



Solar Energy Report

Il sistema industriale italiano
nel business dell'energia solare

edizione 2008

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO
DI INGEGNERIA
GESTIONALE



www.energystrategy.it



Solar Energy Report

Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare

edizione 2008

<i>I distributori evoluti</i>	128	3.3 Il mercato	147
<i>Gli installatori evoluti</i>	129		
2.4.3 Gli sviluppi attesi	130	3.4 La filiera	153
		3.4.1 L'articolazione della filiera nel solare termodinamico	153
		3.4.2 La configurazione Energy Pull	154
		3.4.3 La configurazione Technology Push	155
		3.4.4 Gli sviluppi attesi	156
SEZIONE TERMODINAMICO			
3.1 La tecnologia	135	Gruppo di lavoro	159
3.1.1 La struttura di un impianto solare termodinamico	135	Metodologia	161
3.1.2 Le soluzioni tecnologiche disponibili	137	Bibliografia	163
<i>Gli impianti a concentratore parabolico-lineare</i>	137	Elenco delle organizzazioni intervistate	165
<i>Gli impianti a ricevitore centrale o torre solare</i>	139	La School of Management e l'Energy & Strategy Group	167
<i>Gli impianti a concentratore a disco parabolico</i>	140	Le imprese partner	169
<i>Gli impianti a concentratore lineare di Fresnel</i>	142		
3.2 La normativa	143		

Indice delle figure

Fotovoltaico

Figura 1.1	Curva caratteristica e circuito equivalente di una cella fotovoltaica	24
Figura 1.2	Ripartizione dei costi di un impianto fotovoltaico	26
Figura 1.3	Diffusione delle tecnologie fotovoltaiche	28
Figura 1.4	Andamento annuale cumulato della potenza fotovoltaica in Spagna	37
Figura 1.5	Andamento annuale cumulato della potenza fotovoltaica in Germania	39
Figura 1.6	Andamento annuale cumulato della potenza installata in Italia	50
Figura 1.7	Segmentazione del mercato fotovoltaico	52
Figura 1.8	Segmentazione della potenza installata in Italia per taglie d'impianto	53
Figura 1.9	Segmentazione per taglie d'impianto della potenza installata al 31.12.2008 nelle diverse Regioni italiane	55
Figura 1.10	Potenza fotovoltaica residenziale installata per mille abitanti al 31.12.2008 nelle diverse Regioni italiane	56
Figura 1.11	Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di un impianto fotovoltaico residenziale	57
Figura 1.12	Peso relativo delle diverse tipologie di clienti nel segmento industriale	59
Figura 1.13	Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di un impianto fotovoltaico industriale	60
Figura 1.14	Tempo di pay-back non attualizzato in funzione del grado di irraggiamento e del livello di integrazione dell'impianto	61
Figura 1.15	Principali attività necessarie alla realizzazione di una centrale fotovoltaica	63
Figura 1.16	Sequenza temporale delle fasi di costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica	64
Figura 1.17	Esempio di documentazione per la costruzione di una centrale fotovoltaica in Puglia	65
Figura 1.18	Differenti modelli per la costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica	66
Figura 1.19	Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di una centrale fotovoltaica	66
Figura 1.20	Tempo di pay-back non attualizzato in funzione del grado di irraggiamento e del livello di leva finanziaria utilizzata	67
Figura 1.21	Andamento previsionale della potenza fotovoltaica installata in Italia	68
Figura 1.22	La grid parity in funzione del prezzo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di produzione dell'energia fotovoltaica	70
Figura 1.23	Andamento temporale del prezzo del greggio e del prezzo dell'energia elettrica	70
Figura 1.24	Articolazione della filiera fotovoltaica	73
Figura 1.25	Principali aree di business nella filiera fotovoltaica e volume d'affari nel 2008	74
Figura 1.26	EBITDA margin medio delle imprese operanti nelle diverse fasi della filiera fotovoltaica nel 2007	76
Figura 1.27	Le imprese nella filiera fotovoltaica italiana	77
Figura 1.28	Capacità produttiva di celle e moduli in Italia	84
Figura 1.29	I modelli di business nell'area celle e moduli	85
Figura 1.30	Principali imprese attualmente impegnate nello sviluppo o nella commercializzazione di tecnologie fotovoltaiche innovative	91
Figura 1.31	I modelli di business nell'area distribuzione e installazione	93

Solare termico

Figura 2.1	Ripartizione del costo totale di realizzazione di un impianto solare termico	111
Figura 2.2	Diffusione delle diverse soluzioni tecnologiche di circolazione nel mercato italiano per classi di impianto	112
Figura 2.3	Diffusione delle diverse tipologie di collettori nel mercato italiano per classi di impianto	113
Figura 2.4	Capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Europa	119
Figura 2.5	Capacità installata (per 1000 abitanti) su base annua nei principali paesi europei	120
Figura 2.6	Capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Italia	121
Figura 2.7	Scenari di previsione della capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Italia	121
Figura 2.8	Scenari di previsione della capacità installata su base annua in Italia	122
Figura 2.9	Prospettive future per il mercato solare termico italiano	123
Figura 2.10	Articolazione della filiera del solare termico	125

Solare termodinamico

Figura 3.1	Tipologie di collettori solari	136
Figura 3.2	Andamento dei flussi energetici in un impianto con accumulo di grandi dimensioni	137
Figura 3.3	Schema di un impianto con collettori parabolico-lineari	137
Figura 3.4	Struttura di un collettore parabolico-lineare e foto di un impianto in esercizio	138
Figura 3.5	Ricevitore di un collettore parabolico-lineare	138
Figura 3.6	Impianto integrato con un ciclo combinato (ISCC)	139
Figura 3.7	Ripartizione del costo totale di realizzazione di un impianto	140
Figura 3.8	Impianto a torre da 10 MW	140
Figura 3.9	Struttura di un eliostato	141
Figura 3.10	Impianto solar-dish da 25 kW	141
Figura 3.11	Collettore lineare di Fresnel	141
Figura 3.12	Andamento della potenza cumulata a livello mondiale di impianti solari termodinamici	148
Figura 3.13	Ripartizione geografica dei progetti di impianti solari termodinamici	149
Figura 3.14	Ripartizione per tecnologia dei progetti di impianti solari termodinamici	149
Figura 3.15	Il processo di realizzazione e gestione degli impianti solari termodinamici	153
Figura 3.16	Le configurazioni tipiche della realizzazione e gestione degli impianti solari termodinamici	154
Figura 3.17	Confronto fra le configurazioni Technology Push ed Energy Pull	157

Indice delle tabelle

Fotovoltaico

Tabella 1.1	Confronto tra le diverse tecnologie fotovoltaiche	30
Tabella 1.2	Tariffe incentivanti definite dal Nuovo Conto Energia	31
Tabella 1.3	Confronto fra le tariffe feed-in in vigore nel 2008	34
Tabella 1.4	Periodo di garanzia e decremento delle tariffe feed-in in vigore al 2008	35
Tabella 1.5	Tariffe in vigore nel 2007 in Spagna	37
Tabella 1.6	Tariffe in vigore nel 2008 in Spagna	37
Tabella 1.7	Tariffe in vigore dal 2005 al 2007 in Germania	38
Tabella 1.8	Tariffe in vigore dal 2008 in Germania	38
Tabella 1.9	Programmi della California Solar Initiative	39
Tabella 1.10	Differenziazione degli incentivi in base al livello di potenza e alla tipologia di impiego dell'impianto	40
Tabella 1.11	Livelli di incentivi al 1 gennaio 2009	40
Tabella 1.12	Valori in vigore nel 2008	42
Tabella 1.13	Delibere AEEG relative alla connessione alla rete elettrica	44
Tabella 1.14	Corrispettivi per le connessioni in bassa tensione	44
Tabella 1.15	Principali norme che regolano la costruzione, connessione e incentivazione degli impianti fotovoltaici	47
Tabella 1.16	Potenza cumulata installata nei principali Paesi (MW)	49
Tabella 1.17	Confronto tra i costi di produzione delle diverse fonti di energia	51
Tabella 1.18	I principali produttori di silicio a livello mondiale	80
Tabella 1.19	Le iniziative delle imprese italiane nel business del silicio	81
Tabella 1.20	I principali produttori integrati a livello mondiale	85
Tabella 1.21	I principali produttori di celle a livello mondiale	85
Tabella 1.22	I principali modulistri a livello mondiale	86
Tabella 1.23	I principali produttori integrati italiani	86
Tabella 1.24	I principali modulistri italiani	86
Tabella 1.25	I principali player nella distribuzione e installazione	95
Tabella 1.26	I principali player nella produzione di inverter per fotovoltaico	100

Solare termico

Tabella 2.1	Principali caratteristiche dei collettori solari termici	110
Tabella 2.2	Elenco delle principali norme che regolano la costruzione, la connessione e l'incentivazione di un impianto solare termico	117
Tabella 2.3	Top 10 operatori tradizionali	127
Tabella 2.4	Top 5 distributori tradizionali	127
Tabella 2.5	Top 10 distributori "evoluti"	128
Tabella 2.6	Top 10 installatori "evoluti"	130

Solare termodinamico

Tabella 3.1	Confronto fra le tecnologie commercialmente disponibili	142
Tabella 3.2	Tariffe incentivanti per la produzione di energia da impianti solari termodinamici	144
Tabella 3.3	Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente operativi nel mondo	150
Tabella 3.4	Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto negli USA	151
Tabella 3.5	Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto in Europa	151
Tabella 3.6	Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto nel Resto del Mondo	152
Tabella 3.7	I principali produttori mondiali di componentistica per impianti solari termodinamici	155

Indice dei box

Fotovoltaico

Box 1.1	Gli incentivi in Italia prima del Nuovo Conto Energia	32
Box 1.2	I Certificati Verdi	33
Box 1.3	Confronto tra le tariffe feed-in in vigore nel 2008 in sei Paesi europei	34
Box 1.4	Tariffe feed-in in Spagna	36
Box 1.5	Tariffe feed-in in Germania	38
Box 1.6	Il sistema di incentivi per il fotovoltaico in vigore in California	39
Box 1.7	3.000 Tetti Fotovoltaici per la Provincia di Reggio Calabria	40
Box 1.8	Bando pubblico per l'erogazione di incentivi per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici	41
Box 1.9	Le novità introdotte dalla Legge Finanziaria 2008	41
Box 1.10	Gli aspetti fiscali	45
Box 1.11	Il costo di produzione delle diverse fonti di energia	51
Box 1.12	Building Integrated Photovoltaics	58
Box 1.13	La grid parity	69
Box 1.14	Processi di produzione alternativi a quello di lavorazione del silicio cristallino	75
Box 1.15	Silfab	82
Box 1.16	La crescita della capacità produttiva di celle e moduli delle imprese italiane	83
Box 1.17	Conergy	87
Box 1.18	Q-Cells	88
Box 1.19	Solon	89
Box 1.20	XGroup	89
Box 1.21	I produttori asiatici "low-cost"	90
Box 1.22	I produttori di film sottile	90
Box 1.23	Solarex	93
Box 1.24	Enerpoint	94
Box 1.25	Gechelin Group	94
Box 1.26	Enerqos	96
Box 1.27	Centrotherm Photovoltaics	97
Box 1.28	Certificati RECS	101
Box 1.29	Trading di energia e Grande Distribuzione Organizzata	102
Box 1.30	Il project financing nel fotovoltaico	103
Box 1.31	Impatto del Private Equity sulla filiera fotovoltaica italiana	104

Solare termico

Box 2.1	Accomandita	129
Box 2.2	Un operatore sui generis: Costruzioni Solari	131

Solare termodinamico

Box 3.1	La Spagna: patria europea del solare termodinamico	144
Box 3.2	Il primo impianto solare termodinamico in Europa: il PS10 in Spagna	148
Box 3.3	La sfida italiana del progetto “Archimede”	152
Box 3.4	Le principali piattaforme di testing	156

Introduzione

Il Solar Energy Report 2008 è il primo Rapporto di ricerca dell'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano, nato in seno al Dipartimento di Ingegneria Gestionale con l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili in Italia.

Queste ultime stanno vivendo – nonostante gli effetti della crisi in atto – un periodo “di grazia”, tanto da essere destinate a rappresentare, a detta di molti, uno dei business più promettenti dei prossimi decenni. Le sfide da affrontare perché questo accada sono tuttavia ancora molte: di natura tecnologica, con la *grid parity* più vicina rispetto al passato, ma che richiede ancora significativi sforzi per essere raggiunta; di natura industriale, con la necessità di far crescere nel nostro Paese imprese capaci di operare con profitto nelle fasi più strategiche delle diverse “filiera” delle rinnovabili; di natura normativa, con i dubbi sul “peso” e l'efficacia dei differenti meccanismi di incentivazione e di regolamentazione; e, infine, di natura infrastrutturale, con il dibattito sulla realizzabilità delle *smart grid* e sulla sostenibilità del modello di generazione distribuita di energia.

L'Energy & Strategy Group – attraverso un'attività di ricerca condotta in strettissimo contatto con il mondo delle imprese ed i principali *stakeholder* del sistema – intende contribuire ad una migliore comprensione di queste complesse problematiche, guardando in particolare alla situazione italiana,

ma come parte integrante di un più complesso e dinamico contesto internazionale.

L'attività di ricerca del 2008, che ha visto come partner i principali operatori del settore, si è concentrata sulla fonte solare, nelle tre forme in cui essa può essere sfruttata (fotovoltaico, solare termico e solare termodinamico). Il Solar Energy Report 2008, che ne raccoglie i risultati, oltre ad analizzare i trend tecnologici più rilevanti e proporre dettagliate analisi e stime del mercato del solare in Italia, approfondisce le dinamiche competitive che contraddistinguono questo settore industriale in forte crescita, analizza strategie e modelli di business delle imprese, ed esamina l'evoluzione attesa della normativa di riferimento e della tecnologia in gioco.

Ci auguriamo che questo Rapporto possa raggiungere le proprie finalità, offrendo ai lettori gli strumenti per una più approfondita comprensione dell'impatto che l'energia da fonte solare sta avendo e verosimilmente potrà avere nel futuro sul sistema Italia. Con una triplice speranza: fungere da supporto alle autorità pubbliche nel dibattito sul futuro energetico del nostro Paese, favorendo una valutazione oggettiva delle potenzialità e delle criticità che contraddistinguono questa tipologia di fonti rinnovabili; favorire lo sviluppo e la nascita di nuove imprese, in grado di cogliere e sfruttare le opportunità di crescita del settore; dare maggior vigore all'attività di ricerca e innovazione, soprattutto nelle aree vitali per lo sviluppo di nuove modalità di generazione dell'energia a condizioni economiche competitive.

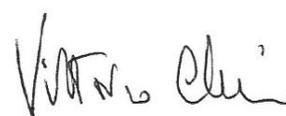
Umberto Bertelè

Presidente School of Management



Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group



Executive Summary

Il Solar Energy Report, alla sua prima edizione, si è posto l'obiettivo ambizioso di fornire un quadro quanto più possibile completo ed esaustivo del **business dell'energia solare in Italia**, considerando le tre famiglie di tecnologie (**fotovoltaico, termico e termodinamico**) attraverso cui è possibile sfruttare il sole come fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica e/o termica, e analizzando le molteplici variabili tra loro interrelate che hanno impatto su questo business, a partire dalle diverse **tecnologie attualmente disponibili o in fase di sperimentazione**, passando per il **quadro normativo che ne regola e incentiva la diffusione e l'utilizzo**, le dinamiche evolutive dei diversi **"mercati"** che ne rappresentano lo sbocco, per giungere infine all'**articolazione delle "filieri" industriali**, alle **strategie ed ai modelli di business** che contraddistinguono gli operatori, in particolare quelli italiani, attivi in questi mercati.

La ricerca, che ha richiesto un consistente sforzo empirico, con il **censimento di oltre 800 operatori** attivi sul mercato italiano, la realizzazione di più di **100 casi di studio** e di oltre **130 interviste a manager ed esperti del settore**, ha permesso non soltanto di fare chiarezza sullo stato dell'industria del solare in Italia – talora anche contraddicendo il "sentire comune" e le molte voci "improvvisate" che, come spesso accade, si sovrappongono in un settore in fase di crescita rapida e quasi tumultuosa – ma anche di avanzare ipotesi interpretative e definire gli scenari più verosimili, con i quali il "sistema Italia" sarà chiamato a confrontarsi nei prossimi anni.

Questo sommario non ha l'ambizione di offrire una sintesi esaustiva della molteplicità di argomenti affrontati nel Solar Energy Report. Vuole piuttosto offrire al lettore "un assaggio" della varietà di prospettive utilizzate e del grado di approfondimento dell'analisi, oltre a raccogliere in modo sintetico alcune delle principali conclusioni cui essa è pervenuta.

Fotovoltaico

L'impiego del sole per la produzione di energia elettrica attraverso il cosiddetto effetto fotovoltaico, ovvero la generazione di corrente elettrica per esposizione di un materiale semiconduttore, rappresenta di gran lunga il **principale business solare in Italia, con un volume di affari che nel 2008 è stato di poco inferiore a 1,1 mld € ed una potenza installata complessiva superiore a 300 MW (+ 150% rispetto al 2007)**.

In oltre il 90% dei casi la tecnologia impiegata negli impianti fotovoltaici italiani (ma le cifre variano di pochissimo anche se si prende in considerazione il mercato europeo, con i suoi quasi 9 GW di potenza installata, o l'intero mercato mondiale, che supera i 14 GW) **si basa sull'impiego di celle fotovoltaiche in silicio mono (43,2% della potenza installata) o policristallino (46,1%)**.

L'efficienza nella produzione di energia elettrica, ossia il rapporto fra l'energia prodotta e l'irraggiamento, **raggiunge il 17% nel caso delle celle monocristalline**, caratterizzate da una maggior purezza del reticolo cristallino del silicio di cui sono costituite, ma anche da **costi di produzione che arrivano sino a 3,5 €/W**, mentre si attesta intorno al 13% per quelle policristalline (con costi anche inferiori ai 3 €/W). Nonostante gli sforzi dei ricercatori, **le celle al silicio** – le prime a fare la loro comparsa sul mercato nel 1954 – **sembrano ormai avere raggiunto la maturità**, con ridotte possibilità di miglioramento della loro efficienza.

Candidati principali a dominare la "seconda generazione" nelle tecnologie fotovoltaiche, con una quota di mercato già oggi del 10% ma destinata a più che triplicare nei prossimi 10 anni, sono i moduli a film sottile (al silicio amorfo, al telloruro di cadmio o ai composti ternari come indio, gallio, selenio e rame), che ai livelli di efficienza attuali dell'ordine del 6-11% affiancano per loro natura una **maggiore facilità di impiego e di inte-**

grazione architettonica e minori costi (con attese di riduzione sino circa 1 €/W), potendo essere “depositati” sulla superficie di supporti di diversa natura.

La ricerca si muove però anche in almeno altre due direzioni: le celle cosiddette di terza generazione (DSC, organiche e ibride), per le quali si punta ad avere costi di produzione ulteriormente ridotti ed i **sistemi a concentrazione**, che si propongono di sfruttare l'effetto della concentrazione della luce solare giungendo (anche se con costi elevati, stimabili circa in 5 €/W) a livelli di efficienza anche superiori al 20%.

Per comprendere il sopra citato sviluppo del fotovoltaico in Italia, al di là delle evoluzioni tecnologiche in atto, **è necessario tuttavia considerare il ruolo fondamentale del quadro normativo**. Dopo l'esperienza, che si potrebbe definire “sperimentale”, del primo Conto Energia del 2005, è nel **2007** con il cosiddetto **Nuovo Conto Energia** che l'Italia – in questo rifacendosi all'esperienza di altri paesi europei come la Germania – ha finalmente introdotto un **efficace sistema di tariffe feed-in**, ossia **compensi di ammontare predeterminato e costante nel tempo, riconosciuti al titolare dell'impianto per ogni kWh di energia elettrica prodotta**. Il Nuovo Conto Energia è unanimemente riconosciuto come il principale responsabile della rapidissima crescita che la potenza fotovoltaica installata in Italia ha sperimentato negli ultimi due anni. Come l'esperienza di altri paesi europei insegna, infatti, **il sistema di tariffe feed-in è l'unico in grado di incentivare l'installazione di applicazioni efficienti e la loro costante manutenzione**, al fine di produrre la maggior quantità di energia possibile; cosa che invece non accade con forme di incentivazione in conto capitale e/o con meccanismi di sgravi fiscali, che sono addirittura – come ha dimostrato l'esperienza del Programma Tetti fotovoltaici – potenzialmente a rischio di stimolare comportamenti opportunistici.

Due sono le cautele, messe in luce con chiarezza dall'analisi condotta, da usare nell'applicazione di un sistema di tariffe *feed-in*. La prima riguarda il rischio che **l'elevata burocratizzazione delle pratiche autorizzative e la loro forte disomogeneità territoriale**, che ha pochi eguali negli altri paesi europei, **rappresenti un freno alle reali potenzialità di sviluppo del mercato fotovoltaico italiano**. La seconda ha a che fare con il rischio **che le tariffe feed-in finiscano** – in presenza di un numero li-

mitato di imprese italiane effettivamente in grado di competere con successo con consolidati player internazionali – **per gonfiare i profitti di operatori stranieri, senza riuscire a stimolare con sufficiente forza la nascita di aziende locali**. E' necessario quindi che ad esse **si accompagnino delle politiche industriali a sostegno della ricerca, dello sviluppo tecnologico, e degli investimenti in capacità produttiva**, per permettere agli operatori nazionali di crescere e rafforzarsi, appropriandosi degli incentivi alla produzione di energia fotovoltaica in essere.

Al ruolo fondamentale della normativa nel rendere economicamente “sostenibili” le installazioni fotovoltaiche, **che hanno un costo dell'energia elettrica prodotta** (circa 40 cent€/kWh) **ancora significativamente superiore al costo di prelievo dalla rete di quella prodotta da fonti tradizionali** (ossia ancora lontano dalla cosiddetta *grid parity*), bisogna affiancare anche la **rinnovata sensibilità ambientale**, che sta influenzando sempre più in profondità l'opinione pubblica e il comportamento degli operatori economici e delle istituzioni, in Italia così come nel resto del mondo.

Quest'ultimo aspetto in particolare spiega come mai in Italia **il mercato residenziale**, in cui l'impianto fotovoltaico viene utilizzato per soddisfare parte del fabbisogno energetico di una o più unità abitative o di piccole attività commerciali, **rappresenti ancora oggi (con il 39% della potenza installata complessiva distribuita in oltre 14.500 impianti) il principale segmento di mercato**. Negli ultimi tre anni, al crescere della potenza installata, **si è assistito però ad una forte espansione del segmento delle centrali**, in cui il titolare dell'impianto (*utilities*, grandi gruppi industriali o fondi d'investimento) è molto più sensibile al ritorno economico dell'investimento assicurato dal sistema di incentivi. Nel 2006 le centrali fotovoltaiche erano responsabili solo del 4% della potenza totale installata, dato che nel 2008 è salito al **31%, con 140 impianti in funzione**. A completare il quadro, **il segmento industriale**, nel quale l'energia elettrica prodotta è utilizzata per soddisfare il fabbisogno energetico di processi ed edifici di imprese e amministrazioni pubbliche, che ha incrementato negli anni il suo peso relativo, raggiungendo nel 2008 una quota del **30% della potenza installata**.

