si nota innanzitutto **come la presenza italiana nell'area di business silicio e wafer sia dovuta esclusivamente dalle vendite dell'americana MEMC** attraverso lo stabilimento produttivo italiano, che pesano per circa il 5,7% del volume di affari totale generato del nostro Paese. Per quanto riguarda i produttori di celle e moduli, il volume d'affari di cui riescono ad appropriarsi le imprese italiane rappresenta il 14,5% del totale, per un controvalore pari a circa 850 mln €. Per quanto riguarda i produttori di inverter italiani, il volume di affari da essi generato nel 2011 è pari a circa 400 mln €, che rappresenta il 28,3% dei fatturati totali. Bisogna tuttavia considerare che, che nel corso del 2011, i produttori italiani di inverter hanno esportato circa il 20% della loro produzione. Inoltre, se si considera anche Power One, impresa americana con stabilimento produttivo in Italia, la quota parte del fatturato totale che resta in Italia supera abbondantemente il 50%. Infine, **le imprese di distribuzione italiane riescono ad appropriarsi del 70% del volume di affari complessivo**, mentre per l'area di business relativa alla progettazione ed installazione si arriva ad un peso del 75%, per un controvalore pari a circa 11,1 mld €. Di questo volume di affari che

resta in Italia, la quota parte relativa al segmento residenziale e industriale è per la maggior parte realizzata da progettisti, installatori e system integrator italiani. Per quando riguarda invece la progettazione e installazione di grandi impianti e centrali, il fatturato realizzato in Italia dagli EPC stranieri raggiunge in aggregato anche il 35-40% del totale, con un presenza ancora più forte nel segmento delle grandi centrali.

3.2 I player della filiera fotovoltaica in Italia

La nostra analisi ci ha permesso di stimare una crescita del numero complessivo di imprese operanti lungo l'intera filiera del fotovoltaico in Italia di circa il 6% tra 2010 e 2011. In particolare, come mostra la FIGURA 42, la filiera fotovoltaica è stata caratterizzata da un incremento del numero di imprese italiane:

- **nell'area di business celle e moduli le imprese superano il 50%** (con un incremento di 5 punti percentuali rispetto al 2010) del totale degli operatori attivi sul mercato. Inoltre, aumenta, rispetto all'anno scorso, anche la quota delle imprese estere che hanno una filiale commerciale nel nostro Paese (42%). Oltre alle principali imprese europee che già avevano aperto negli anni scorsi filiali commerciali in Italia, anche le imprese asiatiche di maggiori dimensioni hanno ormai un proprio ufficio commerciale nel nostro Paese. Rimangono attive con il semplice canale dell'export le imprese asiatiche di minori dimensioni che commercializzano prodotti di gamma medio-bassa;
- **l'area di business degli inverter vede crescere la percentuale di imprese italiane (47%)** rispetto alle imprese estere con filiale italiane ed alle imprese estere operanti nel nostro Paese senza filiale. Anche in questo gli operatori stranieri operanti attraverso l'export sono i produttori orientali o le imprese europee di piccole dimensioni che vendono direttamente a distributori presenti sul territorio;
- **l'area di business relativa alla distribuzione si compone per circa l'85% di imprese italiane e per il 15% di imprese estere con filiale in Italia.** Non sono presenti imprese estere senza filiale, come è ovvio considerato che quest'attività richiede la presenza di magazzini per lo stoccaggio dei componenti in loco. Nell'ultimo anno (SI VEDA PARAGRAFO 3.7) è incrementata la quota parte di distributori europei (principalmente tedeschi) che hanno aperto nuove filiali commerciali nel nostro Paese;
- **l'area di business progettazione e installazione è composta all'80% da imprese italiane.** In particolare, tra fine 2010 e inizio 2011 sono entrati diversi EPC stranieri sul mercato italiano per cogliere l'ottima opportunità derivante dal Salva Alcoa e dal periodo che ha preceduto l'apertura del Registro dei grandi impianti.

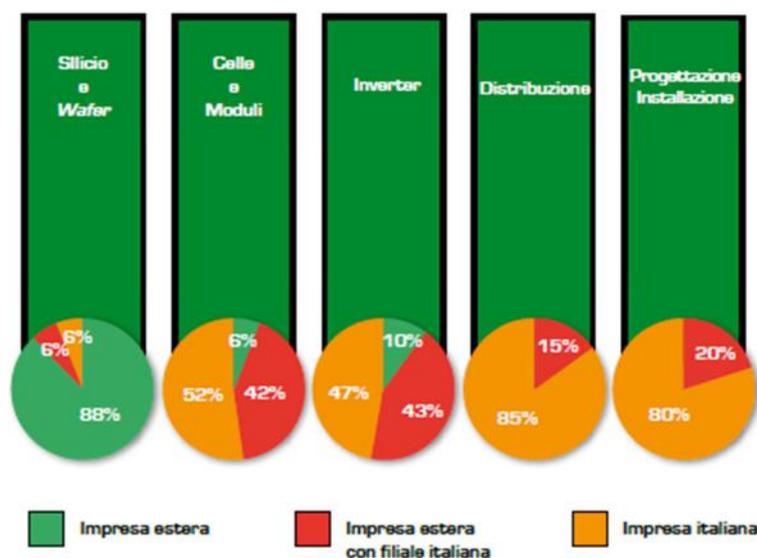


Figura 38: Le imprese nella filiera fotovoltaica italiana

3.3 Le marginalità

Di seguito è presentata l'analisi della marginalità operativa lorda (*EBITDA Margin*) delle imprese che operano sul mercato italiano, in comparazione con le marginalità registrate nel 2010 e nel 2009. I dati sulle marginalità del 2009 e 2010 sono desunte dall'analisi di bilancio dell'esercizio 2010, mentre per l'anno 2011, da poco conclusosi, i dati derivano dall'analisi empirica condotta sul campione delle imprese intervistate e sono quindi da considerarsi delle stime a finire.

La FIGURA 43 mostra i valori medi di marginalità degli operatori attivi nelle diverse aree di business della filiera, oltre a riportare un'indicazione della varianza dei dati raccolti.

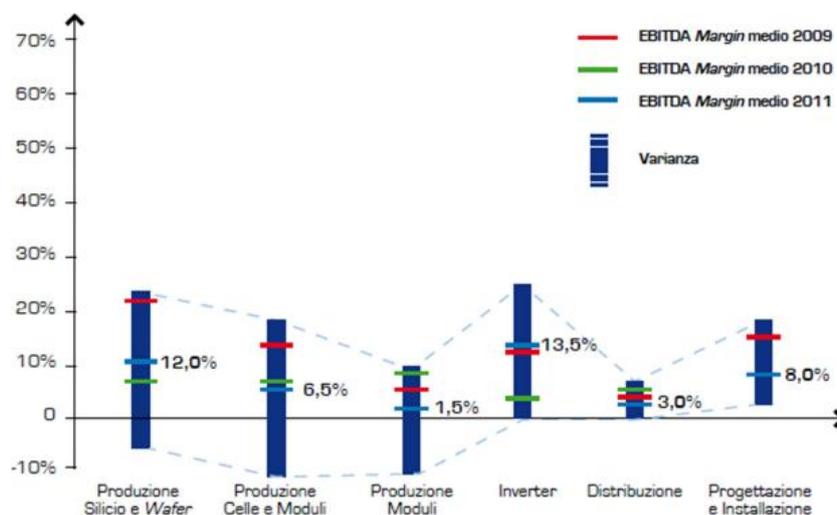


Figura 39: Le marginalità degli operatori lungo la filiera fotovoltaica

Dall'analisi della figura si desumono due trend interessanti. **Innanzitutto si nota una diminuzione generale della marginalità in tutte le fasi della filiera**, con valori che si attestano su valori inferiori anche a quelli del 2009.

In secondo luogo, è evidente come la varianza **dei dati di marginalità sia particolarmente ampia**: nell'area di business relativa alla produzione di silicio e wafer e di celle e moduli, ad esempio, si passa da EBITDA *Margin* inferiori allo zero a valori intorno al 20%. Questo si spiega con il fatto che si sono ampliate nel corso del 2011, specialmente per quanto riguarda le fasi a monte della filiera, le differenze di efficienza e competitività tra gli operatori leader di mercato, con alti volumi produttivi e grandi capacità produttive, e i player di taglia inferiore, che hanno decisamente perso terreno e marginalità nel corso degli ultimi 12 mesi.

Per quanto riguarda le singole aree di business, è interessante notare come i produttori di silicio e wafer abbiano in media sperimentato marginalità di solo il 12%, il valore più basso mai toccato negli ultimi anni. Basti pensare, per comprendere la portata del fenomeno, che **i margini a fine 2008 viaggiavano su valori nell'intorno del 40%, ben 30 punti percentuali in più rispetto ai dati di fine 2011**. La compressione dei margini è ancora più impressionante per i produttori di silicio e wafer se si considera che essi hanno una struttura di costi in cui l'impatto dell'ammortamento dei macchinari produttivi è molto importante.

Una dinamica simile si osserva per i produttori integrati di celle e moduli, che hanno registrato nel 2011 una marginalità notevolmente inferiore (pari al 6,5%) rispetto a quella dell'anno precedente (che si attestava su livelli del 14%). **Molto più risicati sono stati i margini medi dei produttori di soli moduli**, che hanno sperimentato nel corso del 2011 un EBITDA *Margin* medio pari a solo l'1,5%, in "caduta libera" rispetto al 7% dell'anno precedente. Non mancano casi di imprese europee che hanno avuto costantemente marginalità negative (si pensi a Solarworld, Centrosolar ed Aleosolar), il che ha messo in crisi la loro stessa sopravvivenza.

I produttori di inverter sono invece gli unici operatori che hanno avuto nel 2011 dei margini in crescita, seppure lieve, rispetto al 2010, attestandosi attorno al 13,5%. Si tratta di un margine medio superiore anche al livello raggiunto nel 2009, anno in generale molto favorevole per i produttori di tecnologie che grazie ai processi produttivi messi in campo sono riusciti a mantenere le marginalità medie piuttosto alte nonostante la diminuzione dei prezzi intervenuta nel corso dell'anno.

Nel caso della distribuzione, si confermano valori di EBITDA *Margin* molto bassi, con un leggero calo (dal 4 al 3%), rispetto al dato 2010. **Una contrazione percentualmente più importante è quella fatta registrare dagli EPC Contractor e system integrator** che lavorano nel campo della progettazione ed installazione di impianti, con valori in media pari all'8%, in forte discesa rispetto al 14% del 2010. Con la sola eccezione degli inverter, quindi, il quadro che emerge da questo paragrafo è quello di **un 2011 molto difficile per gli operatori attivi sul mercato italiano del fotovoltaico**, che hanno dovuto far fronte ad un'accesa contrazione dei margini per mantenere il più possibile inalterata la propria quota di mercato. Principalmente per gli operatori occidentali questo è stato un obiettivo non del tutto centrato, considerata la misura con cui essi hanno ceduto il passo ai produttori cinesi e, più in generale, orientali anch'essi comunque colpiti dalla crisi del settore e dal calo deciso delle marginalità.

Nei paragrafi che seguono si considerano separatamente le diverse aree di business in cui la filiera del fotovoltaico può essere scomposta e si analizzano nel dettaglio le caratteristiche e le strategie adottate dai principali player internazionali ed italiani.

3.4 Area di business silicio e wafer

La TABELLA 8 riporta i dati di capacità produttiva e fatturato dei principali operatori nell'area di business della produzione di silicio e wafer a livello mondiale.

Impresa	Tipologia di impresa	Nazione	Capacità produttiva 2010 (tonnellate)	Capacità produttiva 2011 (tonnellate)	Ricavi 2011 (mln €)
Hemlock Semiconductor Corporation	Polysilicon	USA	36.000	40.000	4.901
Wacker Chemie	Polysilicon	Germania	30.000	35.500	4.800
Tokuyama	Polysilicon	Giappone	8.200	10.000	3.491
OCI Company	Polysilicon	Corea del Sud	21.000	42.000	2.890
GCL Company	Polysilicon + Wafer	Cina	21.000 (3,5 GW wafer)	46.000 (6,5 GW wafer)	2.497
MEMC Electronic Materials	Polysilicon + Wafer	USA	14.500	14.500	1.981
LDK	Polysilicon + Wafer	Cina	10.000 (3 GW wafer)	17.000 (4 GW wafer)	1.692
REC	Polysilicon + Wafer	Norvegia	13.600 (1,725 GW wafer)	19.000 (0,95 GW wafer)	1.086

Tabella 8: I principali produttori mondiali di silicio e wafer

Innanzitutto è interessante notare **come la capacità produttiva di silicio nel corso del 2011 sia aumentata in media del 58%** tra i top player del settore, con incrementi del 100% per alcune grandi realtà produttive del Far East (quali GCL Poly). La produzione mondiale di silicio di grado solare nel corso del 2011 ha superato le 210.000 tonnellate, sufficienti per soddisfare una domanda di 20 GW di installazioni, rispetto alle circa 150.000 di silicio prodotte nel 2010. Oltre il 60% delle forniture di *polysilicon* provengono da America e Cina, con l'Europa alla quale, in questa area di business, è riservato un ruolo non trainante.

A livello globale il fotovoltaico ha fatto segnare una crescita del 16% nell'ultimo anno, il che spiega gli investimenti messi in campo da questi operatori, sempre alla ricerca tra l'altro di aumentare le proprie economie di scala in un settore così *capital intensive*. Senza dimenticare inoltre che il silicio purificato che essi producono viene anche utilizzato per la realizzazione di semiconduttori per l'industria elettronica (**nel 2011, circa l'80% della produzione globale è stata destinata al mercato del fotovoltaico**). Probabilmente per una sovrastima della crescita che il mercato fotovoltaico avrebbe sperimentato nel 2011, esiste comunque una certa percentuale di capacità insatura in quest'area di business. Questo è chiaro se consideriamo che la sola capacità produttiva degli 8 top player a livello globale supera le 220.000 tonnellate, mentre la produzione totale è stata pari a 210.000 tonnellate.

Nonostante ciò, le previsioni di crescita della capacità produttiva per fine 2012 e inizio 2013, soprattutto per quanto riguarda le imprese orientali, rimangono in crescita. Ad esempio, **la coreana OCI Chemical ha dei piani di crescita della capacità produttiva fino a 62.000 t/anno entro fine 2012.**

Per quanto riguarda il **prezzo del silicio**, come effetto della contrazione dei prezzi sui principali mercati mondiali, esso è passato da **circa 57 €/kg a fine 2010 a oltre 26 €/kg a fine 2011**, facendo registrare comunque un andamento fortemente altalenante nel corso degli ultimi dodici mesi. Anche

per contrastare questo effetto, si è consolidato nel 2011, coinvolgendo in particolar modo le imprese orientali (quali ad esempio GCL Poly), il trend verso un'integrazione verticale a valle degli operatori, nell'attività di produzione di wafer.

Per quanto concerne le posizioni di mercato, la TABELLA 8 mostra **come la leadership del settore rimanga nelle mani dell'americana Hemlock**, seguita a non grande distanza dalla Wacker Chemie, entrambe con fatturati nell'ordine dei 5 mld €.

Tutto questo mentre **l'attività e la produzione delle imprese in Italia sembra rallentare**. In particolare, l'americana MEMC Electronic Materials SpA ha sospeso a fine 2011 la produzione nello stabilimento altoatesino di Merano, ed ha ufficializzato la chiusura dello stesso a causa degli elevati costi dell'energia e delle forniture. Va anche detto che la MEMC sembra aver avviato un processo di razionalizzazione della produzione anche nelle fabbriche di Kuching, in Malesia, e di Portland, nell'Oregon, con piani di riduzione del personale a livello mondiale del 20%. **Il progetto Ned Silicon**, per la produzione di lingotti di silicio puro destinati alla produzione di moduli fotovoltaici, **sembra non aver fatto passi avanti nel corso del 2011 e 2012**, per la difficoltà nel reperire le risorse finanziarie necessarie a realizzare l'impianto produttivo. Infine, la **Lux Srl**, unica azienda italiana locata a Pozzolo Formigaro in provincia di Alessandria, impegnata nella produzione di wafer, dopo aver prodotto circa 8 MW nel corso del 2011, **ha dichiarato, ad inizio del 2012, il blocco dell'attività**. Le dinamiche di mercato che hanno caratterizzato il 2011 del fotovoltaico e la più ampia congiuntura economica sfavorevole hanno negativamente influenzato lo sviluppo di questi progetti.

3.5 Area di business celle e moduli

La TABELLA 9 riporta alcune informazioni relative **ai principali operatori attivi, a livello mondiale, nella produzione di celle e moduli fotovoltaici**, comprendendo sia i produttori integrati che gli assemblatori di soli moduli.

Impresa	Tipologia di impresa	Nazione	Capacità produttiva celle 2010 (MW)	Capacità produttiva moduli 2010 (MW)	Capacità produttiva celle 2011 (MW)	Capacità produttiva moduli 2011 (MW)	Ricavi 2010 (mln €)	Ricavi 2011 (mln €)
Suntech	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.800	1.800	2.400	2.400	2.070	2.365
First Solar	Celle + Moduli	USA	1.500	1.500	2.300	2.300	1.830	1.981
Yingli Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.000	1.000	1.700	1.700	1.351	1.753
LDK Solar Co. Ltd	Celle + Moduli + Wafer	Cina	180	1.500	1.260	2.500	921	1.692
Trina Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.200	1.200	1.700	1.700	1.845	1.539
Canadian Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	980	1.000	2.000	2.000	1.495	1.429
JA Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	2.000	300	3.000	1.200	1.271	1.278
SolarWorld	Celle + Moduli	Germania	250	940	800	1.400	1.305	1.047
Q-Cells	Celle + Moduli	Germania	1.100	-	1.200	230	1.354	1.023
Hanwha SolarOne	Celle + Moduli + Wafer	Cina	500	900	1.300	1.500	1.140	882
Sharp	Celle + Moduli	Giappone	1.015	800	1.400	1.400	n.d.	n.d.
Jinko Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	600	600	1.500	1.500	267,7	n.d.
Conergy	Moduli	Germania	-	250	-	350	665	754
Motech	Celle	Taiwan	1.150	-	1.500	-	720	716
Solon	Moduli	Germania	-	450	-	439	555	500
Aleo Solar	Moduli	Germania	-	280	-	390	553	462
Centro Solar	Moduli	Germania	-	200	-	350	403	293

Tabella 9: I principali produttori di celle e moduli a livello mondiale

I dati riportati in TABELLA 9 evidenziano innanzitutto l'accresciuta competitività delle imprese cinesi in questo segmento di mercato. È interessante **infatti rilevare come le prime 7 imprese per ricavi siano cinesi, ad eccezione dell'americana First Solar**, produttrice di moduli CdTe, che è seconda per ricavi complessivi, ma che rimane in testa per quantità di moduli venduti (oltre 2 GW, contro gli 1,9 GW di Suntech). Chiaramente questo si spiega con il fatto che il prezzo di vendita dei moduli CdTe è stato inferiore, nel corso del 2011, rispetto a quelli di prima generazione (SI VEDA CAPITOLO 2). In particolare, **le imprese cinesi hanno guadagnato importanti quote di mercato a scapito dei produttori europei ed, in particolare, tedeschi**. Si pensi che la tedesca Q-Cells è stata sorpassata, per quanto riguarda il fatturato 2011, dalle orientali Yingli, LDK, Trina, Canadian, JA. L'impresa tedesca, storica produttrice di celle, nel corso del 2011 ha attuato un'integrazione a valle nella produzione dei moduli. Essa ha risentito duramente

della contrazione del mercato e della caduta dei prezzi delle celle, registrando un EBIT negativo, a fine 2011, di 717 mln €. Tutto ciò ha portato ad una ristrutturazione delle risorse della società, al licenziamento di 250 operai fine del 2011 e alla rinegoziazione del termine di pagamento delle obbligazioni di Q-cells. Nonostante ciò, l'azienda si dice però fiduciosa di ritornare a utili positivi nel 2013.

Si nota anche come **le imprese orientali siano caratterizzate da un maggiore grado di integrazione verticale rispetto ai produttori occidentali**. Questo, insieme alla struttura di costo più

favorevole, le rende in grado di beneficiare di importanti marginalità anche a fronte di prezzi di vendita estremamente più contenuti, aumentandone la competitività. Si noti a questo proposito che tutte le imprese orientali in TABELLA 9 sono integrate nella produzione di celle e moduli, mentre i più grandi assemblatori puri di moduli sono realtà europee, principalmente tedesche. Inoltre, **tutti i produttori orientali hanno ampliato il loro grado di integrazione verticale a monte**, aumentando la capacità installata di wafers fino a coprire la quasi totalità dei fabbisogni interni. Alcune aziende si sono spinte o si stanno spingendo ancora più in là, producendo internamente il silicio di grado solare di cui hanno bisogno. E' il caso di LDK, che ha in programma di aumentare la capacità produttiva di *polysilicon* a 55.000 tonnellate/anno entro fine 2012.

Tutto questo ha avuto delle **ripercussioni negative molto importanti sulla competitività dei produttori occidentali**. Si pensi che le imprese tedesche riportate in TABELLA 9 hanno visto diminuire i loro ricavi complessivi, tra il 2010 e il 2011, di oltre il 16%, proprio per la loro incapacità di controbilanciare la diminuzione dei prezzi dei moduli con un aumento più che proporzionale delle vendite. **Molte di loro per la prima volta hanno sperimentato nel 2011 margini operativi netti negativi** (ad esempio, -365 mln € di EBIT a fine Settembre 2011 per QCells, -230 mln € a Dicembre 2011 per Solarworld, -105 mln € a fine Settembre 2011 per Conergy, -3 mln € a fine Settembre 2011 per Centrosolar). Senza contare i numerosi casi di fallimento, con Solon che ha attivato la procedura fallimentare a fine 2011 e l'inglese BP Solar che, dopo la razionalizzazione della produzione di moduli realizzata nel corso del 2009, nel 2011 ha deciso di abbandonare il settore.

Anche **i produttori orientali, che nel corso del 2010 avevano sperimentato marginalità anche superiori al 20%, hanno registrato marginalità vicine allo zero o in alcuni casi anche negative nel corso del 2011**. Basti pensare che l'*EBITDA Margin* di Suntech nel corso del 2011 è stato di poco superiore al 2,4% mentre Yingly, dai dati a disposizione, ha viaggiato su livelli del -1%. Nonostante ciò, le imprese del Far East ed alcune imprese europee hanno aumentato le capacità produttive. In particolare, grazie agli investimenti delle imprese cinesi, l'incremento è stato superiore al 120%. Si pensi che per alcune imprese quali Jinko Solar, Hawnka Solar e Solarworld è arrivato anche a superare il 150%.