Le previsioni sull'evoluzione del mercato appaiono estremamente positive, con il **raggiungimento del limite massimo di potenza incentivabile attraver-**

so il Nuovo Conto Energia (1.200 MW) nell'arco di due anni. Periodo temporale che avrebbe potuto ridursi ad un solo anno se la crisi finanziaria globale – e la conseguente stretta creditizia – non si fosse manifestata con tutta la sua forza. A supportare queste previsioni di crescita vi è anche l'analisi geografica della **potenza installata, che cresce al diminuire della latitudine delle Regioni italiane, e quindi del loro livello medio di irraggiamento.** Ad esclusione della Puglia (ribattezzata da molti operatori “Eldorado del fotovoltaico” in Italia) le prime cinque Regioni per potenza installata sono localizzate infatti nel Nord del Paese. Se da un lato ciò riflette il tipico processo di sviluppo “a due velocità” che si osserva in molteplici comparti industriali in Italia, questo fenomeno suggerisce l'esistenza di un **grande potenziale di sviluppo in quelle Regioni in cui esistono le condizioni più favorevoli al fotovoltaico.**

Appare evidente, in ogni caso, che **qualsiasi intervento significativo di “taglio” al meccanismo degli incentivi comporterebbe,** in un momento particolarmente delicato per lo sviluppo del settore, **una “battuta di arresto” non solo per il mercato, ma anche una riduzione consistente degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico, nonché in capacità produttiva e miglioramenti di processo, da parte delle imprese italiane,** che si troverebbero in una posizione di forte svantaggio competitivo nel momento in cui la *grid parity* sarà effettivamente raggiunta (in un periodo stimabile tra il 2014 e il 2016), e l'Italia diverrà un mercato di sbocco particolarmente attrattivo per i player internazionali. **Prolungare gli incentivi oltre il primo limite di potenza di 1.200 MW,** il che rappresenta d'altro canto lo scenario più plausibile a detta degli operatori intervistati, **costituisce quindi a maggior ragione un'opportunità che le istituzioni italiane non dovrebbero lasciarsi sfuggire.**

Il rischio di perdere questa opportunità appare ancor più evidente se si prendono in considerazione le caratteristiche della **“filiera” del fotovoltaico in Italia.** Il censimento condotto permette di stimare in oltre **630 il numero delle imprese** (sia italiane che straniere) **che operano nelle diverse aree di business in cui la filiera si articola,** a cui si aggiungono **alcune migliaia di operatori locali,** coinvolti principalmente nella fase di installazione dell'impianto nel segmento residenziale, e oltre **350 banche e istituti di credito attivi nel finanziamento degli impianti.**

Il 74% degli installatori e dei distributori è effettivamente italiano (ed il restante 26% delle aziende attive in questa fase della filiera è controllato da operatori stranieri, ma con una filiale commerciale in Italia). La percentuale di operatori originari del nostro paese **scende tuttavia al 38% se si passa alla fase di realizzazione di celle e moduli. Le imprese italiane sono totalmente assenti, invece, nella produzione del silicio e wafer. Inoltre, solo il 2% delle imprese straniere attive in queste fasi opera in Italia con una propria filiale produttiva. La mancanza di operatori italiani lascia qui sempre maggior spazio all'import puro,** ossia neppure veicolato da una sede di un qualche rilievo nel nostro Paese.

Degli oltre 450 mln € di margine operativo lordo generato nel 2008 dal business del fotovoltaico in Italia, solo 180 mln € (ovvero il 28%) sono appannaggio di imprese italiane. La grande maggioranza dei profitti generati dal mercato fotovoltaico italiano esce quindi dai confini nazionali, contribuendo alla “brillantezza” dei bilanci dei principali operatori stranieri (in particolare, tedeschi, giapponesi, statunitensi e, in misura minore, cinesi e taiwanesi).

Questa evidenza suggerisce l'importanza che il “sistema Italia” reagisca per non lasciarsi sfuggire l'importante opportunità rappresentata dal business del fotovoltaico. Le strade a disposizione sono almeno tre e da percorrere tutte contemporaneamente.

Introdurre – a fianco del Conto Energia – meccanismi di politica industriale che incentivino direttamente o indirettamente (ad esempio attraverso sgravi fiscali) la ricerca e gli investimenti produttivi nelle fasi più a monte della filiera, soprattutto verso le tecnologie più innovative e promettenti.

Incrementare, con un impegno forte nel breve periodo da parte delle imprese italiane, la capacità produttiva (per i moduli ad esempio già passata da 150 MW nel 2007 a 440 MW nel 2008) al fine di non lasciarsi sfuggire le opportunità di crescita del mercato italiano e dei più promettenti paesi europei (Grecia, Francia ed est Europa) nei prossimi 4-5 anni.

Concentrare gli sforzi, vista l'impossibilità di competere con i *big* del silicio, sul film sottile, alternativa tecnologica emergente che quasi tutti gli analisti riconoscono come destinata a guadagnare

una quota rilevante del mercato a partire dai prossimi dieci anni, **e rispetto alla quale – partendo ora – si può tentare di costruire una posizione di forza** quale quella che ha fatto della norvegese REC o della tedesca Q-cells un punto di riferimento nel fotovoltaico dell'era del silicio.

Solare termico

Le prime applicazioni del solare termico in Italia risalgono alla fine degli anni '70, **nel periodo dell'austerità e della crisi energetica**, con la campagna di incentivi promossa dall'Enel (allora a tutti gli effetti azienda “di Stato”). **Una volta chiusasi la campagna di incentivi** (intorno alla metà degli anni '80), anche a causa delle scarse competenze sviluppate dalla rete distributiva e di installazione e dalle resistenze di molti consumatori allora delusi dalla ridotta efficienza dei sistemi solari termici, **il mercato si è sostanzialmente arrestato per poi riprendere con vigore negli ultimi tre anni, in parte trainato dal più forte “cugino” fotovoltaico** ed in generale dalla crescente attenzione verso le fonti rinnovabili di energia.

Nel 2008, in Italia sono stati installati **280 MWth di solare termico**, corrispondenti a circa **400.000 metri quadrati di pannelli**, per un controvalore di circa **200 mln €** (+66% rispetto al 2007), cui vanno aggiunti **altri 160 mln € per le attività di messa in opera degli impianti**.

Gli impieghi a media temperatura (con temperature del fluido utilizzato nell'impianto fra 120 e 220 °C), soprattutto per i processi industriali, sono **assai rari in Italia** e si contano solo poche installazioni con un carattere quasi sperimentale. La **quasi totalità degli impianti** è quindi **utilizzata per il riscaldamento dell'acqua sanitaria** (in alcuni casi impiegata anche a fini “di processo”, come nel mantenimento dei cibi nelle mense) **o di edifici**. A prevalere sono inoltre le piccole installazioni, con **solo il 10% degli impianti con una superficie totale di esposizione superiore a 30 metri quadrati** (equivalenti a circa 25 kWth).

I **collettori piani vetrati**, ovvero la tecnologia più “matura” nell'ambito del solare termico, **rappresentano la soluzione di gran lunga più diffusa**, essendo utilizzati nel complesso in **circa l'82% del totale degli impianti installati in Italia**. Essa è seguita a distanza dai più “innovativi” ed efficienti **collettori sottovuoto**. Una simile distribuzione è la

logica conseguenza della prevalenza degli impieghi a bassa temperatura, ove il minor costo dei collettori piani vetrati li rende preferibili alle soluzioni a collettori sottovuoto, ma è anche **sintomo di una ridotta attività di ricerca e sviluppo da parte delle imprese e dei centri di ricerca italiani**. A livello europeo e internazionale si va invece diffondendo un notevole interesse rivolto allo **sviluppo di nuovi materiali**, in grado di incrementare l'efficienza di trasformazione dell'energia irraggiata in calore, e soprattutto di sistemi di “raffrescamento solare”, ove l'energia termica proveniente dalla fonte solare è impiegata per la produzione di freddo.

Una simile traiettoria di sviluppo – come accade per il fotovoltaico – può essere in larga parte spiegata analizzando il quadro normativo in essere. **Il principale meccanismo d'incentivazione per il solare termico**, introdotto dalla Finanziaria 2007 e successivamente – anche a seguito di un acceso dibattito – confermato dalla Finanziaria 2009 almeno sino al 2011, è certamente rappresentato dalla **detrazione fiscale IRPEF o IRES del 55% delle spese sostenute per gli interventi di riqualificazione energetica**, tra i quali rientra a pieno titolo l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria. Tale meccanismo ha consentito di **ridurre a meno di 3 anni il tempo di rientro dell'investimento**, dai 5 anni normalmente ottenibili – anche in assenza di incentivazione – a seguito del risparmio in bolletta per il mancato riscaldamento dell'acqua calda sanitaria. Nel corso del 2007 (ultimi dati di dettaglio disponibili) **circa un quarto delle oltre 106.000 domande di accesso al meccanismo di detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica hanno riguardato l'installazione di impianti solari termici**. A questo si sono affiancati una varietà di interventi a livello locale, sia sotto forma di contributi in conto interesse, ossia miranti a ridurre i tassi di interesse per il finanziamento dell'installazione, sia di contributi in conto capitale, che hanno l'obiettivo di ridurre sin dall'inizio l'esborso finanziario per chi realizza l'intervento.

Di più controversa interpretazione appare invece la norma del 2006 **che riguarda l'obbligo, per gli edifici di nuova costruzione** e nel caso di nuova installazione (o ristrutturazione) di impianti termici, **di coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo richiesto dall'utenza per la produzione di acqua calda sanitaria da fonti rinnovabili** (in particolare solare termico). Sebbene da un lato, l'introduzione del principio di obbligatorietà (ancora oggi “rallentata” dalla mancanza di regolamenti

attuativi e procedure di adozione anche a livello locale) rappresentano un indubbio stimolo allo sviluppo del settore, dall'altro lato, **gli operatori intervistati hanno avanzato dei seri dubbi**, soprattutto in merito al **rischio che nel mercato possano prevalere soluzioni low cost** che avvantaggerebbero oltre modo i produttori del Sud-Est asiatico.

Nonostante gli effetti della crisi ed il rallentamento – già in corso da alcuni anni ed ulteriormente accentuatosi nel corso del 2008 – del mercato dell'edilizia, è tuttavia possibile tracciare un quadro positivo per il futuro. **Dopo un iniziale rallentamento della crescita nel 2009 e nel 2010** – dovuto soprattutto ai problemi di sottodimensionamento della capacità produttiva da parte degli operatori italiani (in un periodo di crisi difficilmente risolvibili) – è **prevedibile una ripresa decisa del mercato che, grazie anche alla maggiore diffusione presso i clienti industriali, lo porti a valori superiori a 1,5 GWth di installazioni annue nel 2015.**

L'indagine svolta sulla filiera del solare termico in Italia ha consentito di individuare i principali modelli di business degli operatori, ossia le forme attraverso le quali essa si articola dal punto di vista industriale. La similitudine “naturale” con la filiera dell'idrotermosanitario ha come conseguenza diretta il fatto che **molti degli operatori che attualmente popolano la filiera del solare termico siano in realtà i medesimi che tradizionalmente occupano il mercato del “calore” in Italia. A questi player, che controllano attualmente circa il 50% del mercato italiano**, e hanno in particolare una posizione dominante (circa l'80%) nelle installazioni di grandi dimensioni, **se ne affiancano altri** per certi versi più interessanti, giacché la loro **origine può essere direttamente ricondotta allo sviluppo del solare termico in Italia**: sono i cosiddetti “**installatori evoluti**” e “**distributori evoluti**”.

I primi, con **una quota di mercato complessiva pari a circa il 40%** ed uno sbilanciamento verso il mercato dei piccoli impianti, ove possono godere attualmente di una posizione di forza relativa rispetto agli operatori tradizionali, sfruttano **relazioni di fornitura consolidate e dirette con i principali operatori del solare termico su scala mondiale e significativi investimenti in ricerca e sviluppo**, in tal modo cercando, da un lato, di compensare la ridotta scala relativa e la “debolezza” del loro marchio rispetto agli operatori tradizionali e, dall'altro lato, di offrire **prodotti ad elevato standard qualitativo.**

I secondi controllano solo circa il **10% del merca-**

to con una focalizzazione quasi esclusiva sugli impianti di piccole dimensioni per utilizzi residenziali ed una forte “regionalizzazione” della loro presenza. Sfruttando la forza finanziaria e contrattuale che deriva dalla loro natura di installatori di medie dimensioni, sono stati in grado negli ultimi tre anni di interfacciarsi direttamente con i produttori (saltando quindi la fase distributiva) e di sviluppare una propria offerta autonoma per gli impianti solari termici.

Gli operatori tradizionali appaiono destinati a dominare il mercato delle installazioni residenziali e a bassa temperatura, mentre i distributori “evoluti” sembrano essere ad oggi più pronti a **raccogliere le sfide del mercato** – attualmente ancora in fase embrionale ma al quale è associato un elevato potenziale di sviluppo – **delle applicazioni a media temperatura e degli impianti destinati agli impieghi di processo.**

Solare termodinamico

Il solare termodinamico rappresenta indubbiamente una delle “frontiere” più interessanti dello sfruttamento dell'energia proveniente dal sole per la produzione di energia elettrica.

Innanzitutto per **una ragione di carattere prettamente tecnologico.** Gli impianti solari termodinamici si basano sul principio di concentrazione della radiazione solare. Attraverso i cosiddetti “campi solari”, ossia distese di specchi, l'energia solare viene concentrata verso un “ricevitore” che utilizza il calore generato – che può raggiungere i 1.000 °C – per avviare un processo termodinamico, del tutto simile a quelli utilizzati nei tradizionali impianti termoelettrici, per la produzione di energia elettrica. Le tecnologie attualmente disponibili sono soltanto quattro: i **collettori parabolico-lineari (parabolic trough)**, presenti in **10 degli 11 impianti attualmente in funzione**; i sistemi a **torre solare (solar tower)**, che rappresentano la soluzione impiegata nel più grande impianto in funzione sul suolo europeo (il PS10 in Spagna); i concentratori a **disco-parabolico (solar dish)** e i **collettori lineari di Fresnel (compact linear Fresnel reflector)**, dei quali esistono solo piccole installazioni sperimentali.

All'apparente semplicità del principio di funzionamento, si contrappone l'**estrema complessità tecnologica del “ricevitore”** – evidentemente sottoposto a sollecitazioni termiche elevatissime

– **ma anche del sistema nel suo complesso** (comprendendo anche il serbatoio di accumulo) – per il cui dimensionamento è necessario tener conto della estrema difficoltà di garantire una adeguata continuità e stabilità di esercizio (si pensi banalmente al “rischio” del passaggio di corpi nuvolosi, oltre che alla normale ciclicità e stagionalità dell’insolazione).

Altro fattore rilevante è la “taglia” degli impianti solari termodinamici. A differenza di quanto accade nel fotovoltaico, infatti, ove la dimensione dei singoli impianti non supera se non in rarissimi casi i 10 MW, gli impianti solari termodinamici raggiungono livelli di potenza che vanno da qualche decina sino a oltre 500 MW, questi ultimi in particolare con una “taglia” confrontabile con quella **delle centrali di produzione elettrica da fonti fossili.** Anche la “capacità produttiva” degli impianti solari termodinamici è decisamente maggiore di quelli fotovoltaici. **Le prime installazioni solari termodinamiche costruite in America tra la metà e la fine degli anni ’80 si sono rivelate in grado di produrre oltre 2 GWh per ogni megawatt di potenza installata,** contro poco più di 1 GWh producibile con un odierno impianto fotovoltaico. In altre parole, se il fotovoltaico rappresenta sicuramente un’enorme opportunità per favorire l’affermarsi di un paradigma di generazione “distribuita”, **il solare termodinamico è invece più simile – potenzialmente – al “tradizionale” sistema delle centrali di produzione di energia elettrica. Il divario da colmare è ancora forte,** con una “capacità produttiva” che per le centrali termoelettriche di ultima generazione alimentate da fonti fossili supera i 5 GWh per ogni megawatt di potenza installata. Il solare termodinamico rappresenta tuttavia un’importante opportunità per incrementare rapidamente il livello di indipendenza energetica dalle fonti fossili.

Dopo un periodo di “letargo” di oltre 15 anni, nei quali la potenza solare termodinamica installata nel mondo ha coinciso con i 354 MW relativa ai nove impianti SEGS installati fra la metà e la fine degli anni ’80 nel deserto del Mojave in California, **il mercato sembra avere imboccato decisamente la strada della crescita. Nei prossimi 5 anni,** tenendo conto degli impianti attualmente in progettazione – e della necessità di almeno 3-4 anni dalla conclusione delle fase di progettazione alla messa in funzione degli impianti – è plausibile attendersi una **crescita vertiginosa della potenza**

installata sino a raggiungere oltre 6 GW, con investimenti in gioco che superano i 30 mld €.

L’Europa è destinata a guadagnarsi, dopo gli USA, un ruolo di primo piano nel solare termodinamico, con una quota complessiva del 29% del totale di nuova potenza installata. Va sottolineato, tuttavia, come **il contributo europeo sia in realtà monopolizzato (per oltre il 95%) dalla Spagna, che grazie ad un meccanismo di incentivazione particolarmente stimolante ha in progetto 27 nuovi impianti per un totale di oltre 2 GW.**

L’analisi delle installazioni esistenti e in via di realizzazione ha messo in luce come, **con sempre maggiore frequenza, alla base della “filiera” che porta alla realizzazione di una centrale termodinamica, vi sia una società di ingegneria solare,** come la Luz International responsabile dei primi impianti SEGS, la spagnola Abengoa Solar (con il PS10, già in funzione, ed una serie di altri progetti in via di realizzazione), la tedesca Solar Millennium (responsabile dei progetti Andasol), le americane SES – Striling Energy Systems (con gli omonimi impianti in via di realizzazione) e Ausra (con l’impianto Liddell), fra le più attive. **Saranno queste imprese – caratterizzate da un’elevata specializzazione e forti competenze scientifiche e tecnologiche nel solare termodinamico, una forte propensione agli investimenti in R&S per lo sviluppo di soluzioni all’avanguardia, sostenuta dalla disponibilità di infrastrutture adeguate (piattaforme di testing) per l’attività di sperimentazione ed una tendenza ad internazionalizzarsi – a giocare la “partita” per il solare termodinamico.**

L’Italia, con il progetto “Archimede” (da 20 MW) e nessun altro impianto in fase di realizzazione, appare al momento poter giocare un ruolo solo marginale in questo comparto, assai lontana dai primi posti nel *ranking* dei paesi “solari” termodinamici. **Nonostante questo, tuttavia, le opportunità da cogliere possono essere significative.** L’impianto “Archimede” presenta **soluzioni tecnologiche all’avanguardia** – sia per quanto riguarda le tecnologie di accumulo sia per i fluidi termodinamici impiegati – che sono state sviluppate da un **consorzio di imprese italiane. La strada da percorrere, quindi, dovrebbe essere quella** – la stessa imboccata dalla spagnola Abengoa con la Plataforma Solar de Almería – **di usare l’impianto anche come piattaforma di testing** per sviluppare e testare nuove soluzioni tecnologiche e nuove competenze, **da sfruttare magari proprio in quei Paesi**

del bacino del Mediterraneo a noi tanto vicini e nei quali il “sole” è certo risorsa non scarsa.

Appare evidente come il business dell’energia solare, in tutte le sue sfaccettature, rappresenti una **grande opportunità per il “sistema Italia” negli anni a venire**, prescindendo in questo dalle considerazioni – per quanto importanti esse siano – di carattere strettamente ambientale. Raccogliere

la sfida lanciata da anni dagli altri paesi europei e non, per affermare come modello di successo il *made in Italy* in questo settore, e non solo all’interno dei confini nazionali, dovrebbe a nostro parere rappresentare una delle priorità del mondo della ricerca, dell’industria e certo anche della politica del nostro Paese. La analisi ed i risultati contenuti in questo Rapporto dimostrano che ne abbiamo indubbiamente le capacità.

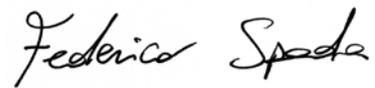
Davide Chiaroni
Responsabile della Ricerca



Federico Frattini
Responsabile della Ricerca



Federico Spada
Project Manager



IL FOTOVOLTAICO

1.1

La tecnologia

L'obiettivo di questa sezione è di fornire un **quadro esaustivo delle tecnologie fotovoltaiche attualmente disponibili o in fase di sperimentazione**, illustrando inoltre il principio di funzionamento di un sistema fotovoltaico e le diverse parti di cui esso si compone.

1.1.1 L'effetto fotovoltaico

Il principio di funzionamento di un impianto solare fotovoltaico si basa su un fenomeno fisico (effetto fotovoltaico o più propriamente effetto fotoelettrico) che ha luogo nei materiali semi-conduttori (quali ad esempio il silicio) quando vengono colpiti da radiazione luminosa. Nel silicio – ad oggi il materiale di gran lunga più usato negli impianti solari fotovoltaici – l'energia luminosa incidente provoca la “liberazione” di cariche elettriche, che possono essere utilmente raccolte da un circuito chiamato diodo in cui si genera un campo elettrico. **Il circuito elettrico elementare che viene realizzato a questo scopo prende il nome di cella fotovoltaica.**

Sebbene l'effetto fotovoltaico sia “naturalmente” presente nel silicio, come negli altri materiali semi-conduttori, è **possibile incrementarne l'efficienza attraverso un processo detto di drogaggio**, che avviene mediante l'aggiunta di un altro elemento chimico all'interno della matrice di silicio. Gli elementi droganti impiegati in genere sono il fosforo e il boro, che incrementano rispettivamente il numero di cariche negative (elettroni) e positive libere di muoversi e quindi il “flusso” di energia generato all'interno del materiale a parità di irraggiamento.

La prima applicazione commerciale di una cella fotovoltaica si ebbe nel 1954 negli Stati Uniti, quando i laboratori Bell realizzarono la prima cella fotovoltaica, in silicio monocristallino. Nonostante il rendimento (ovvero il rapporto fra l'energia prodotta e quella irraggiata) di questa cella fosse estremamente modesto (circa 5%) ed il suo costo assai elevato, la cella al silicio dei laboratori Bell ha

posto le basi allo sviluppo dell'attuale mercato del fotovoltaico nel mondo.