Il BOX 3 descrive il caso dell'India, che oltre a rappresentare un mercato estremamente attrattivo per il fotovoltaico nel prossimo futuro, ha visto importanti incrementi di capacità produttiva delle sue imprese in quest'area di business.

La capacità produttiva di celle e moduli dell'industria indiana è cresciuta notevolmente nel corso del 2011, passando dai soli 200 MW di moduli nel 2010 ad oltre 1.700 MW di moduli e 700 MW di celle, con previsioni che indicano una crescita significativa anche per i prossimi anni. L'India ha recentemente fatto registrare la nascita di nuove imprese produttrici indiane come Alfa Solar, JBM Group, Vorks Energy e Sonali Energies, che hanno allargato le loro attività nel settore energetico alla produzione di moduli, oltre alla crescita dei grandi produttori già esistenti quali Tata BP, EMMVEE, Moser Baer e XL Energy. Un esempio emblematico di crescita dell'industria indiana è rappresentato dalla Tapan Solar Energy Pvt, che ha avviato, nel suo stabilimento di Neemrana, la produzione di moduli in silicio policristallino con il brand Eleccsol. La capacità produttiva attuale dello stabilimento è di 20 MW all'anno, ma l'azienda ha intenzione di portarla a 40 MW entro la fine del 2012. La tecnologia e le linee automatizzate presenti nello stabilimento sono europee e l'efficienza dei moduli si attesta attorno al 15%.

Box 3: La produzione di celle e moduli in India

Rispetto alla dinamicità ed ai tassi di crescita fatti registrare dai produttori di celle e moduli a livello internazionale, e specialmente in Far East, l'industria italiana del fotovoltaico in questo comparto è rimasta molto più stabile. La FIGURA 44 illustra l'andamento della capacità produttiva e della produzione complessiva di celle e moduli in Italia e le previsioni al 2012.

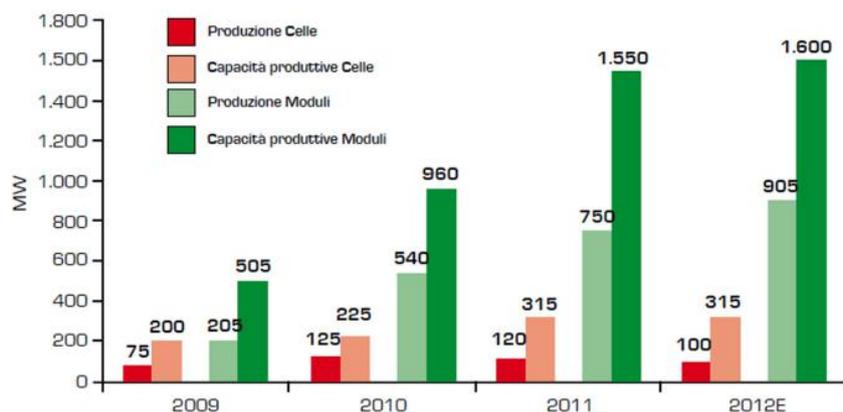


Figura 40: Andamento della capacità produttiva e della produzione complessiva di celle e moduli in Italia (con previsioni per il 2012)

Come si nota dalla FIGURA 44, **la produzione di celle nel corso del 2011 è diminuita rispetto al 2010 del 4%**, nonostante un aumento della capacità produttiva disponibile (+40%). **La produzione di moduli nel corso del 2011 è aumentata del 39% rispetto al 2010**, raggiungendo i 750 MW complessivi. E' interessante notare come circa il 35% della produzione di moduli sia appannaggio delle imprese di mediopiccole dimensioni (circa 35), con una potenza installata inferiore ai 30 MW. Ben undici tra queste aziende hanno una capacità produttiva che non supera i 5 MW. E' ovviamente molto complesso stimare quale sarà la produzione di moduli in Italia nel 2012. Considerando le previsioni di mercato presentate nel capitolo relativo al mercato e le opinioni degli operatori intervistati nell'ambito della ricerca, potrebbe intervenire una diminuzione della produzione totale di celle nel corso del 2012 pari a circa il 16% rispetto al 2011 mentre la produzione di moduli messa in campo dalle principali imprese italiane nonostante la probabile o in alcuni casi già avvenuta chiusura di stabilimenti produttivi da una parte e il potenziale incremento di produzione di alcuni top player italiani dall'altra (SI VEDA TABELLA 10), per l'anno 2012, è controbilanciata dall'entrata in regime delle attività della 3Sun, che a fine 2011 ha iniziato la produzione di moduli a film sottile a doppia giunzione in silicio micromorfo nello stabilimento di Catania (sebbene la produzione per il 2011 è stata pressoché nulla). Sulla base di queste considerazioni, **si può prevedere per il 2012 una produzione di moduli di circa 905 MW**, in aumento dell'20% rispetto al 2011 nonostante l'entrata effettiva in produzione dello stabilimento della 3Sun, che a pieno regime dovrebbe pesare per circa il 21,5% della produzione italiana.

Impresa	Capacità produttiva 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Fatturato 2011 (mil €)	Previsione produzione 2012 (MW)
Solsonica	35 celle	40 celle	25 celle	106,6	15 celle
	70 moduli	150 moduli	95 moduli		80 moduli
Helios Technology	60 celle	60 celle	40 celle	38*	45 celle
	55 moduli	57 moduli	40 moduli		45 moduli
Omnisolar Italia	10 celle	10 celle	8 celle	8,5*	8 celle
X-Group	90 celle	140 celle	45* celle	n.d.	n.d.
	55 moduli	100 moduli	40* moduli		n.d.

*valori stimati

Tabella 10: I principali produttori integrati italiani di celle e moduli

Nel complesso e come è facilmente intuibile, **il 2011 è stato per i produttori di celle e moduli italiani un anno molto difficile**, per una serie di motivi:

- **l'accresciuta concorrenza asiatica ed il calo sostenuto del prezzo dei moduli** sul mercato europeo ed italiano (SI VEDA CAPITOLO 1) che, secondo molti operatori, è arrivato al di sotto del prezzo minimo sostenibile nel lungo periodo, almeno per i produttori italiani;
- **la frenata delle installazioni sul mercato locale**, causata dal periodo di incertezza normativa che ha caratterizzato la prima metà del 2011;
- **la stretta sul credito operata dalle banche** con l'intensificarsi della crisi economico-finanziaria, che ha causato problemi di liquidità a molti produttori, "schiacciati" tra i fornitori di wafer e celle (che, in cambio di prezzi convenienti, hanno sempre più spesso richiesto pagamenti cash), i distributori ed i clienti (che invece pretendevano condizioni di pagamento particolarmente dilazionate).

Tutti i produttori integrati nel corso del 2011 hanno sperimentato notevoli difficoltà economiche e gestionali. In particolare, **tutti**, in maniera più o meno marcata, **hanno dovuto interrompere o diminuire i turni produttivi, facendo ricorso anche alla cassa integrazione**, a causa dell'assenza di ordini e commesse per il blocco del mercato intervenuto tra Marzo e Maggio in seguito all'emanazione del decreto Rinnovabili. Inoltre, anche nel corso dell'anno le commesse sono state piuttosto discontinue e le imprese si sono trovate a dover gestire le attività di produzione e i rapporti con i fornitori con un mercato "schizofrenico".

Analizzando nello specifico i produttori integrati italiani, è possibile identificare quali sono stati i rapporti di forza nel corso del 2011 e le principali problematiche che essi hanno dovuto affrontare.

Ad esempio, Solsonica si è confermato il principale produttore integrato in Italia, con una produzione di moduli in crescita del 48% rispetto al 2010, che si era chiuso con una produzione di 64 MW. L'impresa ha invece diminuito la produzione di celle del 28% nel corso del 2011, rispetto ai 35 MW del 2010, ricorrendo maggiormente all'approvvigionamento. Solsonica, pur avendo dovuto far ricorso alla cassa integrazione ordinaria per circa 200 persone a partire da fine Marzo 2011 fino ai primi di Maggio ed aver bloccato l'acquisto di materie prime nei mesi di Marzo ed Aprile, sembra essere riuscita a rimanere tra le imprese italiane più competitive in questa area di business nel corso degli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012. Questo anche grazie alla capacità di rinegoziare dei contratti di fornitura del silicio nel 2011 che, viste le dinamiche dei prezzi, erano ormai divenuti insostenibili. Già da fine 2011, la produzione ha ripreso le sue attività a pieno regime. La Helios Technology, che già a Novembre 2010 aveva messo in cassa integrazione 190 dei 200 dipendenti a causa della mancanza di liquidità per acquistare le materie prime necessarie alla produzione (in seguito alla causa persa con LDK Solar) ha attraversato momenti delicati nel corso del 2011, bloccando ripetutamente la produzione. I segnali però sono incoraggianti perché dai primi mesi del 2012 ha iniziato nuovamente a produrre a pieno regime e le previsioni di produzione per il 2012 sono maggiori rispetto al dato di fine 2011. Una situazione critica è quella che sta vivendo XGroup Spa: nel novembre del 2011 l'agenzia regionale Sviluppo Veneto, che deteneva il 7,5% del capitale della società, si è dissociata pretendendo il pagamento delle azioni che deteneva. Questo problema, accompagnato da una diminuzione rilevante dei volumi richiesti e da problemi di liquidità, ha comportato il blocco degli impianti di San Pietro in Viminario (per quanto riguarda la produzione di celle) e di Cisterna di Latina (per quanto riguarda la produzione di moduli) ed il ricorso alla cassa integrazione. Attualmente è in atto una ristrutturazione societaria

La TABELLA 11 riporta invece informazioni circa i principali produttori italiani di soli moduli.

Impresa	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Fatturato 2011 (mln €)	Previsione produzione 2012 (MW)
MX Group	180	73	108*	100
Solon	95	40,5	132*	0
Moncada Solar Equipment	100	40	250**	100
Renergies	45	30	45	40
Brandoni	55	27	36	50
Eosolare	50	15	15	20
Solar Green Energy	50	12	8,4	n.d

*Fatturato relativo alle attività di EPC
**Fatturato relativo a Moncada Energy Group (attiva nell'EPC e nella gestione di impianti fotovoltaici eolici e a biomasse)

Tabella 11: I maggiori produttori italiani di soli moduli

Nella TABELLA 11 compare la tedesca Solon in quanto, pur avendo casa madre in Germania, opera nel nostro Paese attraverso un'impresa italiana, Solon Spa. Nel 2011 l'impresa, nonostante sia uno dei principali produttori di soli moduli in Italia, ha spostato il suo *core-business* dalla produzione di moduli alla progettazione, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici, attività che ha determinato più della metà del suo fatturato. Sul finire dell'anno, inoltre, **si sono acuiti i problemi della casa madre e le difficoltà di liquidità della subsidiary italiana, che hanno portato Solon a decidere di abbandonare la produzione** dello stabilimento di Carnignano del Brenta (Padova), con oltre settanta addetti, dedicandosi unicamente alla progettazione, sviluppo, realizzazione e manutenzione di impianti fotovoltaici chiavi in mano. Per quanto riguarda gli altri operatori, **MX Group**, grazie anche al completamento dell'acquisizione di Solarday, **si riconferma il primo modulista puro italiano** (secondo in assoluto solo a Solsonica), mentre Renergies e Brandoni Solare mantengono la loro produzione su livelli non dissimili dal 2010.

Così come le imprese integrate anche i produttori di moduli, a valle dell'approvazione del Decreto Rinnovabili, si sono trovati costretti a fermare completamente le linee produttive, a diminuire i turni di lavorazione con l'utilizzo della cassa integrazione, e, in alcuni casi, anche ad effettuare tagli di personale. Nel caso di MX Group, dopo due mesi di cassa integrazione che ha coinvolto solo un terzo delle risorse coinvolte, a metà Novembre 2011 l'impresa è riuscita a riprendere la produzione, su due turni anziché su tre.

Alcune imprese, seppur sperimentando notevoli problemi, **hanno completato gli investimenti avviati prima del periodo di crisi intervenuto nel 2011**. Ad esempio, Ferrania Solis ha terminato il ricorso alla cassa integrazione il 13 Giugno del 2011, e sempre nel mese di Giugno ha terminato l'installazione dei lavori per la messa in funzione della seconda linea produttiva da circa 15 MW per 70.000 moduli fotovoltaici. Le imprese, inoltre, hanno dovuto rinunciare a contratti, richiesti una volta rientrati in vigore gli incentivi. Basti pensare che VEnergy ha dovuto rinunciare a contratti già conclusi per un valore di circa 5 mln €.

È possibile riassumere come segue le strategie che i produttori di celle e moduli e modulisti hanno cercato di mettere in atto per far fronte al calo delle marginalità e delle quote di mercato, che

rappresentano le principali traiettorie che essi cercheranno verosimilmente di seguire nei prossimi anni per continuare ad operare sul mercato :

– **ricercare opportunità di differenziazione ed unicità del “sistema” fotovoltaico**, piuttosto che puntare sul semplice costo e sull’efficienza dei moduli, creando dispositivi che si adattino ad esigenze particolari, soprattutto nel segmento residenziale e industriale. Un esempio in questo senso è rappresentato dai moduli fotovoltaici con celle colorate, che possono adattarsi a ogni tipo di costruzione, sviluppati da Brandoni Solare. L’impresa di Castelfidardo (AN) ha proposto sul mercato moduli con celle “rosso mattone”, supportati da fissaggi dello stesso colore, per favorire la mimetizzazione dei moduli sugli edifici e riducendo notevolmente l’impatto visivo. Altro esempio è quello dei moduli ibridi fotovoltaicotermici, che consentano la produzione congiunta di acqua calda ed energia elettrica, su cui hanno lavorato sia Brandoni Solare che Fototherm, società che opera presso Udine e che ha sviluppato un brevetto di modulo ibrido fotovoltaico termico ottenuto modificando un modulo commerciale (fornito dalla Canadian Solar). Sempre in questa direzione va il tentativo di puntare su sistemi fotovoltaici integrati architettonicamente, come accade con le vetrate fotovoltaiche completamente integrate prodotte da Energy Glass e Union Glass;

– **puntare ancora di più sull’internazionalizzazione**, cercando di valorizzare la qualità del prodotto made in Italy e puntando su quei segmenti che richiedono un prodotto di gamma medio-alta, poiché è diventato ormai impossibile competere sul prezzo dei moduli, almeno per quanto riguarda le tecnologie di prima generazione. Ad esempio MX Group, dopo aver aperto nel Dicembre 2010 lo stabilimento americano MX Solar USA, che nel 2011 ha contribuito al 26% della produzione (in MW di moduli) e al 24% del fatturato complessivo, sta pianificando di aprire un nuovo stabilimento produttivo in Serbia nel corso del 2012, per realizzare l’enorme commessa da 1 GW di impianti, da installare tra il 2013 e il 2015, che l’azienda brianzola si è aggiudicata, in qualità di EPC *Contractor* e fornitore di moduli. Il committente è la società lussemburghese Securum Equity Partners Europe SA che ha sottoscritto un accordo quadro con la Repubblica di Serbia per un investimento complessivo pari a circa 1,75 mld €. Si tratta infatti del parco solare più grande del Mondo, denominato “Onegiga Project”, costituito da cento impianti da 10 MW ciascuno, installati in prossimità degli elettrodotti e su terreni non agricoli. Anche gli altri produttori di moduli sono alla ricerca di importanti commesse, principalmente dai mercati dell’Est in via di sviluppo con la speranza che contribuiscano ad incrementare la saturazione della loro capacità produttiva. **Certo sull’internazionalizzazione i produttori italiani devono ancora lavorare molto.** Si pensi che, nel complesso, considerando sia i produttori di celle e moduli che i modulist puri, l’incidenza media sul fatturato delle esportazioni si è attestata nel corso del 2011 intorno al 5%.

Una società che sembra puntare decisamente sui mercati esteri è l’italiana Moncada, che viene descritta nel BOX 4.

Moncada nasce nel 1991 ad Agrigento, come società specializzata nel settore dell’edilizia e delle infrastrutture pubbliche. A fine anni ‘90, l’impresa si diversifica acquisendo una partecipazione in una società che opera nell’ambito della installazione e gestione di sistemi di supervisione e telecontrollo. A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico italiano, Moncada si affaccia al settore dell’energia rinnovabile da fonte eolica. Nel 2008 viene costituita la Holding Moncada Energy Group, che controlla direttamente dodici società attive in diverse aree di business e diversi mercati, che si concentrano sulla produzione di energia da impianti eolici, fotovoltaici e a biomassa, occupandosi anche della loro progettazione e realizzazione. Sempre nel 2008 l’impresa acquista una linea per la produzione di pannelli solari in thin film di silicio amorfo e comincia la realizzazione di moduli di grandi dimensioni (2,20 x 2,60 m). Nel 2011 il gruppo aumenta la propria capacità produttiva di moduli a film sottile portandola a 100 MW all’anno. Al 2011 il gruppo vanta un portafoglio impianti di sua proprietà di 328 MW, di cui 234 MW da fonte eolica, 50 MW fotovoltaici e 44 MW di impianti a biomasse. La mission

dell'impresa prevede di rafforzare la propria presenza nel comparto dell'energia in Italia, ma anche e sempre di più, sul mercato internazionale. Già oggi Moncada è attivamente impegnata nello sviluppo di progetti in Romania, Bulgaria, USA, Sud Africa, Tunisia e Malesia.

Box 4: Moncada

Sia gli operatori integrati che i produttori di moduli **vedono il 2012, e soprattutto la seconda metà dell'anno, come un discrimine importante per comprendere le chance che essi avranno di mantenere l'attività produttiva nel nostro Paese.** Alcune imprese sono riuscite a bloccare in tempo la costruzione di nuovi impianti e l'incremento di capacità produttiva che avevano previsto di realizzare alla luce dei ritmi di crescita che il mercato aveva dimostrato negli ultimi anni. E' tuttavia difficile pensare che le imprese riusciranno a saturare la capacità produttiva installata nel 2011 e sarà importante capire quali produttori avranno maggiori buffer a disposizione per realizzare ulteriori riduzioni e contenimenti dei costi ed aumenti dei ricavi, ad esempio da realizzarsi attraverso una spinta attività di internazionalizzazione (ad esempio verso i promettenti paesi dell'Est Europa). Spostandosi invece sui produttori di film sottile, il BOX 5 riporta alcune informazioni in merito ai principali produttori mondiali di moduli di seconda generazione.

La TABELLA 12 fornisce alcune informazioni riguardo ai principali produttori di moduli in film sottile a livello mondiale.

Impresa	Paese	Tecnologia	Produzione 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)
First Solar	USA	CdTe	1.412	2.300	1.900
Solar Frontier	Giappone	CIS	74	980	350
Sharp	Giappone	μ -Si/a-Si	250	320	280
Trony Solar	Cina	a-Si	145	295	190
GS Solar	Cina	a-Si	55	400	180
Sungen Anwell	Cina	a-Si	15	225	170
Kaneka	Giappone	μ -Si/a-Si	60	150	115
NexPower (UMC)	Taiwan	μ -Si/a-Si	84	130	100
United Solar Ovonic	USA	a-Si	90	120	80
QS Solar	Cina	a-Si	70	165	80
Saint Gobain Solar	Francia	CIS	30	130	30

Tabella 12: I principali produttori di moduli a film sottile a livello mondiale

Come si può notare, First Solar rimane il leader assoluto di questa classifica, superando la produzione cumulata di tutti gli altri top operatori di film sottile e progettando inoltre, un ulteriore aumento della capacità produttiva fino a 3 GW nel 2013. Si registra tuttavia un'importante crescita della capacità produttiva e di produzione in generale da parte tutti gli operatori, che complessivamente hanno aumentato la produzione del 52% tra il 2010 e il 2011 ed hanno piani di aumento della capacità produttiva complessiva mediamente superiori all'80% nei prossimi due anni. Il più grande "balzo" in avanti in questo senso è stato compiuto dalla giapponese Solar Frontier, attiva nella produzione di moduli CIS, la cui capacità installata è passata da 80 MW del 2010 a 1.000 MW nel 2011, con una crescita della produzione da 70 a 350 MW. Due importanti nuovi entranti sono GS Solar e Sungen, imprese cinesi produttrici di moduli in silicio amorfo, che guadagnano la quinta e la sesta posizione a livello globale e hanno in programma importanti piani di espansione ed in particolare di portare la capacità produttiva entro il 2013 a 550 MW per GS Solar ed a 1500 MW per Sungen, con un incremento della capacità produttiva di oltre cinque volte in due anni. Mentre lo storico produttore americano Solyndra è uscito definitivamente dal settore, dichiarando

bancarotta nel settembre del 2011. Di certo i moduli in film sottile cilindrici Solyndra avevano dei problemi a competere sul mercato con i pannelli in policristallino cinesi. Il sofisticato processo di fabbricazione portava infatti ad un prezzo di vendita molto più alto della concorrenza cinese e il pannello americano poteva solo essere installato su tetti piani. Per quanto riguarda produttori di film sottile italiani, i più interessanti sono senza dubbio Moncada Solar Equipment, come illustrato in tabella 12 che ha ampliato la capacità produttiva passando da 40 MW nel 2010 a 100 MW nel 2011, e il consorzio 3Sun, composto da Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics, ha inaugurato a Catania uno stabilimento per la produzione di moduli a film sottile in silicio micromorfo che produrrà nel corso del 2012 circa 1,5 mln di moduli per una potenza di circa 195 MW.

Box 5: I principali produttori di film sottile a livello mondiale

3.6 Area di business inverter

Per quanto riguarda gli inverter, la TABELLA 13 riporta i principali produttori a livello mondiale. In particolare si nota che **SMA mantiene saldamente la prima posizione di questa classifica con una produzione 2011 di oltre 7 GW**. SMA è seguita in questa particolare classifica da Power-One, che ha aumentato la sua capacità produttiva da 3 a 7 GW in poco più di un anno, grazie all'apertura di tre stabilimenti, negli USA (1 GW), Canada (500 MW) e Cina (1 GW), che nel 2011 hanno prodotto complessivamente 670 MW di inverter. Anche Kaco ha accresciuto notevolmente la propria capacità produttiva, raggiungendo i 4,2 GW con l'apertura di un nuovo stabilimento da 2 GW in Ontario (Canada), che nel 2011 ha già prodotto circa 700 MW, destinati soprattutto al mercato canadese. Al momento, sul panorama internazionale, **ci sono poco più di 150 fornitori di inverter, ma i 10 produttori principali hanno controllato** nel corso del 2011 una quota di mercato che oscilla **tra il 70 e il 75% dell'installato mondiale**. Inoltre, sembra che questo numero non sia destinato a cambiare significativamente almeno per i prossimi due anni. In questo segmento gli operatori sono relativamente pochi a livello globale, ma il brand, è ancora un elemento essenziale nella scelta del componente che oggi rappresenta circa il 10-12% dei costi totali del sistema fotovoltaico (SI VEDA CAPITOLO 1). Inoltre, come già anticipato nel paragrafo dedicato alle marginalità (PARAGRAFO 3.3), questi operatori sono stati gli unici nel corso del 2011 a mantenere **una marginalità significativamente superiore rispetto a quelli attivi in altre aree di business**. Inoltre, l'effetto scala e la presenza internazionale è stata nel 2011 un fattore chiave per ottenere marginalità più elevate. Si pensi ad esempio a SMA e Power One che nel corso del 2011 hanno sperimentato un EBITDA *Margin* medio rispettivamente del 23,2% e del 26,8%, nettamente superiore rispetto alla media del settore.

Impresa	Nazione	Produzione 2010 (GW)	Capacità produttiva 2011 (GW)	Produzione 2011 (GW)	Fatturato 2011 (mln €)
SMA	Giappone	7,5	11	7,6	1.710
Power One	USA	2,6	7	2,9	1.020
Kaco	Germania	1,5	4,2	3	870*
Fronius	Austria	1,5	2,5	1,3	380
Danfoss	Danimarca	1,2	3,5	1	290*

*valori stimati

Tabella 13: I principali produttori mondiali di inverter

Va detto che durante il 2011, specialmente nei primi mesi dell'anno, il mercato degli inverter è stato interessato da un fenomeno di sovra-offerta, in particolar modo in Germania, che ha avuto ripercussioni su tutta l'Europa. **Si stima che ad inizio 2011 ci fossero circa 2,5 GW di inverter stoccati ed invenduti nei magazzini tedeschi.** Il mercato non è stato quindi in grado di assorbire tutta la produzione, con la conseguenza di un abbassamento notevole dei prezzi degli inverter, in media del 27% (SI VEDA CAPITOLO 1)

La TABELLA 14 mostra invece i produttori italiani di inverter con una maggiore capacità installata.

Impresa	Sede	Produzione 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Produzione Previsionale (MW)
Power One Italy	Terranuova Bracciolini (AR)	2.600	4.500	2.300	3.000
Elettronica Santerno	Imola (BO)	880	1.199	900	850
Aros Solar Technology (Riello Elettronica)	Lissone (MB)	310	1.000	500	100
Siel	Cormano (MI)	380	650	250	300
Answer Drivers	Montebello Vicentino (VI)	195	225	200	225
Astrid Energy Enterprises	Poppi (AR)	185	180	180	n.d
Fimer	Ronco Briantino (MI)	n.d	145	125	200

Tabella 14: I principali produttori italiani di inverter per capacità installata

La produzione complessiva made in Italy di inverter nel corso del 2011 si è attestata su 4,7 GW, livello leggermente inferiore rispetto ai valori del 2010 (-2%). **La prima posizione di questa classifica resta occupata da Power One**, che ha prodotto in Italia 2,3 GW di potenza fotovoltaica nel corso dell'ultimo anno, dato in flessione rispetto al 2010 (-300 MW). Nel corso del 2011, l'azienda ha effettuato un processo di assestamento dopo il boom del 2010, ridimensionando l'organico del suo stabilimento di Terranuova Bracciolini, da 950 unità nel 2010 a 850 nel 2011, e avvalendosi di 1.100 addetti esterni (di aziende subfornitrici) per far fronte ai picchi di produzione. Elettronica Santerno, nonostante abbia attraversato dei momenti difficili nel corso del 2011 a seguito delle voci di una possibile cessione parziale dell'azienda ed al ricorso alla cassa integrazione, ha mantenuto una produzione di 900 MW, in linea con il dato del 2010.

Bisogna sottolineare come **anche nel 2011 il mercato italiano degli inverter sia stato interessato dalla competizione asiatica in modo molto minore rispetto al caso di celle e moduli**. Si stima infatti che la quota di mercato degli operatori cinesi nell'area di business degli inverter in Italia non superi il 2,5%. Nonostante le prestazioni degli inverter cinesi siano decisamente migliorate nel corso dell'ultimo anno, sia per quanto riguarda i livelli di efficienza che di affidabilità, esistono ancora alcuni problemi legati alle variazioni della tensione e della corrente in input. Va detto che il prezzo degli inverter asiatici si è mantenuto inferiore del 10-15% in media rispetto a quelli europei ed il servizio post vendita non viene effettuato dall'azienda asiatica, ma tipicamente è assegnato in outsourcing ad un partner europeo. I produttori asiatici più attivi in Europa in questa area di business sono Sungrow, Eversolar e Samil Power.

Infine, **i produttori italiani di inverter nel 2011 hanno continuato a sfruttare in modo importante le opportunità di esportazione** che il mercato internazionale ha offerto loro. L'export rappresenta infatti una parte vitale del business di questi operatori. **Si stima che la quota delle esportazioni sul loro fatturato abbia raggiunto il 20% nel corso del 2011**, valore più elevato nei primi mesi dell'anno, quando il mercato interno era pressoché bloccato per effetto dell'approvazione del Decreto Rinnovabili. Tali livelli di esportazione sono stati raggiunti grazie all'apertura di filiali commerciali all'estero, in modo da garantire una forte presenza locale. Emblematica in questo caso l'esperienza dell'imolese Elettronica Santerno, presente nel Mondo con sette tra filiali e uffici commerciali localizzate nei paesi di maggior interesse, e precisamente in Spagna, Russia, USA, Brasile, Cina, Germania, India e Canada. Nel 2011, l'azienda ha avuto un'incidenza delle esportazioni

sul fatturato vicina al 30%, ma l'obiettivo dell'impresa è di arrivare fino al 70% di esportazioni nei prossimi due anni. In questo senso, i produttori di inverter italiani saranno probabilmente più in grado, rispetto ai modulist, di far fronte al possibile ulteriore ridimensionamento delle installazioni.

Per quanto riguarda l'installazione degli smart inverter nonostante le richieste tecniche della norma non siano complesse dal punto di vista tecnologico, il tempo di implementazione delle modifiche per gli operatori è molto ristretto, tant'è che verosimilmente, diversi operatori avranno difficoltà ad implementare le modifiche necessarie per l'adeguamento nei tempi previsti. Inoltre, per i grandi produttori di inverter, che servono anche mercati internazionali, si prospetta una moltitudine di adeguamenti in modo da soddisfare le norme vigenti in ciascun Paese, diverse tra loro e che comportano una riprogettazione delle modifiche per ogni Paese. Quest'attività di modifica e di adeguamento impegnerà verosimilmente tutto il 2012, in quanto norme analoghe alla CEI 0-21 sono al vaglio in Spagna, Portogallo, Inghilterra, Francia e Slovenia e, con ogni probabilità, entreranno in vigore nel corso del 2012. Per lo sviluppo di inverter "smart", capaci cioè di dialogare in modo attivo con la rete, scegliendo i momenti ottimali per la cessione di energia alla rete e per l'autoconsumo, con l'ausilio degli accumulatori, si dovrà aspettare i primi mesi del 2013, anche perché questi sistemi necessitano di un sistema elettrico diverso da quello attuale, un sistema che non dipenda solo dalla produzione di energia ma anche e soprattutto dai consumi.

3.7 Area di business distribuzione ed installazione

La TABELLA 15 mostra i principali operatori italiani nella distribuzione di sistemi fotovoltaici.

Azienda	Paese	Città	MW 2011 (moduli)	MW 2011 (Inverter)	Ricavi 2011 (mln €)
Enerpoint	Italia	Nova Milanese (MB)	58,2	109,5	100*
Sunerg	Italia	Città di Castello (PG)	64*	64*	86
Tecnospot	Italia	Brunico (BZ)	35	140	83
Vp Solar	Italia	Treviso	40	40	55
Saint Gobain Solar System**	Italia	Milano	21	5	29
Enereco	Italia	Sarcedo (VI)	15	15	20
Dea	Italia	Cori (LT)	13,5	13,5	18
Galeo Energy	Italia	Roma	8,5	8,5	12

* Riferiti alla sola attività di distribuzione ** Impresa italiana con casa madre in Francia

Tabella 15: I principali distributori italiani di sistemi fotovoltaici

Anche l'area di business della distribuzione nel corso del 2011 è stata sotto particolare pressione nel nostro Paese, innanzitutto per effetto dell'accresciuta competizione internazionale, che si è manifestata nei primi 9 mesi del 2011 soprattutto per mano degli operatori tedeschi e spagnoli (EnergieBau, IBC Solar, Krannich Solar e Proinso), la cui quota di mercato in Italia si è attestata attorno al 20-25%. A ciò si è aggiunto un fenomeno più recente, quello dei *broker fotovoltaici*, imprese di piccole dimensioni sia attive nel fotovoltaico da pochi anni che in settori diversi che hanno colto l'opportunità data dall'abbassamento dei prezzi del settore e hanno acquistato nel corso del 2011 grandi stock di moduli (soprattutto asiatici) per rivenderli agli installatori a prezzi molto bassi e spesso senza la dovuta assistenza e livello di servizio.

I distributori attivi in Italia hanno cercato di reagire a questa situazione di difficoltà in vari modi, mettendo in atto delle strategie che con ogni probabilità si rafforzeranno nei prossimi mesi. **Gli operatori con le competenze interne necessarie hanno rafforzato la loro presenza nelle attività a valle**, di progettazione ed installazione di impianti di medio-grandi dimensioni. Si pensi ad Enerpoint, che ha ottenuto più del 52% del proprio fatturato nel corso del 2011 attraverso le attività di progettazione e installazione. **Altri hanno cercato di riproporre il concetto di pacchetto fotovoltaico “tutto compreso”**, per impianti di taglie *standard* (ad esempio 3 a 20 kW). È il caso di Galeo Energy, che ha cominciato a commercializzare un kit delle dimensioni di un pallet contenente tutti i componenti dell’impianto, dai moduli all’inverter ai sistemi di fissaggio. **Infine, altri distributori italiani hanno cercato di stipulare accordi di collaborazione, o addirittura di acquisizione e fusione, con i grandi operatori stranieri**, con l’obiettivo di sfruttare sinergie ed economie di scala nell’attività di *procurement*. È il caso di Tecnospot, che nel 2011 ha siglato un accordo con il colosso della distribuzione tedesco BayWa, società con 7,9 mld € di fatturato che opera nella logistica, distribuzione e vendita nel settore dell’agricoltura, dei materiali da costruzione e dell’energy, che ha acquisito il 70% della società altoatesina. In particolare, nel settore energy, l’azienda si occupa di attività di distribuzione nel settore delle rinnovabili.

Passando all’attività di progettazione ed installazione dell’impianto, nella TABELLA 16 sono riportati i principali operatori attivi sul mercato italiano, ordinati per installato nel 2011.

Azienda	Paese	Sede italiana	Installato 2011 (MW)
Enel.si	Italia	Roma	180
ABB	Svizzera	Milano	106
Ecoware	Italia	Padova	80
Terni Energia	Italia	Terni	76
Sun Edison	USA	Milano	70
SREN	Spagna	Milano, Roma	60
Enerray	Italia	Bologna	50
Energy Resources	Italia	Ancona	45
Arse (Acea)	Italia	Roma	44
Opde (Gruppo Opde)	Spagna	Torino	40

Tabella 16: I principali EPC e System Integrator attivi sul mercato italiano

Dall’analisi della TABELLA 16 si nota un consolidamento della leadership di Enel.si, che raggiunge 180 MW di impianti installati nel 2011 (valore del 20% superiore rispetto al 2010), ampliando la sua rete di franchising con oltre 700 installatori totali affiliati a fine 2011. Il modello del franchising sembra molto adatto al recente sviluppo del mercato fotovoltaico italiano, specialmente per quanto riguarda il notevole calo del prezzo degli impianti anche di piccola taglia, residenziali. Potendo effettuare acquisti centralizzati, per tutti gli installatori affiliati, questo modello consente di ottenere infatti degli importanti sconti sui volumi acquistati. Un modello simile è stato messo in atto da Sorgenia. Nel primo trimestre del 2012 sono stati stipulati circa 600 contratti, 206 dei quali nel solo mese di Febbraio; di questi, in totale a Marzo risultano allacciati 42 impianti per una potenza totale pari a 185 kW. Inoltre, sempre Sorgenia ha stipulato nel mese di Gennaio un accordo quadro a livello nazionale con il consorzio ABN che prevede sia il Rilancio dei precedenti bandi 1000 tetti fotovoltaici, che grazie all’accordo diventano “1000 tetti fotovoltaici – sole mio”, sia la realizzazione di 640 impianti in Sicilia e in Friuli Venezia Giulia; di questi, 70 impianti sono già

realizzati e in fase di allaccio alla rete elettrica nazionale. Questo programma rientra nella attività di riorganizzazione delle business unit relative al fotovoltaico, con progressivo abbandono della generazione mediante impianti “a terra”, per concentrarsi sulla generazione distribuita con impianti su tetti e coperture.

Da rilevare è anche il caso di ABB, che ha sempre avuto una forte specializzazione sulle centrali sopra 1 MW di potenza grazie alle sue competenze specialistiche in attività di progettazione per impianti di grandi dimensioni. Dopo aver sfruttato l’opportunità offerta dal Salva Alcoa a fine 2010, è riuscita anche a realizzare diverse centrali fotovoltaiche prima dell’apertura del Registro dei Grandi Impianti nella seconda metà del 2011, che hanno fatto salire il livello di potenza complessivamente installata nell’anno. Per questa impresa, come per altre multinazionali attive nelle attività di EPC per impianti di grandi dimensioni (quali Siemens e Schneider) risulta più complesso ri-focalizzarsi sulle attività di progettazione e installazione di impianti di medio-piccole dimensioni, specialmente se a tetto.

Seguono in questa particolare classifica Ecoware e Terni Energia, che si attestano su valori di installato in linea con l’anno precedente. La strategia di questi due operatori, in particolare Terni Energia, è stata quella di realizzare impianti di proprietà da gestire per un arco di tempo limitato e da rivendere sul mercato nel momento in cui gli incentivi dovessero diminuire sensibilmente.

Chiaramente questa area di business, durante il 2011, è stata profondamente influenzata da alcune dinamiche che hanno creato tensioni e difficoltà tra i principali operatori. **In primo luogo il “vuoto” normativo nei primi mesi dell’anno e la riduzione mensile delle tariffe incentivanti del Quarto Conto Energia nel secondo semestre dell’anno** hanno contribuito ad aumentare enormemente l’incertezza sui ritorni economici attesi di un impianto fotovoltaico, soprattutto nel caso degli impianti di grande taglia. Questo ha fatto sì che un semplice ritardo nei lavori di installazione o nelle procedure autorizzative avrebbe comportato il passaggio al mese successivo, con un peggioramento della redditività dell’investimento. In secondo luogo, **la stretta sul credito e l’elevata incertezza del rendimento dell’investimento** cui si è appena fatto cenno hanno determinato un aumento notevole del costo del capitale per il finanziamento con debito dell’impianto, che si è attestato mediamente in un intorno dell’8% nel corso del secondo semestre del 2011. Questo ha favorito gli operatori di maggiori dimensioni, che vantavano maggiore credito presso gli istituti bancari o in grado di offrire soluzioni di vendor finance, attraverso una forte dilazione dei pagamenti dovuti, a tassi di interesse agevolati. Infine, bisogna considerare **l’attesa sullo shift di mercato**, che non è stato così marcato nel corso del 2011 (a differenza delle attese) a causa del Registro Grandi Impianti che diventava effettivo da Settembre 2011 e che solo a fine 2011 e nei primi mesi del 2012 (e probabilmente per tutto l’anno) richiederà a questi operatori una ri-focalizzazione dei segmenti di mercato presidiati. Tutto ciò **ha chiesto e chiederà a molti EPC di riorganizzarsi e rivedere pesantemente le loro strategie commerciali.**

In questo contesto, i principali operatori attivi nel campo della progettazione ed **installazione hanno cercato di estrarre maggiore valore dalle attività di O&M**, ad esempio sviluppando in *house* sistemi di monitoraggio e SCADA per la gestione integrata di parchi fotovoltaici, di propria costruzione come Siemens e ABB o realizzati da terzi, come la romana Kenergia e la lombarda Vesta. Alcuni operatori, come Martifer Solar, sono andati oltre la semplice attività di O&M, acquisendo impianti già esistenti dopo attenta *due diligence*, mettendo in campo una specifica attività di *performance improvement* finalizzata ad incrementare il valore dell’impianto, che hanno poi rivenduto sul mercato secondario. Inoltre, sono pochi i casi di imprese che effettuano attività di

consulenza e *due diligence* per lo sviluppo di impianti e che affiancano a queste attività anche l'O&M&I (Operation, Management And Improvement). Per esempio Kenergia ha realizzato questo tipo di attività su circa 60 MW di impianti cercando di rimediare ai difetti di progettazione ai moduli installati difettosi e al consumo degli ausiliari non preventivato (eccessivo raffrescamento degli inverter) oltre alle tradizionali attività di O&M. Questo è un modello di business che potrebbe diffondersi nel corso del 2012, sul quale hanno già riposto l'attenzione o potrebbero riporla EPC Contractor che non sono in grado di rifocalizzarsi sui medi impianti. Inoltre, **anche gli EPC si sono mossi molto sul mercato internazionale**, utilizzando come strategie di ingresso principale l'apertura di filiali nei paesi di interesse, normalmente in partnership con imprese locali già attive sul mercato. È il caso di Enerpoint (che ha acquisito la società israeliana Friendly Energy), di Terni Energia (che ha fondato Terni Energia Hellas in Grecia) e la padovana Ecoware (che ha dato vita ad Ecoware Sud Africa). Quello della focalizzazione sulle attività di O&M e sul mercato secondario, oltre che la crescente internazionalizzazione ai mercati promettenti, rappresentano due tendenze che verosimilmente si confermeranno anche nei prossimi mesi. I BOX 6,7 e 8 riportano i casi di tre imprese attive nella progettazione e installazione di impianti fotovoltaici che stanno rivedendo o hanno rivisto i propri modelli di business. Terni Energia che differenziando il proprio business sia sui mercati esteri sia su attività afferenti al settore dell'efficienza energetica sta cercando di ritagliarsi una posizione di *leadership* anche per il 2012. Ravano Green Power, che nasce come impresa attiva nella generazione di energia elettrica e che ha allargato le proprie attività alla progettazione e installazione e all'O&M per impianti fotovoltaici per conto di terzi sta cercando di focalizzarsi per il 2012 proprio sulle attività di O&M. Così come Vesta, società di ingegneria e consulenza nel mondo delle rinnovabili che sta allargando il proprio core business ad altre attività affini al fotovoltaico.

Fondata nel 2005 e parte del Gruppo Terni Research, l'azienda opera sia come EPC Contractor, realizzando impianti chiavi in mano per clienti terzi, sia come produttore di energia da fotovoltaico. A partire dal 2008, TerniEnergia è quotata sulla Borsa Italiana e, nel 2010, sul segmento Star. Come EPC, l'impresa si occupa di tutte le attività necessarie per la costruzione dell'impianto, dalla progettazione, all'installazione, telecontrollo, monitoraggio e manutenzione, specializzandosi soprattutto in impianti di taglia industriale e centrali. Dal 2007, il Gruppo è operativo anche nel settore della produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica, attraverso le Joint Venture con EDF Energies Nouvelles Italia S.p.A. Inoltre, attraverso la controllata Lucos Alternative Energies, opera nello sviluppo di impianti di efficienza energetica. Il Gruppo TerniEnergia

si rivolge ad una clientela rappresentata principalmente da grandi gruppi industriali, società elettriche municipalizzate o nazionali, enti locali, investitori privati e fondi di investimento. Al 31 Dicembre 2011 il Gruppo ha all'attivo 193 MW di installazioni fotovoltaiche, di cui 76 installati nel 2011 tra impianti di proprietà e impianti realizzati per terzi. In particolare, a fine 2011 il Gruppo gestisce circa 62 MW di impianti fotovoltaici (61 impianti di proprietà attraverso 12 Joint Venture paritarie che hanno garantito nel corso del 2011 una produzione di circa 80 mln kWh. Il gruppo vanta inoltre una forte presenza all'estero, in particolare in Sud Africa ed in Grecia, dove ha già realizzato 10 MW di impianti fotovoltaici.

Box 6: TerniEnergia

Il Gruppo Ravano nasce nel 2006 con l'obiettivo di investire nelle fonti rinnovabili, attraverso la controllata Ravano

Green Power. La mission dell'impresa è realizzare e gestire centrali elettriche di proprietà, alimentate da fonti rinnovabili, ed in particolare da sole, biomasse, vento e acqua. Ad oggi, il gruppo possiede e gestisce 16 MW di centrali di proprietà (fotovoltaico, biogas, eolico e idroelettriche). Nel 2008 inizia ad operare sul mercato come EPC contractor, realizzando impianti chiavi in mano per conto di terzi, sfruttando le proprie competenze e una rete commerciale diffusa su tutto il territorio nazionale. Si occupa inoltre dell'attività di O&M, sia sui propri impianti che su impianti di terzi. Nel 2011 il gruppo vanta un cumulo di installazioni per impianti realizzati conto terzi di 31 MW, occupandosi inoltre della manutenzione di 12 MW di questi impianti.

Box 7: Ravano Green Power

Vesta è una società di ingegneria e consulenza che dal 2012 ha ampliato la propria gamma di servizi con la realizzazione in proprio di impianti fotovoltaici ibridi (con recupero termico), integrati con pompe di calore elettriche ed interventi sull'involucro edilizio. Vesta risponde in tal modo all'esigenza di una nicchia di mercato sensibile alle tematiche della sostenibilità ambientale, ossia quella di dotare le residenze di sistemi di efficienza energetica integrati. Nata nel 2007, Vesta si è occupata di gestione dei progetti per la cantierizzazione delle centrali a terra: dalla ricerca delle licenze alla gestione dei contenuti dei contratti EPC e O&M, esperienza che l'ha portata ad essere socio fondatore di due dei principali produttori nazionali di moduli fotovoltaici. Oggi Vesta effettua due diligence tecniche di centrali già connesse in rete, con revisione dei contratti O&M e l'offerta di servizi di controllo e gestione, come terza parte e con software proprietario, delle attività operative di manutenzione eseguite dagli appaltatori.

Box 8: Vesta

A conclusione di questo paragrafo, si riporta una stima delle ricadute occupazionali che il fotovoltaico ha avuto nel 2011 nel nostro Paese.