La quota di energia irraggiata dal sole che potrebbe essere teoricamente convertita in energia elettrica in una cella fotovoltaica di silicio è pari al 75% circa. Tale frazione è associata alla radiazione con lunghezze d'onda inferiori a $1,1 \mu\text{m}$, che sono in grado effettivamente di attivare il “flusso” di cariche elettriche all'interno del materiale. Nella realtà, tuttavia, **il rendimento elettrico delle celle fotovoltaiche è molto inferiore al 75%. Le principali cause di questa perdita sono da ricercarsi in:**

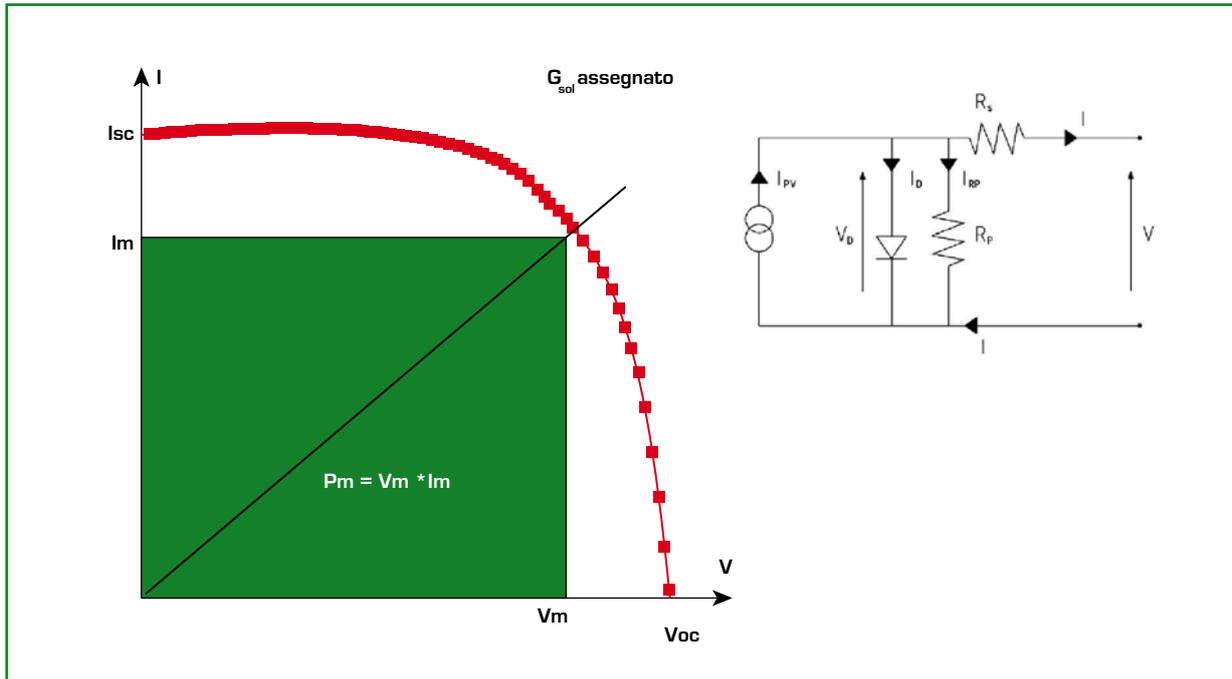
- **perdite ottiche**, ossia dovute al fatto che non tutti i fotoni incidenti arrivano alla giunzione. Alcuni vengono riflessi dal vetro posto davanti alla cella o dalla griglia dei conduttori;
- **perdite per ricombinazione**, che si osservano quando alcune coppie di cariche positive e negative si ricombinano prima di essere “assorbite” dal circuito;
- **perdite per dissipazione di calore** (effetto Joule), dovute al fatto che parte dell'energia viene “trasformata” e perduta sotto forma di calore sia nella cella che negli elettrodi.

Il rendimento reale delle celle in silicio monocristallino (SI VEDA PARAGRAFO 1.1.3) si attesta quindi tra il 14% e il 17% per le celle monocristalline e tra il 12% e il 14% per quelle policristalline, come illustrato in TABELLA 1.1.

La caratteristica elettrica di una cella solare fotovoltaica è approssimabile mediante un circuito equivalente costituito da un diodo, un generatore di corrente e da due resistenze, una in serie e l'altra in parallelo con il generatore, che rendono ragione rispettivamente delle perdite per effetto Joule e delle perdite per ricombinazione. **La cella genera una corrente continua.** In FIGURA 1.1 è riportata a livello qualitativo la curva caratteristica di una cella nel piano tensione-corrente, ottenuta per una certa intensità della radiazione solare incidente.

Figura 1.1

Curva caratteristica e circuito equivalente di una cella fotovoltaica



Il punto V_{oc} corrisponde alla tensione della cella a circuito aperto, I_{sc} è la corrente di corto circuito, mentre si nota come nel punto di funzionamento di progetto la potenza sviluppata dalla cella (P_m), prodotto di tensione (V_m) e corrente generata (I_m), sia massima (area evidenziata in verde in FIGURA 1.1). Si definiscono il fattore di riempimento FF e il rendimento η della cella come:

$$FF = \frac{P_m}{I_{sc} V_{oc}} \quad \eta = \frac{P_m}{P_{inc}}$$

dove P_{inc} è la potenza della radiazione solare incidente. **In generale durante il funzionamento la caratteristica della cella è funzione di due variabili principali: l'intensità della radiazione solare e la temperatura di esercizio.**

In particolare la temperatura riduce la tensione a circuito aperto, mentre la diminuzione della radiazione incidente riduce drasticamente la corrente prodotta.

La riduzione di rendimento con l'aumento della temperatura è stimabile in 0,4 – 0,6 % per ogni °C. La temperatura di riferimento¹ per le condizioni standard di prova delle celle fotovoltaiche è 25 °C e l'irraggiamento è 1.000 W/m². La massima potenza erogata in queste condizioni è detta *potenza di picco*.

1.1.2 La struttura di un impianto fotovoltaico

La struttura di un **impianto fotovoltaico** può essere molto varia. In generale però si possono distinguere tre costituenti fondamentali:

- il **campo fotovoltaico**, ovvero l'insieme dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno;
- il **sistema di condizionamento della potenza** (anche detto BOS - *Balance Of System*), ovvero di "controllo" e stabilizzazione dell'energia prodotta;
- un **sistema di misura/acquisizione dati**.

Si possono inoltre distinguere due tipologie di impianto, quello isolato (*stand alone*) e quello connesso alla rete (*grid connected*). I **sistemi isolati**, proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, **sono in genere dotati anche di sistemi di accumulo dell'energia prodotta**. L'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire energia solo nelle ore diurne, mentre la richiesta da parte dell'utenza può essere in ore diverse.

Una configurazione di questo tipo comporta che il campo fotovoltaico venga sovra-dimensionato, in modo tale da permettere, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico che la ricarica

¹ Secondo quanto previsto dalle norme CEI-EN 60904-1, 60904-3.

delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tenere conto di giornate di scarsa insolazione. Si può sempre prevedere in questo caso, come integrazione o come back-up in caso di guasto dell'impianto, un sistema tradizionale di generazione, per esempio un generatore diesel di emergenza. **Un sistema isolato risulta economicamente vantaggioso** (spesso anche in assenza di incentivi – SI VEDA CAPITOLO 1.2) **in tutti quei casi in cui non è presente la rete elettrica e la realizzazione del collegamento elettrico alla rete nazionale implicherebbe dei costi elevati o difficoltà tecniche.** Si pensi per esempio ai ripetitori radio o GSM, ai lampioni stradali in luoghi isolati, ai dispositivi di segnalazione luminosa in mare, alle utenze isolate tipicamente in ambiente montano, agricolo o sulle isole.

L'impianto **connesso in rete** invece non è provvisto di sistemi di accumulo, in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica; viceversa durante le ore di insolazione scarsa o nulla l'eventuale carico dell'utenza presso cui è installato l'impianto viene alimentato dalla rete. **Nell'impianto grid connected la rete stessa funge da accumulatore di capacità infinita.**

Per quanto riguarda i componenti “chiave” dell'impianto fotovoltaico connesso in rete, oltre ovviamente ai moduli fotovoltaici, è possibile sottolineare **il ruolo dell'inverter**, come parte del BOS.

L'inverter è un dispositivo che trasforma la corrente continua prodotta dai moduli a una certa tensione (12V, 24V, 48V) **in corrente alternata** (a 50 Hz in Europa), alla tensione opportuna per alimentare il carico dell'utente e/o immetterla in rete, con la quale lavora in regime di interscambio. L'inverter è un componente tra i più importanti nei sistemi collegati in rete perché massimizza la produzione di corrente del dispositivo fotovoltaico ed ottimizza lo scambio di energia tra il modulo fotovoltaico ed il carico.

Gli inverter per il collegamento alla rete elettrica generalmente sono dotati di un dispositivo, denominato **MPPT (Maximum Power Point Tracker)**, **che al variare del carico e delle condizioni operative tende a mantenere le condizioni di funzionamento nel punto di massimo rendimento.**

Nonostante questo, anche gli inverter sono soggetti a delle “perdite” di energia. Il loro rendimento medio risulta comunque compreso tra il 90% ed il 98,5% a seconda della taglia dell'impianto.

I costi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, nonostante i progressi significativi fatti

negli ultimi anni, **sono ancora elevati**, soprattutto se confrontati con le tecnologie di generazione elettrica da fonte fossile e in alcuni casi anche rispetto alle altre fonti rinnovabili:

- un **impianto di piccola taglia** (1-3 kW) installato presso un'utenza domestica **può costare 6.000 - 7.000 €/kW**;
- un **impianto di taglia media** (da qualche decina fino a qualche centinaio di kW) indicativamente **ha un costo di 4.500-6.000 €/kW** a seconda anche della tecnologia di cella impiegata;
- una **centrale fotovoltaica** (di taglia superiore a 100 kW) ha un costo attorno ai **4.000-5.000 €/kW**.

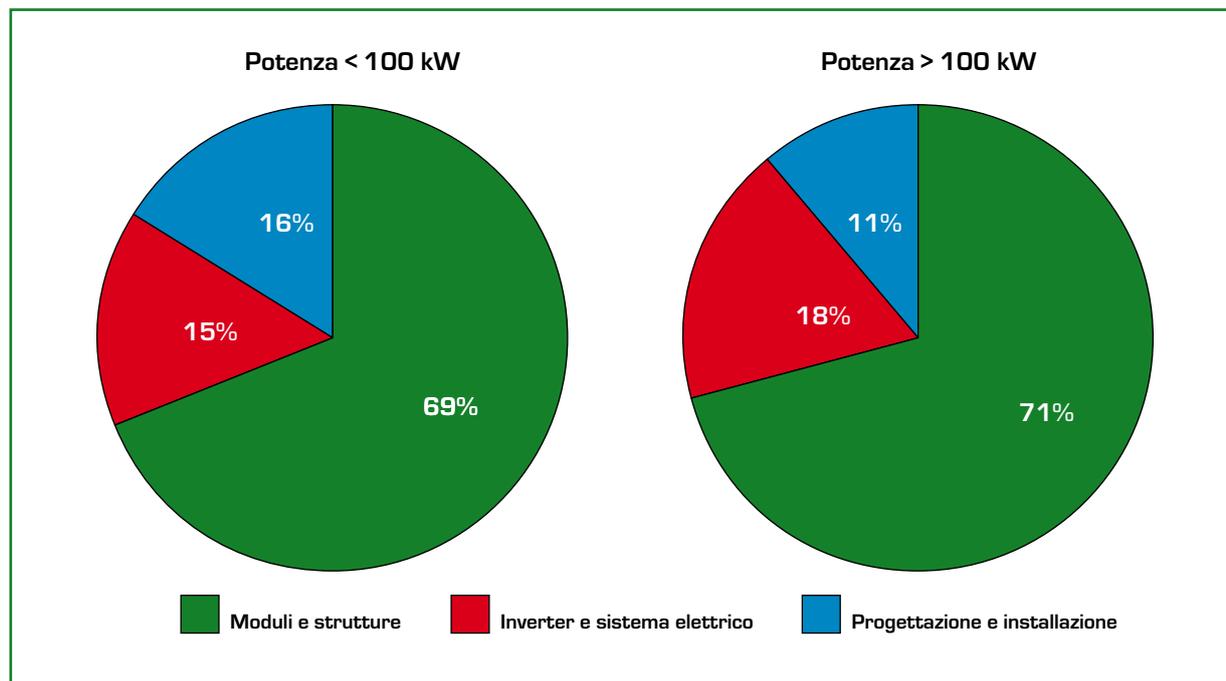
È interessante notare come il costo specifico di un impianto non risenta in modo rilevante dell'effetto scala, in quanto la **voce principale di costo in tutti i casi è legata al campo fotovoltaico** (moduli e strutture), con un peso che si attesta intorno al 70% del costo totale (SI VEDA FIGURA 1.2).

I **vantaggi energetici e ambientali** ottenibili con la tecnologia fotovoltaica sono **soprattutto legati alle installazioni di piccola-media taglia**, realizzate in vicinanza delle utenze e allacciate alla rete di bassa o media tensione. In questo caso infatti **si ottengono i benefici legati alla cosiddetta generazione distribuita**: producendo energia elettrica vicino agli utilizzatori si riducono sensibilmente le perdite elettriche di rete legate al trasporto e alla distribuzione dell'energia e si ottiene una riduzione del carico sulle reti stesse, riducendo i rischi di *black-out* legati al sovraccarico, specialmente nelle ore di punta nei mesi estivi.

Un **ulteriore vantaggio**, ottenibile invece con tutte le tipologie di impianti, è il risparmio energetico e quindi la **riduzione del fabbisogno di energia primaria per la produzione di energia elettrica**: in un'ottica di LCA (*Life Cycle Analysis*) occorre tuttavia tenere conto dei consumi energetici durante tutto il ciclo di vita di un impianto, compresi quelli per l'estrazione delle materie prime, la lavorazione, la produzione, l'installazione, il funzionamento e la sua dismissione al termine della vita utile (si parla anche di *energia grigia*). E' possibile stimare un tempo di recupero energetico o EPBT (il tempo, in anni, necessario al modulo per produrre la quantità di energia che è stata consumata nella sua fabbricazione), per qualsiasi impianto o prodotto commerciale. Nel caso del fotovoltaico i processi di lavorazione ri-

Figura 1.2

Ripartizione dei costi di un impianto fotovoltaico



chiedono elevati fabbisogni energetici, per cui **il tempo di recupero energetico di un impianto fotovoltaico può variare tra 1 e 2 anni** (SI VEDA TABELLA 1.1), a seconda della tecnologia impiegata per le celle e dell'irraggiamento medio del luogo di installazione. Per il resto della vita utile (e quindi per almeno altri 23 anni) il bilancio energetico torna in attivo e l'impianto permette effettivamente un risparmio di energia.

Altri vantaggi legati in generale alla tecnologia fotovoltaica sono **la versatilità di utilizzo, per cui si possono ottenere forme e strutture diverse integrabili anche a livello architettonico, l'affidabilità di funzionamento e la semplicità d'uso**, per cui la manutenzione risulta ridotta al minimo (generalmente si può stimare in circa il 2% all'anno del costo di installazione). Tali ulteriori vantaggi rendono ancora più interessante l'applicazione presso le utenze, nell'ottica quindi della generazione distribuita, sfruttando le superfici rese disponibili dagli edifici.

1.1.3 Le soluzioni tecnologiche disponibili

Si è già visto come il silicio rappresenti la materia prima per la maggior parte dei moduli fotovoltaici attualmente in commercio. A seconda dei processi

di produzione, tuttavia, è possibile distinguere due tipi di celle fotovoltaiche:

- **le celle monocristalline.** Il vantaggio principale di queste celle è l'**alto rendimento (14-17%)**, cui si associa una **durata elevata** ed il **mantenimento delle caratteristiche nel tempo** (alcuni costruttori garantiscono il pannello per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore "di targa"). **Il processo di produzione è tuttavia molto costoso e complesso:** il wafer di monocristallo si produce solitamente con il processo Czochralski, basato sulla cristallizzazione di un "seme" di materiale molto puro, che viene immerso nel silicio liquido e quindi estratto e raffreddato lentamente per ottenere un "lingotto" di monocristallo di forma cilindrica (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza). Successivamente, le celle vengono ottenute tagliando opportunamente questo cilindro in wafer (sottili fette) dello spessore di 0,20-0,25 mm e la superficie superiore viene trattata producendo dei micro-solchi che hanno lo scopo di minimizzare le perdite per riflessione. Il prezzo dei moduli realizzati mediante celle monocristalline è nell'intorno di 3,2-3,5 €/W. Le celle di tipo monocristallino sono caratterizzate usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro.
- **le celle policristalline (o multicristalline).** Il **wafer di multi cristallo deriva solitamente dalla**

fusione e successiva ri-cristallizzazione del silicio di scarto dell'industria elettronica ("scrap" di silicio). Da questa fusione si ottiene un "pane" che viene tagliato verticalmente in lingotti con forma di parallelepipedo, per cui i wafer ottenuti presentano forma quadrata e caratteristiche striature (spessore della cella di 0,18-0,30 mm). **Il rendimento è inferiore al monocristallino (12-14%), ma anche il prezzo (2,8-3,3 €/W)**. La durata è comunque molto elevata (paragonabile a quella del monocristallino) e anche il mantenimento delle prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni). Questo tipo di celle è riconoscibile dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.

1.1.4 Le direzioni di sviluppo della ricerca

Il recente e significativo sviluppo del solare fotovoltaico (SI VEDA CAPITOLO 1.3) ha dato nuovo slancio anche alle attività di ricerca in questo ambito.

In particolare, si possono individuare tre filoni di ricerca su cui si stanno concentrando gli sforzi degli operatori del settore:

- **il film sottile**, ossia la cosiddetta seconda generazione di celle fotovoltaiche, che – per citare un dato fra tanti – ha ottenuto **nell'ambito del VII Programma Quadro di Ricerca dell'Unione Europea più di 140 mln € di finanziamenti** (corrispondenti all'86% del totale dei finanziamenti dedicati al settore fotovoltaico) e della quale iniziano a diffondersi le prime applicazioni di natura commerciale;
- la **terza generazione** di celle fotovoltaiche, ovvero **le celle DSC (Dye-Sensitized Cell), organiche e ibride**, al momento confinate nei laboratori di ricerca, ma che rappresentano indubbiamente il filone più innovativo in campo fotovoltaico;
- i **sistemi a concentrazione**, che si propongono di sfruttare l'effetto della concentrazione della luce solare per ridurre – a parità di potenza installata – l'impiego del silicio.

Il film sottile

Sono attualmente note **tre famiglie di moduli a film sottile**, per i quali si attende nel prossimo futuro un forte sviluppo:

- **i moduli in silicio amorfo (a-Si)** ottenuti dalla vaporizzazione e successiva deposizione di un sottilissimo strato di silicio (1-2 μm) su una su-

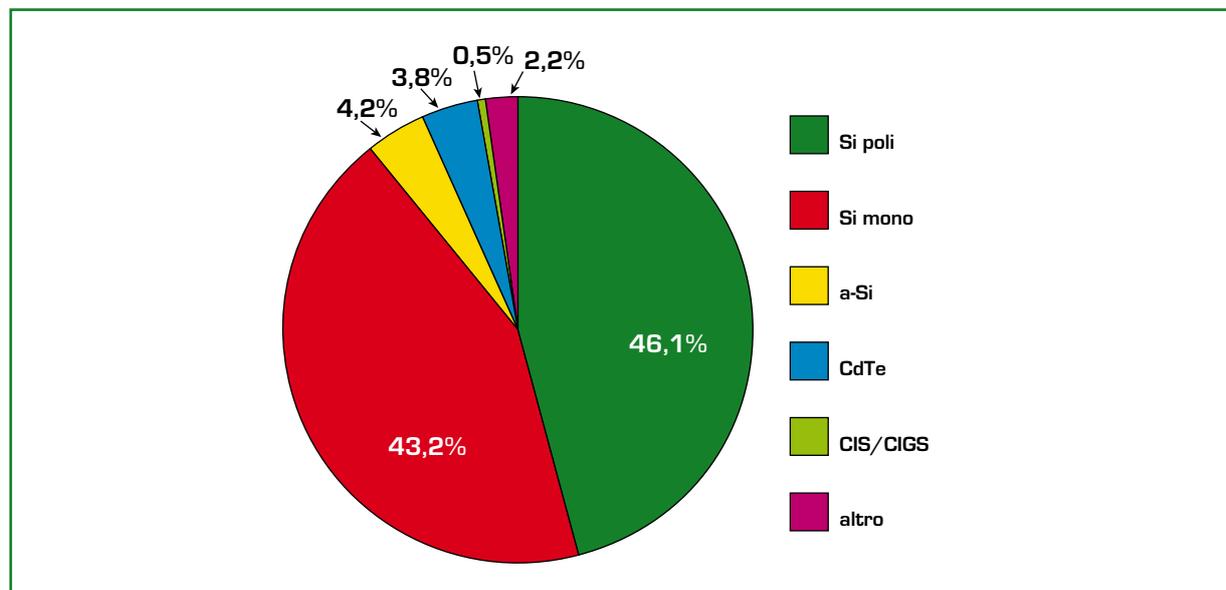
perficie di supporto costituita da vetro o materiale plastico flessibile. Presentano un'efficienza massima dell'8% e un sensibile degrado delle prestazioni dopo i primi mesi di esposizione alla luce solare. Nonostante negli ultimi anni questo limite sia stato decisamente migliorato, arrivando ad un degrado dell'1% annuo, non si registrano significativi miglioramenti tecnologici che alzino il rendimento nominale di questi moduli. Un'interessante applicazione di questa tecnologia è quella **tandem**, che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione: in virtù della separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata;

- **i moduli CdTe** ottenuti utilizzando come semiconduttore il telloruro di cadmio, che presenta una banda di assorbimento dello spettro solare maggiore dei semiconduttori al silicio e quindi un rendimento potenzialmente superiore, sia a temperature elevate, sia in presenza di radiazione diffusa. Il limite di questa tecnologia è associato alla pericolosità nella lavorazione del cadmio, che in ogni caso risulta ridotta perché l'utilizzo è limitato a 5-10 grammi per m^2 e il composto CdTe è non solubile in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio. Questi moduli presentano un'efficienza variabile tra il 10% e l'11%, a fronte di un costo unitario pari a 1,5 – 2,2 €/W (SI VEDA TABELLA 1.1);
- **i moduli CIS/CIGS** che basano il loro funzionamento su svariati composti ternari (o loro leghe) formati da sostanze come il rame, l'indio, il selenio, il gallio, lo zolfo o l'alluminio, con un reticolo cristallino particolarmente adatto alla creazione di "flussi" di energia elettrica. Grazie a nuovi processi ottimizzati l'efficienza dei moduli attualmente in commercio ha raggiunto la soglia del 10-11%. Prestazioni e affidabilità sono garantite per 20 anni, come per il silicio mono e policristallino e si prevedono ampi margini di riduzione del costo di produzione che per ora si attesta a circa 2,2-2,5 €/W.

Ad oggi, **le tecnologie di prima generazione dominano il mercato globale** con una quota di poco inferiore al 90%, mentre **il film sottile va ritagliandosi uno spazio crescente**, prossimo al 10% del totale (SI VEDA FIGURA 1.3). Entro i prossimi 10 anni, si prevede che i moduli con tecnologia CIS/CIGS e CdTe raggiungeranno livelli di efficienza

Figura 1.3

Diffusione delle tecnologie fotovoltaiche



paragonabili o addirittura superiori a quelli degli attuali moduli cristallini, con costi di produzione tuttavia inferiori, che si attesteranno a circa 1 €/W. Inoltre, secondo alcuni studi di settore entro il 2020, la quota di mercato del film sottile potrebbe raggiungere livelli pari al 30%-40%.