Come più volte accennato in precedenza, le imprese del fotovoltaico in Italia hanno fatto ampio ricorso allo strumento della cassa integrazione, oltre a quello dei licenziamenti. Anche per questo motivo non è semplice definire il numero esatto di occupati nella filiera del fotovoltaico a fine 2011. La FIGURA 45 riporta un'indicazione sintetica del numero di occupati nelle diverse fasi della filiera. In totale, si può stimare un'occupazione diretta di 18.000, a cui si aggiungono occupati nell'indotto per un totale di 40.000-45.000. Si nota, rispetto al 2010 una diminuzione dell'occupazione diretta pari a circa il 3%. Con ogni probabilità i livelli occupazionali fatti registrare a fine 2011 sono destinati a scendere nel corso del 2012, a causa della probabile o già annunciata chiusura di alcuni stabilimenti produttivi, tra cui quello della MEMC di Merano (già annunciato) e di imprese integrate e modulistri puri.

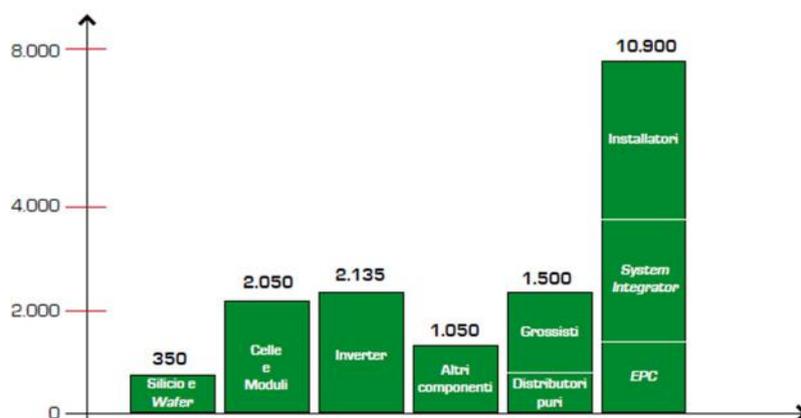


Figura 41: Ricadute occupazionali del fotovoltaico in Italia, suddivise per aree di business

Bibliografia

Si riportano di seguito le principali fonti di natura bibliografica che sono state consultate nell'ambito della ricerca:

- AEEG (2012) Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili;
- ANEST (2011), Il Barometro del Solare Termodinamico;
- APER (2010), Report Fotovoltaico;

- ASSOLTERM (2011), Position Paper per la promozione del solare termico in Italia;
- BCG (2011), Revisiting Energy Storage, there is a Business case;
- CSP Today (2012), CSP Markets Report;
- EASAC (2011), CSP Report;
- ENF (2012), ENF China Price Report;
- EPIA (2011), Photovoltaic observatory - policy recommendations;
- EPIA (2011), Solar Generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world 2011;
- EPIA (2011) Solar photovoltaics competing in the energy sector – on the road to competitiveness; - EPIA (2011), Global market Outlook for Photovoltaics until 2015;
- EPIA (2012), Annual Report 2011;
- EPIA (2012), Market Report 2011;
- ESTIF (2011), Solar Thermal Market in Europe;
- EurObserv'ER (2011), Photovoltaic Energy Barometer;
- EurObserv'ER (2011), Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer;
- European Commission, JRC e IES (2011), PV Status Report;
- European Commission (2011), Study on Photovoltaic Panels supplementing the impact assessment for a recast of Weee directive;
- GME (2011), Presentazione della Relazione Annuale 2010 del GME - Atti del workshop; - GME (2012) Newsletter n.45 Gennaio 2012
- GSE (2012) Dati statistici impianti a fonti rinnovabili in Italia;
- GSE (2011) Rapporto Statistico 2010;
- GTM Research (2011), Concentrating Photovoltaics 2011: technology, costs and markets - GTM Research (2011), US Solar Market Insight;
- IEA (2011), World Energy Outlook 2011;
- IEA (2011), Solar Energy Perspective;
- IEA (2011), Medium-Term Coal Market Report 2011;
- IEA (2012), World Energy Outlook 2012;
- LEGAMBIENTE (2011), Comuni rinnovabili 2011;

- NREL (2011), 2010 Solar Technologies Market Report. Energy Efficiency & Renewable Energy;

- NREL (2011), Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives;

- SARASIN (2011), Solar industry: Survival of the fittest in a fiercely competitive Marketplace; - SHC (2011), Solar Heat Worldwide;

- SHC (2011), Solar Cooling Position Paper;

- SHRENSHA (2010), Photovoltaics literature survey, Progress in photovoltaics: research and applications;

- SOLARBUZZ (2011), PV Solar Report;

- SOLARPRINT (2011), Comparison of DSSC and A-Si Module Behaviour in Indoor Environments; - TERNA (2011), Piano di sviluppo 2011.

Il mini-idroelettrico

Giancarlo Giudici

Introduzione

L'idroelettrico in Italia rappresenta la principale fonte rinnovabile per produzione di energia elettrica. Secondo Terna (2012) nel corso del 2011 l'energia prodotta da impianti idroelettrici in Italia è stata di poco inferiore ai 50 terawattora (in diminuzione di circa l'11% sull'anno precedente), contribuendo per quasi il 15% al bilancio energetico della rete elettrica nazionale, mentre tutte le altre fonti rinnovabili assieme si fermano all'8%. La potenza lorda installata ha superato a fine 2011 la soglia dei 18 GW.

Lo sfruttamento dell'energia cinetica di una portata d'acqua per la produzione di lavoro è forse uno dei metodi più antichi di sfruttamento efficiente di una fonte rinnovabile. A partire dall'ottocento, l'utilizzo dell'energia idrica è stato uno dei metodi più utilizzati per la produzione anche di elettricità e per l'attività industriale in generale attraverso l'utilizzo di generatori e alternatori.

Nelle centrali idroelettriche viene sfruttata l'energia potenziale dell'acqua, relativa alla differenza di altitudine tra il corso d'acqua e la centrale, che viene trasformata per mezzo di una turbina in energia meccanica per concludersi con la produzione di energia elettrica.

L'idroelettrico in Italia ha conosciuto un enorme sviluppo nella prima metà del secolo scorso; a partire dal secondo dopoguerra, però, la concorrenza dei combustibili fossili per la produzione di energia ne ha causato un progressivo disinteresse. Solo a metà degli anni '70, a causa dell'aumento del prezzo del greggio, l'idroelettrico è tornato competitivo in termini di costo di produzione. Ciononostante la nazionalizzazione dell'elettricità in capo all'ENEL ha concentrato l'attenzione sugli impianti di grande potenza, con un progressivo abbandono delle centrali di minore dimensione.

Dalla fine degli anni '90, grazie alla liberalizzazione del mercato dell'energia e all'introduzione di incentivi pubblici legati alle fonte rinnovabili (come conseguenza degli impegni di riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili), l'idroelettrico ha conosciuto un nuovo sviluppo soprattutto nell'ambito dei cosiddetti 'mini' impianti, ovvero degli impianti di piccola dimensione.

Secondo la classificazione ufficiale dell'Unido (United Nations Industrial Development Organization), possiamo identificare 4 principali tipologie di impianti di taglia minore:

- 'Piccoli' impianti, caratterizzati da una potenza installata inferiore a 10 MW;
- 'Mini' impianti:, con potenza inferiore a 1 MW;
- 'Micro' impianti, nel caso la potenza sia inferiore a 100 KW;

- ‘Pico’ impianti, ovvero quelli con potenza inferiore a 5 KW.

In realtà questa distinzione non tiene conto delle specificità di ogni paese, legate alle caratteristiche geografiche e alla normativa in vigore. Per quanto concerne l’Italia, infatti, la soglia più rilevante è quella di 1 MW, al di sotto della quale vale il regime della tariffa incentivante onnicomprensiva, e al di sopra della quale vale attualmente il regime dei certificati verdi.

1. La tecnologia

Un impianto idroelettrico, a prescindere dalla potenza installata, è composto da una serie di elementi che consentono una trasformazione efficiente dell’energia potenziale contenuta nell’acqua in energia elettrica. I due parametri fondamentali dai quali partire per definire un impianto idroelettrico sono:

- il salto (o prevalenza), definito come differenza di quota tra il punto in cui l’acqua viene prelevata ed il punto in cui viene turbinata. Il salto in particolare determina il numero di giri della turbina in funzione.

- la portata, ossia il volume di acqua in ingresso nella turbina. Dato il numero di giri definito dal salto, la portata determina la sezione dell’ugello, quindi la dimensione della turbina e la potenza nominale. Mentre il salto è definito e fisso (a meno di minime variazioni dovute all’abbondanza o meno di acqua che potrebbe innalzare o abbassare il livello del corso), la portata, negli impianti ad acqua fluente, è un parametro variabile a seconda della stagionalità e delle condizioni di piovosità.

È possibile distinguere gli impianti idroelettrici a seconda della loro tipologia.

Gli impianti ‘a bacino’ (o ‘a serbatoio’) sono quelli più comuni per la produzione di grandi potenze, superiori ai 10 MW. Presentano un forte impatto ambientale a causa delle rilevanti opere ingegneristiche necessarie (sbarramenti o dighe) e alla dimensione degli invasi. Questo tipo di impianto è svincolato dal regime del singolo corso idrico, poiché sfrutta l’acqua dei bacini permettendo di regolare il flusso, e quindi la produzione elettrica. A seconda del fabbisogno è possibile azionare l’impianto o modificare il flusso in pochi minuti; per questa motivazione, vengono considerati dei serbatoi di energia utili a coprire il carico dei periodi di maggior richiesta.

Gli impianti ‘a pompaggio’ sono caratterizzati dalla presenza di un bacino di accumulazione inferiore ed uno superiore. Nelle ore notturne, sfruttando il basso costo dell’energia, l’acqua a valle viene pompata nel bacino superiore e successivamente riutilizzata per la produzione di energia, che verrà venduta nelle ore diurne di picco, caratterizzate da una maggior domanda e quindi da un prezzo più elevato dell’energia, il che consente un guadagno economico di arbitraggio.

Gli impianti ‘ad acqua fluente’, a differenza dei precedenti, non presentano alcuna possibilità di accumulo e di regolazione dei flussi: di conseguenza l’impatto ambientale è di solito limitato. Le turbine delle centrali ad acqua fluente sono azionate di solito dall’acqua di un fiume. Normalmente il dislivello del salto utile è minimo se paragonato a quello delle centrali ad accumulazione. La produzione di elettricità dipende dalla portata sfruttabile del fiume che per definizione è variabile nel corso dell’anno, determinando dunque una variazione della produzione su base stagionale.

Infine gli impianti ‘in condotta idrica’ sono realizzati all’interno di impianti artificiali, come ad esempio acquedotti o canali di derivazione o flussi di scarico di complessi industriali o di depurazione.

La Figura 1 descrive la struttura tipica di una centrale mini-idroelettrica, in una zona montana. La Figura 2 invece descrive la struttura tipica per una zona pianeggiante.

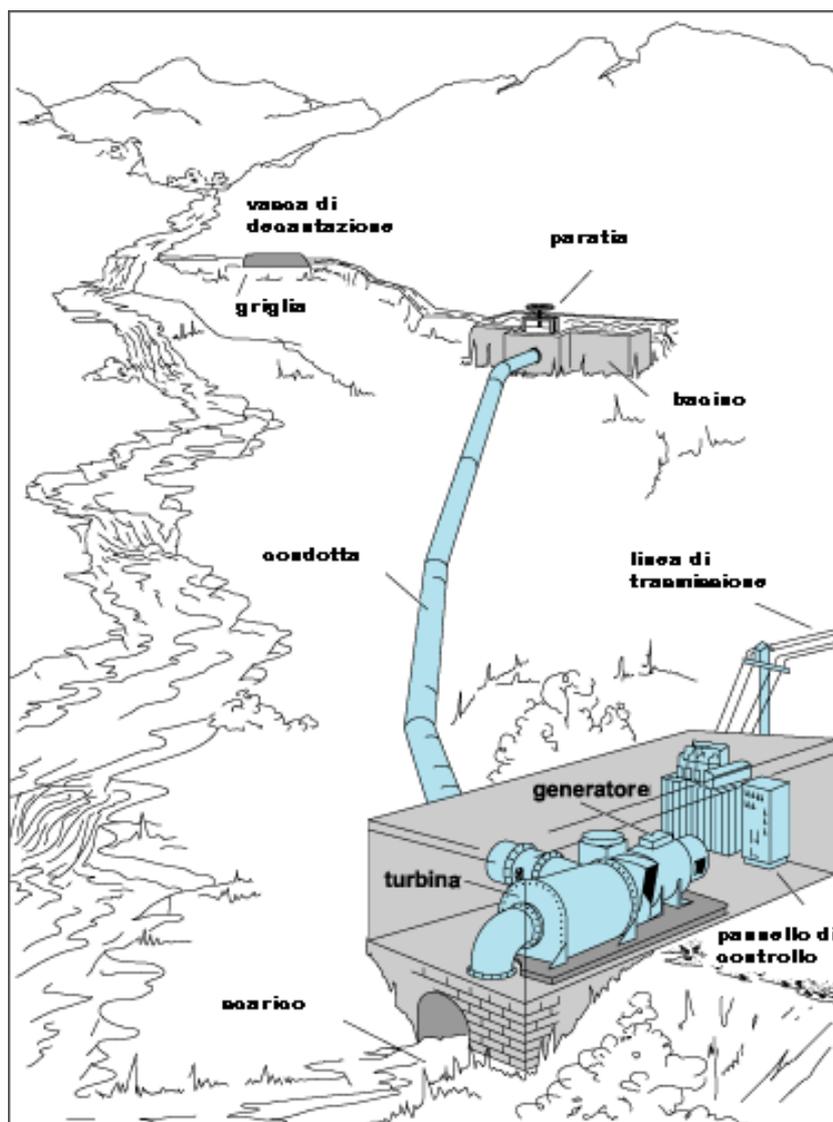


Figura 1. Schema di una centrale 'mini-idroelettrica' localizzata in zone montuose.

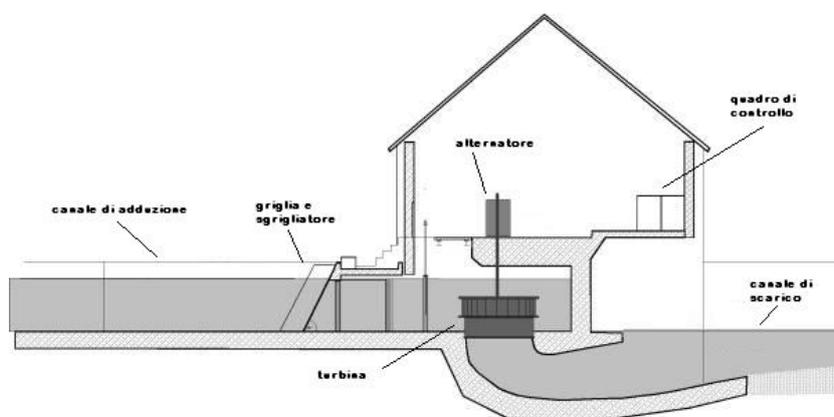


Figura 2. Schema di una centrale 'mini-idroelettrica' localizzata in zone pianeggianti.

La progettazione di un impianto idroelettrico di piccola taglia si divide sostanzialmente in tre attività: l'ingegnerizzazione delle opere civili, la progettazione della componente elettro-meccanica, la costruzione delle linee di allacciamento alla rete.

Nei corsi d'acqua naturali, per condurre in modo efficiente il flusso, quest'ultimo viene deviato lateralmente, intercettato attraverso le opere di presa e convogliato attraverso griglie atte ad impedire l'ingresso di materiale diverso dall'acqua, fino a giungere alla turbine attraverso condotte forzate. L'energia posseduta dal flusso viene trasmessa alle pale della turbina provocando la rotazione dell'albero girante. Quest'ultimo è collegato ad un generatore elettrico che sfrutta questo moto rotatorio per la produzione di elettricità. A volte, specialmente per i piccoli impianti, fra turbina e generatore può essere previsto un moltiplicatore di giri. Un trasformatore innalza la tensione in uscita dal generatore al livello della linea elettrica, che si collega alla rete attraverso quadri elettrici che curano la fasatura della tensione. Sistemi di comando e telecontrollo permettono la gestione dell'impianto anche in remoto, eliminando la necessità della presenza di personale, che potrà provvedere saltuariamente alla pulizia e alla manutenzione ordinaria.

L'acqua turbinata per via delle opere di restituzione viene rilasciata nel letto del fiume. Particolari accorgimenti devono essere rispettati per consentire comunque il passaggio dei pesci (ad esempio canali secondari a salti intermedi) piuttosto che per mantenere nel corso d'acqua un volume minimo di portata necessario per la sopravvivenza della flora e della fauna locale (il cosiddetto 'deflusso minimo vitale').

La potenza elettrica teorica ottenibile dal gruppo di produzione turbina-generatore è espressa dalla seguente relazione:

$$P = r \times 9,81 \times Q \times H$$

dove:

P = potenza espressa in kW

r = rendimento del gruppo di produzione turbina-generatore (in genere per i piccolo impianti varia a seconda della tipologia di macchina e dell'alternatore, delle caratteristiche dell'impianto rispetto a perdite di carico e della variabilità delle curve di portata, fra 50% e 85%)

Q = portata dell'acqua espressa in metri cubi al secondo

H = salto motore netto (prevalenza) espresso in metri

Una importante differenza fra il mini-idroelettrico e le altre energie rinnovabili è la specificità di ogni tipologia di impianto rispetto alle suddette caratteristiche. Infatti, esistono diverse tipologie di turbine, adatte per combinazioni differenti di portata e prevalenza.

Le turbine di tipo Pelton sono caratterizzate da pale a forma di cucchiaio e sono adatte soprattutto per impianti con salti dell'acqua rilevanti. Le turbine di tipo Turgo sono simili alle Pelton, ma di più economica realizzazione. Le turbine Cross-flow (dette anche Banki-Michell) possiedono pale disposte radialmente, simile a quelle utilizzate nei mulini.

Le turbine Kaplan sono simili a delle eliche, con pale che possono essere orientate in funzione del flusso disponibile, per mantenere l'efficienza costante. Le turbine Francis sono caratterizzate da un flusso centripeto: l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la lambisce interamente, poi viene indirizzata sulle pale della girante; anch'esse possono essere regolate.

Le turbine 'Very Low Head' (VLH) sono turbine ad elica pensate appositamente per salti d'acqua contenuti, con ingombri molto contenuti e facilmente spostabili.

Hanno trovato applicazione nel mini-idroelettrico anche le coclee (vite di Archimede), che hanno il vantaggio di essere molto robuste, offrono buoni rendimenti anche con piccoli salti e creano meno problemi alla fauna ittica.

Vi sono poi macchine derivate dalla tecnologia delle pompe reversibili, che trasformano una differenza di pressione in energia cinetica e/o elettrica.

Infine anche i tradizionali rotori, tipici dei mulini, hanno trovato un loro spazio di applicazione, sebbene il rendimento di queste macchine non sia certo paragonabile a quello delle turbine tradizionali.

Esistono poi molteplici varianti di tecnologie, sviluppare appositamente per gli impianti di piccola dimensione, fino ad arrivare a prodotti di tipo 'artigianale' pensati per i pico-impianti ad esempio nei rifugi alpini o per l'autoconsumo nelle zone rurali.

La Figura 3 riporta una mappa che individua, in funzione delle diverse condizioni di prevalenza e di portata, le condizioni ottimali di utilizzo per le diverse tipologie di impianti citati. Si noti che esiste un limite fisiologico alla possibilità di sfruttamento, ovvero in corrispondenza di portate inferiori a 0,1 metri cubi al secondo, e di salti inferiori a circa 2 metri. Sotto questa soglia la convenienza economica di sfruttamento idroelettrico è difficile da raggiungere. La scommessa è quindi quella di individuare soluzioni caratterizzate da costi molto contenuti, che possano rendere interessante anche lo sfruttamento di condizioni limite.

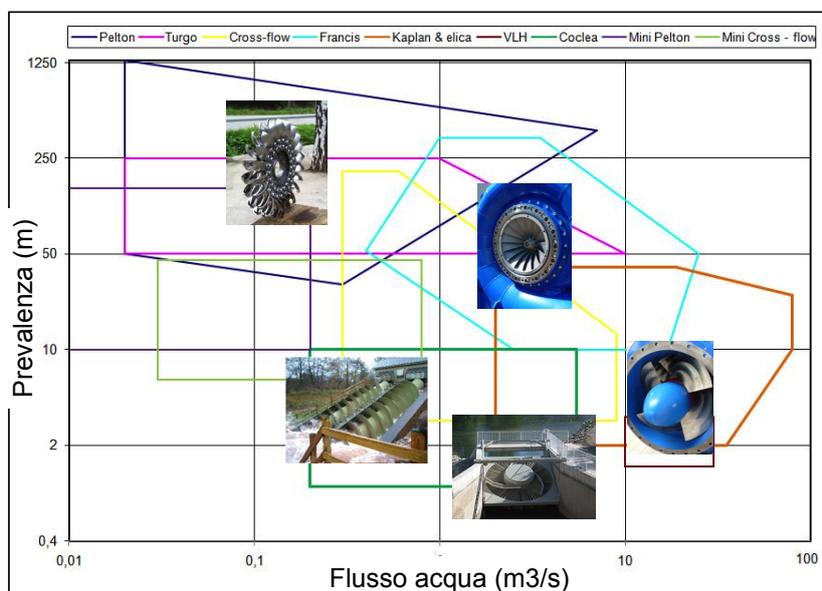


Figura 3. Combinazioni ottimali di applicazione delle tecnologie per il mini-idroelettrico, in funzione di prevalenza e portata d'acqua.

2. Il confronto con le altre rinnovabili

Il mini-idroelettrico, oltre a sfruttare una tecnologia matura e collaudata, presenta degli indiscutibili vantaggi sia nei confronti degli impianti di grossa taglia, sia rispetto alle altre fonti rinnovabili.

In primo luogo gli investimenti per la realizzazione sono abbastanza contenuti: la realizzazione di un piccolo impianto generalmente avviene su acqua fluente che non richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe). Questo permette un veloce ritorno economico dell'investimento, che in genere varia fra i tre e i sette anni, a seconda delle condizioni di portata dell'acqua. Inoltre gli impianti *mini-hydro* sono meno invasivi dal punto di vista ambientale, e addirittura in alcuni casi non generano effetti sull'ecosistema (si pensi agli impianti installati negli acquedotti o nei canali reflui). I costi di gestione e manutenzione sono particolarmente contenuti, grazie alla possibilità del tele-controllo a distanza e all'automazione.

Rispetto alle altre fonti rinnovabili, che forse hanno goduto negli ultimi anni di una maggiore visibilità (come il fotovoltaico e l'eolico) il mini-idroelettrico può vantare una migliore sostenibilità, maggiore disponibilità e quindi minori costi sia per l'installazione sia per la produzione di energia, così come descritto dalle stime fatte dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e riportate nella Tabella 1.