Le tecnologie di terza generazione

Questo gruppo di tecnologie fa riferimento a quelle applicazioni tecnologiche ad oggi confinate ai laboratori di ricerca e quindi non ancora industrializzate. Anche in questo caso è possibile distinguere **tre famiglie di celle**:

- **le celle DSC** (*Dye Sensitized Cells*) sono celle solari elettrochimiche in cui l'assorbimento di luce avviene tramite una molecola di dye legata ad un elettrodo di TiO_2 (ossido di titanio) nanostrutturato. Tali celle hanno raggiunto un'efficienza del 10% (SI VEDA TABELLA 1.1). In questa tecnologia è riposta grande fiducia soprattutto nella direzione di riduzione dei costi di produzione, che si attende possano arrivare a livelli pari a 0,5 €/W;
- **le celle organiche**, che comprendono tutti quei dispositivi la cui parte fotoattiva è costituita da una sottilissima pellicola, basata sui composti del carbonio, frapposta tra due elettrodi conduttivi e supportata da un substrato generalmente di vetro o plastica. Le celle organiche più efficienti (che raggiungono tuttavia solo qualche punto percentuale di rendimento) si ispirano al processo di fotosintesi clorofilliana e utilizzano

una miscela di materiali, quali i pigmenti a base vegetale, come le antocianine derivate dai frutti di bosco, o i polimeri e le molecole sintetizzate in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare;

- **le celle ibride**, ottenute dalla deposizione di materiali ibridi organici/inorganici in soluzione liquida (in forma di inchiostro o pasta) su un materiale di supporto anche flessibile. Il principale vantaggio risiede nella possibilità di utilizzare processi tipici dell'industria della stampa, eliminando così gli alti costi di materiale e di processo tipici dell'industria dei semiconduttori. Anche in questo caso si tratta di una tecnologia ancora in fase di sperimentazione e la ricerca in questo campo è rivolta alla stabilizzazione dei materiali e all'aumento dell'efficienza di conversione che attualmente si avvicina all'1%.

Attualmente non sono disponibili sul mercato moduli basati sulle tecnologie di terza generazione anche se sono in corso di allestimento le prime piccole linee pilota. Le stime più ottimistiche fissano in 10 anni l'orizzonte temporale necessario per avere celle organiche con una qualche diffusione commerciale.

I sistemi a concentrazione

I sistemi a concentrazione sfruttano il principio della concentrazione della luce solare, attraverso apposite ottiche, per "irraggiare" le celle di silicio.

Mantenendo costante la potenza elettrica nominale

del sistema, infatti, l'area di semiconduttore utilizzato viene sostanzialmente ridotta di un fattore pari alla concentrazione ottica. Questo varia da un valore 30x nei sistemi a minore concentrazione fino ad un valore prossimo a 1.000x nei sistemi a concentrazione più elevata finora studiati. A differenza dei moduli fotovoltaici tradizionali, **questa tecnologia per sua natura è in grado di convertire in energia elettrica la sola radiazione diretta proveniente dal sole**. Come conseguenza, i sistemi a concentrazione necessitano di un meccanismo di movimentazione per ottenere l'inseguimento del sole.

Attualmente esistono **due tipologie principali** di sistemi fotovoltaici a concentrazione:

- **i sistemi di tipo "Point Focus"**, in cui ogni cella solare ha un'ottica dedicata e la concentrazione è di tipo puntuale;
- **i sistemi di tipo "Dense Array"**, in cui esiste una sola ottica di focalizzazione per un insieme di celle solari, che vengono disposte secondo una linea, lungo la quale avviene la concentrazione della radiazione solare.

Il rendimento dei moduli fotovoltaici a concentrazione variano da un 12% circa per celle al silicio monocristallino (concentrazione 30x) a circa il 20% (concentrazione 200x), con punte del 40% nel caso si utilizzino celle a multigiunzione con substrato di germanio (Ge) o arseniuro di gallio (GaAs).

Nell'ambito degli impieghi legati alla generazione distribuita, **un aspetto interessante dei sistemi fotovoltaici a concentrazione è la possibilità di aggiungere alla produzione elettrica il recupero di calore utile per impieghi cogenerativi**, essendo disponibile calore a temperatura medio-bassa dal raffreddamento delle celle (60-120 °C a seconda del fattore di concentrazione).

Gli impieghi più interessanti sembrano essere quindi quelli della climatizzazione e della produzione di acqua calda sanitaria per uso residenziale e terziario. La soluzione cogenerativa presenta tuttavia una peculiarità da valutare attentamente: per produrre calore al livello termico richiesto dall'utenza, in generale occorre far lavorare le celle a temperatura più alta, penalizzando di conseguenza il rendimento fotovoltaico.

La tecnologia fotovoltaica a concentrazione è ancora in fase dimostrativa e gradualmente in questi ultimi anni si sta passando dalla fase prototipale a quella industriale². **Il costo della tecnologia (3,5-5 €/W) è quindi ancora legato alla suo sviluppo pre-industriale**, ma vi sono stime che lo posizionano attorno ai **2-3 €/W nei prossimi 5 anni** per poi quasi dimezzarsi nei cinque anni successivi, grazie anche all'introduzione **sul mercato di nuovi inseguitori solari** (di buona precisione e dal costo contenuto) e **all'intensificarsi della ricerca sui sistemi ad alta concentrazione** (1.000x).

² A parte l'esperienza americana che vede a partire dal 1991 le prime sperimentazioni di sistemi a concentrazione di una certa dimensione (piccole centrali da 300-500 kW) presso l'Arizona Public Service (APS), solo recentemente in Europa, con il centro spagnolo ISFOC (Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración) è partita un'esperienza analoga. Mettere CPower.

Tabella 1.1
Confronto tra le diverse tecnologie fotovoltaiche

	I ^a generazione		II ^a generazione			III ^a generazione	Concentrazione
	Si mono	Si multi	Si amorfo	CdTe	CIS/CIGS	DSC	Point focus
Efficienza	14-17%	12-14%	6-8%	10-11%	10-11%	10%	12-20%
EPBT [anni] ³	2,0	1,7	1,5	1,0	1,0	-	-
Costo di produzione [€/W]	3,2 - 3,5	2,8 - 3,2	1,2 - 1,5	1,5 - 2,2	2,2 - 2,5	-	3,5 - 5,0
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimento • Tecnologia affidabile • Stabilità nel tempo 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia affidabile • Stabilità nel tempo 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta integrabilità architettonica • Buon rendimento per irraggiamento diffuso • Evoluzione verso la tecnologia tandem 	<ul style="list-style-type: none"> • Ampii margini di riduzione dei costi di produzione 	<ul style="list-style-type: none"> • Ampii margini di riduzione dei costi di produzione • Elevata stabilità nel tempo 	<ul style="list-style-type: none"> • Grandi potenzialità nella riduzione dei costi di produzione • Adattabile a substrati flessibili 	<ul style="list-style-type: none"> • Ridotto utilizzo di silicio
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> • Maggiore costo unitario • Materia prima critica • Ridotte possibilità di miglioramento dell'efficienza 	<ul style="list-style-type: none"> • Materia prima critica • Ridotte possibilità di miglioramento dell'efficienza 	<ul style="list-style-type: none"> • Ridotta efficienza • Scarsa stabilità negli anni • Ridotte possibilità di miglioramento dell'efficienza 	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziale problema dello smaltimento a causa della presenza di cadmio 	<ul style="list-style-type: none"> • Accessibilità alle materie prime critica nel caso di produzione su larga scala 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia non ancora industrializzata 	<ul style="list-style-type: none"> • Ridotta integrabilità architettonica • Elevato costo del substrato (per multi giunzione)

³ L'EPBT (Energy Pay Back Time) indica il tempo (in anni) necessario al modulo per produrre la quantità di energia che è stata consumata nella sua fabbricazione (includendo anche quella dei componenti e semilavorati utilizzati per renderlo un prodotto finito). Di conseguenza, a parità di energia prodotta, le tecnologie più efficienti dal punto di vista del consumo di energia (meno energy intensive) sono quelle con un ridotto valore di EPBT.

1.2

La normativa

L'obiettivo di questa sezione è fornire un quadro esaustivo della **normativa che regola e incentiva l'installazione e l'uso di impianti fotovoltaici in Italia** e di illustrare il ruolo che essa ha avuto, e che presumibilmente avrà nel futuro, nel determinare lo sviluppo del mercato. In questo senso, si analizzeranno in ottica comparativa le caratteristiche del sistema normativo in essere in Italia con quello in vigore in altri paesi europei e non. La sezione si articola in quattro parti. Verranno dapprima illustrati gli incentivi a supporto dell'installazione e uso di impianti fotovoltaici. Si approfondiranno quindi le modalità attraverso cui l'energia fotovoltaica prodotta può essere valorizzata, nonché le procedure autorizzative per la costruzione e messa in esercizio dell'impianto. Verranno infine brevemente trattati alcuni aspetti fiscali legati alla concessione delle tariffe incentivanti.

1.2.1 Il sistema di incentivazione

È possibile identificare due categorie di incentivi all'installazione e uso di impianti fotovoltaici: **gli incentivi alla produzione di energia elettrica fotovoltaica** e **gli incentivi alla costruzione dell'impianto**.

Incentivi alla produzione

Il primo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fotovoltaico è stato varato

in Italia nel 2005. Si tratta del primo Conto Energia (SI VEDA BOX 1.1), che ha introdotto un **sistema di tariffe feed-in**, ossia **compensi di ammontare pre-determinato e costante nel tempo, riconosciuti al titolare dell'impianto per ogni kWh di energia elettrica prodotto**. Nel 2007 sono state apportate delle profonde modifiche a questo sistema di incentivazione, che hanno portato all'approvazione del cosiddetto **Nuovo Conto Energia**¹. Quest'ultimo è unanimemente riconosciuto come il principale responsabile della rapidissima crescita che la potenza fotovoltaica installata in Italia ha sperimentato negli ultimi due anni.

In base al Nuovo Conto Energia, gli impianti fotovoltaici **entrati in esercizio tra il 13/04/07 e il 31/12/08** hanno diritto al riconoscimento delle tariffe riportate in TABELLA 1.2, che risultano differenziate per potenza e tipologia di impianto.

Per quanto riguarda la tipologia di impianto, il Nuovo Conto Energia distingue tra **impianto integrato** (quando sostituisce alcuni elementi architettonici e coperture quali tetti o facciate di unità abitative o di edifici industriali), **parzialmente integrato** (quando è installato su tetti piani o terrazze di edifici, oppure nel caso in cui risulti complanare a tetti, coperture ed altri elementi di arredo urbano) e **non integrato** (in tutti gli altri casi, ad esempio quando è montato a terra).

Tabella 1.2

Tariffe incentivanti (€/kWh) definite dal Nuovo Conto Energia

		Tipologia di impianto fotovoltaico		
		Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
Potenza nominale dell'impianto [kW]	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
	$P > 20$	0,36	0,40	0,44

¹ DM del 19/02/2007

Box 1.1

Gli incentivi in Italia prima del Nuovo Conto Energia

PROGRAMMA TETTI FOTOVOLTAICI¹

Si tratta di un programma introdotto dal Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio nel **periodo 2000 - 2002, con l'obiettivo di promuovere la realizzazione di impianti fotovoltaici connessi alla rete e architettonicamente integrati, di potenza nominale compresa tra 1 e 20 kW**. Esso si articolava in due sottoprogrammi: il primo, a carattere nazionale, rivolto a soggetti pubblici, il secondo, gestito dalle Regioni e dalle Province autonome di Trento e Bolzano, rivolto sia a soggetti pubblici che privati. Per la prima fase sono stati stanziati 20 miliardi di lire, mentre per la seconda 40 miliardi, che si sommano a una serie di fondi messi a disposizione dalle Regioni. I programmi assicuravano un contributo in conto capitale fino al 75% del costo di investimento dell'impianto. In particolare, per impianti di potenza tra 1-5 kW, venivano erogati al massimo 15,5 milioni di lire per kW installato, mentre per gli impianti di potenza tra 5-20 kW era riconosciuto un contributo minore, compreso tra 14-15,5 milioni di lire per kW installato.

PRIMO CONTO ENERGIA²

Il primo Conto Energia è stato lo strumento che ha sancito nei fatti la nascita del mercato fotovoltaico in Italia. Nonostante ciò, il provvedimento si è dimostrato inadeguato sotto diversi punti di vista, che sono stati tuttavia affrontati e risolti nel Nuovo Conto Energia. I principali punti critici del primo Conto Energia possono essere così riassunti:

- l'andamento crescente delle tariffe rispetto alla potenza installata, fattore che premiava le installazioni con maggior potenza, senza considerare le economie di scala di cui queste godono;
- il finanziamento concesso esclusivamente ad impianti con potenza inferiore a 1 MW, per cui di fatto venivano escluse dall'incentivazione attraverso tariffe *feed-in* tutte le installazioni di maggiori dimensioni;
- **il limite annuo di potenza incentivabile di 85 MW**, che è stato raggiunto in brevissimo tempo, con la conseguente esclusione di numerosissime domande di incentivazione e un'interruzione nei fatti delle installazioni;
- il fatto che chi aderiva allo scambio sul posto, quindi alla compensazione diretta dell'energia prodotta con quella prelevata dalla rete, ricevesse l'incentivo unicamente sulla parte di energia auto-consumata e non su tutta l'energia prodotta;
- **il fatto che la richiesta di incentivazione venisse inviata prima della costruzione dell'impianto, con il conseguente effetto di determinare un veloce raggiungimento del tetto massimo finanziabile.** Ciò ha avviato anche una serie di speculazioni, per cui molto spesso le domande di incentivazione venivano presentate per impianti che di fatto restavano solo sulla carta, ma che impedivano a progetti reali di usufruire delle tariffe *feed-in*.

¹DM 16 marzo 2001²DM 28 luglio 2005 e DM 6 febbraio 2006

Le tariffe hanno valore costante e sono garantite per 20 anni; gli impianti che entreranno in esercizio tra il 01/01/09 e il 31/12/10 usufruiranno dei medesimi incentivi, il cui valore sarà tuttavia decurtato del 2% per ogni anno successivo al 2008. Le tariffe per gli anni successivi al 2010 saranno definite attraverso appositi decreti interministeriali. Nel caso in cui questi non dovessero essere promulgati, si continueranno ad applicare le tariffe previste per gli impianti entrati in esercizio nel 2010.

Accedendo al Nuovo Conto Energia, il titolare dell'impianto ha un duplice vantaggio, che deriva sia dalla tariffa incentivante riconosciuta, sia dal mancato acquisto dell'energia elettrica necessaria al soddisfacimento del proprio fabbisogno. Se si considera il caso di un impianto ad uso residenziale (con potenza nominale di 3 kW) non integrato

(cui corrisponde la tariffa *feed-in* minore), si ha un incentivo di 0,40 €/kWh. Se a questo si somma il mancato esborso derivante dall'acquisto di energia elettrica, pari a circa 0,174 €/kWh (valore medio registrato in Italia dall'AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - nel 2008), si ottiene un **beneficio di 0,574 €/kWh, a fronte di un costo di produzione dell'energia fotovoltaica che varia tra 0,40-0,53 €/kWh** (SI VEDA BOX 1.11 per un'analisi dei costi di produzione dalle diverse fonti rinnovabili).

Il Nuovo Conto Energia fissa a **1.200 MW il limite massimo** di potenza finanziabile. A maggiore garanzia degli investitori, è stato previsto un "periodo di moratoria" di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici) a partire dal raggiungimento di tale limite, entro il quale gli impianti che entreranno in esercizio potranno accedere comunque alle tariffe incentivanti. È

inoltre già prevista la possibilità, una volta superata la soglia dei 1.200 MW, di prolungare la validità del sistema di incentivi fino al raggiungimento di **una seconda soglia di 3.000 MW**, ovviamente a seguito dell'emanazione di un apposito decreto.

Le tariffe sono riconosciute al soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico che ne fa domanda al GSE (Gestore Servizi Elettrici), e che può essere:

- una persona fisica;
- una persona giuridica;
- un soggetto pubblico.

Gli impianti, per poter accedere all'incentivo, devono installare moduli fotovoltaici certificati⁵; i moduli con potenza > 3 kW e integrati possono non essere certificati, se non sono disponibili prodotti standard certificati in commercio.

Le tariffe riportate in TABELLA 1.2 vengono **incrementate del 5%** (incrementi non cumulabili) nel caso di:

- impianti di potenza < 3 kW e non integrati, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta;
- impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica o paritaria, o una struttura sanitaria pubblica;
- impianti integrati in edifici, fabbricati o strutture edilizie di destinazione agricola installati in sostituzione di coperture in eternit o amianto;
- impianti i cui soggetti responsabili sono enti locali con una popolazione residente < 5.000 abitanti secondo l'ultimo censimento ISTAT.

Gli impianti fotovoltaici di potenza ≤ 200 kW, che alimentano utenze di unità immobiliari o edifici e che adottano il cosiddetto scambio sul posto, ossia il sistema attraverso cui il titolare dell'impianto usufruisce della possibilità di compensare l'energia prodotta con quella prelevata dalla rete (SI VEDA PARAGRAFO 1.2.2), possono godere di un premio per l'uso efficiente dell'energia nei seguenti due casi:

- **edifici oggetto di opere di miglioramento certificate** che assicurano un miglioramento dell'indice di prestazione energetica almeno pari al 10%. Il premio si sostanzia in una maggiorazione percentuale della tariffa incentivante riconosciuta all'impianto pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno energetico ottenuta. Tale maggiorazione è riconosciuta per tutto il periodo residuo di diritto della tariffa;
- **edifici di nuova costruzione**, terminati dopo il 13 aprile 2007 e che siano caratterizzati da un indice di prestazione energetica opportunamente certificato minore di almeno il 50% di quanto previsto nell'allegato C, comma 1, tabella 1 del DLgs 192/05. Il premio è una maggiorazione del 30% della tariffa incentivante, che rimane valido per tutto il periodo di incentivazione.

L'erogazione dell'incentivo da parte del GSE, pari al prodotto tra l'energia elettrica generata e la tariffa incentivante riconosciuta all'impianto, avviene come segue:

- **per impianti con potenza nominale tra 1 – 200 kW e che usufruiscono del servizio di scambio**

Box 1.2

I Certificati Verdi

I Certificati Verdi (CV) sono titoli annuali emessi dal GSE e attribuiti all'energia prodotta da fonti rinnovabili in impianti entrati in servizio o ripotenziati a partire dal 1 aprile 1999, secondo quanto disposto dal Decreto Bersani del 1999. È previsto l'obbligo per i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (che immettono in rete più di 100 GWh/anno) di produrre da fonti rinnovabili il 4,55% dell'energia prodotta o importata nel 2008. Coloro i quali non riescono a soddisfare tale obbligo devono acquistare i CV, che vengono riconosciuti dal GSE ai produttori di energia da fonti rinnovabili.

Un Certificato Verde corrisponde ad 1 MWh di ener-

gia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e il suo valore nel 2008 è stato in media pari a 91,61 €/MWh.

Si ricorda che i Certificati Verdi non sono applicabili all'energia prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007. Anche prima di questa data, tuttavia, il sistema dei CV per incentivare la produzione di energia da fotovoltaico era decisamente meno vantaggioso rispetto al Conto Energia. Anche considerando l'incentivo più basso riconosciuto dal Nuovo Conto Energia (0,36 €/kWh), dedicato agli impianti di potenza > 20 kW e non integrati, si ottiene un incentivo pari a 360 €/MWh, decisamente superiore rispetto a quello assicurato dai CV.

⁵ Certificazione CEI EN 61215 se in silicio cristallino, CEI EN 61646 se a film sottile.

Box 1.3

Confronto tra le tariffe *feed-in* in vigore nel 2008 in sei Paesi europei

La TABELLA 1.3 mostra i valori delle tariffe *feed-in* in essere nel 2008 in sei Paesi europei. Nel costruire la tabella sono stati adottati i seguenti accorgimenti:

- Francia: nel caso di applicazioni non integrate, si è considerata la tariffa media tra quella riconosciuta alle applicazioni installate nella Francia continentale e quelle effettuate nei Territori d'Oltremare e in Corsica;
- Grecia: si è calcolata la tariffa media tra quella prevista per la Grecia continentale e quella per le isole;
- Spagna: si sono considerate le tariffe in vigore fino a settembre 2008 e sono state inserite le tariffe previste per i primi 25 anni di vita utile dell'impianto (si ricorda infatti che dal 26° anno esse diminuiscono);
- Italia: non si sono considerate le tariffe previste per le applicazioni parzialmente integrate.

Il simbolo “*” segnala le tariffe più alte per ogni classe

di potenza considerata, differenziando tra applicazioni integrate e non, mentre il simbolo “°” identifica le tariffe più basse.

Dall'analisi della TABELLA 1.3 emerge che:

- **le tariffe massime per le applicazioni integrate si riscontrano in Francia**, a dimostrazione di come essa punti fortemente su questo tipo di sistemi, nella convinzione che in futuro saranno economicamente i più vantaggiosi. Si nota inoltre come la Francia presenti una differenziazione delle tariffe basata non sulla potenza dell'impianto, come accade in tutti gli altri cinque paesi, ma unicamente sull'integrazione o meno dell'installazione;
- **le tariffe minime sono, nella quasi totalità dei casi, quelle austriache**. Questo spiega il basso livello di potenza fotovoltaica installata nel paese, insieme al tetto massimo di potenza finanziabile di 15 MW introdotto dal sistema di tariffe *feed-in* in vigore, che è

Tabella 1.3

Confronto fra le tariffe *feed-in* in vigore nel 2008 (€/kWh)

POTENZA	GRADO INTEGRAZIONE	AUSTRIA	FRANCIA	GERMANIA	GRECIA	ITALIA	SPAGNA
1 - 3 kW	INTEGRATO	0,44	0,55*	0,4675	0,49051	0,49	0,4404°
	NON INTEGRATO	0,44	0,35°	0,4675	0,49051*	0,4	0,4404
3 - 5 kW	INTEGRATO	0,44°	0,55*	0,4675	0,49051	0,46	0,4404
	NON INTEGRATO	0,44	0,35°	0,4675	0,49051*	0,38	0,4404
5 - 10 kW	INTEGRATO	0,38°	0,55*	0,4675	0,49051	0,46	0,4404
	NON INTEGRATO	0,38	0,35°	0,4675	0,49051*	0,38	0,4404
10 - 20 kW	INTEGRATO	0,28°	0,55*	0,4675	0,49051	0,46	0,4404
	NON INTEGRATO	0,28°	0,35	0,4675	0,49051*	0,38	0,4404
20 - 30 kW	INTEGRATO	0,28°	0,55*	0,4675	0,49051	0,44	0,4404
	NON INTEGRATO	0,28°	0,35	0,4675	0,49051*	0,36	0,4404
30 - 100 kW	INTEGRATO	0,28°	0,55*	0,4448	0,49051	0,44	0,4404
	NON INTEGRATO	0,28°	0,35	0,4448	0,49051*	0,36	0,4404
100 - 1000 kW	INTEGRATO	0,28°	0,55*	0,4399	0,44051	0,44	0,4175
	NON INTEGRATO	0,28°	0,35	0,4399	0,44051*	0,36	0,4175
1 - 10 MW	INTEGRATO	0,28°	0,55*	0,4399	0,44051	0,44	0,4175
	NON INTEGRATO	0,28	0,35	0,4399	0,44051*	0,36	0,4175
>10 MW	INTEGRATO	0,28	0,55*	0,4399	0,44051	0,44	0,2297°
	NON INTEGRATO	0,28	0,35	0,4399	0,44051*	0,36	0,2297°
A terra		/	/	0,3549	/	/	/

stato raggiunto nel 2005, poco più di un anno dopo l'approvazione del meccanismo di incentivazione;

- **la Grecia differenzia le proprie tariffe unicamente in base alla potenza e presenta i valori più alti per gli impianti non integrati.** Le tariffe sono notevolmente aumentate rispetto a quelle in vigore fino al 2006, che, incentivando in egual misura l'energia prodotta da tutte le fonti rinnovabili, risultavano poco attrattive per il fotovoltaico. L'introduzione di tariffe specifiche per il fotovoltaico è sintomatica della volontà delle autorità greche di avviare con forza questo mercato;
- **gli incentivi in essere in Germania sono stati per lunghi anni i più alti in Europa.** Dal 2008 essi sono rientrati nella media, in particolare a seguito del decremento delle tariffe entrato in vigore a partire dal gennaio 2009;
- **l'Italia ha delle tariffe *feed-in* in media rispetto agli altri paesi considerati, con l'incentivo maggiore per gli impianti ad uso domestico e architettonicamente integrati,** e quello minore per gli impianti di potenza superiore a 30 kW, non integrati. Questo illustra l'interesse delle istituzioni italiane all'incentivazione in particolare del mercato fotovoltaico residenziale;
- **in Spagna, gli impianti di potenza superiore a 10 MW accedono alla tariffa inferiore del campione.** Considerando che la maggior parte degli impianti in

funzione in Spagna sono centrali fotovoltaiche, ciò potrebbe sembrare un'anomalia. Nella realtà dei fatti, tuttavia, la tariffa da 0,2297 €/kWh non viene mai erogata in quanto è pratica diffusa suddividere gli impianti di potenza superiore a 10 MW in lotti più piccoli, in modo da usufruire della tariffa più favorevole, pari a 0,4175 €/kWh.

La TABELLA 1.4 mostra come le *feed-in* tariff in vigore nel 2008 siano garantite per periodi di tempo particolarmente estesi, con l'obiettivo di assicurare agli investitori una ragionevole certezza di rientro del capitale investito. Degno di nota è il caso della Spagna, che assicura l'incentivo per tutta la vita utile dell'impianto, oltre il normale periodo di ritorno dell'investimento, tipicamente valutato in 10 anni.

Il decremento negli anni delle tariffe incentivanti rappresenta un elemento centrale nella definizione di uno schema di *feed-in*, poiché da un lato stimola il continuo miglioramento tecnologico, dall'altro evita che le imprese operanti nella filiera si appropriino di un eccessivo surplus derivante dalla logica riduzione dei costi di produzione dell'energia fotovoltaica. Fino al 2008, solo la Germania ha definito dei piani di decremento delle *feed-in*, ma dal 1 gennaio 2009 anche Austria e Italia lo presenteranno, nella misura del 2%.

Tabella 1.4

Periodo di garanzia e decremento delle tariffe *feed-in* in vigore al 2008

Paese	Periodo di garanzia	Decremento annuo
Austria	13 anni	-
Francia	20 anni	-
Germania	20 anni	5% annuo
Grecia	20 anni	-
Italia	20 anni	-
Spagna	Vita utile dell'impianto	-

sul posto, il GSE eroga bimestralmente il corrispettivo per l'energia prodotta, eventualmente maggiorato del premio di cui sopra. La misura dell'energia prodotta viene inviata mensilmente al GSE dai gestori della rete locale. Il pagamento non avviene se l'ammontare bimestrale è < 250 €. In tal caso quest'ultimo concorrerà a determinare l'ammontare del bimestre successivo;

- **per impianti con potenza nominale > 200 kW**, il GSE eroga mensilmente il corrispettivo per l'energia prodotta. La misura dell'energia prodotta viene inviata mensilmente al GSE dai soggetti responsabili o dai gestori della rete locali. In questo caso, il pagamento avviene solo al raggiungimento della soglia di 500 €.

Gli impianti fotovoltaici non possono essere incentivati attraverso i Certificati Verdi (SI VEDA BOX 1.2). Ad essi si applicano infatti solamente gli incentivi stabiliti dal Conto Energia. Fanno eccezione gli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, che possono usufruire dei Certificati Verdi, che tuttavia non sono cumulabili con il Conto Energia⁶.

Le tariffe incentivanti:

- non sono cumulabili con la detrazione IRPEF per le spese di installazione di impianti fotovoltaici del 36% per le ristrutturazioni e del 55% per l'efficienza energetica, nè con i Titoli di Efficienza Energetica (TEE o Certificati Bianchi). Questi ultimi sono

⁶ Art. 2, comma 144 e comma 145 della Legge Finanziaria 2008 e art. 3, comma 1 del DM del 18/12/2008.

certificati emessi dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) a favore di distributori di energia elettrica e di società da loro controllate, nonché di aziende operanti nel settore dei servizi energetici, che comprovano il miglioramento dell'efficienza energetica;

- non sono erogabili ad impianti che hanno goduto di incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria, in conto capitale e/o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, in misura maggiore al 20% del costo di investimento sostenuto per la costruzione dell'impianto stesso, a meno che il soggetto responsabile sia una scuola pubblica o paritaria o una struttura sanitaria pubblica.

Il rischio di non vedersi riconoscere le tariffe una volta che l'impianto è stato realizzato ed è entrato in esercizio può derivare:

- dalla non conformità dell'impianto ai requisiti previsti per legge, rilevata dal GSE nella fase di valutazione dell'impianto stesso;
- dalla presentazione della richiesta di incentivo oltre 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

In generale, **dall'introduzione del Conto Energia sono stati incentivati oltre 10.000 impianti, per un ammontare di 48 mln €**. Nello specifico, 38 milioni sono stati erogati nell'ambito del primo Conto Energia, mentre i restanti 10 milioni riguardano il Nuovo Conto Energia⁷. Si ricorda che **le tariffe incentivanti vengono alimentate attraverso prelievo sulla bolletta elettrica**

(**componente tariffaria A3**). Il BOX 1.3 riporta un'analisi comparata dei sistemi di tariffe *feed-in* in vigore in alcuni paesi europei.

Incentivi alla costruzione

Gli incentivi alla costruzione di un impianto fotovoltaico hanno avuto in Italia, come in altri paesi europei, un ruolo molto più limitato rispetto alle tariffe *feed-in* nel sostenere la crescita del mercato (SI VEDANO BOX 1.4 E 1.5). Un caso interessante è rappresentato dal sistema di incentivazione in vigore in California, probabilmente lo Stato USA che più sta scommettendo sulle potenzialità dell'energia fotovoltaica (SI VEDA BOX 1.6).

Per quanto concerne gli specifici incentivi in vigore in Italia, va ricordato che a livello nazionale si applica la **riduzione dell'aliquota IVA al 10%** per quanti acquistano o realizzano un impianto fotovoltaico⁸. Esistono inoltre diversi **interventi, promossi da enti locali, per il finanziamento in conto capitale dell'installazione di questi impianti**. I BOX 1.7 e 1.8 riportano esempi di bandi di questo tipo recentemente emessi. Un altro esempio di finanziamento agevolato, questa volta in conto interessi, è il cosiddetto "**Mutuo a-ProfittØ**", promosso dalla Provincia di Milano e da 6 Banche di Credito Cooperativo e che si applica anche al finanziamento di impianti solari termici.

Infine, il BOX 1.9 illustra le principali **novità introdotte dalla Legge Finanziaria 2008** in tema di normativa che regola il mercato fotovoltaico⁹.

Box 1.4

Tariffe *feed-in* in Spagna

Le tariffe *feed-in* sono state introdotte in Spagna con il Reale Decreto del 2000, per essere poi riviste nel 2004¹, quando hanno dato di fatto inizio al boom del fotovoltaico spagnolo. Dal 2006 il settore fotovoltaico è regolato attraverso decreti legislativi annuali. Il Reale Decreto del 2007² introduce delle tariffe garantite per tutta la vita utile dell'impianto, differenziate in base alla sua taglia e soggette a decremento dopo 25 anni (SI VEDA TABELLA 1.5).

Circa l'85% delle installazioni connesse alla rete in Spagna al 2007 è costituito da parchi solari da almeno 1 MW. Poiché il sistema incentivante non distingue tra impianti a terra e impianti su tetto, come invece avviene in Italia,

la maggior parte degli impianti in Spagna non è integrata architettonicamente. La tariffa di 0,2297 €/kWh (SI VEDA TABELLA 1.6) non viene di fatto applicata, dal momento che si tende a suddividere gli impianti di dimensioni maggiori a 10 MW in lotti più piccoli, così da accedere alla tariffa incentivante più premiante. La significativa diffusione dei parchi solari, ossia impianti con taglia superiore a 1 MW, risulta essere in controtendenza rispetto ad altri Paesi europei ed è giustificata dalle tariffe incentivanti praticate.

Il 29 settembre 2008 è entrato in vigore il Reale Decreto del 2008³, che fissa le nuove regole per le tariffe *feed-in*, le quali assumono i valori riportati in TABELLA 1.6.

¹ Real Decreto 436/2004

² Real Decreto 661/2007

³ Real Decreto 1578/2008

⁷ Dati aggiornati al 31/08/2008.

⁸ DPR 633 del 1972 e art. 4, D.L. 30 dicembre 1993, n. 557.

⁹ La Finanziaria 2009 non introduce invece rilevanti cambiamenti alla normativa relativa all'incentivazione o autorizzazione alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Tabella 1.5

Tariffe in vigore nel 2007 in Spagna

Reale Decreto 2007	< 100 kW	100 kW - 10 MW	> 10 MW
Nei primi 25 anni	0,4404 €/kWh	0,4175 €/kWh	0,2297 €/kWh
Dopo 25 anni	0,35 €/kWh	0,334 €/kWh	0,1838 €/kWh

Tabella 1.6

Tariffe in vigore nel 2008 in Spagna

Reale Decreto 2008	Su tetto		A terra
	≤ 20 kW	> 20 kW	
Tariffa	0,34 €/kWh	0,32 €/kWh	0,32 €/kWh
Tetto annuale	267 MW		133 MW
Potenza massima installabile	2 MW		10 MW

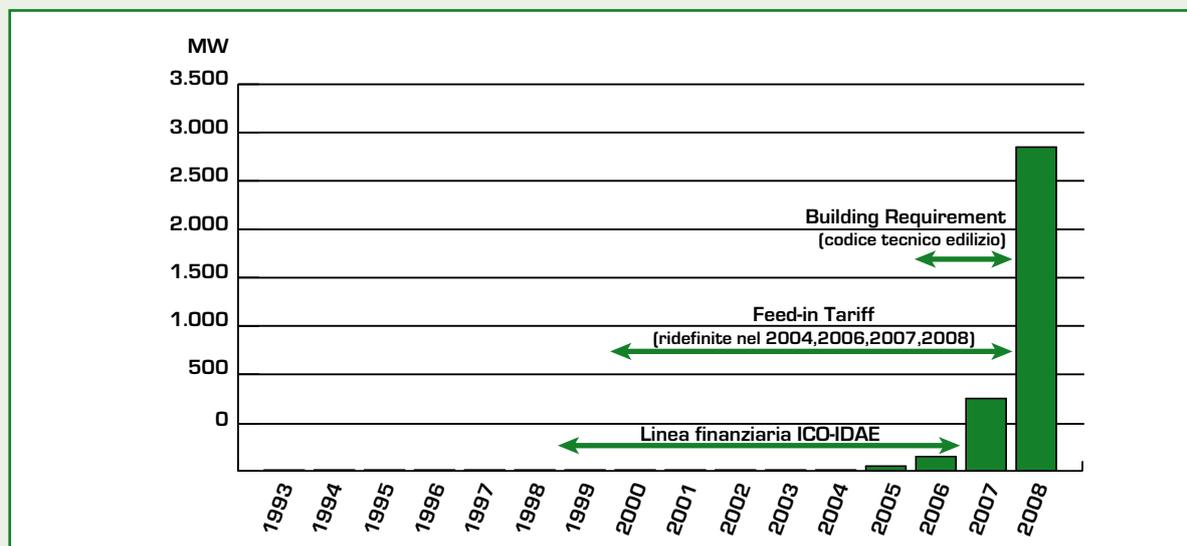
È stato previsto un aumento straordinario della potenza massima installabile per gli impianti a terra di 100 MW nel 2009 e di 60 MW nel 2010. Inoltre è previsto che il tetto possa crescere fino ad un massimo del 10% nel caso in cui le richieste superino la soglia dei 400 MW annui ed in tal caso si ha una contestuale riduzione del 10% delle tariffe incentivanti. Il Ministero dell'Industria spagnolo ha spiegato in un comunicato come la revisione verso il basso del valore delle tariffe incentivanti si sia resa necessaria in seguito alla fortissima crescita sperimentata dal settore fotovoltaico che, a fine 2008, ha già superato di quattro volte l'obiettivo di potenza installata per il 2010.

La FIGURA 1.4 mostra l'andamento della potenza fotovoltaica cumulata in Spagna in relazione alle principali politiche incentivanti in essere nel corso degli anni. Oltre alle *feed-in* già descritte, è riportato in figura il Codice Tecnico Edilizio approvato nel 2006, che stabilisce l'obbligo, per gli edifici di nuova

costruzione, di soddisfare parte del proprio fabbisogno di energia elettrica attraverso il fotovoltaico, e la "Linea finanziaria ICO-IDAE", una combinazione di prestiti a tassi agevolati e di sussidi diretti. Si osserva come il mercato spagnolo abbia iniziato a crescere significativamente nel 2004, in seguito alla revisione delle tariffe incentivanti. **I tassi di crescita sono stati elevatissimi: considerando le stime della Comisión Nacional de la Energía sulla nuova capacità installata nel 2008, si riscontra un tasso di crescita 2007-2008 del 400%**, mentre il CAGR (Compound Annual Growth Rate) tra il 2004, anno del boom fotovoltaico, e il 2008 è pari al 250%. Nei prossimi anni è ragionevole attendersi una riduzione dei tassi di crescita rispetto a quelli sperimentati negli ultimi anni, a causa dell'introduzione del limite di potenza installabile di 10 MW che non consentirà più il proliferare dei parchi solari, ma che probabilmente riuscirà a stimolare il comparto delle applicazioni residenziali.

Figura 1.4

Andamento annuale cumulato della potenza fotovoltaica in Spagna



Box 1.5

Tariffe *feed-in* in Germania

Le tariffe *feed-in* sono state introdotte per la prima volta in Germania nel 1991, con l'Electricity Feed Law, poi sostituito nel 2000 dal Renewable Energy Source Act, anche detto EEG. L'EEG è stato oggetto di un primo emendamento nel 2004, che ha modificato il valore delle tariffe portandole ai livelli indicati in TABELLA 1.7.

In base a questo schema di incentivazione, le tariffe sono fissate e garantite per 20 anni e ogni anno, per le nuove installazioni, vengono decurtate del 5%. È inoltre previsto un bonus di 0,05 €/kWh per gli impianti architettonicamente integrati.

Un secondo emendamento è stato tuttavia approvato, dopo una lunga fase di discussione, nel giugno 2008, ed è entrato in vigore il 1 gennaio 2009. In base a questo emendamento, le tariffe hanno assunto i valori riportati in TABELLA 1.8.

Si nota come, rispetto allo schema in vigore fino al 2008, venga introdotta una nuova categoria di impianti, quella con potenza superiore ad 1 MW, che è di fatto equiparata, in termini di livello di incentivo, agli impianti a terra. Si assiste anche ad un aumento del tasso di decremento

annuo della tariffa a partire dal 2010, che sarà differente a seconda della potenza complessiva degli impianti installati nell'anno precedente. Questo nuovo sistema di tariffe ridurrà di fatto gli incentivi al fotovoltaico, al fine di stimolare il progresso tecnologico, verso impianti con maggiori rendimenti. Inoltre, considerando la riduzione dei costi imputabile alle economie di apprendimento e ai miglioramenti tecnici, si evita in questo modo che i produttori di componenti ed impianti fotovoltaici si appropinquo di un eccessivo margine.

La FIGURA 1.5 mostra l'evoluzione della potenza fotovoltaica installata in Germania e le principali politiche di incentivazione per il fotovoltaico in essere nel corso degli anni. Oltre alle tariffe *feed-in* già illustrate, la figura riporta i programmi "1.000 Tetti Fotovoltaici" e "100.000 Tetti Fotovoltaici", nonché il "Solar Power Generation". Questi programmi si sostanziano di fatto in prestiti a tassi agevolati per la costruzione di nuovi impianti. La FIGURA 1.5 evidenzia una **consistente crescita, sin dalla fine degli anni 90, delle installazioni fotovoltaiche, e questo si spiega con l'esistenza di un sistema di incentivazione di**

Tabella 1.7

Tariffe in vigore dal 2005 al 2007 in Germania

Anno	Impianti a terra	< 30 kW	30-100 kW	>100 kW
2005	0,4342 €/kWh	0,5453 €/kWh	0,5187 €/kWh	0,513 €/kWh
2006	0,406 €/kWh	0,518 €/kWh	0,4928 €/kWh	0,4874 €/kWh
2007	0,3796 €/kWh	0,4921 €/kWh	0,4682 €/kWh	0,463 €/kWh

Tabella 1.8

Tariffe in vigore dal 2008 in Germania

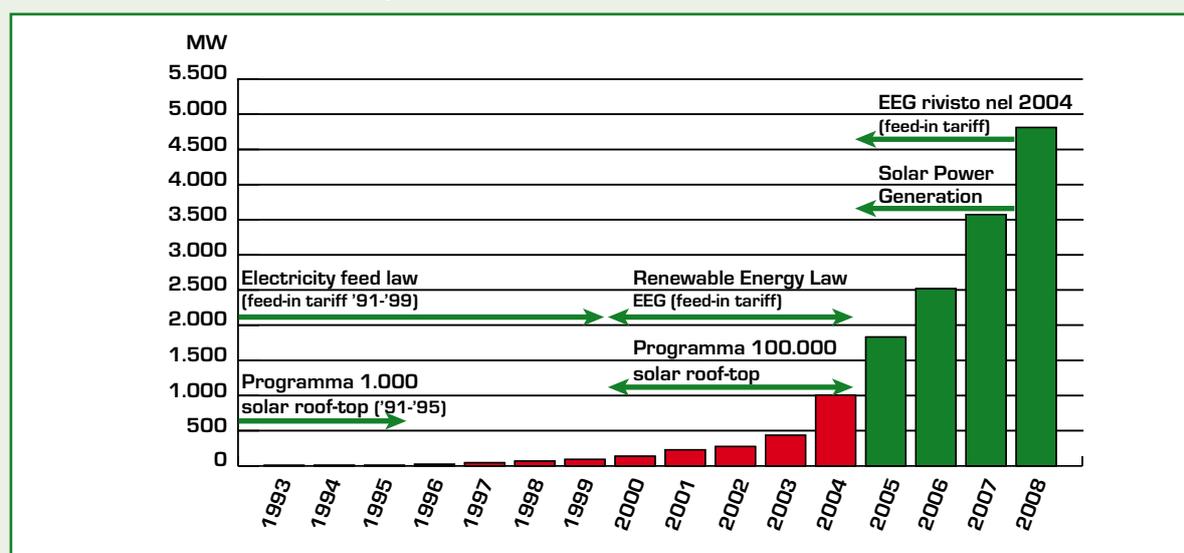
Anno	Nuovo installato nell'anno precedente		<30 kW	30-100 kW	100-1000 kW	>1000 kW	Impianti a terra
2008	-	Tariffa €/kWh	0,4675	0,4448	0,4399	0,4399	0,3549
2009	-	Decremento	8%	8%	10%	25%	10%
		Tariffa €/kWh	0,4301	0,4091	0,3958	0,33	0,3194
2010	>1,5 GW	Decremento	9%	9%	11%	11%	11%
		Tariffa €/kWh	0,3914	0,3723	0,3523	0,2937	0,2843
2011	>1,7 GW	Decremento	10%	10%	10%	10%	10%
		Tariffa €/kWh	0,3523	0,3351	0,317	0,2643	0,2558
2012	>1,9 GW	Decremento	10%	10%	10%	10%	10%
		Tariffa €/kWh	0,317	0,3015	0,2853	0,2379	0,2303

► tipo *feed-in* in vigore sin dal 1991, che oltretutto assicurava tariffe sempre piuttosto elevate rispetto alla media europea. Inoltre, nonostante le modifiche alle *feed-in* rese necessarie negli anni, non è mai venuto meno il sostegno dello Stato alle applicazioni fotovoltaiche, a dimostrazione del forte commitment assicurato dai diversi governi che si sono succeduti nel tempo. Ciò si è tradotto in un notevole senso di sicurezza e ha assicurato garanzie per imprese ed

investitori circa il ritorno dei loro investimenti in ricerca, sviluppo tecnologico e ampliamento della capacità produttiva, con l'effetto estremamente positivo, per il sistema paese, di aver portato alla nascita e allo sviluppo di un importante tessuto di imprese in grado di competere con successo sul mercato internazionale, anche nelle aree a maggior valore aggiunto come la produzione di silicio di grado solare e di celle fotovoltaiche.

Figura 1.5

Andamento annuale cumulato della potenza fotovoltaica in Germania



Box 1.6

Il sistema di incentivi per il fotovoltaico in vigore in California

La California Solar Initiative (CSI) ha fissato l'ambizioso obiettivo di raggiungere i 3.000 MW di nuova capacità fotovoltaica installata entro il 2018, attraverso lo stanziamento di un budget complessivo di 3,3 miliardi di dollari per 10 anni. La CSI è articolata in tre programmi, attivati nel gennaio 2007 e contraddistinti dagli obiettivi e dagli stanziamenti di risorse.

Per quanto concerne il programma amministrato dalla CPUC, esso prevede l'erogazione degli incentivi in base alle seguenti due modalità:

- *Expected Performance Based Buydown* (EPBB), che sancisce, per gli impianti di potenza < 50 kW, l'erogazione

dell'incentivo sulla base delle performance attese in relazione al sistema installato;

- *Performance Based Incentive* (PBI), che prevede, per gli impianti di potenza compresa tra 50 kW – 1 MW, l'erogazione dell'incentivo sulla base dell'energia elettrica prodotta. Dal 1 gennaio 2010, tutte le applicazioni di potenza > 30 kW dovranno scegliere questa seconda modalità.

Gli incentivi sono differenziati a seconda della modalità di erogazione scelta, della capacità cumulata installata e della tipologia di impiego dell'impianto, secondo lo schema riportato in TABELLA 1.10 (dove RES = residenziale, COMM = commerciale e GOV = Governo; que-

Tabella 1.9

Programmi della California Solar Initiative

AUTORITÀ	OBIETTIVO [MW]	BUDGET [mln \$]
California Public Utilities Commission (CPUC)	1.940	2.167
California Energy Commission	360	400
Publicly Owned Utilities (POU)	700	784

ste ultime due classi costituiscono le applicazioni non residenziali).

Al 9 gennaio 2009 sono in vigore i livelli di incentivi riportati in TABELLA 1.11, suddivisi in funzione dell'istituzione che li eroga: Pacific Gas & Electric (PGE), Southern California Edison (SCE) e California Center for Sustainable Energy (CCSE). Non esiste uno sgravio fiscale per la costruzione

di impianti introdotto dallo Stato della California, ma tutti gli impianti fotovoltaici possono accedere al *tax credit* del 30% fissato dal Federal Energy Policy Act del 2005, rivisto dall'Emergency Economic Stabilization Act del 3 ottobre 2008, che ha esteso la concessione del credito fino al 31 dicembre 2016 e che ha eliminato il tetto del credito di 2.000 \$.