Tipologia di fonte	Indice EROEI	Disponibilità annua (ore/anno)	Costo installazione (€/kW)	Costo produzione dell'energia (€cent/kWh)
Mini-idroelettrico	30-270	4.000-7.000	1.000-3.000	6-29
Fotovoltaico (silicio)	3-9	1.000-1.400	3.000-6.500	20-57
Eolico	5-80	1.500-1.800	1.200-4.500	7-29
Biomasse (solide)	3-5	6.000-8.000	2.800-7.500	11-27
Geotermico	2-13	6.000-8.000	1.600-6.300	3-9

Tabella 1 – Confronto fra il mini-idroelettrico e altre fonti rinnovabili. Fonte: Politecnico di Milano (2011)

Dal punto di vista della sostenibilità, date le tecnologie attuali, il mini-idroelettrico è certamente più 'green' rispetto alle altre rinnovabili. L'indice EROEI (*Energy Returned on Energy Invested*) è il rapporto tra l'energia necessaria a produrre e smantellare un determinato impianto e l'energia prodotta da quest'ultimo nell'arco della sua vita utile e quindi indica la convenienza di un sistema per la produzione di energia dal punto di vista del bilancio di energia. Più questo indicatore è elevato, migliore è il contributo che la relativa fonte di energia fornisce alla sostenibilità ambientale.

Per quanto riguarda la disponibilità annua, riferendoci all'Italia, un impianto mini-hydro potenzialmente funziona per gran parte dell'anno (evitando solo i periodi di gelo nelle zone montane e i periodi di particolare siccità, nonché le ore necessarie per la manutenzione e pulizia dell'impianto) mentre fotovoltaico ed eolico sono vincolati alla presenza rispettivamente di luce e di vento.

Anche per quanto riguarda i costi di installazione, a tecnologie attuali, l'idroelettrico si rivela molto competitivo, soprattutto rispetto al fotovoltaico e alle biomasse. Infine per quanto riguarda i costi di esercizio solo il geotermico è più competitivo rispetto al mini-idroelettrico. Vi è poi da ricordare che un impianto mini-hydro, se ben mantenuto, può durare parecchi decenni, mentre altri tipi di impianti (soprattutto il fotovoltaico) sono soggetti ad un certo decadimento del rendimento e dopo alcuni anni devono essere completamente sostituiti, con l'aggravio delle spese di smaltimento.

3. La normativa in Italia

Il contesto normativo italiano nel quale si colloca il mini idroelettrico è piuttosto frammentato e come tale complesso. Esso cambia infatti da regione a regione per quanto riguarda la compatibilità delle opere con il rispetto dell'ambiente, le concessioni per l'uso dell'acqua, l'allacciamento alla rete e l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione di un'attività produttiva.

Il riferimento legislativo all'utilizzo delle acque in Italia è la direttiva 2000/60/CE (Direttiva Quadro sulle Acque – DQA) che delinea un quadro per la protezione delle acque superficiali interne, delle acque di transizione, delle acque costiere e sotterranee attraverso la riduzione alla fonte dell'inquinamento e l'ottimizzazione degli usi. La Direttiva sottolinea soprattutto la necessità di gestire questa risorsa attraverso una pianificazione a livello di bacino idrografico, secondo un'ottica ecologica che consideri il ciclo delle acque e non i confini amministrativi di province, regioni o stati.

L'ottenimento della concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico costituisce il fattore più critico e talvolta limitante nell'avviamento di una centrale mini idroelettrica. Un punto di svolta fondamentale è stato l'art. 12 del DLgs 387, volto a semplificare e velocizzare le procedure di ottenimento delle concessioni, attraverso l'autorizzazione unica (volta a ridurre i tempi necessari attraverso una riduzione della frammentazione della procedura) e con la creazione della 'conferenza dei servizi' (con l'intento di riunire in un'unica controparte le amministrazioni interessate). Ciononostante i tempi necessari al suo ottenimento nella realtà sono molto lunghi (nell'ordine dei 3-4 anni, con casi non rari in cui ce ne sono voluti molti di più) e non è possibile stabilire con che probabilità la concessione verrà effettivamente rilasciata. L'acqua infatti rappresenta un bene pubblico particolare, come testimonia l'attenzione dell'opinione pubblica dimostrata anche nell'esito dei referendum popolari del 2011.

La concessione ha durata trentennale con la possibilità di rinnovo a scadenza. La normativa in materia classifica le deviazioni in base alla loro potenza nominale, distinguendo tra: (i) piccole derivazioni, con potenza nominale minore di 3 MW, la cui autorizzazione viene rilasciata dalle Province (ii) grandi derivazioni, con potenza nominale maggiore di 3 MW, la cui competenza è invece in capo alle Regioni.

Per ottenere la concessione è necessario presentare diversi documenti che descrivono tutte le principali caratteristiche del bacino e del progetto, tra cui: relazioni idrauliche, elaborati grafici e relazioni tecniche del progetto, garanzie finanziarie ed economiche per l'attuazione del progetto, documento di valutazione di incidenza (nel caso di realizzazioni in zone SIC o ZPS1 soggette a vincoli ambientali particolari), richiesta di esclusione della procedura di VIA (solo se in possesso dei requisiti richiesti). Infatti gli impianti mini-hydro hanno un impatto ambientale piuttosto limitato, e per questo motivo è sufficiente il più delle volte ottenere la Verifica di Assoggettabilità, senza dover ricorrere alla Valutazione Impatto Ambientale.

Particolare attenzione va dedicata alla normativa sul cosiddetto "Deflusso Minimo Vitale" (DMV): esso riguarda la quantità d'acqua che non può essere sfruttata per la produzione di energia, essendo la

quantità minima per garantire una sopravvivenza del fiume, degli animali la cui vita dipende dal corso d'acqua in questione, e delle altre attività umane che ad esso si appoggiano (turismo, pesca, ecc..) e che viene determinata caso per caso valutando le condizioni ambientali.

4. Gli incentivi per il mini-idroelettrico

Nell'ambito della normativa generale valida per tutte le fonti di energia rinnovabile e introdotta dalla delibera CIP6 del 1992, che introduce i 'prezzi minimi garantiti' per il ritiro dell'energia dalla rete nazionale italiana, dal 2005 il mini-idroelettrico in Italia gode della possibilità di accedere ad una tariffa unica onnicomprensiva per gli impianti che hanno potenza inferiore a 1 MW, pari a 0,22 €/kWh. Tale tariffa deve essere intesa come comprensiva di tutte le forme di incentivazioni possibili. L'incentivazione prevista per gli impianti che hanno potenza superiore a tale soglia è invece quella prevista dai "certificati verdi" introdotti con il Decreto Legge n.79 del 1999 (meglio conosciuto come "Decreto Bersani") il cui ritiro è stato finora garantito dallo Stato.

La Legge Finanziaria del 2008 ha fissato il termine per l'accesso alla tariffa onnicomprensiva in 15 anni. Si tratta di un'agevolazione significativa, che ha spinto nel 2009 e nel 2010 numerosi soggetti a richiedere nuove concessioni (molto spesso con competizioni aspre sugli stessi siti fra concorrenti diversi) e a far crescere la valutazione degli impianti esistenti sul mercato. Un rapido calcolo può risultare efficiente. Un impianto con potenza poco inferiore a 1 MW e disponibile per l'80% delle ore annue genererebbe ricavi lordi da cessione di energia alla rete per circa 1,5 milioni € all'anno, assicurando un tempo di ripagamento dell'investimento iniziale sull'ordine dei pochissimi anni.

Il Decreto Legge n. 28 del 2011 ha introdotto alcune novità sul meccanismo degli incentivi, prospettando una revisione delle tariffe per gli impianti di piccola taglia, e il superamento progressivo del meccanismo dei 'certificati verdi', definitivo dal 2016. Saranno introdotte infatti (per gli impianti sopra i 5 MW di potenza) delle procedure ad asta per l'assegnazione degli incentivi.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 ha successivamente meglio definito il quadro degli incentivi, validi per gli impianti entrati in funzione dal 1 gennaio 2013. La novità è l'introduzione di tariffe differenziate per fascia di potenza (si veda la Tabella 2), per tenere conto dei costi medi di gestione decrescenti, all'aumentare della potenza erogata. La seconda novità è l'estensione della validità degli incentivi fino a 20 anni, per gli impianti di potenza fino a 1 MW.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA INCENTIVANTE BASE (per il 2013) (Tb)
		kW	anni	€/MWh
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P≤20	20	257
		20<P≤500	20	219
		500<P≤1000	20	155
		1000<P≤10000	25	129
		P>10000	30	119
	a bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101
		P>10000	30	96

5. Lo stato dell'arte in Italia

In Italia al 1/1/2012 risultavano connessi alla rete nazionale 2.902 impianti idroelettrici, di cui il 10% con potenza superiore a 10 MW, il 26% compresi fra 1 e 10 MW e il 64% sotto 1 MW. In realtà se guardiamo alla potenza installata, ben l'84% è relativo ai 301 impianti di grande taglia, mentre gli impianti mini-hydro contribuiscono solo per il 3% della potenza installata.

La distribuzione sul territorio è, senza sorpresa, non omogenea. Più di due terzi degli impianti infatti sono localizzati in cinque province: Bolzano, Trento, Sondrio, Verbano-Cusio-Ossola, Aosta.

Il rapporto di Legambiente (2012) indica che i comuni italiani in cui è installato almeno un impianto idroelettrico inferiore ai 3 MW sono 1021. 514 di questi, già oggi, grazie a questa tecnologia, producono più energia elettrica di quella necessaria a soddisfare il fabbisogno delle famiglie residenti, mentre altri 132 riescono a soddisfare più della metà di questo fabbisogno.

I dati provvisori raccolti dal Politecnico di Milano indicano che ad oggi è stata quasi raggiunta la soglia dei 3.000 impianti attivi, di cui circa 1.900 con potenza inferiore a 1 MW.

Categoria	Numero di impianti	Potenza totale installata (MW)	Dimensione media (MW)
Potenza superiore a 10 MW	301 (10%)	15.196,2 (84%)	50,49
Potenza compresa fra 1 e 10 MW	743 (26%)	2.328,3 (13%)	3,13
Potenza minore di 1 MW	1.858 (64%)	567,7 (3%)	0,30
Totale	2.902 (100%)	18.092,3 (100%)	6,23

Tabella 3 – Impianti idroelettrici autorizzati in Italia, al 1/1/2012. Fonte: GSE (2012).

La Tabella 4 ci dà un'idea dell'evoluzione temporale del numero di impianti entrati in funzione dal 2004 ad oggi. Mentre le opportunità per gli impianti di grande dimensione sono sostanzialmente esaurite (l'incremento netto negli ultimi sette anni considerati è stato solo di 7 unità, con un incremento assoluto del 2 per cento), si nota che gli impianti 'small hydro' (da 1 a 10 MW) sono cresciuti di 161 unità (+28%) mentre quelli 'mini hydro' addirittura di 713 unità (+62%), con un incremento significativo a partire dal 2008, con l'entrata in vigore della tariffa onnicomprensiva. Il loro contributo alla potenza totale disponibile è quindi limitato, ma è in questo ambito che si registrano dunque le maggiori potenzialità e opportunità di ulteriore crescita.

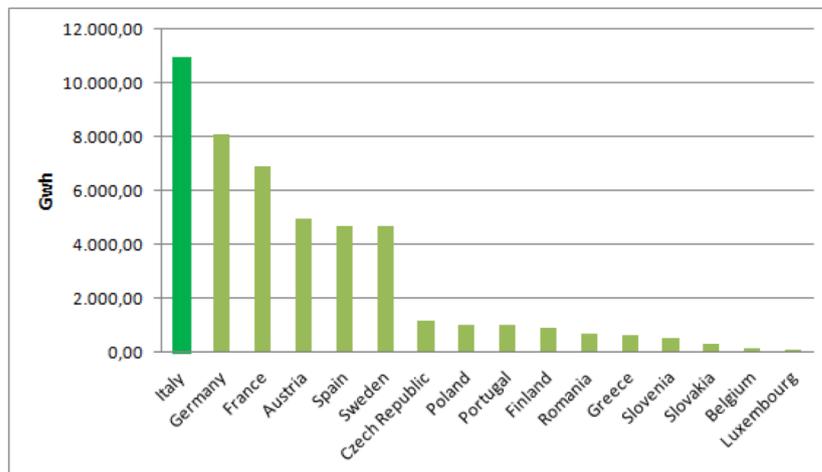
Fascia di potenza	Anno									Incremento % annuale
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Incremento 2011 vs. 2004	
Maggiore di 10 MW	294	293	294	293	296	297	302	301	7	+2,38%
1 - 10 MW ('small')	582	598	613	641	665	682	700	743	161	+27,66%
Minore di 1 MW ('mini')	1.145	1.164	1.186	1.194	1.223	1.270	1.727	1.858	713	+62,27%
Totale	2.021	2.055	2.093	2.128	2.184	2.249	2.729	2.902	881	+43,59%

Tabella 4 - Evoluzione del numero di impianti in Italia dal 2004 al 2011 per fascia di potenza. Fonte: GSE (2012).

L'Italia è fra i principali produttori di energia idroelettrica in Europa, non solo per gli impianti di grande taglia, ma anche per gli impianti di piccola taglia. La Figura 4.a evidenzia che il nostro paese è il primo in Europa per produzione di energia da impianti idroelettrici con potenza inferiore a 10 MW, di fronte a Germania e Francia, mentre la Figura 4.b (che riporta la produzione di energia in GWh solo per

gli impianti sotto 1 MW) ci vede al secondo posto dietro la Germania. Si può intuire quindi che vi siano ulteriori spazi di sviluppo per questa tipologia di impianti.

(a)



(b)

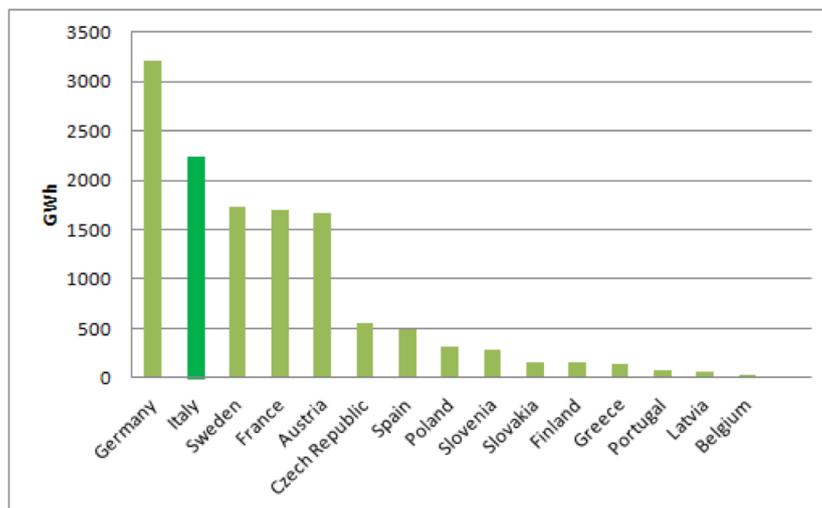


Figura 4 - Energia idroelettrica prodotta in Europa nel 2010 da impianti con potenza inferiore a 10 (a) e 1 MW (b). Dati in GWh. Fonte: ESHA (2013).

La Figura 5 confronta la dimensione media degli impianti ‘small’ (a) e quella degli impianti ‘mini’ (b) nei cinque paesi più significativi per l’idroelettrico in Europa: Italia, Germania, Francia, Svezia e Austria. Il dato interessante è che per gli impianti ‘small’ l’Italia è molto vicina alla media, mentre per gli impianti ‘mini’ siamo su valori significativamente sopra la media. Addirittura in Germania la taglia media è inferiore a 100 kW. Appare quindi la presenza di spazi significativi per una ulteriore

espansione del mini-idroelettrico in Italia, soprattutto per le piccolissime taglie. Ciò non darebbe un contributo significativo al bilancio energetico nazionale, ma andrebbe certamente nella direzione della ‘generazione distribuita’ da molti auspicata.

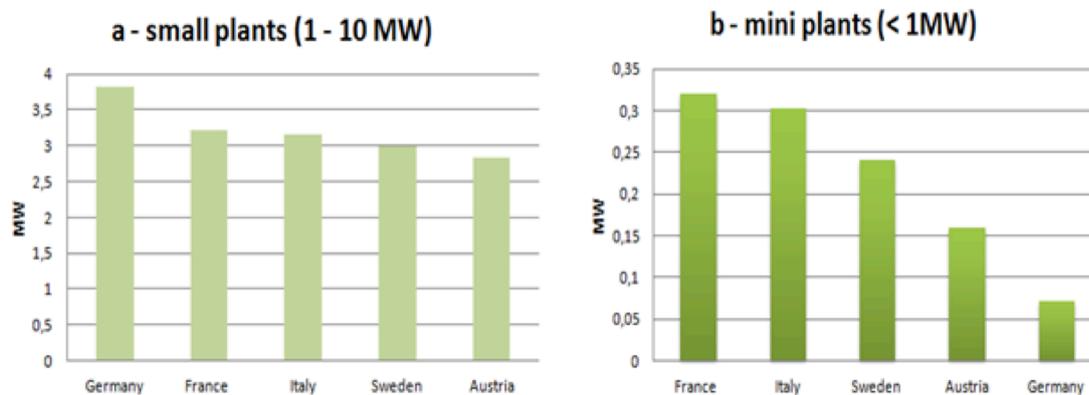


Figura 5 - Potenza media degli impianti ‘small’ (a) e ‘mini’ hydro (b) in Europa. Confronto fra Italia, Francia, Svezia, Germania e Austria. Dati in MW. Fonte: ESHA (2013)

La funzione di costo

Le voci di costo da considerare per un progetto nel mini-idroelettrico sono sostanzialmente suddivise fra costi di investimento iniziale e costi di gestione.

Per quanto riguarda l’investimento iniziale, abbiamo:

- 1) la progettazione e i costi autorizzativi;
- 2) le opere civili ed idrauliche;
- 3) l’equipaggiamento elettromeccanico;
- 4) l’allacciamento alla rete.

Le voci più importanti sono sicuramente l’acquisto degli impianti elettromeccanici e le opere civili e idrauliche. Ciascuna di esse incide mediamente per il 40% del valore dell’investimento.

Per quanto riguarda invece le spese di gestione, la voce più rilevante è certamente la manutenzione (spesso affidata in *service* a ditte specializzate), seguita dai canoni periodici da corrispondere agli enti pubblici (e le eventuali royalty nel caso di accordi con amministrazioni locali per le compensazioni ambientali). L’automazione del controllo è certamente un fattore che contribuisce alla riduzione dei costi di gestione.

La Figura 6 riporta una stima dei costi medi di gestione (in euro per megawattora) in funzione della produzione annuale, effettuata dall’associazione FEDERPERN (per impianti con alto salto e basso salto) messi a confronto con quelli stimati dall’associazione APER, con la tariffa onnicomprensiva riconosciuta fino al 31 dicembre 2012 (220 euro al megawattora) e con le tariffe minime garantite

stabilite dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). I costi comprendono anche l'ammortamento degli impianti.

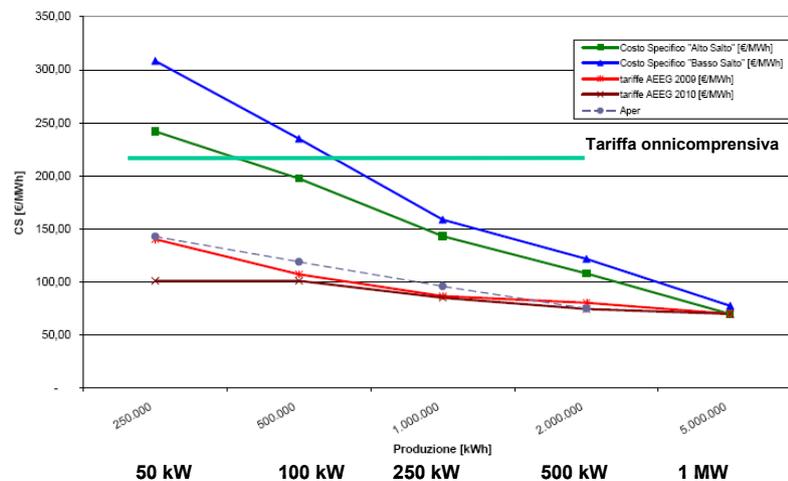


Figura 6 – Stima della funzione di costo per gli impianti mini-idroelettrici. Fonte: FEDERPERN (2011).

Gli impianti ad alto salto (ovvero con prevalenza maggiore di 80 metri) utilizzano tipicamente turbine Pelton, che risultano meno costose.

Si può notare come la presenza di economie di scala renda la tariffa onnicomprensiva del tutto vantaggiosa per gli impianti di maggiore dimensione, mentre i costi medi risultano più elevati per gli impianti di piccola dimensione.

6. La filiera produttiva

La filiera industriale del mini-idroelettrico può essere descritta in due comparti principali, e in una serie di servizi ancillari, come riportato in Figura 7.

I gestori degli impianti nel mondo dell'idroelettrico sono molto frammentati (al 1/1/2011 esistevano 982 soggetti accreditati in Italia presso il GSE per l'accesso agli incentivi pubblici) possono essere distinti in quattro categorie. La prima è rappresentata da utilities che svolgono come attività principale la produzione e l'immissione di energia nella rete. Essi gestiscono più che altro impianti di maggiore dimensione, ed hanno portafogli generalmente diversificati in fonti di energie alternative. Abbiamo poi gli investitori privati, che tendono invece ad essere specializzati sul mini-idroelettrico, e ricercano soprattutto una remunerazione a basso rischio del capitale investito. La terza categoria è rappresentata da enti locali e consorzi a controllo pubblico, i quali sfruttano il controllo del territorio e della risorsa acqua attraverso acquedotti e canali di irrigazione per ottenere una fonte aggiuntiva di reddito, che però non rappresenta l'attività principale di riferimento. Per questo motivo spesso si avvalgono della *partnership* di privati specializzati o di utilities. Infine abbiamo soggetti quali imprese, micro-imprese (rifugi, agriturismi) o consorzi di utenti che sfruttano l'idroelettrico essenzialmente per l'autoconsumo, con l'obiettivo di ridurre i costi energetici.

Il supporto alla gestione e manutenzione (*service*) viene generalmente svolto o dai gestori stessi in economia, o attraverso appalti pluriennali a ditte specializzate.

Per quanto riguarda i servizi ancillari, la progettazione è in capo a studi di tecnici specifici, che si occupano sia della progettazione di massima dell'impianto, sia della valutazione tecnico-economica, ma soprattutto degli studi geologici ed idrici che servono per asseverare l'affidabilità dell'impianto, l'impatto ambientale, la producibilità annuale teorica.