Tabella 1.10

Differenziazione degli incentivi in base al livello di potenza e alla tipologia di impiego dell'impianto

LIVELLO	CAPACITÀ CUMULATA [MW]	EPBB [\$/W]			PBI [\$/W]		
		RES	COMM	GOV/ NON-PROFIT	RES	COMM	GOV/ NON-PROFIT
1	50	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2	70	2.50	2.50	3.25	0.39	0.39	0.50
3	100	2.20	2.20	2.95	0.34	0.34	0.46
4	130	1.90	1.90	2.65	0.26	0.26	0.37
5	160	1.55	1.55	2.30	0.22	0.22	0.32
6	190	1.10	1.10	1.85	0.15	0.15	0.26
7	215	0.65	0.65	1.40	0.09	0.09	0.19
8	250	0.35	0.35	1.10	0.05	0.05	0.15
9	285	0.25	0.25	0.90	0.03	0.03	0.12
10	350	0.20	0.20	0.70	0.03	0.03	0.10

Tabella 1.11

Livelli di incentivi al 1 gennaio 2009

AMMINISTRATORI	RESIDENZIALE	NON RESIDENZIALE
PGE	5	5
SCE	3	5
CCSE	4	5

Box 1.7

3.000 Tetti Fotovoltaici per la Provincia di Reggio Calabria

Un interessante esempio di bando per il finanziamento della costruzione di impianti fotovoltaici è l'iniziativa "3.000 Tetti Fotovoltaici per la Provincia di Reggio Calabria", promossa appunto dalla Provincia di Reggio Calabria. L'intervento prevede l'erogazione di contributi in conto capitale fino al 100% dell'investimento sostenuto da coloro che decidono di installare un impianto fotovoltaico da 3 kW, su tetto e connesso alla rete elettrica. Le domande per accedere al finanziamento dovevano essere presentate nell'intervallo temporale 19/01/09 - 18/02/09 e le sovvenzioni saranno elargite a 24 comuni della Provincia, primariamente ai nuclei fa-

miliari. Gli impianti verranno realizzati dal Consorzio "ABN" a cui, per almeno 20 anni, i proprietari delle installazioni verseranno la tariffa incentivante percepita tramite l'adesione al Conto Energia. L'energia prodotta tramite l'installazione potrà essere valorizzata unicamente attraverso lo scambio sul posto. **Uno strumento di questo tipo consente di incentivare la diffusione di installazioni, assicurando di fatto la possibilità di usufruire di un impianto fotovoltaico senza alcun esborso iniziale.** Esso promuove inoltre l'occupazione nel settore, dato che le installazioni saranno affidate esclusivamente al consorzio sopraccitato.

Box 1.8**Bando pubblico per l'erogazione di incentivi per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici**

Un altro intervento di questo tipo è il “**Bando pubblico per l'erogazione di incentivi per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici**”, recentemente emanato dal Comune di Torino. Il Comune di Torino ha stabilito di erogare contributi pari a 500 €/kW installato, fino ad una taglia massima di 20 kW, a chi installerà un impianto fotovoltaico. Il budget totale messo a disposizione per il provvedimento è di 200.000 €; sarà quin-

di possibile finanziare l'installazione di 400 kW. Il bando ha validità fino al 31/12/2009, o fino ad esaurimento fondi, ed è rivolto a quanti desiderano installare un impianto fotovoltaico di potenza compresa tra 3 – 20 kW su edifici residenziali situati nel Comune di Torino. Per accedere all'incentivo il soggetto responsabile dell'applicazione si deve impegnare a non rimuoverla prima di 5 anni.

Box 1.9**Le novità introdotte dalla Legge Finanziaria 2008**

La Legge Finanziaria 2008¹ introduce diverse novità in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica, alcune con un impatto significativo sull'installazione di impianti fotovoltaici:

- **a partire dal 1 gennaio 2009 viene introdotto l'obbligo, per tutti gli edifici di nuova costruzione, di installare impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, in misura almeno pari a 1 kW per ogni unità abitativa**, al fine di ottenere il permesso alla costruzione. In caso di fabbricati industriali con superficie > 100 m², le applicazioni devono avere potenza di almeno 5 kW. Questo corrisponde, considerando il numero medio di nuovi edifici realizzati negli ultimi anni in Italia, all'installazione in un anno di circa 211 MW per le unità abitative e di circa 25 MW per quanto concerne i fabbricati industriali². Di questi, la parte più consistente verrebbe installata utilizzando la tecnologia fotovoltaica (data la mancanza di alternative facilmente integrabili architettonicamente), con un impatto consistente sulla crescita della domanda nel settore. Va detto che, ad oggi, non sono state ancora definite le sanzioni applicate in caso di mancato rispetto di questi vincoli, il che rende la norma di dubbia efficacia. Inoltre, per divenire effettivo, l'obbligo deve essere inserito nel regolamento edilizio di ogni comune. **Va detto infine che l'approvazione del Decreto Milleproroghe il 24 Febbraio 2009 ha fatto slittare l'introduzione dell'obbligo al 1 gennaio 2010;**
- nel caso di impianti fotovoltaici i cui soggetti respon-

sabili siano enti locali, si applicano le tariffe incentivanti previste per le installazioni architettonicamente integrate, indipendentemente dal fatto che lo siano effettivamente;

- nel caso in cui il soggetto responsabile di uno o più installazioni fotovoltaiche sia un ente locale, l'Autorizzazione Unica potrà essere rilasciata mediante un unico procedimento svolto per tutti gli impianti, assicurando quindi una notevole semplificazione;
- a decorrere dall'anno di imposta 2009, i Comuni possono accordare un'aliquota ICI agevolata, inferiore al 4 per mille, ai soggetti che installano applicazioni fotovoltaiche volte a coprire il fabbisogno energetico domestico, limitatamente alle unità immobiliari oggetto dell'installazione. Tale agevolazione può durare fino a 5 anni;
- **viene estesa ad impianti di potenza fino a 200 kW la possibilità di valorizzare l'energia prodotta attraverso lo scambio sul posto;**
- viene stabilito che l'Autorizzazione Unica possa essere rilasciata dalle Regioni e dalle Province delegate e che, ove occorre, essa costituisca variante allo strumento urbanistico;
- **l'autorizzazione alla costruzione di impianti fotovoltaici con potenza inferiore a 20 kW richiede la sola presentazione della DIA (Denuncia di Inizio Attività);**
- è possibile usufruire della detrazione IRPEF pari al 36% del costo di installazione dell'impianto fotovoltaico. Questa non risulta però cumulabile con le tariffe del Nuovo Conto Energia.

¹ Legge 24 dicembre 2007, n. 244

² La stima delle nuove installazioni è stata effettuata a partire dai dati ISTAT, ipotizzando che i fabbricati non residenziali siano tutti con superficie superiore a 100 m²

1.2.2 La valorizzazione dell'energia prodotta

La valorizzazione dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico può avvenire con tre modalità:

- lo scambio sul posto;
- la vendita al mercato tramite:
 - vendita indiretta;
 - vendita diretta.

Lo scambio sul posto consiste nella possibilità di effettuare un saldo annuo tra valore dell'energia immessa in rete e valore dell'energia prelevata, nel caso in cui i punti di immissione e prelievo coincidano. Se il saldo risulta positivo, si ottiene un credito che può essere utilizzato a compensazione negli anni a venire. A questa modalità di valorizzazione possono accedere gli impianti di potenza ≤ 200 kW. La AEEG, con la delibera n. 74/08, ha stabilito che dal 1 gennaio 2009 il servizio di scambio sul posto è erogato dal GSE, che si sostituisce ai diversi distributori garantendo uniformità nazionale al servizio. Quanti usufruivano già del servizio devono stipulare la nuova convenzione con il GSE entro il 31 marzo 2009. La convenzione ha comunque decorrenza dal 1 gennaio 2009 e nulla varia nelle modalità di ottenimento ed erogazione del servizio. Di fatto, lo scambio sul posto risulta particolarmente conveniente quando il saldo annuo tra energia immessa e prodotta è pari a zero o negativo.

La vendita indiretta avviene mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, per effetto della quale il soggetto che acquista l'energia immessa in rete risulta essere lo stesso GSE, indipendentemente dalla rete a cui è connesso l'impianto. Il GSE riconosce al produttore, per ogni kWh immesso in rete, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è situato l'impianto. Gli impianti con potenza attiva nominale ≤ 1 MW godono dei prezzi minimi garantiti, aggiornati periodicamente dall'AEEG. Per il 2009 i prezzi minimi sono così fissati:

- 101,1 €/MWh fino a 500.000 kWh annui;
- 85,2 €/MWh per l'intervallo 500.000 – 1.000.000 kWh annui;
- 74,5 €/MWh per l'intervallo 1.000 – 2.000 MWh annui.

Tali prezzi minimi sono riconosciuti per i primi 2.000 MWh immessi su base annua. Se, al termine di un anno, la valorizzazione a prezzi minimi dovesse risultare minore di quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il conguaglio relativo. Per accedere al ritiro dedicato il produttore deve riconoscere al GSE, per il recupero dei costi amministrativi, un corrispettivo dello 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino ad un massimo di 3.500 €; inoltre, se l'impianto ha una potenza attiva nominale > 50 kW, deve essere versato al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure. Questa modalità di valorizzazione dell'energia prodotta si caratterizza per una spiccata semplicità gestionale e per la convenienza dei prezzi minimi garantiti.

La vendita diretta dell'energia prodotta può avvenire tramite la vendita in borsa o la vendita ad un trader. Nel caso di vendita diretta in borsa i soggetti responsabili dell'impianto fotovoltaico devono essere iscritti al mercato dell'energia elettrica, il che richiede di:

- presentare al GME (Gestore del Mercato Elettrico) la domanda di ammissione;
- sottoscrivere un contratto di adesione;
- impegnarsi a pagare, come descritto in TABELLA 1.12:
 - un corrispettivo di accesso;
 - un corrispettivo fisso annuo;
 - un corrispettivo per ogni MWh scambiato.

La vendita ad un trader avviene attraverso la **sottoscrizione di un contratto bilaterale da parte dei soggetti titolari dell'impianto fotovoltaico**; l'energia

Tabella 1.12
Valori in vigore nel 2008

	Corrispettivo di accesso	7.500 €
	Corrispettivo fisso annuo	10.000 €
Corrispettivi per ogni transazione	0 - 0,02 TWh	Franchigia
	0,02 - 1 TWh	0,04 €/MWh
	1 - 10 TWh	0,03 €/MWh
	> 10 TWh	0,02 €/MWh

prodotta ed immessa in rete viene quindi ceduta ad un prezzo direttamente negoziato con il grossista.

1.2.3 Le autorizzazioni e i procedimenti

Le procedure cui è necessario adempiere per installare un impianto fotovoltaico e per usufruire degli incentivi di cui si è parlato nei paragrafi precedenti possono essere distinte in:

- autorizzazioni alla costruzione ed esercizio dell'impianto;
- procedimento di connessione alla rete;
- richiesta di incentivazione.

L'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Secondo l'articolo 12 del Decreto n. 387¹⁰, la costruzione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili sono **soggetti ad un'autorizzazione unica, che deve essere rilasciata dalla Regione o dalla Provincia, se delegata dalla prima**, entro 180 giorni dalla richiesta. Si sottolinea come i 180 giorni non corrispondano a 6 mesi in quanto il loro conteggio, per legge, prevede la sospensione durante i periodi necessari alla produzione di documenti integrativi eventualmente richiesti dalle amministrazioni e per quelli necessari ad effettuare procedimenti ambientali (per esempio la VIA – Valutazione d'Impatto Ambientale). Le linee guida per lo svolgimento del processo di autorizzazione unica dovrebbero essere fissate in una Conferenza Unificata che al 28 febbraio 2009, data della redazione di questo rapporto, non è ancora stata convocata. **Al momento, perciò, ogni Regione ha emanato proprie disposizioni in merito, generando un quadro normativo fortemente disomogeneo.** In alcuni casi gli enti locali hanno cercato di semplificare l'iter autorizzativo per la costruzione di nuovi impianti. Un esempio rilevante in questo senso è quello della Regione Puglia, che ha previsto per la costruzione di impianti di potenza ≤ 1 MW la presentazione della sola DIA (Denuncia di Inizio Attività). Questa semplificazione ha però determinato dei comportamenti scorretti, ed in particolare la registrazione di impianti di potenza superiore al MW suddivisi in più lotti di dimensioni inferiori e collocati su terreni contigui. Recentemente è stata quindi emanata una norma che prevede l'obbligo di asservire un lotto di terreno contiguo a quello che ospita l'impianto fotovoltaico ad altra destina-

zione, in modo da evitare il fenomeno di cui sopra. In una direzione simile alla Puglia si è mossa anche la Basilicata, stabilendo la necessità della sola DIA per impianti di potenza nominale compresa tra 500 – 1.000 kW. Si ricorda come la DIA sia necessaria per gli impianti di potenza ≤ 20 kW, salvo diversa indicazione prevista dalle leggi regionali. **Si tratta tuttavia di decisioni isolate, dettate dalla sensibilità e lasciate all'iniziativa delle autorità locali. In molti casi, infatti, l'iter autorizzativo è molto più complesso**, e si rifa ai principi riportati nel DM del 19/02/07, il quale stabilisce quanto segue:

- gli impianti di potenza ≤ 20 kW e gli impianti parzialmente o totalmente integrati non necessitano di screening VIA (Valutazione d'Impatto Ambientale), se non situati in aree protette, in quanto non vengono considerati "industriali";
- se è previsto l'ottenimento di un unico provvedimento autorizzativo, questo sostituisce quello stabilito dall'art. 12 del D. Lgs. 387/2003;
- gli impianti che vengono realizzati in aree agricole sono urbanisticamente compatibili, quindi non necessitano di variante urbanistica;
- nel caso di non conformità urbanistica l'autorizzazione unica ha efficacia di variante.

Si sottolinea che l'autorizzazione unica deve essere rilasciata in conformità alle norme in materia di tutela ambientale (come screening e VIA) e paesaggistica (come autorizzazioni paesaggistiche). **Di fatto, alla luce della profonda disomogeneità cui si è accennato, è necessario per il gestore dell'impianto fotovoltaico verificare la disciplina normativa in vigore in ogni singola Regione**, interrogando le istituzioni locali, le associazioni di categoria o le società di consulenza e progettazione.

Il procedimento di connessione alla rete prevede la richiesta al gestore di rete locale di allacciamento dell'impianto e, nel caso di impianti di potenza > 20 kW, è necessario presentare all'UTF (Ufficio Tecnico di Finanza) competente la denuncia di apertura dell'officina elettrica.

La Direttiva 2003/54/CE stabilisce le condizioni di connessione dei nuovi produttori di elettricità alla rete elettrica. La AEEG regola le condizioni procedurali, economiche e tecniche per l'erogazione del servizio di connessione e distingue tra

¹⁰ Decreto Legislativo n. 387 del 29/12/03.

Tabella 1.13

Delibere AEEG relative alla connessione alla rete elettrica

	Livello di tensione	Condizioni procedurali ed economiche	Regole tecniche di connessione
Trasmissione	AAT/AT	Delibera n. 281/05	Delibera n. 250/04
Distribuzione	AT		Delibera n. 89/07
	MT		
	BT		

connessioni con tensione nominale ≤ 1 kV e > 1 kV¹¹. La TABELLA 1.13 riporta le delibere dell'Autorità che regolamentano la connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione di energia elettrica.

Attraverso i provvedimenti richiamati in TABELLA 1.13, l'Autorità ha definito quanto segue:

- **nel caso di connessioni in alta e media tensione**, ha stabilito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete predispone le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. Nel caso si faccia riferimento ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto:
 - la priorità nella gestione delle richieste;

“Per progettare un impianto fotovoltaico, se di piccola taglia, servono un paio d'ore, un giorno per costruirlo, ma sei mesi per allacciarlo.”

Manager di un'azienda distributrice di moduli e materiale fotovoltaico

- il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione;
- uno sconto, al massimo del 50%, sul corrispettivo per la definizione della soluzione per la connessione;
- uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
- un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente, derivanti dalla richiesta di connessione;
- la riduzione delle garanzie finanziarie. Di fatto, pur conformandosi a queste linee guida, ogni distributore locale ha facoltà di richiedere differenti documenti per l'allacciamento in rete. Enel ha ad esempio definito un regolamento interno che disciplina questi aspetti, il DK5940, e lo stesso hanno fatto altri distributori, mettendo a punto dei documenti analoghi. **Il risultato per chi si trova a**

Tabella 1.14

Corrispettivi per le connessioni in bassa tensione

Diritto fisso	46,53 €
Quota - potenza	69,7981 €/kW
Quota - distanza	
< 200 m	185,65 €
200 - 700 m:	
• per i primi 200 m	185,65 €
• per ulteriori distanze, ogni frazione tra 100 - 50 m	93,06 €
700 - 1.200 m:	
• per i primi 700 m	650,03 €
• per ulteriori distanze, ogni frazione tra 100 - 50 m	185,65 €
>1.200 m:	
• per i primi 1.200 m	1.578,29 €
• per ulteriori distanze, ogni frazione tra 100 - 50 m	371,30 €

¹¹ Si ricorda inoltre la delibera 99, ossia il testo integrato delle connessioni attive (TICA), che regola le connessioni in bassa, media e alta tensione e definisce le procedure tecnico-economiche e sostitutive, cercando di uniformare le procedure tra i diversi operatori.

dover allacciare un impianto alla rete è quello di doversi confrontare ancora una volta con un panorama procedurale molto variegato e spesso di difficile comprensione, con conseguenti problemi nell'adempimento delle procedure previste e ritardi nell'entrata in esercizio degli impianti;

- **nel caso di connessioni in bassa tensione**, l'Autorità ha definito le modalità procedurali standard e le condizioni economiche a *forfait*, al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola taglia. Nel caso di impianti a fonti rinnovabili con connessioni in bassa tensione (fino a 1 kV), i produttori pagano solo il 50% dei corrispettivi definiti a *forfait*. In TABELLA 1.14 si riportano i corrispettivi attualmente applicati per le connessioni in bassa tensione.

“In Germania l'intero processo autorizzativo per un impianto fotovoltaico si esaurisce nella compilazione di un solo documento di sette pagine.”

Direttore della divisione fotovoltaica di un importante produttore di moduli

novabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

La richiesta di incentivazione prevede infine che il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico espletati le seguenti attività:

- presentazione al GSE della richiesta di incentivo entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Se la richiesta è completa, il GSE, entro 60 giorni dal ricevimento della stessa, comunica al responsabile la tariffa accordata, altrimenti richiede le necessarie integrazioni, che il responsabile dovrà far pervenire entro 90 giorni, pena l'esclusione dall'incentivazione;
- attivazione del modulo operativo “Convenzione” sul sito del GSE, una volta ottenuta la comunicazione dal GSE dell'avvio dell'incentivo, e invio cartaceo del suddetto modulo al GSE.

Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non comportano minori ricavi per i gestori di rete, dato che la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del conto per nuovi impianti che utilizzano fonti rin-

E' importante rilevare come la sola ammissione all'incentivo richieda la compilazione on-line di 4 moduli sul sito web del GSE, oltre all'invio cartaceo di 11 documenti e certificazioni.

Box 1.10

Gli aspetti fiscali

L'Agenzia delle Entrate ha emanato il 19/07/07 la Circolare n. 46/E riguardante la “Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici”. Vi si stabilisce innanzitutto che **la tariffa incentivante riconosciuta attraverso il Nuovo Conto Energia non è mai soggetta ad IVA in quanto contributo a fondo perduto**. Per quanto concerne invece l'imposizione diretta sulla tariffa, l'Amministrazione finanziaria ha distinto la disciplina fiscale a seconda dei soggetti che la percepiscono:

- **persona fisica, ente non commerciale o condominio che non utilizza l'impianto per un'attività di impresa, arte o professione.** La tariffa assume rilevanza per l'imposizione diretta solamente se il soggetto vende alla rete l'energia prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi. La vendita dell'energia in eccesso rispetto ai consumi non costituisce attività commerciale e quindi non ha rilevanza per l'imposizione diretta e per la ritenuta del 4% nel caso di impianti di potenza ≤ 20 kW. In caso di impianti di potenza superiore, invece, l'energia prodotta in eccesso e venduta concorre alla

formazione della base imponibile IRPEF o IRES/IRAP ed è soggetta anche all'acconto del 4% come previsto dall'art. 28, comma 2, del DPR 600/73.

La Risoluzione Ministeriale n. 61/E del 22/02/08 esclude dalla ritenuta del 4% la tariffa percepita dagli organi e dalle Amministrazioni dello Stato, dai Comuni, dalle Province, dalle Regioni, dai consorzi tra enti locali, dalle comunità montane e dalle associazioni/enti di gestione del demanio collettivo, indipendentemente dalla potenza dell'impianto e dalla destinazione dell'energia prodotta;

- **persona fisica e associazioni che svolgono attività professionale.** L'energia in esubero eventualmente ceduta costituisce attività di impresa e quindi la tariffa contribuisce alla definizione del reddito di impresa soggetto ad IRPEF o IRES/IRAP e alla ritenuta del 4%. In tal caso il soggetto dovrà separare l'attività professionale da quella commerciale;
- **impianto utilizzato in un'attività di impresa.** L'intera tariffa concorre alla determinazione del reddito, indipendentemente dalla destinazione dell'energia prodotta, ed è soggetta alla ritenuta del 4%.

Inoltre, chi vuole accedere al premio per impianti abbinati all'uso efficiente dell'energia deve, dopo aver fatto richiesta dell'incentivo, provvedere all'invio cartaceo di ulteriori 5 documenti, se si tratta di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche, o di 4 documenti, se si tratta di nuovi edifici.

Nel complesso, il processo autorizzativo descritto in questa sezione risulta essere estremamente complesso ed articolato. Si stima che **in media, per una centrale fotovoltaica di grossa taglia, sia necessario compilare circa 70 documenti di diversa natura. Ciò rappresenta un significativo freno allo sviluppo del mercato in Italia**, soprattutto se si considera la snellezza delle procedure di autorizzazione in vigore in altri paesi europei quali la Germania. Oltre alla complessità, **il processo di autorizzazione risulta anche estremamente eterogeneo**, con alcune procedure definite a livello nazionale, altre invece a livello locale. Questo costituisce un ulteriore freno ad una crescita uniforme del mercato italiano del fotovoltaico.

1.2.4 Considerazioni conclusive

La TABELLA 1.15 riporta l'elenco delle principali normative che regolamentano e incentivano l'installazione e l'uso di impianti fotovoltaici in Italia e che sono state richiamate in questa sezione. Dall'analisi che è stata condotta emergono alcune considerazioni di rilievo:

- **il sistema di incentivi in vigore in Italia è fortemente sbilanciato verso l'incentivazione della produzione di energia da fotovoltaico piuttosto che verso la costruzione e messa in esercizio di nuovi impianti.** È infatti il Conto Energia a rappresentare il sistema fondamentale cui gli operatori del settore fanno affidamento per conseguire ritorni soddisfacenti sui loro investimenti. Le agevolazioni in conto capitale o in conto interessi per la costruzione di nuovi impianti hanno carattere sostanzialmente locale, e un ruolo non preponderante nello stimolare la crescita della domanda;

“In passato gli incentivi in conto capitale per la costruzione di impianti hanno prodotto delle situazioni paradossali: alcuni operatori installavano dei moduli fotovoltaici su un edificio per accedere al finanziamento a fondo perduto, per poi smontare il materiale e reinstallarlo su di un altro stabile così da ottenere nuovamente l'incentivo.”

Titolare di un'impresa di progettazione e installazione di impianti

“Le procedure burocratiche per ottenere l'autorizzazione alla costruzione di un impianto fotovoltaico sono medievali.”

Titolare di un impianto fotovoltaico per uso industriale

“L'iter autorizzativo lungo e complesso è spesso la causa degli elevati tassi di mortalità dei progetti fotovoltaici.”