Abbiamo poi i fornitori della parte meccanica e della parte elettrica, che generalmente offrono soluzioni 'turn-key' avvalendosi a loro volta di una rete di subfornitori per le singole componenti (turbine, giranti, eventuali moltiplicatori di giri, alternatori e trasformatori, quadri elettrici, sistemi per il telecontrollo). Si tratta di un settore abbastanza concentrato, sia in Italia sia all'estero, perché le competenze necessarie per realizzare un impianto di qualità sono molto specifiche, e occorre avere una certa esperienza soprattutto per quanto riguarda la stima del rendimento della turbina, che viene stimato sulla base di dati storici, o di simulazioni di fluidodinamica, o in laboratorio con modellini.

Discorso a parte per le opere civili e idrauliche, perché in genere vengono appaltate a ditte locali.

Il grado di integrazione lungo la filiera industriale è in aumento, perché diverse imprese, storicamente attive in uno di questi comparti, stanno conducendo acquisizioni per occupare spazi sia a valle (gestendo in proprio impianti, anche magari all'estero dove ci sono maggiori opportunità di sviluppo) sia a monte (assicurandosi la fornitura delle componenti elettriche-meccaniche).

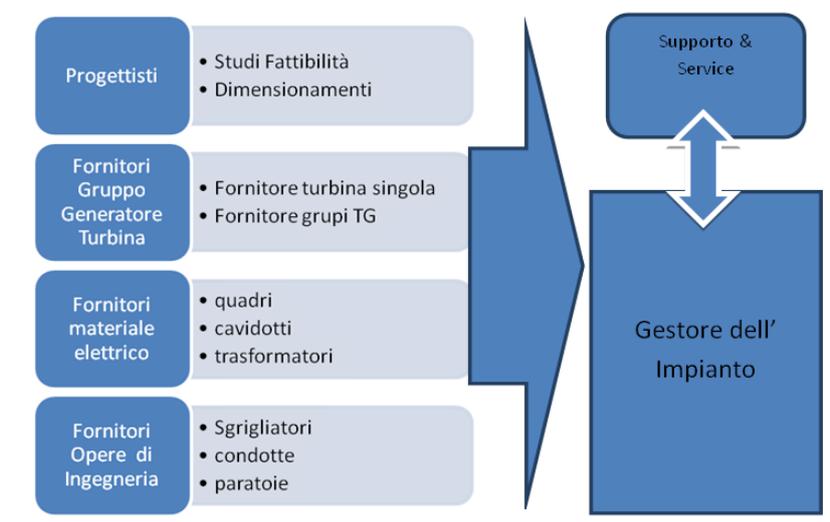


Figura 7 - La filiera industriale del mini-idroelettrico

L'indagine condotta dal Politecnico di Milano – Polo Territoriale di Lecco sotto l'egida della Fondazione Tronchetti-Provera ha consentito di intervistare i più importanti *player* esistenti sul mercato italiano nell'area di business della costruzione di impianti, e di segmentare il mercato secondo due dimensioni: il mercato servito (distinguendo fra mercato nazionale, europeo e mondiale) e la tipologia degli impianti (di grande, media o piccola taglia). Ne è uscito un quadro non esaltante per l'industria italiana, e soprattutto lombarda, che nel passato poteva vantare eccellenze nel settore dell'idroelettrico ormai dismesse o assorbite da gruppi internazionali, ma che ha saputo parzialmente recuperare grazie all'attivismo di imprenditori con competenze distinte in campi correlati (spesso impiantistica, elettricità o cantieristica civile) che hanno saputo cogliere per tempo le opportunità del mini-hydro.

I tre colossi industriali a livello globale, leader di mercato negli impianti di grande dimensione, sono Andritz VA TECH, Voith-Siemens e Alstom.

Le società di maggiore rilievo nazionale, che hanno acquisito anche alcuni spazi fuori dai confini, sono: Franco Tosi (oggi acquistata dal gruppo indiano Gammon), la storica De Pretto di Schio (oggi nel gruppo MAN-Sulzer), STE Energy, Zeco, la Cover di Verbania (la cui divisione mini-hydro è stata acquisita con un investimento di maggioranza dal fondo di *private equity* Palladio Finanziaria e ha preso il nome Hydro Energia). In Piemonte una buona fetta di mercato è appannaggio della cuneese Scotta (che ha investito direttamente in numerosi impianti gestiti, anche all'estero, e ha stretto un accordo strategico per la progettazione con il centro di ricerca Turbo Institut di Lubiana) e dalla IREM per gli impianti di più piccola dimensione, anche 'portatili'. Il Trentino Alto-Adige può vantare centri di rilievo come la Troyer di Vipiteno e la Tamanini. In Lombardia si segnala Camuna Installazioni, di Pisogne, che si è velocemente integrata dalla progettazione delle condotte alla fornitura 'chiavi in mano' investendo direttamente anche in Albania e Georgia.

	Mercato Nazionale	Mercato Europeo	Mercato Globale
Impianti medio grandi			ALSTOM ANDRITZ Hydro
Impianti medio piccoli		Franco Tosi Meccanica STE energy ZECO COVER TURBINENBAU TROYER TAMANNI IREM CAMUNA INSTALLAZIONI ENERGIA SCOTTA AUTOMAZIONE S.R.L.	VOITH HYDRO POWER GENERATION Produzione da paesi a basso costo
Piccoli impianti	Produttori artigiani		

Figura 8 - Matrice competitiva nel business della fornitura di impianti mini-idroelettrici

Negli ultimi tempi si è registrato anche l'ingresso sul mercato italiano di produttori provenienti da paesi a basso costo di manodopera, come la Cina, attraverso rappresentanti e importatori locali. I risultati però non sono sempre stati soddisfacenti a fronte del vantaggio sui prezzi, in particolare rispetto alla qualità e affidabilità delle componenti meccaniche.

Infine, vi è sul territorio nazionale una moltitudine di micro-imprese specializzate nella fornitura di impianti 'standardizzati' di piccola dimensione, anche di tipo portatile.

7. Le potenzialità per il futuro

Sono diverse le ricerche che hanno provato a stimare il potenziale futuro del mini-idroelettrico in Italia. Il Piano nazionale per le energie rinnovabili del Ministero per lo Sviluppo Economico pubblicato nel 2010 indica l'obiettivo di nuove installazioni per circa 581 MW nei prossimi anni.

La European Small Hydro Association (ESHA, 2010) stima per l'Italia una potenzialità ben superiore, 2.500 MW. L'APER (associazione dei produttori di energia da fonte rinnovabile) indica una potenzialità fra 1.500 e 2.000 MW mentre FEDERPERN (che raggruppa quasi esclusivamente gestori di impianti mini-idroelettrici) indica un range compreso fra 1.500 e 3.300 MW.

In realtà si tratta di stime che riguardano il potenziale teorico, ma nel concreto tutti riconoscono che si tratta di traguardi non facilmente raggiungibili, soprattutto per la complessità degli iter autorizzativi e per la sostanziale moratoria che in alcuni territori è in atto sulle nuove installazioni.

Nell'ambito della ricerca condotta presso il Polo Territoriale di Lecco del Politecnico di Milano e finanziata dalla Fondazione Tronchetti Provera sono state censite sul territorio italiano alla data del 15/01/2013 poco meno di 1.200 richieste di nuove autorizzazioni.

Verosimilmente si stima che il potenziale 'raggiungibile' in 10 anni è quello di aggiungere ulteriori 1.000 MW alla potenza installata. Si tratta di una percentuale trascurabile rispetto alla disponibilità attuale (equivale al 5% in più di produzione dell'energia idroelettrica nazionale, e ad un incremento di meno dell'1% della produzione nazionale da fonti rinnovabili), ma che equivale comunque alla possibilità di evitare emissioni nell'atmosfera di CO₂ per circa 3.700 tonnellate all'anno. Inoltre equivale ad un valore potenziale di nuovi investimenti per circa un miliardo di euro.

Vi sono infatti alcune difficoltà che impediscono un completo sfruttamento delle potenzialità esistenti. In primo luogo l'ostilità delle popolazioni locali, in alcune valli montane, rispetto ad ulteriori sfruttamenti dei corsi d'acqua naturali, anche su piccola scala. Si vuole infatti tutelare il turismo e l'ecosistema ed evitare che in alcuni tratti dei torrenti l'acqua venga sottratta all'ambiente. In secondo luogo la competizione per l'aggiudicazione delle concessioni è spesso molto alta, e non è raro che lo sviluppo di nuove centrali venga ostacolato da ricorsi e contenziosi che ne ritardano la costruzione. Infine, può accadere che vi siano controversie nelle competenze fra privati ed enti locali, che rivendicano un ruolo nel processo decisionale.

Per contro, vi sono alcuni ambiti dove si intravede uno sviluppo agevole di nuove iniziative. Ci si riferisce ad esempio agli acquedotti montani, dove è possibile installare impianti con caratteristiche particolari, che consentono di recuperare energia dove di solito vengono inserite delle vasche di laminazione per ridurre la forte pressione (che andrebbe a danneggiare le utenze domestiche, ma con una dissipazione di energia che potrebbe essere recuperata). Il gruppo di ricerca del Politecnico di Milano ha individuato decine di amministrazioni comunali ed enti locali che (direttamente o attraverso società multi-servizi, o anche attraverso la concessione in uso ai privati) hanno installato impianti idroelettrici o hanno iniziato l'iter autorizzativo in tal senso. Una forte determinante in questo caso è il vincolo imposto dal patto di stabilità per gli enti locali, con i progressivi ingenti tagli ai trasferimenti statali verso i Comuni, che ha spinto molto Sindaci a ricercare opportunità di introiti alternativi.

Anche in pianura vi sono potenziali interessanti, e solo parzialmente utilizzati. I consorzi agricoli di bonifica e gestione delle acque, federati nell'associazione nazionale ANBI, si stanno attivando con solerzia per promuovere nelle aree di loro competenza il recupero di vecchi mulini e opifici, nonché l'installazione di piccole centraline su canali di derivazione, laddove esistono condizioni di salto vantaggiose. Ad oggi ben 16 consorzi ANBI risultano accreditati al GSE per il ritiro dell'energia idroelettrica prodotta, e la potenza totale installata dei 116 impianti gestiti è pari a circa 50 MW. Il consorzio con il numero più elevato di impianti in funzione è il Consorzio Est-Sesia con sede in Novara.

Molto spesso nell'occasione vengono attrezzati percorsi educativi e museali, integrati con itinerari culturali e gastronomici eco-sostenibili.

La provincia di Cremona ha partecipato ad un progetto finanziato dall'Unione Europea, SMART, per individuare sul territorio siti adatti per impianti idroelettrici. Sempre l'Unione Europea ha finanziato un

progetto cui partecipa anche l'associazione italiana APER (RESTOR-Hydro) che mira alla riqualificazione di vecchi mulini dismessi attraverso l'installazione di impianti micro-idroelettrici, stimolando la nascita di cooperative locali.

Un altro ambito di frontiera è lo sfruttamento dei salti d'acqua allo scarico di impianti di depurazione e di trattamento delle acque.

Non va poi dimenticato la necessaria riqualificazione degli impianti esistenti, sia di piccola sia di grande dimensione, che dovrà essere fatta per mantenere in efficienza le strutture civili e gli sbarramenti (che in alcuni casi sono ultra-centenari e quindi pongono problemi anche per la sicurezza delle popolazioni residenti). Anche questa sarà l'occasione per un potenziamento e per un efficientamento della produzione, che potrà ulteriormente contribuire all'incremento di produzione di energia rinnovabile.

Discorso a parte per le centrali idroelettriche a ripompaggio (che essenzialmente servono da bacino per l'immagazzinamento dell'energia), su cui sarà necessaria un'indicazione strategica a livello nazionale, in funzione delle macro-politiche che il sistema Paese vorrà intraprendere.

In definitiva i nuovi incentivi entrati in vigore con il decreto ministeriale del 6 luglio 2012 ripropongono condizioni favorevoli per il micro- e mini-idroelettrico, fra le più attraenti in Europa. Ci sono quindi tutte le premesse per un ulteriore sviluppo degli investimenti nel settore.

Bibliografia

- APER, 2008, Dossier Micro-Idroelettrico, Progetto RES & RUE Dissemination.
- CESI Ricerca, 2006, Risultati del censimento del potenziale Mini-Idro e realizzazione del sistema informativo territoriale.
- ENEA, 2010, Le fonti rinnovabili. Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon.
- ESHA, 2009, Hydropower the sector: A dynamic sector.
- ESHA, 2013, HYDI – The European hydro database.
- FEDERPERN, 2011, Studio tecnico-economico sui costi di gestione centrali mini-hydro.
- GSE, 2010, Idroelettrico: rapporto statistico annuale 2009.
- GSE, 2012, Rapporto Statistico 2011. Impianti a fonti rinnovabili.
- Legambiente, 2012, Comuni Rinnovabili; Sole, vento, acqua, terra, biomasse. La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano.
- Politecnico di Milano, 2011, Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - Rapporto commissionato da AEEG al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia.
- Regione Lombardia, 2008, Piano d'azione per l'energia.
- Terna, 2012, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia.

Il ruolo strategico dell'efficienza energetica nella Green Economy Italiana

Massimo Beccarello

Premessa

L'unione europea ha decisamente avviato un percorso irreversibile assumendo la leadership globale nella lotta al cambiamento climatico. Con gli ultimi provvedimenti del meglio noto "Pacchetto Clima Energia" e, in particolare la Decisione 406/2009/EC, l'Unione europea ha sottoscritto un obiettivo unilaterale di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai valori del 1990 (-14% rispetto al 2005). Recentemente, lo stesso parlamento Europeo aveva valutato l'ipotesi di estendere dal 20% al 30% la riduzione di emissioni al 2020¹, ma la decisione è stata respinta.

L'Europa si è impegnata peraltro ad arrivare fino ad una riduzione del 30% delle emissioni in caso di ratifica di un nuovo accordo internazionale per il periodo post 2012, purché anche gli altri Paesi industrializzati assumano obiettivi comparabili a quelli dell'Unione europea e che i Paesi in via di sviluppo diano un contributo adeguato alla riduzione delle emissioni. Gli strumenti per raggiungere tali obiettivi sono individuabili nella promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Con riferimento all'efficienza energetica bisogna considerare che nonostante il Consiglio europeo del marzo 2007 avesse considerato nella strategia di sostenibilità ambientale anche un obiettivo di riduzione del 20% degli usi finali di energia al 2020, tuttavia questo target non è stato declinato in una direttiva vincolante. In mancanza di una strategia di politica europea di lungo periodo sull'efficienza energetica rimangono validi gli obiettivi di risparmio energetico, di medio termine, fissati dalla *Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio*, che stabilisce per ogni stato membro un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico al 2016 pari al 9% della media dei consumi 2000-2005, da ottenere tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento del risparmio energetico. Questa direttiva è stata attuata in Italia con il Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica del 2007 che stabiliva un obiettivo al 2016 di risparmio del 9,6 % rispetto al 2005 (10,8 Mtep).

Sul fronte delle iniziative nazionali il Governo è intervenuto a rafforzare l'azione sull'efficienza energetica con il Decreto del 30 maggio 2008 n. 115 che attua la Direttiva 2006/32/CE individuando all'art. 5 con il quale si stabilisce che il Ministero dello Sviluppo Economico emani entro il 30 giugno 2011 il secondo PAEE e successivamente, entro il 30 giugno 2014 un terzo PAEE. Subito dopo con la legge 99/2009 all'art 27 co 10 si stabilisce che entro il 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico dovuto deve emanare il Nuovo Piano per l'Efficienza Energetica aggiornando i dati rispetto agli

¹ Cfr rapporto Eickhout respinto dal Parlamento Europeo il 5 luglio 2011.

obiettivi al 2016. Sul fronte Europeo è importante ricordare due recenti interventi. L'8 marzo 2011 sono stati presentati due importanti documenti per la strategia europea in materia di Clima-Energia: il Piano Efficienza Energetica 2011 e la Low Carbon Economy Roadmap 2050.

Il Piano Efficienza Energetica 2011 non definisce obiettivi vincolanti di risparmio energetico ma stabilisce un rafforzamento delle misure attuali attraverso un monitoraggio più stringente dei Piani di Efficienza Nazionali e la loro revisione al 2012. Solo nel caso in cui i Piani Nazionali risultino insufficienti la Commissione valuterà l'opzione di obiettivi nazionali vincolanti, misurati sulla base di condizioni di partenza, popolazione, performance economica.

Secondo la Roadmap se si raggiunge l'obiettivo del 20% di efficienza energetica al 2020, questo consentirà all'UE di ridurre le emissioni di un 5% in più rispetto al 20% entro il 2020 e quindi di stabilire un nuovo obiettivo virtuoso del 25% sui cambiamenti climatici.

Il documento della Commissione del marzo del 2011 ha ipotizzato riduzioni programmatiche molto elevate delle emissioni di CO₂ per arrivare ad un taglio di quasi l'80% rispetto ai livelli del 1990.

Greenhouse gases reduction per sectors following 2050 Roadmap (%)			
GHG reduction vs 1990 al 1990	2005	2030	2050
Total	-7	-40 a -44	-79 a -82
Sectors			
Energy (CO₂)	-7	-54 a -68	-93 a -99
Industry (CO₂)	-20	-34 a -40	-83 a -87
Transport(CO₂ per aviation included maritime excluded)	+30	+20 a -9	-54 a -67
Residential and services (CO₂)	-12	.37 a -53	-88 a -91
Agriculture (non CO₂)	-20	-36 a -37	-42 a -49
Others(non CO₂)	-30	-72 a -73	-70 a -78
Source: Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 – Comunicazione Commissione Europea			

La Commissione europea, è certa che per realizzare questo programma, nei prossimi 40 anni, l'Unione dovrà fare ulteriori investimenti ma una buona parte di questi sarà compensata da una bolletta energetica per gas e petrolio meno onerosa e da un impatto socio-economico che porterà le industrie europee a raggiungere una leadership tecnologica nei settori legati alla sostenibilità.

Gli investimenti ridurranno anche la dipendenza dell'Europa dalle importazioni energetiche e di conseguenza la nostra vulnerabilità di fronte a possibili fluttuazioni dei prezzi del petrolio, stimoleranno nuove fonti di crescita e creeranno nuovi posti di lavoro. I dati di riduzione per settore tuttavia sono preoccupanti: se si vede la voce "power", nella tabella sopra riportata, si noterà come le percentuali di riduzioni sono elevatissime sia al 2030 (fino a -68%), sia al 2050 (fino a -99%).

Questo intervento intende valutare le potenzialità delle politiche di sostenibilità legate all'efficienza energetica attraverso un'analisi costi benefici nel tentativo di valutare l'efficacia delle politiche di incentivazione non solo in termini ambientali anche sotto il profilo socio-economico.

1. La relazione tra efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità

Per comprendere il ruolo centrale dell'efficienza energetica è necessario considerare il forte nesso di complementarità al rispetto del raggiungimento degli obiettivi vincolanti per le fonti rinnovabili assegnati all'Italia dalle direttive europee. La relazione tra i due strumenti, deve essere considerata con riferimento alle ipotesi sullo scenario evolutivo sui consumi finali di energia. La tabella 1, di seguito riportata, ci consente di analizzare come, dal 2007 al 2010, si sia profondamente modificato il peso ed il ruolo strategico dell'efficienza energetica rispetto agli impegni comunitari assunti dal nostro paese in materia di sostenibilità: nella tabella sono riportati lungo le righe l'evoluzione temporale dello "scenario energia" previsto per l'Italia; lungo le colonne rispettivamente i consumi finali al 2020 (col. 1), l'evoluzione dell'obiettivo del 17% sui consumi finali di fonti rinnovabili (col. 2) e infine le dimensioni dell'obiettivo di efficienza energetica per ottemperare gli obiettivi vincolanti.

Nella prima riga della tabella è riportato lo scenario previsto per il nostro paese ad inizio del 2007 nel quale, sulla base dei dati raccolti tra gli stati membri la commissione europea stimava per il nostro paese un consumo tendenziale al 2020 pari a circa 166,5 Milioni di tonnellate di petrolio equivalente² (di seguito Mtep, prima riga). Nello stesso anno la Commissione Europea anticipava gli accordi di *burden sharing*, che sarebbero stati ratificati con la direttiva 28/2009/CE, i quali assegnavano all'Italia un obiettivo del 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili nei consumi energetici finali, da raggiungere nel settore elettrico, termico e dei trasporti. Osservando i dati lungo la seconda colonna, che riportano in Mtep l'obiettivo del 17% di fonti rinnovabili assegnato all'Italia emerge, che se l'evoluzione dei consumi finali tendenziali fossero stati di 166 Mtep, l'obiettivo del 17% sarebbe corrisposto a 28 Mtep di energia da fonti rinnovabili: si trattava di un obiettivo impossibile da raggiungere, per ammissione dello stesso Governo Italiano che aveva stimato nel 2007 il potenziale massimo teorico di rinnovabili per il nostro paese in 20,97 Mtep³.

Nel 2009 lo scenario tendenziale nazionale al 2020 è stato rivisto (seconda riga della tabella 1) a 145,6 Mtep. La revisione si era resa necessaria per effetto della grave crisi economica che ha colpito i principali paesi europei determinando un forte shock nei consumi energetici. La crisi economica ha determinato una riduzione dei consumi tendenziale di 10,1 Mtep. A questa riduzione nel 2009 era stato inoltre aggiunto un ulteriore correttivo perché nel frattempo era stato presentato il piano per l'efficienza energetica attraverso il PAEE⁴ (Piano di Azione di Efficienza Energetica) in attuazione degli obblighi introdotti da regolamenti comunitari nel periodo 2007-2009⁵. L'obiettivo previsto dal Piano prevedeva di raggiungere entro il 2016 una diminuzione del consumo tendenziale di 10,8 Mtep (seconda riga terza colonna). Il combinato disposto di questi due effetti determinava una riduzione dei consumi finali lordi pari a 20,9 Mtep rispetto alla previsione dello scenario di 2 anni prima. Tuttavia, nonostante questa forte riduzione del consumo al 2020 l'obiettivo vincolante per le fonti rinnovabili risulterebbe pari a 24,8 Mtep ancora superiore al valore teorico potenziale massimo per il nostro paese.

² La stima è stata effettuata dalla Direzione Generale Energia e Trasporti e riportata in "European Energy and Transport-trends to 2030" del 2008.

³ Position Paper del Governo Italiano del 10 settembre 2007.

⁴ Ministero dello Sviluppo Economico "Piano d'azione Italiano per l'efficienza energetica 2007" luglio 2007.

⁵ Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.

Mtep	Forecast of final energy consumption till 2020	Forecast Renewable/Efficiency objectives	
		Objective RES 17%	Energy efficiency objective
2007 Estimated trend	166,5	28,3	0
2009 post crisis and PAEE trend	145,6	24,8	10,8
2010 in accordance with PAN trend	133	22,6	12,6
	Totale efficiency objective		23,4

Tabella 1 – Consumi tendenziali, obiettivi efficienza e rinnovabili al 2020

Il terzo aggiornamento dello scenario è quello che il Governo Italiano ha presentato nel 2010 contestualmente alla predisposizione del Piano d’Azione per le Energie Rinnovabili⁶ (terza riga tabella 1).

In tale scenario viene stabilito un nuovo livello tendenziale dei consumi di energia di 133 Mtep al 2020 e, contestualmente, si prevede che l’obiettivo del 17% di rinnovabili sui consumi finali sarà raggiunto con 22,6 Mtep. Dall’evoluzione degli scenari emersa e, sulla base dell’obiettivo vincolante definito dal nostro Governo per le fonti rinnovabili, è possibile definire l’obiettivo implicito di efficienza energetica pari a 23,4 Mtep sul tendenziale. Si tratta di un obiettivo ambizioso, indispensabile da conseguire per raggiungere gli obiettivi italiani di sostenibilità.

2. Efficienza energetica e opportunità di sviluppo per l’industria italiana

Una volta identificati gli obiettivi di sostenibilità sul piano programmatico, assume rilevanza strategica la capacità di trasformare la sfida della *green economy* nazionale in una opportunità di sviluppo tecnologico e di crescita economica. Per questa ragione è molto importante coordinare le misure di politica ambientale con obiettivi di sviluppo industriale ovvero individuare le misure di *policy* a partire da un’analisi del posizionamento strategico dell’industria italiana nelle tecnologie per la sostenibilità. Punto di partenza della nostra analisi è il PAEE del Governo presentato nel 2007.

Con il Piano d’Azione per l’Efficienza si sono definite le linee di intervento che riguardano prevalentemente (~75%) gli usi termici, in particolare sistemi di riscaldamento più efficienti e coibentazione di edifici e per il 25% gli usi elettrici, consentirebbero una riduzione di 34 Mt di CO₂. Con riferimento ai settori di intervento l’obiettivo del piano al 2016 è inoltre suddiviso tra il settore

⁶ Il Piano d’Azione per le Energie Rinnovabili al 2020 deve essere presentato e aggiornato in via biennale secondo le disposizioni della Direttiva 28/2009/CE.

residenziale (4,9 Mtep), industriale 1,8 (Mtep), terziario (2,1 Mtep) e dei trasporti (2,0 Mtep). Il grafico 1 riassume le principali aree di intervento del PAEE e i principali settori industriali coinvolti.

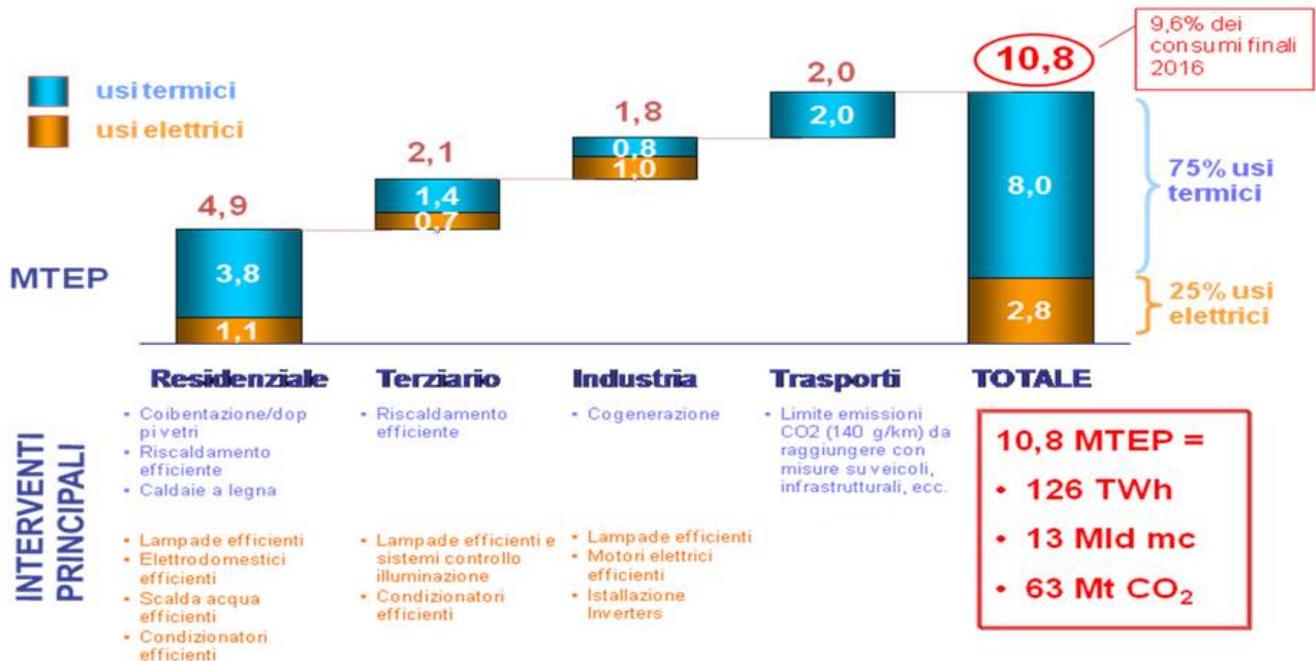


Grafico 1 – Obiettivi PAEE 2007 e settori industriali coinvolti

Considerando i principali settori tecnologici coinvolti nel raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica è facile identificare un riscontro diretto con molti settori manifatturieri che sono già presenti nell'assetto industriale italiano.

Avvalendosi dei dati Istat sui comparti manifatturieri è possibile ricondurre alle macro categorie i settori dell'economia italiana coinvolti direttamente o indirettamente in queste tecnologie. La tabella 2 riporta un prima elaborazione di questi dati.

Settori	N. imprese	N. occupati ULA	Produzione mln €	VA mln €
Fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici	41.497	619.900	124.309	36.700
Fabbricazione di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche ed ottiche	47.513	467.500	75.714	25.105
Fabbricazione di mezzi di trasporto	7.648	266.300	73.373	14.170
Produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua	3.016	129.700	84.995	31.251
Costruzioni	615.862	1.970.900	204.802	86.975
TOTALE	715.536	3.454.300	563.194	194.199
Elaborazione su dati Istat 2008				

Tabella 2 – Dimensione industriale macrosettori coinvolti nelle politiche per l'efficienza energetica

Dalla tabella precedente emerge che i macrosettori collegati all'efficienza energetica rappresentano una parte consistente del settore industriale italiano con oltre 600.000 imprese e oltre 3 milioni di occupati. Si tratta di un risultato rilevante sul piano potenziale che potrebbe essere ulteriormente rafforzato dalla crescente domanda di tecnologie per la sostenibilità nel contesto italiano ed europeo.

Diventa a questo punto importante individuare le linee di una corretta azione di *policy* in grado di coniugare l'indirizzo sulle scelte di politica dell'efficienza energetica con una politica industriale che sia di stimolo all'innovazione e alla crescita dei comparti manifatturieri italiani. Per disegnare una corretta politica a favore dell'efficienza energetica, è necessario effettuare una preliminare analisi strategica volta a:

- individuare i settori che per dimensione e per potenziali risparmi risultino più interessanti potenzialmente più efficaci nel raggiungere gli obiettivi al 2020;
- individuare le tecnologie che risultano più promettenti sul piano potenziale e favorirne gli investimenti in ricerca e sviluppo;
- evidenziare le tecnologie attualmente disponibili per implementare programmi di efficienza energetica sulla base di analisi di costi/benefici.

Diventa quindi rilevante individuare delle linee di politica ambientale strategica sul piano industriale, basate su scenari tecnologici dai quali trarre utili indicazioni di politica energetica in grado di identificare gli ambiti rilevanti nei quali appare più efficace incentivare un miglioramento dell'efficienza energetica.

Potenzialmente, come riportato nella tabella precedente, lo sviluppo dell'industria dell'efficienza energetica può coinvolgere molteplici comparti manifatturieri, le cui applicazioni tecnologiche sono riferibili al settore dei trasporti, residenziale e degli azionamenti elettrici.

Tuttavia, non va dimenticato che essendo le misure per l'efficienza energetica prevalentemente ricondotte alla fiscalità generale è necessario valutarne gli effetti sull'intero sistema economico, verificando i vantaggi per la collettività e le ripercussioni sul bilancio dello Stato ed approfondire l'analisi di ritorno dell'investimento di tecnologie efficienti.

3. La stima dell'impatto economico dell'efficienza energetica: aspetto metodologici generali

Per analizzare gli effetti delle politiche dell'efficienza energetica sia sotto il profilo dell'efficacia (rispetto agli obiettivi di sostenibilità) sia rispetto agli obiettivi della crescita economica è stata condotta un'analisi economica ipotizzando un intervento strutturale finalizzato al raggiungimento degli obiettivi previsti nel piano di azione per le rinnovabili al 2020.

La valutazione degli effetti è stata condotta considerando separatamente gli obiettivi di efficacia sia sul piano ambientale (energia primaria risparmiata e riduzione delle emissioni di CO₂), sia in termini di efficienza delle politiche di incentivo sul piano socio economico, crescita della produzione interna tra i diversi settori coinvolti e impatto sull'occupazione e relativi costi a carico della fiscalità generale. Sulla base di questa ipotesi è stato tracciato dal PAEE l'analisi di impatto che si è concentrata sui seguenti settori industriali e tecnologie per l'efficienza:

1. Trasporti su gomma (automobili e veicoli commerciali leggeri)
2. Motori elettrici ed inverter
3. Illuminazione nell'industria, nel terziario e illuminazione pubblica
4. Riqualificazione edilizia nel settore residenziale e terziario
5. Impianti di climatizzazione (caldaie a condensazione e pompe di calore)
6. Elettrodomestici (apparecchi domestici di refrigerazione, lavaggio e cottura: frigoriferi, congelatori, lavatrici, lavastoviglie, forni, pompe di calore per acqua calda sanitaria, caminetti e stufe a biomassa, condizionatori portatili)
7. Sistemi UPS (gruppi statici di continuità)
8. Cogenerazione
9. Rifasamento

Per facilitare l'analisi di impatto è stato ipotizzato uno scenario basato su un approccio strutturalmente stabile di politica per l'efficienza energetica, ovvero sul piano metodologico tutte le simulazioni sono state condotte adottando l'ipotesi che le misure per l'efficienza energetica esistenti nel 2010 siano mantenute stabilmente in vigore fino al 2020⁷.

Nella simulazione è stato ipotizzato il mantenimento al 2020, quindi per 10 anni, dell'attuale sistema di incentivo e specificatamente: trasporti (nessun incentivo diretto, supporti strutturali R&D), illuminazione (detrazione 20% prezzo vendita), edilizia residenziale (detrazioni imposta 55%), caldaie a condensazione (detrazione di imposta 55%), cogenerazione (incentivo di circa 10 euro per MWh senza impatto per lo Stato), elettrodomestici (detrazione 20% prezzo vendita), pompe di calore (detrazione 55%), Gruppi statici di continuità (detrazione 20% prezzo vendita), motori ed inverter (detrazione 20% prezzo vendita).

⁷ Sin dalla fine degli anni 90 tutti i principali studi sull'efficienza energetica hanno focalizzato l'attenzione su questi settori industriali, si veda ad esempio Jaffe et al (1999).

Sectors	Oncentive needed
TRANSPORTS	No direct incentives, supporti strutturali R&D
MOTORS AND INVERTERS	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
LIGHTING	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
RESIDENTIAL CONSTRUCTION	detrazione di imposta 55% per 10 anni
CONDENSING BOILERS	detrazione di imposta 55%, per 10 anni
COGENERATION	incentivo di circa 10 euro per MWh, senza impatto per lo Stato, per 10 anni
APPLIANCES	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
HEAT PUMPS	detrazione di imposta 55% per 10 anni
UNANTERROPTABLE POWER SUPPLY (UPS)	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni

Tabella 3 – Ipotesi di incentivazione per le diverse tecnologie per l'efficienza energetica

Tali settori, se correttamente ed adeguatamente sostenuti attraverso una seria e concreta politica a favore della diffusione di prodotti ad alta efficienza energetica, possono fornire un sostanziale contributo al rilancio, anche sul piano internazionale, dell'industria manifatturiera italiana.

Con riferimento alle valutazioni relative ai vantaggi derivanti dall'introduzione di incentivi per l'acquisto di beni ad alta efficienza energetica, l'analisi di impatto sul consumo energetico al 2020 è stata condotta attraverso unam metodologie suddivisa in tre fasi di analisi. Nella prima fase si sono considerati gli effetti potenziali sul consumo finale di energia. Sono stati elaborati con il supporto delle associazioni di categoria⁸ che hanno fornito le stime relative all'aumento del fatturato (al netto dell'IVA) a seguito dell'introduzione di incentivi nel settore di produzione cui fanno riferimento⁹. In particolare, i dati forniti coprono il periodo 2009-2020 e indicano due scenari alternativi:

- BAU (*Business As Usual*) che indica la tendenza "naturale" della domanda nel mercato dei beni di riferimento a condizioni tecnologiche già definite ad oggi ed in implementazione;

⁸ I dati sono stati raccolti attraverso le associazioni aderenti alle Federazioni ANIE e ANIMA.

⁹ Ciascun settore ha elaborato le proprie stime di aumento di domanda nell'ipotesi di politiche continuative di sostegno ed incentivazione per tutto il periodo considerato (2010-2010).

- BAT (*Best Available Technology*) che si riferisce, invece, all'aumento dei consumi di un bene favorito da un miglioramento dell'efficienza energetica (e quindi della tecnologia) e dagli incentivi connessi a tale progresso¹⁰.

Successivamente, nella seconda fase si sono valutati gli effetti sulle finanze pubbliche delle politiche di incentivazione. Un aumento della domanda di beni ad alta efficienza energetica produce effetti sul bilancio dello Stato, in particolare sui flussi delle entrate tributarie (imposte dirette e indirette). Relativamente alle imposte dirette (IRES, IRAP, IRPEF), a fronte di una diminuzione delle imposte pagate dalle compagnie del settore energetico (che vedono ridursi i propri ricavi) si registra un aumento del gettito fiscale delle società manifatturiere che producono tecnologie efficienti e dei soggetti (forza lavoro e fornitori) che lavorano per queste. Per quanto riguarda le imposte indirette (IVA e accise), a fronte di un maggior gettito dell'IVA per la vendita di tecnologia efficiente, si registra una significativa riduzione del gettito dell'IVA e delle accise pagate sull'energia risparmiata (e nel settore benzina/gasolio per trazione e gas per riscaldamento le accise sono pari ad oltre il 60% del prezzo finale).

Infine, nella terza fase, è stato valutato l'impatto socio economico complessivo. È stato imputato¹¹ l'aumento della domanda nel settore di produzione del bene oggetto di incentivi nel vettore della domanda finale delle tavole input-output. Si è ottenuto così uno schema sugli effetti di tale aumento dei consumi nell'intero sistema economico e, più in dettaglio, nel settore di produzione dei beni oggetto di incentivi. L'impatto è stato valutato su alcune significative variabili riferite sia all'intera economia che alla singola branca di produzione¹²:

1. valore della produzione;
2. occupazione, misurata in migliaia di ULA (unità di lavoro standard) totali;

¹⁰ Per approfondimenti metodologici si veda lo studio "Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di Efficienza Energetica 2010."

¹¹ Grazie alle stime fornite dalle associazioni interessate.

¹² L'analisi di impatto è stata condotta attraverso l'utilizzo di una matrice dei settori industriali a trenta settori delle tavole input-output, riferite all'anno 2005, l'ultimo disponibile.

Queste forniscono una descrizione sistematica delle relazioni interindustriali e della struttura economica italiana e consentono di valutare, attraverso parametri che esprimono il grado di interdipendenza settoriale, come una variazione della domanda di qualsiasi bene in un determinato settore si diffonda e si propaghi all'intero sistema economico (cfr. Miller 1985).

I vantaggi dell'utilizzo delle tavole input-output sono evidenti. Esse, tuttavia, contengono dei limiti che ne vincolano l'utilizzo o quantomeno che rischiano di distorcere in minima misura le stime nel medio-lungo periodo. Nel caso specifico, sono rilevabili tre ordini di limiti:

1. L'impiego dei modelli input-output va inteso, infatti, in termini di analisi statica comparata, nel senso che si valutano gli impatti differenziali di variazioni della domanda finale sui livelli di produzione o d'impiego dei fattori primari, *a parità di ogni altra considerazione*.

2. Inoltre, i parametri relativi all'interdipendenza settoriale sono riferiti ad un singolo anno, al 2005. L'ipotesi sottostante alle analisi di impatto è che tale grado di integrazione sia costante in tutto il periodo di riferimento (2009-2020). In altre parole non si tiene conto dei cambiamenti tecnologici e strutturali che si potrebbero verificare nel sistema produttivo italiano. La mancata (obbligata) considerazione di tali cambiamenti si tradurrebbe in una sovrastima dell'impatto occupazionale che è riferito, nelle nostre valutazioni, a tecnologia invariata. Cambiamenti tecnologici, infatti, portano ad una redistribuzione a favore del capitale dell'intensità di utilizzo del fattore lavoro. C'è da sottolineare, tuttavia, che cambiamenti tecnologici e strutturali si verificano molto lentamente nei sistemi industriali maturi quale quello italiano. Gli effetti finali sulle stime al 2020 potrebbero dunque anche essere piuttosto ridotti.

3. valore aggiunto totale e distinto nelle sue componenti (salari e stipendi, oneri sociali, altri redditi e ammortamenti).

3.1. Efficacia delle misure per l'efficienza energetica sulla sostenibilità ambientale e la riduzione dei consumi energetici

La prima valutazione è stata condotta con riferimento al potenziale di risparmio tendenziale in termini di efficienza energetica. In altri termini la valutazione riporta gli effetti di riduzione del consumo di energia tendenziale e di riduzione di gas climalteranti (CO₂) per effetto di una politica di incentivazione in grado di promuovere strutturalmente le *best available technology* nel campo dell'efficienza energetica. Nella valutazione sono stati considerati separatamente gli effetti quantitativi di riduzione sul consumo finale tendenziale di energia (tabella 4), dagli effetti cumulati, ovvero il risparmio di energia complessivo nel periodo 2010-2020 (tabella 5).

La tabella 4 riporta una stima degli effetti sul consumo energetico tendenziale al 2020 confrontando i valori previsti dal PAEE del 2007 (colonna 1) ed il relativo aggiornamento biennale al 2011¹³ (colonna 2), con i possibili valori incrementali potenziali (colonna 4) che si potrebbero ottenere nell'ipotesi di mantenimento strutturale delle ipotesi di incentivazione previste per i diversi comparti tecnologici nella tabella 3. Lungo le righe della tabella 4 gli effetti di riduzione dei consumi sono suddivisi per settore (Residenziale, Terziario, Industriale e Trasporti) separando il risparmio negli usi finali termici ed elettrici. Nella colonna 3 è riportato anche il potenziale stimato al 2020 stimato dal Governo al 2011.

¹³ Dati tratti dal Piano Nazionale di Azione per l'Efficienza Energetica al 30 giugno 2011.

Tabella 4 – Stime del potenziale incrementale di efficienza energetica rispetto PAEE 2007

		Piano d'Azione Efficienza Energetica MSE 2007 Scenario al 2016	PAEE 2011 - Risparmi addizionali non previsti	Piano d'Azione Efficienza Energetica MSE 2011 Scenario al 2020	Proposte Potenziale Stimato Efficienza Energetica Scenario al 2020
		Risparmi potenziali (MTEP)			
Residenziale	Usi Termici	3,8	0,02	6,63	3,2
	Usi Elettrici	1,1	0,51		1,9
Terziario	Usi Termici	1,4	0,03	2,55	0,6
	Usi Elettrici	0,7	0,34		0,7
Industriale	Usi Termici	0,8	0,21	2,47	0,4
	Usi Elettrici	1	0,21		0,5
Trasporti	Usi Termici	2		4,23	2,5
	Usi Elettrici				
TOTALE	Usi Termici	8	0,26		6,7
	Usi Elettrici	2,8	1,06		3,1
TOTALE COMPLESSIVO		10,8	1,32	15,88	9,8

I risultati della tabella 4 devono essere confrontati con l'obiettivo di 23,4 Mtep necessario a rendere compatibili i consumi finali tendenziali con l'obiettivo vincolante delle rinnovabili (cfr. tabella 1). Emergono due dati sui quali è opportuno soffermarsi: l'aggiornamento del piano per l'efficienza energetica evidenzia (somma totale colonna 1 e colonna 2) che al 2016 con le misure in atto la riduzione tendenziale dei consumi finali è pari 12,12 Mtep, ovvero mancano ancora 11,28 Mtep di risparmio energetico per rendere compatibili gli obiettivi al 2020. In secondo luogo anche le proiezioni di risparmio potenziale stimato dal Governo al 2020 (colonna 3) pari a 15,88 Mtep evidenziano comunque un distanza pari a 7,52 Mtep. In altri termini sarebbe necessario aumentare il target rinnovabili a quasi 23,9 Mtep rispetto al 22,6 Mtep indicato come potenziale massimo per il nostro paese. E' del tutto evidente che se non si interviene strutturalmente con nuove misure il nostro paese non conseguirebbe del 17% e più in generale vedrebbe compromessi gli obiettivi generali di sostenibilità.

Si tratta a questo punto di valutare i possibili risultati incrementali che il nostro paese può raggiungere per l'effetto una politica che punti sull'efficienza energetica. La colonna 4 presenta la stima dei risultati effettuata con il modello di simulazione secondo le ipotesi precedentemente illustrate. Il potenziale totale stimato nell'analisi è pari a 9,8 Mtep. Se aggiungiamo al totale previsto dal Governo al 2016 (colonne 1 e 2) pari a 12,12 Mtep otteniamo un potenziale complessivo pari a 21,92 Mtep comunque inferiore all'obiettivo potenziale necessario pari a 23,4 Mtep..

La tabella 5 riporta invece il risparmio cumulato in termini di energia (prima colonna) nel periodo 2010-2020 con riferimento alle diverse tecnologie ed il relativo risparmio, nello stesso periodo, in termini di CO2 (seconda colonna).

Dalla tabella 5 emerge che attraverso una corretta politica di incentivazione dell'efficienza energetica in Italia si potrebbe arrivare a conseguire un risparmio di consumi finali di energia di oltre 51,2 Mtep¹⁴

¹⁴ I potenziali risparmi, pari a 51,2 Mtep come valore integrale 2010-2020, sono calcolati in termini di energia consumata finale, secondo la metodologia prevista dalla normativa europea (Direttiva 2006/32/CE allegato 1):

nel periodo 2010-2020, con una conseguente riduzione di emissioni di CO₂ pari ad oltre 207,6 milioni di tonnellate¹⁵.