Manager di un fondo di investimento

- **questo quadro di incentivi sembra del tutto in linea con le soluzioni adottate da diversi altri paesi europei.** L'esperienza dei paesi che hanno da tempo introdotto un sistema di tariffe *feed-in*, alcuni con un consistente anticipo rispetto all'Italia, dimostra come solo quest'ultimo sia in grado di dare uno stimolo significativo alla crescita della potenza fotovoltaica installata, e quindi alla nascita di un mercato con volumi consistenti. La loro esperienza mostra inoltre come **il sistema di tariffe *feed-in* sia l'unico in grado di incentivare l'installazione di applicazioni efficienti e la loro costante manutenzione**, al fine di produrre la maggior quantità di energia possibile. Questo non accade con gli incentivi in conto capitale e gli sgravi fiscali, in grado potenzialmente di stimolare comportamenti opportunistici, come l'esperienza del Programma Tetti Fotovoltaici in Italia insegna;
- **va altresì detto che le tariffe *feed-in* hanno l'effetto di rendere un mercato nazionale particolarmente attrattivo per imprese ed investitori.** Se in questo Paese mancano tuttavia aziende in grado di competere con successo con consolidati player internazionali, esso diventa facile preda di questi ultimi. In queste condizioni, che si sono in parte manifestate in Italia negli ultimi due anni, come si vedrà meglio, c'è **il rischio che le tariffe *feed-in* finiscano per gonfiare i profitti di operatori stranieri, senza riuscire a stimolare con sufficiente forza la nascita di imprese locali;**
 - **le tariffe *feed-in* sono state quindi essenziali nell'assicurare la nascita di un mercato del fotovoltaico in Italia, e lo saranno anche nel prossimo futuro per confermarne i tassi di crescita in questa fase di sviluppo iniziale. È importante però che esse si accompagnino a delle politiche industriali a sostegno della ricerca, dello sviluppo tecnologico, e degli investimenti in capacità produttiva**, per permettere agli operatori locali di crescere e rafforzarsi, di appropriarsi degli incentivi alla produzione di energia fotovoltaica in essere, ed in ultima analisi di competere sul mercato internazionale;
 - l'analisi dimostra tuttavia come **l'elevata burocratizzazione delle pratiche autorizzative necessarie per installare, avviare alla produzione ed incentivare un impianto fotovoltaico,**

che ha pochi eguali negli altri paesi europei, **abbia rappresentato un freno ad un ulteriore sviluppo del mercato fotovoltaico italiano**, ed abbia di fatto limitato l'efficacia del sistema di tariffe *feed-in*. A testimonianza di ciò, basti pensare all'emergere di figure, all'interno della filiera fotovoltaica italiana, che si sono ritagliate uno spazio, ed hanno spesso fatto fortuna, affermandosi come esperti di normativa e pratiche autorizzative;

- **oltre alla burocratizzazione delle procedure autorizzative e di allacciamento alla rete, è da rilevare la loro disomogeneità territoriale.** Ciò ha portato ad uno sviluppo in parte "a macchia di leopardo" del mercato, in cui le scelte di localizzazione non sono state dettate da considerazioni di convenienza economica, quanto dalle agevolazioni normative esistenti a livello locale.

Ciò ha determinato anche una generale confusione ed incertezza nell'investitore potenziale, con il conseguente abbandono a priori di numerosi progetti;

- il confronto con l'esperienza di altri paesi europei ha mostrato **come la stabilità nel tempo del quadro normativo a sostegno del mercato fotovoltaico sia fondamentale per dare sicurezza agli investitori e stimolare l'installazione di nuovi impianti con continuità.** L'interruzione e ripresa delle politiche incentivanti che ha caratterizzato il quadro normativo italiano negli anni passati, dovuta sostanzialmente a motivazioni di natura politica, ha avuto l'effetto di frenare significativamente il settore, facendo passare l'Italia da terzo paese al mondo per capacità installata nel 1994 a sesto nel 2005.

Tabella 1.15

Principali norme che regolano la costruzione, connessione e incentivazione degli impianti fotovoltaici

DATA	RIFERIMENTO	TITOLO
16 marzo 2001	DM 16/03/01	Programma Tetti Fotovoltaici
6 giugno 2001	DPR n. 380	Testo unico dell'edilizia
29 dicembre 2003	Decreto legislativo n. 387	Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
29 luglio 2004	Delibera AEEG 136/04	Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 ed all'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica
30 dicembre 2004	Delibera AEEG 250/04	Direttive alla società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004
28 luglio 2005	DM 28/07/05	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
19 dicembre 2005	Delibera AEEG 281/05	Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi

6 febbraio 2006	DM 06/02/06	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
3 aprile 2006	Decreto legislativo n. 152	Testo unico dell'ambiente
19 febbraio 2007	DM 19/02/07	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del Decreto Legislativo 29/12/03, n. 387
11 aprile 2007	Delibera AEEG 89/07	Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV.
19 luglio 2007	Circolare Agenzia delle Entrate n. 46/E	Art. 7, comma 2 del Decreto Legislativo 29/12/03, n. 387 - Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici
21 dicembre 2007	Legge 244	Legge Finanziaria 2008
3 giugno 2008	Delibera ARG/elt 74/08	Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto [TISP]
23 luglio 2008	ARG/elt 99/08	Testo integrato delle connessioni attive - TICA
18 dicembre 2008	DM 18/12/08	Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'art. 2, comma 150 della legge 24 dicembre 2007, n. 244

1.3

Il mercato

L'obiettivo di questa sezione è di illustrare **le dinamiche che hanno caratterizzato lo sviluppo del mercato fotovoltaico in Italia negli ultimi anni, e di interpretarne l'impatto sulla sua evoluzione futura.**

Dopo un'analisi comparata della crescita della potenza fotovoltaica installata in Italia e nel mondo, questa sezione si focalizza sui diversi segmenti in cui il mercato fotovoltaico italiano può essere suddiviso, ossia il mercato degli impianti residenziali, quello delle installazioni ad uso industriale, e infine il mercato delle centrali fotovoltaiche di grossa taglia. Per ciascuno di questi segmenti, **si approfondiscono le dinamiche di sviluppo, le caratteristiche dei clienti tipo, il processo d'acquisto, la distribuzione geografica degli impianti, nonché le principali soluzioni tecnologiche adottate.** La sezione si conclude con una previsione della crescita della potenza fotovoltaica installata in Italia nei prossimi anni, che considera due scenari, uno pessimistico ed uno ottimistico, e che permette di apprezzare l'impatto della stretta creditizia attualmente in atto sullo sviluppo del mercato fotovoltaico italiano.

1.3.1 Il fotovoltaico in Europa e nel mondo

Nel 2007, in Europa sono stati installati impianti fotovoltaici per 1.541 MW, che hanno portato la potenza complessiva cumulata a 4.690 MW¹². Si stima invece che **la potenza installata nel solo 2008 si aggiri intorno ai 4.400 MW¹³**, cui corrisponde un **giro d'affari complessivo annuo di circa 22 mld €**. A livello mondiale nel 2008 sono stati installati impianti per 5.680 MW, per un giro d'affari annuo valutabile in 31 mld €. La potenza cumulata complessiva è ora di poco inferiore ai 15 GW.

Per quanto riguarda i diversi mercati nazionali, **nel 2008 il primo Paese a livello globale per potenza annua installata è stata la Spagna, con 2.661 MW**, contro i 1.350 MW della Germania. La Spagna supera così Stati Uniti e Giappone in termini di potenza cumulata, posizionandosi al secondo posto dietro la Germania (SI VEDA TABELLA 1.16). In Giappone continua la "lenta" ma inesorabile crescita della potenza installata, sostenuta da un programma di incentivi che promuove soprattutto le installazioni decentralizzate e che ha portato gli impianti residenziali a pesare per circa il 95% in

Tabella 1.16

Potenza cumulata installata nei principali Paesi (MW)

	2006	2007	2008
Germania	2.727	3.862	5.212
Spagna	143	655	3.316
Giappone	1.709	1.919	2.219
Stati Uniti	624	831	1.231
Italia	50	120	301
Francia	44	75	175
Europa	3.148	4.690	9.090
Mondo	6.770	9.162	14.849

¹² EurObserv'ER (2007), dati per l'Europa a 27.

¹³ Stima da dati CNE (Comision Nacional de Energia) per Spagna, BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) per Germania, SER (Syndicat des Energies Renouvelables) per Francia e GSE (Gestore Servizi Elettrici) per Italia.

termini di potenza. Il tasso di crescita delle installazioni negli USA si attesta ad un valore medio del 30% annuo, sostenuto soprattutto dallo Stato della California, intenzionato a raggiungere i 3 GW di potenza installata entro il 2018.

Se si analizza più in dettaglio l'evoluzione del mercato europeo, si nota come il peso relativo della Germania si è notevolmente ridimensionato negli ultimi anni, per ovvi motivi di saturazione, passando dal 66% nel 2007 al 30% nel 2008 in termini di capacità installata. Questo a vantaggio di mercati quali la Spagna, l'Italia e la Francia, che hanno invece sperimentato dei tassi di crescita paragonabili a quelli che si sono osservati in Germania negli anni passati (SI VEDA CAPITOLO 1.2).

1.3.2 La potenza fotovoltaica installata in Italia

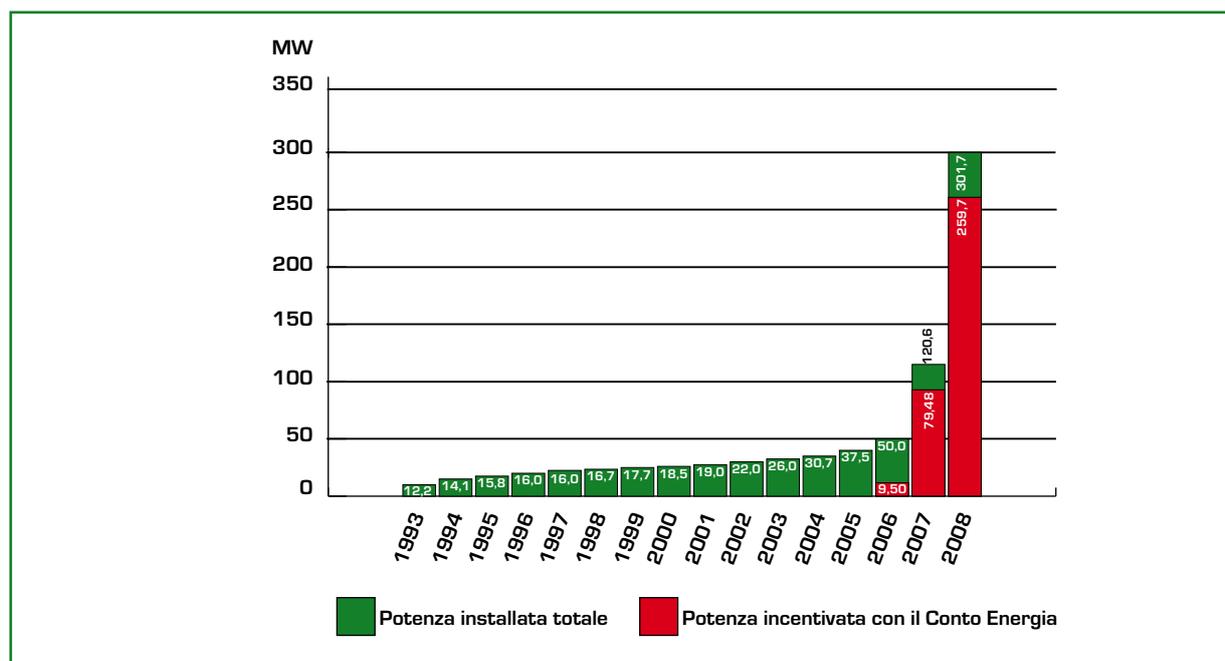
I primi impianti fotovoltaici installati in Italia risalgono alla fine degli anni '80, quando il Piano Energetico Nazionale del 1988 fissò l'obiettivo di raggiungere 25 MW di potenza fotovoltaica installata entro il 1995. Nonostante tale traguardo non sia stato conseguito, **nel 1994 l'Italia deteneva il primato europeo per potenza fotovoltaica installata (14,1 MW), prece-**

duta a livello globale soltanto da USA (57,8 MW) e Giappone (31,2 MW). Terminata questa prima, embrionale fase di sviluppo, il mercato italiano del fotovoltaico si è bruscamente arrestato, in conseguenza della mancanza di un adeguato sistema di incentivazione, il che testimonia la limitata attenzione che le istituzioni italiane riservavano all'epoca alle fonti di energia alternativa, in controtendenza rispetto ad altri Paesi europei, quali Germania ed Olanda. Un rinnovato impulso alle installazioni si è avuto nel 2001, grazie ai finanziamenti a fondo perduto del Programma Tetti Fotovoltaici, che ha ottenuto, però, il modesto risultato di incrementare la potenza fotovoltaica di soli 20 MW. Soltanto con l'introduzione del primo Conto Energia, e con la sua successiva revisione nel Febbraio 2007, il mercato nazionale ha potuto fare affidamento su adeguati meccanismi di incentivazione e su più chiare regole per l'allacciamento degli impianti alla rete elettrica, che gli hanno permesso di raggiungere tassi di crescita paragonabili a quelli degli altri paesi europei che lo hanno preceduto.

In particolare, **a fine 2008 gli impianti fotovoltaici in esercizio in Italia hanno superato la potenza complessiva di 300 MW¹⁴** (SI VEDA FIGURA 1.6), facendo registrare un incremento annuale di 181 MW, pari al 150% rispetto alla soglia raggiunta alla fine del 2007, cui corrisponde un **volume d'affari complessi-**

Figura 1.6

Andamento annuale cumulato della potenza installata in Italia



¹⁴ Considerando sia i sistemi *on grid* sia quelli *off grid*. Per impianto *on grid* si intende un impianto connesso alla rete elettrica, mentre i sistemi *off grid* (o *stand-alone*) sono isolati dalla rete (è il caso ad esempio degli impianti utilizzati nelle baite di montagna). I sistemi *off grid* attualmente pesano per meno del 5% delle installazioni complessive.

vo di poco inferiore a 1.100 mln €. Il grafico in FIGURA 1.6¹⁵ mostra come l'incremento di potenza fotovoltaica verificatosi nel 2008 sia il più consistente mai registrato in Italia. Questo risultato riporta di fatto il nostro Paese tra i primi a livello mondiale in termini di potenza installata.

Come è stato illustrato nel CAPITOLO 1.2, la crescita sperimentata dal mercato fotovoltaico italia-

no, così come accade nel resto del mondo, è stata determinata di fatto dall'efficacia dei sistemi di incentivazione recentemente approvati. Ciò è dovuto al fatto che il costo di produzione di energia elettrica attraverso tecnologia fotovoltaica, che si aggira intorno a 40 € cent/kWh¹⁶, è ancora significativamente superiore al costo di produzione da fonti tradizionali o da altre rinnovabili (SI VEDA

Box 1.11

Il costo di produzione delle diverse fonti di energia

Tabella 1.17

Confronto tra i costi di produzione delle diverse fonti di energia

TECNOLOGIA	TAGLIA IMPIANTO	COSTI INVESTIMENTO	COSTI O&M	VITA UTILE IMPIANTO	COSTO PRODUZIONE
	[MW]	[€/kW]	[€/kW]	[anni]	[cent€/kWh]
Idroelettrico a basso salto ¹	0,4	5.200	280	30	20,6
Eolico connesso in MT ¹	8	1.800	40	20	13,9
Fotovoltaico (tecnologia cristallina) ¹	0,3	5.800	43	20	41,0
Combustione biogas da digestione anaerobica ¹	0,5	3.000	140	10	14,3
Impianti alimentati a olio combustibile ²	100	1.500	500	30	7,7
Impianti alimentati a carbone ²	220	1.100	360	30	4,2
Impianti alimentati a metano ²	300	1.500	410	30	7,7
Impianti a ciclo combinato ²	-	400	275	15	3,7

La TABELLA 1.17 sopra riportata fornisce una stima del costo di produzione dell'energia elettrica utilizzando differenti tecnologie, alcune delle quali tradizionali, che sfruttano fonti fossili, altre che impiegano invece fonti rinnovabili. Per confrontare correttamente i costi di generazione da fonti tradizionali con quelli da fonti rinnovabili, è necessario tuttavia considerare anche il costo di distribuzione addizionale che utilizzare fonti tradizionali in un paradigma di generazione centralizzata comporta rispetto alla generazione distribuita abilitata dalle

rinnovabili di piccola taglia. Tale costo rappresenta circa il 14,5 % del prezzo totale lordo dell'energia elettrica per un consumatore domestico "tipo" e può quindi essere quantificato in circa 2,5 cent €/kWh³.

Tenendo conto di queste differenze, tuttavia, il costo complessivo di generazione e distribuzione dell'energia elettrica da fonti tradizionali risulta comunque inferiore a quello di qualsiasi altra fonte rinnovabile. In particolare, tra queste il fotovoltaico è la tecnologia che, ad oggi, presenta il costo di produzione maggiore.

¹ APER e Università degli Studi di Padova (2007).

² CESI (2004).

³ Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico, elaborata da dati AEEG.

¹⁵ I valori non si riferiscono al solo installato nell'ambito del Conto Energia, ma includono anche gli impianti entrati in esercizio in anni precedenti.

¹⁶ APER e Università degli studi di Padova (2007).

box 1.11), nonché al costo di prelievo dell'energia elettrica dalla rete. In altre parole, in assenza di incentivi, la produzione di energia attraverso tecnologia fotovoltaica non è ancora economicamente conveniente e rimarrebbe quindi confinata a delle applicazioni di nicchia, quali i sistemi stand-alone in zone isolate, o a ben delimitate aree geografiche (SI VEDA BOX 1.13).

Bisogna tuttavia rilevare che il progresso del mercato fotovoltaico registrato negli ultimi anni è riconducibile anche ad una rinnovata sensibilità ambientale, che sta influenzando sempre più in profondità l'opinione pubblica e il comportamento degli operatori economici e delle istituzioni, in Italia così come nel resto del mondo. In tale contesto, le fonti di energia rinnovabile, e tra queste il fotovoltaico, sono considerate, da una sempre più folta schiera di osservatori e studiosi, una delle poche alternative praticabili nel lungo periodo per limitare l'impatto negativo dell'attività dell'uomo sull'ambiente.

La crescita del mercato italiano avrebbe forse potuto essere anche più consistente. Come rilevato dalla maggioranza degli operatori intervistati, i prezzi di un impianto fotovoltaico al cliente finale, registrati sul mercato italiano negli ultimi due anni, sono stati condizionati da una certa scarsità di moduli. Questo sembra dovuto principalmente alla scelta

“Siamo in un mercato trainato dalla domanda, non serve fare promozione, si riesce a vendere qualsiasi modulo si abbia a disposizione.”

Direttore commerciale di un'azienda di distribuzione fotovoltaica

dei grandi produttori internazionali di destinare la fetta più consistente della loro produzione a paesi europei quali la Germania e la Spagna, considerati, almeno fino alla revisione al ribasso delle loro tariffe incentivanti (SI VEDA CAPITOLO 1.2), mercati più attrattivi rispetto all'Italia. Allo stesso tempo, la crescita della capacità produttiva delle imprese italiane non è stata tale da controbilanciare il picco di domanda sopra citato.

1.3.3 La segmentazione del mercato fotovoltaico

Il mercato del fotovoltaico è fortemente eterogeneo in termini di utilizzo che viene fatto dell'energia elettrica prodotta dall'impianto. In questo senso, è possibile identificare tre segmenti di mercato con caratteristiche marcatamente differenti (SI VEDA FIGURA 1.7):

- **il segmento residenziale**, dove l'impianto fotovoltaico viene utilizzato per soddisfare parte del fabbisogno energetico di una o più unità abitative o di piccole attività commerciali;
- **il segmento industriale**, nel quale l'energia elettrica prodotta è utilizzata per alimentare i processi industriali e per soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di imprese e amministrazioni pubbliche;

Figura 1.7 Segmentazione del mercato fotovoltaico

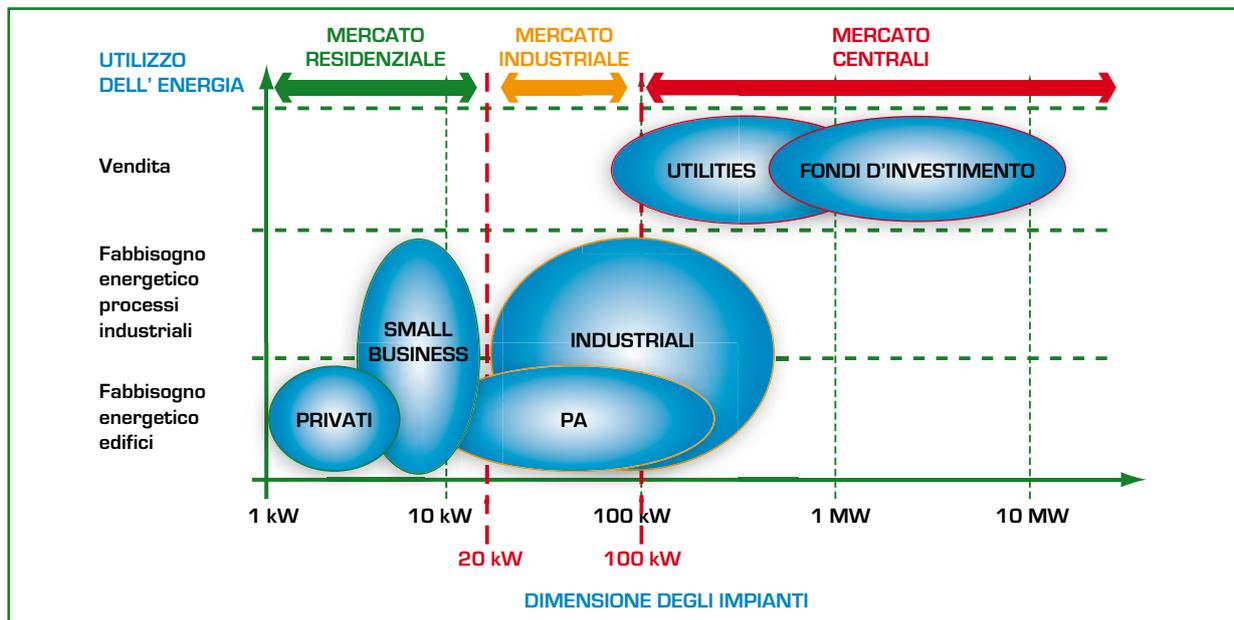
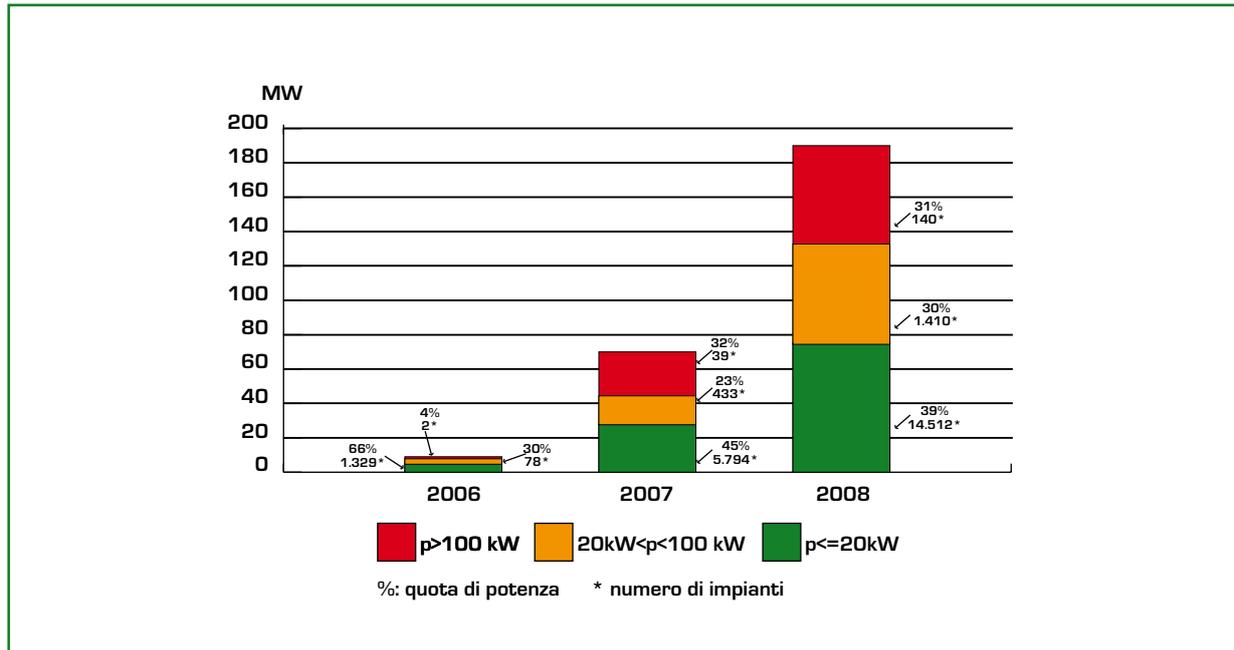


Figura 1.8

Segmentazione della potenza installata in Italia per taglie d'impianto



• **il segmento delle centrali**, in cui il titolare dell'impianto produce energia elettrica con l'obiettivo principale di venderla. È questo il caso delle utilities, dei grandi gruppi industriali o dei fondi d'investimento.