SETTORI	Energia risparmiata (Consumo Finale Lordo)	CO ₂ risparmiata	Energia risparmiata ⁽¹⁾	CO ₂ risparmiata ⁽²⁾
	<i>Mtep</i>	<i>Mt</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>
Trasporti	12	36	4.926	900
Motori e inverter	2,7	12,6	1.108	315
Illuminazione	8,9	42,2	3.653	1.055
Edilizia	8,8	20,4	3.612	510
Caldaiie a cond.ne	4,9	11,4	2.011	285
Pompe di calore	5,1	27,2	4.802	680
Elettrodomestici	5,3	25,1	2.175	628
UPS	0,7	3,5	304	88
Cogenerazione	2,8	29,2	3.025	730
Rifasamento	-	-	-	-
TOTALE	51,2	207,6	25.616	5.190

(1) Calcolata considerando il valore di 75 dollari al barile di petrolio e un cambio Dollaro-Euro pari a 1,25.
(2) Calcolata considerando il valore di 25 €/tonnellata di CO₂.

Tabella 5 – Efficacia misure efficienza energetica sulla sostenibilità

A questo punto assume rilevanza effettuare un prima valutazione dei benefici economici che possono derivare in termini di risparmio sulla bolletta energetica ed in termini di valore di CO₂ evitata. Una prima stima dei benefici economici dovrà essere successivamente confrontata con il relativo costo degli incentivi strutturali nel periodo, al fine di determinare il beneficio netto per la collettività. Per effettuare questa stima è stato ipotizzato un valore di riferimento standard di lungo periodo del costo del petrolio stimato in 75 US\$/Barrel e un costo prospettico della CO₂ di 25 €/T¹⁶. Sulla base di questi valori è stato possibile pervenire ad una valutazione del beneficio cumulato nel periodo 2010-2020 sulla bolletta energetica per un risparmio complessivo per 25,6 miliardi di euro, e di un costo evitato per effetto delle riduzioni delle emissioni di CO₂ nel periodo pari a 5,19 miliardi di euro. I benefici stimati saranno confrontati con i costi di incentivazione stimati nel paragrafo successivo.

3.2. L'impatto socio-economico delle politiche per l'efficienza energetica

L'analisi dell'impatto socio economico è stata effettuata considerando separatamente gli effetti sulla fiscalità generale dei meccanismi di incentivo strutturale dagli effetti sul piano della crescita dei

“Per calcolare l'ammontare medio annuo del consumo gli Stati membri si avvalgono del consumo energetico interno annuo finale di tutti gli utenti finali rientranti nell'ambito di applicazione della presente direttiva relativo all'ultimo periodo di cinque anni precedente l'attuazione della presente direttiva per il quale essi dispongono di dati ufficiali. Il suddetto consumo finale di energia è rappresentato dalla quantità di energia distribuita o venduta ai clienti finali durante il periodo di cinque anni, non adattata ai gradi/giorno né ai cambiamenti strutturali o della produzione.”

¹⁵ Per rendere più semplice la comparazione tra i vari settori presi in esame si è assunto che il combustibile fossile risparmiato sia sempre il gas naturale (coeff. di emissione: 2,32 tCO₂/tep), ad eccezione del settore trasporti dove è un mix tra benzina, gasolio e gpl (coeff. di emissione: 3 tCO₂/tep). Il rendimento di conversione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è stato ipotizzato pari al 48%.

¹⁶ I valori di lungo periodo di oil e CO₂ sono stati determinati sulla base dei valori utilizzati dai principali istituti di ricerca internazionali. I valori di riferimento sono da intendersi valori prudenziali nel periodo 2010-2020.

settori industriali ed occupazionali. L'impatto sulla fiscalità generale è sicuramente un degli aspetti di valutazione più delicati in una fase congiunturale dove la maggior parte degli stati membri dell'Unione Europea ha dovuto affrontare situazioni di crisi che hanno avuto un forte impatto sul debito pubblico. Come abbiamo visto nei paragrafi precedenti i meccanismi di incentivo dell'efficienza energetica sono in misura prevalente riconducibili a strumenti fiscali. Per questa ragione diventa estremamente importante effettuare un'analisi di impatto sui conti pubblici in relazione agli obiettivi di sostenibilità.

Nella tabella 6, sono riportati i possibili effetti stimati sulla finanza pubblica. La tipologia degli incentivi ipotizzata dalla tabella 3 è prevalentemente di natura fiscale. Anche in questo caso l'analisi di impatto si riferisce a due scenari alternativi (BAU e BAT). Quello evolutivo (BAT) si basa sull'ipotesi di un aumento della domanda di beni ad alta efficienza energetica dovuto ad un *framework* regolamentare e normativo stabile ed a lungo termine a favore della diffusione di prodotti ad alta efficienza energetica. Pertanto gli effetti complessivi stimati sono gli impatti sulle diverse componenti della fiscalità generale attivate da una maggiore domanda di tecnologie per l'efficienza energetica. Nello specifico è stato considerato: il contributo pubblico sotto forma di incentivo al consumo di beni ad alta efficienza energetica, la maggiore IVA derivante dall'aumento delle vendite di beni, l'aumento dell'IRPEF per una maggiore occupazione dovuta ad uno sviluppo dei settori industriali, l'IRES e l'IRAP per i maggiori redditi dell'industria legata all'efficienza energetica, la riduzione di accise e IVA a causa di minori consumi di energia elettrica e gas¹⁷.

Lungo le righe della tabella 6 sono riportate gli effetti cumulati nel periodo 2010-2020 associati alle diverse tecnologie. Lungo le colonne sono riportati le voci di impatto sulla fiscalità generale. Gli impatti di "aggravio" di costo per la fiscalità generale sono rappresentati dagli oneri di incentivazione ipotizzati "Contributi statali" (colonna 3) e quelli associati alla riduzione delle "Accise ed IVA" per effetto del minor consumo di energia (colonna 4). Gli impatti di "riduzione" di costo per la fiscalità generale sono rappresentati dall'aumento delle entrate "IRPEF" per effetto dell'incremento occupazionale (colonna 1, sulla base dei dati valutati nella successiva tabella 7), il maggiore gettito IVA (colonna 2), e l'incremento stimato di IRES+IRAP per effetto della maggiore crescita industriale (colonna 5).

¹⁷ Le aliquote di riferimento che sono state applicate nell'analisi si riferiscono a valori medi di riferimento così determinati: IRES 27,5%; IRAP 3,9%; IRPEF 20,15% (calcolato sulla retribuzione lorda al netto dei contributi a carico dei lavoratori).

SETTORI	EFFETTI					
	imposte dirette	imposte indirette				TOTALE
	IRPEF (+occupazione)	IVA	Contributi statali	Accise e IVA (-consumi)	IRES + IRAP	
	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>
Trasporti	1.364	4.309	(1)	-8.759	471	-2.615
Motori e inverter	132	511	-346	-116	62	243
Illuminazione	141	570	-388	-383	67	7
Edilizia	1.395	6.501	-14.931	-1.601	968	-7.668
Caldaie a cond.ne	99	409	-2.036	-1.197	47	-2.678
Pompe di calore	12	49	-1.146	-4.479	6	-5.558
Elettrodomestici	866	3.860	-3.860	-917	450	399
UPS	22	110	-110	-220	13	-185
Cogenerazione	517	1.947	(2)	-103	224	2.585
Rifasamento	7	36	-	-6	4	41
TOTALE	4.555	18.302	-22.817	-17.781	2.312	-15.429

Tabella 6 – Effetti delle politiche per l’efficienza energetica sul bilancio dello stato

La colonna 6 della tabella riporta l’effetto netto complessivo sulla fiscalità generale delle misure di incentivazione.. Nel dettaglio si osserva un aumento del gettito IRPEF, tra il 2010 e il 2020, di 4,55 miliardi di Euro, dovuto all’aumento dell’occupazione.

Il maggiore gettito IVA, stimato pari a 18,3 miliardi di Euro (sempre per il periodo 2010-2020), viene compensato dai contributi statali che sono pari a 22,8 miliardi di Euro. In termini di accise e IVA, la riduzione dei consumi energetici nei settori considerati genera, invece, tra il 2010 e il 2020, minori entrate per 17,8 miliardi di Euro. L’onere netto per il bilancio dello Stato è pari a 15.429 milioni di Euro. L’onere cumulato complessivo nel periodo 2010-2020 sarà successivamente confrontato con gli effetti positivi stimati con riferimento alla bolletta energetica e al costo della CO2 evitata

Successivamente siamo passati ad analizzare gli effetti di impatto sui settori industriali sia in termini di crescita della produzione che sul piano occupazionale. Dall’analisi effettuata emerge la presenza in Italia di una serie di settori, che già rappresentavano storicamente e tradizionalmente comparti di punta dell’industria manifatturiera nazionale, attualmente dotati di tecnologie innovative ed all’avanguardia in termini di prestazioni energetiche.

Gli effetti di impatto economico sui settori industriali e sul piano occupazionale sono stati stimati utilizzando le tavole ISTAT intersettoriali come illustrato nel paragrafo precedente. L’effetto cumulato nel periodo 2010-2020 è stato stimato ipotizzando che i settori industriali siano interessati dalla domanda incrementale di tecnologie per l’efficienza energetica dovuta alle ipotesi di incentivazione strutturale considerate nella tabella 3. La tabella 7 riporta la sintesi dei risultati. Nella prima colonna sono riportate le stime di incremento di domanda complessiva a prezzi correnti nel periodo 2010-2020 che impatta sui diversi settori industriali e che risulta pari complessivamente a circa 130 miliardi di euro. E’ opportuno considerare che l’incremento ipotizzato è quello della domanda interna nazionale. Pertanto l’effetto complessivo potrebbe essere sottostimato in quanto non si considera l’effetto della domanda esterna che ragionevolmente potrebbe verificarsi per effetto dell’attivazione delle politiche di efficienza energetica in tutti i principali paesi europei.

SETTORI	Aumento	Impatto sui singoli settori		Impatto sull'Intera economia	
	domanda	Produzione	Occupazione	Produzione	Occupazione
	<i>milioni €</i>	<i>milioni €</i>	<i>migliaia di ULA</i>	<i>milioni €</i>	<i>migliaia di ULA</i>
Trasporti	55.305	42.712	196	106.567	625
Motori e inverter	3.659	2.697	14	6.723	43
Illuminazione	3.333	2.519	18	886	38
Edilizia	32.507	26.210	407	61.674	556
Caldaje a cond.ne	2.448	2.383	12	3.927	27
Pompe di calore	383	262	2	660	5
Elettrodomestici	19.518	15.798	98	31.998	220
UPS	1.498	1.106	7	2.462	17
Cogenerazione	10.924	8.511	42	22.646	131
Rifasamento	543	399	2	886	6
TOTALE	130.118	102.597	798	238.427	1.667

Tabella 7 – Effetti socio economici cumulati delle politiche per l'efficienza energetica

Nella tabella 7 sono considerati separatamente gli effetti “diretti” dell'incremento della domanda (colonne 2 e 3) da quelli “indiretti” (colonne 4 e 5) sull'intera economia a causa delle interdipendenze settoriali. Gli effetti diretti sono rilevanti e comportano un incremento del valore della produzione cumulata nel periodo di oltre 102 miliardi di euro con un incremento potenziale di quasi 800.000 unità di lavoro standard. Gli effetti complessivi sull'intera economia sono stimati in quasi 240 miliardi di euro e oltre 1,6 milioni di unità di lavoro standard. Dal punto di vista settoriale, l'impatto in termini di produzione sarebbe più favorevole per il comparto dei trasporti (+ 43 miliardi di euro); il settore dell'edilizia, caratterizzato da un'elevata intensità di utilizzo del fattore lavoro, sarebbe invece più avvantaggiato sotto il profilo occupazionale (+407 mila ULA aggiuntivi).

L'effetto complessivo sull'intera economia è particolarmente significativo in quanto potrebbe dare un importante contributo alla crescita del PIL a valori 2010 nel periodo considerato mediamente di 0,3 punti percentuali. Un risultato importante che conferma quanto un approccio strutturale alla *green economy* possa portare un concreto vantaggio in termini di crescita economica ed occupazionale.

3.3 Effetti complessivi delle politiche per l'efficienza energetica

Nei paragrafi precedenti gli effetti dell'efficienza energetica sono stati stimati separatamente con riferimento all'impatto sulla bolletta energetica, la fiscalità generale e l'impatto socio economico. A questo punto è necessario ricondurre tutti gli elementi ad una sintesi unitaria per una valutazione complessiva dell'efficacia e dell'efficienza delle politiche di incentivo dell'efficienza energetica. La tabella 8 riporta la sintesi dei risultati precedentemente analizzati nelle tabelle 5-6-7 e ci consente di valutare il risultato complessivo il confronto combinato di tre effetti:

- Effetto netto sul bilancio pubblico, calcolato considerando le imposte dirette ed indirette. Nello specifico è stato considerato: il contributo pubblico sotto forma di incentivo al consumo di beni

ad alta efficienza energetica, la maggiore IVA derivante dall'aumento delle vendite di beni, l'aumento dell'IRPEF per una maggiore occupazione dovuta ad uno sviluppo dei settori industriali, l'IRES e l'IRAP per i maggiori redditi dell'industria legata all'efficienza energetica, la riduzione di accise e IVA a causa di minori consumi di energia elettrica e gas. L'onere netto per il bilancio dello Stato è pari a 15.429 milioni di Euro.

- Benefici dovuti alla riduzione della bolletta energetica e dei costi ambientali, calcolati come valorizzazione economica dell'energia risparmiata e della CO₂ non emessa. Tale valore rappresenta un impatto positivo pari a 30.806 milioni di Euro.
- Benefici dovuti alla crescita economica ed occupazionale. Il complesso delle misure di efficienza energetica nei vari settori industriali porterebbe ad un risparmio potenziale del nostro paese nel periodo 2010-2020, pari a oltre 86 Mtep di energia fossile, per raggiungere il quale si attiverebbe un impatto socio-economico pari a circa 130 miliardi di Euro di investimenti, un aumento della produzione industriale di 238,4 miliardi di Euro ed un crescita occupazionale di circa 1,6 milioni di unità di lavoro standard.

Effetti su bilancio statale	
Irpef su maggiore occupazione	4.555
Ires e Irap per maggiori redditi industria	2.312
IVA per maggiori consumi	18.302
Contributi statali per incentivi	-22.817
Accise e IVA per minori consumi energetici	-17.781
TOTALE IMPATTO ENTRATE DELLO STATO	-15.429
Impatto economico sul sistema energetico	
Valorizzazione economica energia risparmiata*	25.616
Valorizzazione economica CO ₂ risparmiata**	5.190
Effetti sullo sviluppo industriale	
Aumento di domanda	130.118
Aumento produzione	238.427
Aumento occupazione (migliaia di ULA)	1.635
Impatto complessivo sul sistema paese	15.377
*Calcolato considerando il valore di 75 dollari al barile di petrolio e un cambio Dollaro-Euro pari a 1,25. **Calcolata considerando il valore di 25 €/tonnellata di CO ₂ .	

Tabella 8 - Effetti complessivi delle misure per l'efficienza energetica effetti cumulati 2010-2020

Nel dettaglio si osserva un aumento del gettito IRPEF, tra il 2010 e il 2020, di 4,55 miliardi di Euro, dovuto all'aumento dell'occupazione. Il maggiore gettito IVA, stimato pari a 18,3 miliardi di Euro (sempre per il periodo 2010-2020), viene compensato dai contributi statali che sono pari a 22,8 miliardi di Euro. In termini di accise e IVA, la riduzione dei consumi energetici nei settori considerati genera, invece, tra il 2010 e il 2020, minori entrate per 17,8 miliardi di Euro. Tuttavia, è opportuno considerare anche l'effetto positivo dell'impatto economico delle misure di efficienza energetica sul sistema energetico nazionale in termini di energia primaria risparmiata ed emissioni di CO₂ evitate. Se attribuiamo un valore medio di 75 dollari al barile di petrolio per l'intero periodo 2010-2020, è possibile valorizzare economicamente il totale dell'energia primaria risparmiata nel periodo di riferimento, considerando un cambio Dollaro-Euro di 1,25. Il valore di questo risparmio è pari a 25,6 miliardi di Euro. Attribuendo un valore medio di 25 Euro per tonnellata di CO₂, è possibile quantificare

economicamente il valore complessivo delle emissioni evitate, pari a 207,8 milioni di tonnellate. Il valore di tale risparmio è pari a 5,19 miliardi di Euro.

Complessivamente quindi, tenuto conto sia dell'impatto sul bilancio statale sia dell'impatto economico sul sistema energetico nazionale, l'effetto delle misure di efficienza energetica nel periodo 2010-2020 sul sistema paese è altamente positivo, con un valore economico pari a 15,4 miliardi di Euro.

Questo risultato evidenzia in modo chiaro le misure di politica ambientale non sono un costo ma rappresentano un vantaggio ed una opportunità di crescita per il paese.

4. Conclusioni

I paragrafi precedenti evidenziano che l'efficienza energetica è uno strumento molto efficace per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale. L'efficienza energetica sembra soddisfare tutti i principali obiettivi comunitari previsti dal pacchetto clima-energia: riduzione dei gas clima-alteranti, sicurezza degli approvvigionamenti, opportunità tecnologica di sviluppo per l'industria europea

Dai risultati emerge che l'efficienza energetica fornisce un indiscusso supporto ai primi due obiettivi. Con riferimento al primo obiettivo la riduzione della CO2 evitata per oltre 200 milioni di tonnellate fornisce un contributo significativo agli obiettivi 2020 nell'ambito dei nuovi obiettivi previsti a livello comunitario con un risparmio complessivo che supera i 5 miliardi di euro. Con riferimento alla riduzione della bolletta energetica italiana il risultato è parimenti significativo in quanto la possibilità di ridurre i consumi di 51,2 Mtep con un risparmio di 25 miliardi diventa essenziale per un paese che ormai importa oltre il 90% dell'energia primaria consumata dall'estero.

Per quanto riguarda le opportunità di sviluppo industriale abbiamo visto che l'incremento degli obiettivi di efficienza energetica sono in grado di attivare un consistente incremento di domanda di tecnologie ad alta efficienza che coinvolgono in modo significativo il settore manifatturiero italiano. Questo è dovuto principalmente al fatto che il posizionamento strategico dei settori manifatturieri italiani presenta un forte potenziale di crescita su queste tecnologie. Sicuramente un fase di ampio dibattito sulle politiche per lo sviluppo e la crescita sarebbe estremamente importante trasformare la tutela degli interessi generali di tutela ambientale in una opportunità di crescita. Come abbiamo visto nelle simulazioni gli effetti diretti ed indiretti sono significativi con un potenziale di contributo medio annuo di crescita del PIL superiore a 0,3 punti percentuali. Inoltre, per quanto non sia stato oggetto della nostra stima, devono essere considerati gli effetti positivi che la riduzione dei consumi energetici determina in termini di maggiore efficienza economico-produttiva sul sistema industriale (riduzione dei costi del processo produttivo e aumento della competitività sui mercati internazionali).

Le ipotesi formulate sui meccanismi di incentivo ha riguardato in misura prevalente la fiscalità generale. In un paese dall'elevato debito pubblico come l'Italia desta comprensibile preoccupazione il livello del debito pubblico particolarmente elevato.

Per questa ragione non sono state formulate ipotesi su meccanismi addizionali bensì tutte le valutazioni sono state condotte sulla base di regimi esistenti ma stabili nel periodo 2010-2020.

Quello che le nostre conclusioni ritengono evidenziano è che il vero punto di forza delle politiche per l'efficienza energetica è un *framework* normativo certo e la definizione di una strategia di incentivazione con un orizzonte temporale nel medio-lungo periodo, che consenta agli operatori di

pianificare gli investimenti e la strategia di crescita industriale in un contesto di stabilità. Tale approccio non può prescindere da una forte azione di semplificazione amministrativa e di armonizzazione degli standard di efficienza energetica, a livello non solo europeo ma anche internazionale, che permetta alle imprese di avere un approccio competitivo uniforme in grado di sfruttare forti competenze già presenti nei settori industriali Italiani. Il costo dell'incentivazione stimato a carico della fiscalità generale è superiore ai 15 miliardi di euro in 10 anni ma risulta ampiamente superato in termini di benefici quasi doppi per 30 miliardi di Euro dovuti alla riduzione della bolletta energetica e il costo evitato della CO2.

Se l'obiettivo della *green economy* è diventare un volano di sviluppo e *leadership* tecnologica le politiche per l'efficienza energetica possono portare il nostro paese a vincere la sfida con un profitto sociale netto per l'intero paese.

Riferimenti bibliografici

Beccarello, M. (2011). Valutazione degli impatti socio-economici delle politiche per l'efficienza energetica". L'Industria, 2/2011.

Brown M.A. (2001) "Market failures and barriers as basis for clean energy policies, *Energy Policies*, 29(4), 1197-1208.

Communication from the Commission to the European Parliament "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" Bruxelles, march 2011.

Confindustria "Proposte di Confindustria per il piano straordinario di efficienza energetica 2010" disponibile sul sito www.confindustria.it.

Direzione Generale Energia e Trasporti, Commissione Europea "European Energy and Transport-trends to 2030". Bruxelles, 2008

DIRETTIVA 2006/32/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio

European Environment Agency's – EEA - "Projections of greenhouse gas emissions and removals"2005

European Environment Agency's – EEA- "The European Community's initial report under the Kyoto Protocol", 2006

European Environment Agency's – EEA - Report "Transport and environment: on the way to a new common transport policy", 2007

European Renewable Energy Council - EREC - "Renewable energy target for Europe by 2020"

Golove, W.H. and J.H. Eto (1996). "Market barriers to Energy Efficiency: a Critical Reappraisal of the Rationale for Public Policies to Promote Energy Efficiency" Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, Berkeley

Istat “Tavole delle risorse e degli impieghi” disponibili sul sito ww.istat.it

Jaffe A.B. RR. Stavins e R.G: Newell (1999). *Energy-Efficient Technologies and Climate Change Policies: Issues and Evidence*. Resouce for the Future, Washington

Miller R., Blair P. (1985), *Input-Output Analysis: Foundations and Extensions* , Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey

Ministero dello Sviluppo Economico “Piano nazionale di azione per le fonti rinnovabili”, Roma luglio 2010.

Ministero dello sviluppo economico “Piano nazionale di azione per l’efficienza energetica”, Roma, luglio 2007.

Ministero dello sviluppo economico “Piano nazionale di azione per l’efficienza energetica”, Roma, giugno 2011.

Sorrel S., O’Malley E.,Schleich J. e Scott S. *The economics of energy efficiency*. Edward Elgar Publishing, Northampton US 2003.

World Energy Council – *Life Cycle Analysis report for different energy source* – special report, 2004