I tre segmenti di mercato si differenziano sotto molteplici aspetti: la distribuzione geografica degli impianti, il processo di acquisto del cliente tipo, le modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, i motivi che spingono il titolare dell'impianto all'acquisto, la numerosità degli impianti e le loro taglie medie. Come illustrato in FIGURA 1.7, è stata definita una soglia di 20 kW per distinguere gli impianti residenziali da quelli industriali (che coincide con il limite per l'accesso allo scambio sul posto in vigore per tutto il 2008), e un valore di 100 kW per distinguere il mercato industriale da quello delle centrali.

Negli ultimi tre anni, al crescere della potenza installata, **il peso relativo dei segmenti del mercato fotovoltaico italiano è variato significativamente**¹⁷. Il grafico in FIGURA 1.8 mostra una **forte espansione del segmento delle centrali**, che nel 2006 rappresentava il 4% della potenza totale installata e nel 2008 è arrivato ad una quota del 31%. A fianco della crescita dei parchi

solari, anche gli impianti industriali hanno incrementato negli anni il loro peso relativo, raggiungendo nel 2008 la quota del 30%. Tali variazioni possono essere ricondotte a due principali motivazioni:

- l'eliminazione nel 2007, con l'approvazione del Nuovo Conto Energia, del tetto di incentivazione per singolo impianto che il primo Conto Energia fissava a 1 MW;
- i differenti tempi di realizzazione degli impianti dei tre segmenti, che si dilatano al crescere della taglia. Ovviamente, a parità di data di avvio del progetto, una centrale fotovoltaica entra in funzione con diversi mesi di ritardo rispetto ad un impianto residenziale.

È interessante rilevare che **il peso relativo dei tre segmenti nel mercato italiano nel 2008 è piuttosto differente da quello riscontrato nel mercato tedesco e in quello spagnolo**. In Germania, infatti, la potenza degli impianti di taglia inferiore ai 100 kW è pari al 52% del totale, mentre in Spagna essa non raggiunge il 15%¹⁸. Tali differenze si spiegano considerando che l'importanza relativa dei segmenti è il riflesso di tre principali elementi:

- le scelte politiche dei Governi nazionali, che

¹⁷ I valori sono stati ottenuti elaborando i dati dei soli impianti che hanno avuto accesso all'incentivazione del Conto Energia.

¹⁸ Emerging Energy (2007).

si traducono in norme e incentivi volti a promuovere maggiormente un segmento rispetto ad un altro. Il Conto Energia italiano, nel 2008, ha previsto un incentivo all'energia prodotta dai piccoli impianti (con potenza inferiore a 3 kW) mediamente superiore del 10% rispetto a quello corrisposto per tutti gli impianti con taglia oltre i 20 kW. Al contrario in Spagna, fino a settembre 2008, tra gli impianti con potenza inferiore e quelli con potenza superiore ai 100 kW si registrava una variazione media del 5% degli incentivi per ogni kWh prodotto. Queste differenze spiegano almeno in parte il fatto che **nel mercato spagnolo solo il 15% della potenza fotovoltaica installata è dovuta ad impianti di taglia inferiore ai 100 kW, mentre in Italia questa percentuale sfiora il 70%**;

- il radicamento nella popolazione di quella che potrebbe essere definita una "cultura solare", che sembra avere un impatto non trascurabile sulla diffusione degli impianti residenziali, di piccola taglia. Emergono infatti notevoli differenze da paese a paese nella consapevolezza e attenzione alle possibilità e ai vantaggi della tecnologia fotovoltaica. Basti pensare che in Germania alcune scuole elementari, già dal 2005, hanno sviluppato percorsi di insegnamento e sensibilizzazione sul tema dell'energia fotovoltaica, utilizzando gli impianti installati nei loro complessi come "centrali didattiche". Diversamente in Spagna, nonostante la crescita ragguardevole che il fotovoltaico ha sperimentato nel 2008, la concezione dell'impianto fotovoltaico come parte integrante dell'abitazione privata è estremamente poco radicata;
- la morfologia del territorio nazionale e la densità abitativa, che impattano fortemente sulla superficie potenzialmente disponibile per la costruzione di grandi centrali. La regione spagnola di Almeria, ad esempio, è caratterizzata da un terreno pianeggiante, soleggiato e arido, non utilizzabile per attività agricole, e ideale quindi per l'installazione di impianti fotovoltaici di grandi dimensioni. Al contrario, le caratteristiche geografiche dell'Italia rendono complesso costruire centrali di grande taglia (**un parco fotovoltaico di 10 MW richiede una superficie di circa 30 ettari**) senza sottrarre spazio all'agricoltura o

"In Francia il conto energia favorisce molto l'integrazione architettonica del sistema fotovoltaico, mentre il governo spagnolo ha da sempre puntato fortemente sugli impianti di grandissima taglia."

Direttore tecnico di un'impresa responsabile di progetti per impianti di grossa taglia

senza scontrarsi con vincoli ambientali e paesaggistici.

Considerando la numerosità degli impianti nei diversi segmenti di mercato (SI VEDA FIGURA 1.8), si osserva che, **nel 2008, gli impianti residenziali installati hanno rappresentato il 91% del totale, contro l'8% di quelli industriali e l'1%**

delle centrali. Questo chiarisce come, nonostante il peso dei parchi fotovoltaici sia cresciuto in termini di potenza negli ultimi due anni, il "cuore" del mercato è rappresentato tuttavia dai piccoli impianti di tipo domestico.

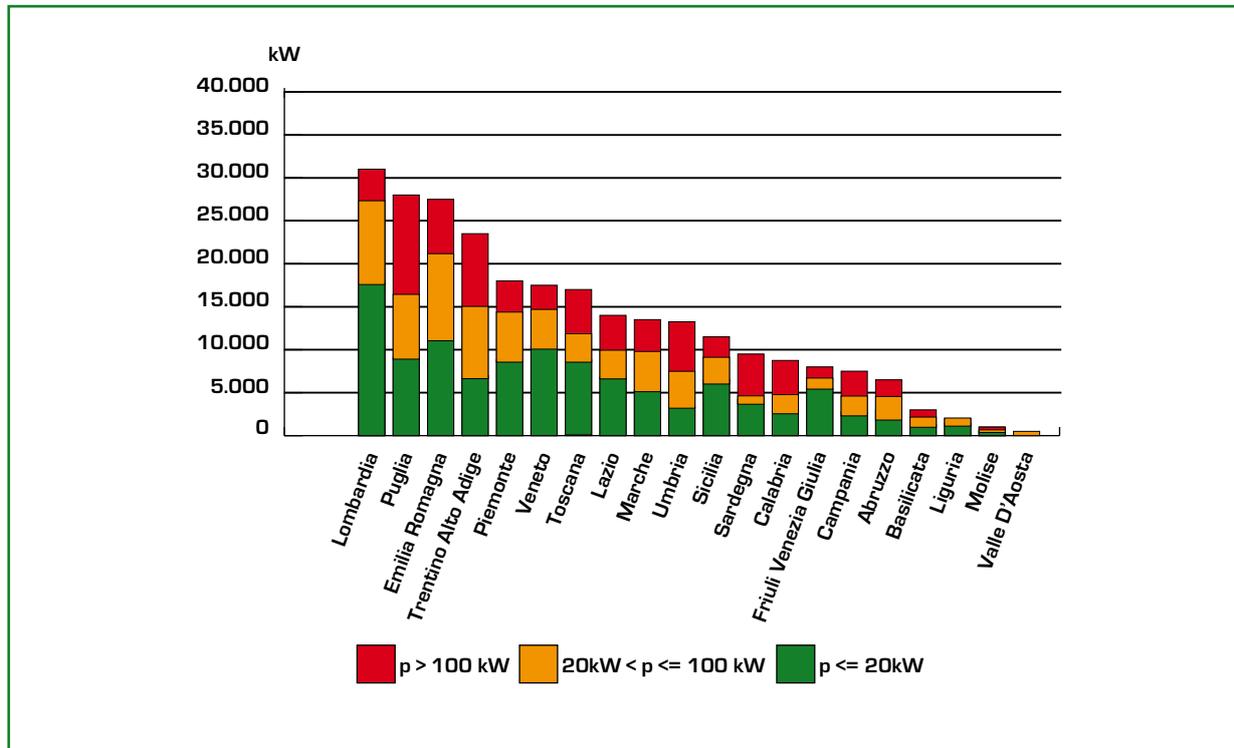
La FIGURA 1.9 illustra invece la potenza totale installata nelle diverse Regioni italiane, suddivisa per segmento di mercato. Emergono alcune considerazioni interessanti:

- **la potenza installata cresce al diminuire della latitudine delle Regioni italiane**, e quindi del loro livello medio di irraggiamento. Ad esclusione della Puglia, infatti, le prime cinque Regioni per potenza installata sono localizzate nel Nord Italia. Se da un lato ciò riflette il tipico processo di sviluppo "a due velocità" che si osserva in molteplici comparti industriali in Italia, questo fenomeno suggerisce che le Regioni in cui esistono le condizioni più favorevoli al fotovoltaico sono anche quelle con il maggiore potenziale di sviluppo;
- tra le diverse Regioni, **si nota una certa difformità nel peso relativo dei tre segmenti di mercato.** Considerando ad esempio le prime due Regioni italiane per potenza installata, Lombardia e Puglia, colpisce come nel primo caso il segmento residenziale rappresenti il 58% della potenza totale, mentre nel secondo è il segmento delle centrali ad avere il peso maggiore, pari al 41% della potenza installata. Queste differenze si spiegano sostanzialmente con l'eterogeneità della normativa di autorizzazione alla costruzione degli impianti e di allacciamento alla rete di cui si è parlato nella sezione normativa. L'esempio più significativo in questo senso è proprio quello della Regione Puglia, che ha eliminato l'obbligatorietà della VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza inferiore a 1 MW¹⁹, i cui titolari devono quindi pre-

¹⁹ L.R. 17/2007 in materia di procedura di valutazione di impatto ambientale.

Figura 1.9

Segmentazione per taglie d'impianto della potenza installata al 31.12.2008 nelle diverse Regioni italiane



sentare solamente la più semplice DIA (Denuncia Inizio Attività) per ottenere l'autorizzazione alla costruzione. Questo ha meritato alla Puglia in più casi l'appellativo di "Eldorado del fotovoltaico".

La segmentazione introdotta in questa sezione costituisce un importante punto di partenza per approfondire gli elementi che contraddistinguono il mercato fotovoltaico e che, come indicato in precedenza, sono profondamente differenti per i tre segmenti sopra citati.

Il segmento residenziale

Il notevole dinamismo che caratterizza questo segmento di mercato è testimoniato dagli **oltre 14.500 nuovi impianti installati nel corso del 2008** che, sommati a quelli già in esercizio a inizio anno, portano il totale al 31 dicembre 2008 a 21.635 impianti. La FIGURA 1.10 illustra il rapporto tra la potenza fotovoltaica installata in impianti residenziali nelle diverse Regioni italiane e il numero dei loro abitanti, testimoniando una marcata disomogeneità, con il Trentino Alto Adige e il Friuli Venezia Giulia che presentano un valore di kW *pro-milia-capita* più di dieci volte superiore rispetto ai livelli registrati in

"È in atto una vera e propria corsa all'installazione di centrali fotovoltaiche in Puglia, perché per impianti di taglia inferiore al MW è sufficiente presentare una DIA per dare avvio alla costruzione; è per questo che la soprannominiamo l'Eldorado del fotovoltaico."

Direttore tecnico di un'impresa responsabile di progetti per impianti di grossa taglia

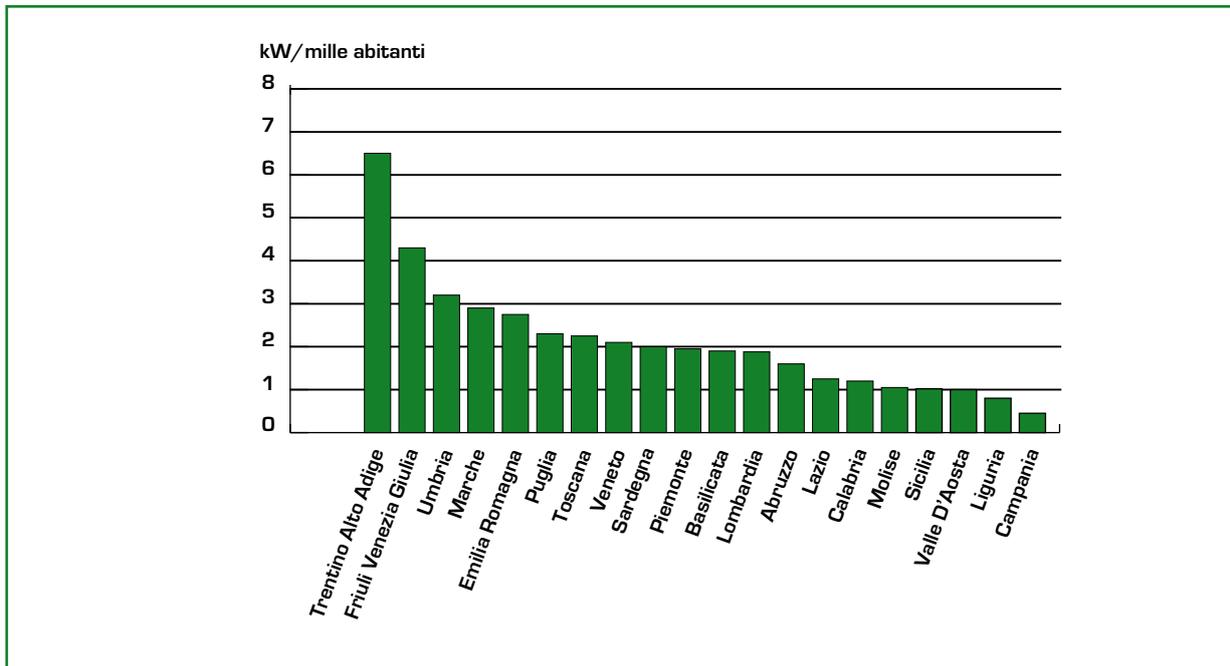
Liguria e Campania. È interessante notare come gli operatori intervistati nell'ambito della ricerca non rilevino l'esistenza di particolari fattori "esogeni" (ad esempio di natura normativa) in grado di spiegare la posizione occupata da queste due Regioni, se non una maggiore sensibilità nei confronti delle tematiche ambientali, peraltro di difficile valutazione oggettiva, e un livello di reddito pro-capite superiore alla media italiana.

È interessante anche notare che nel 2008 la taglia media degli impianti residenziali si è ridotta di circa il 10% rispetto al 2007, attestandosi ad un valore di 4,84 kW. Questa variazione suggerisce che gli impianti di piccolissima taglia (inferiore a 3 kW) stanno assumendo un peso sempre più rilevante in questo segmento, stimolati dal Nuovo Conto Energia che li premia rispetto agli impianti di taglia compresa tra i 3 e i 20 kW (SI VEDA CAPITOLO 1.2).

In questo segmento di mercato il cliente tipo, ossia la famiglia media o il titolare di una piccola impresa industriale o commerciale, ha un **livello di competenze tecniche mediamente molto basso**,

Figura 1.10

Potenza fotovoltaica installata in Italia per mille abitanti al 31.12.2008 nelle diverse Regioni italiane



che gli impedisce di confrontare tra loro soluzioni differenti e di valutare nel merito la bontà di un'offerta commerciale. Non è addirittura infrequente rilevare una certa confusione, tra gli acquirenti di questo mercato, circa le differenze di funzionamento tra moduli fotovoltaici e i più tradizionali pannelli solari termici. L'analisi condotta rivela che, a questa scarsità di competenze tecniche si affianca, come ostacolo al processo d'acquisto, un **iter autorizzativo complesso ed articolato per l'installazione e l'accesso agli incentivi** (SI VEDA CAPITOLO 1.2). Questi due fattori spingono il potenziale acquirente ad affidarsi completamente alla società di installazione per quanto concerne la scelta dei componenti, l'adempimento delle pratiche burocratiche e per la valutazione degli aspetti economico-finanziari associati all'acquisto dell'impianto fotovoltaico (quale l'accesso ai finanziamenti). Di conseguenza, l'installatore ricopre in questo segmento un ruolo critico nell'indirizzare le scelte degli acquirenti finali, come dimostrato dall'importanza ad essi riconosciuta nelle strategie di commercializzazione delle imprese operanti più a monte nella filiera fotovoltaica, alcune delle quali stanno sviluppando una propria rete di installatori fidelizzati. L'analisi condotta ci permette di evi-

denziare alcune importanti barriere all'acquisto di un impianto fotovoltaico ad uso residenziale:

- **l'elevato investimento iniziale** costituisce spesso una significativa barriera all'adozione per il cliente tipo. A titolo di esempio, un impianto con potenza nominale di 3 kW ha un costo d'acquisto totale di circa 20.000 € e comporta un tempo di rientro dell'investimento di circa 10 anni (SI VEDA FIGURA 1.11);
- **la possibilità di accedere a prestiti bancari o ad altre forme di finanziamento**, per far fronte all'esborso iniziale di denaro, sarebbe di estrema importanza per superare la barriera costituita dall'elevata taglia dell'investimento. Tuttavia più della metà delle imprese intervistate nell'ambito della ricerca ha sottolineato come ad oggi siano poche le banche che hanno messo a punto e offrono prodotti specifici per il mercato fotovoltaico, nonostante siano oltre 350 gli istituti bancari che hanno siglato la convenzione con il GSE;
- emerge un significativo **disallineamento tra la disponibilità finanziaria del potenziale acquirente e il lungo periodo di ritorno dell'investimento**: in altre parole, la disponibilità di capitali da investire in un impianto è tipicamente maggiore al

"Abbiamo introdotto un sistema di accreditamento dell'installatore che permetterà anche al piccolo operatore di presentarsi dal cliente con il nostro logo, garantendogli qualità e professionalità nell'installazione."

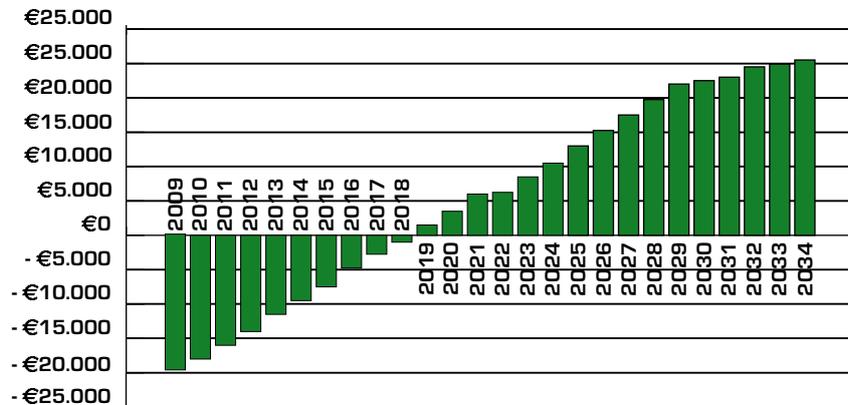
Business developer di un'importante impresa tedesca produttrice di moduli fotovoltaici

"Bisogna rilevare che molti degli istituti bancari che pubblicizzano linee di credito dedicate al fotovoltaico, in verità sono i primi a non crederci."

Titolare di un'impresa lombarda che si occupa di progettazione e installazione di impianti fotovoltaici

Figura 1.11

Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di un impianto fotovoltaico residenziale

**DATI TECNICI**

Potenza nominale	3 kW
Livello di integrazione	Impianto totalmente integrato
Incentivi da Conto Energia	0,4802 €/kWh
Produttività	1.100 kWh/kW

DATI FINANZIARI

Investimento	6.500 €/kW
Costi annui di Operation & Maintenance	3% del valore dell'investimento
Sostituzione inverter (13° anno)	600 €/kW
Costo medio dell'energia elettrica	0,17 €/kWh
Tasso di inflazione annua	2%
TIR (Tasso Interno di Rendimento)	9%
TPB (Tempo di Pay Back non attualizzato)	10 anni

crescere dell'età del cliente privato, quando tuttavia l'orizzonte su cui egli valuta i propri investimenti è più limitato. Ciò diviene problematico in quanto l'acquisto di un impianto fotovoltaico rappresenta un investimento che ha la peculiarità di non prevedere possibilità di disinvestimento anticipato e non è ancora chiaro quale sia il valore aggiunto che conferisce all'abitazione.

Esistono tuttavia dei fattori che, nel breve termine, si ritiene contribuiranno a stimolare ulteriormente lo sviluppo del segmento di mercato:

- il **perdurare di uno schema di incentivi analogo a quello attualmente in vigore** (SI VEDA CAPITOLO 1.2), che favorisce in particolar modo le applicazioni residenziali e quelle architettonicamente integrate;
- l'**aggravarsi della congiuntura**

economica che, nonostante incida pesantemente sulle finanze delle famiglie italiane, mette a rischio anche le più tradizionali forme di investimento e può quindi contribuire a rendere l'impianto fotovoltaico un "bene rifugio" per molti piccoli investitori, in grado di "bloccare" le fluttuazioni della bolletta elettrica e di assicurare un rendimento garantito per vent'anni;

- la **crecente attenzione e sensibilità all'utilizzo di fonti di energia "pulita"** da parte dell'opinione pubblica, che spinge i privati ad installare un impianto fotovoltaico per agire in modo sostenibile dal punto di vista ambientale.

Per quanto riguarda invece lo sviluppo del segmento di mercato nel medio termine, è possibile rilevare le seguenti dinamiche evolutive:

"È ancora impossibile stimare quanto possa valere sul mercato un edificio con un impianto fotovoltaico integrato. Non esiste un track record di transazioni sufficientemente ampio per poterlo stimare."

Amministratore delegato di una società di Real Estate

Per *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV) si intende l'integrazione dell'impianto fotovoltaico nell'edificio, in sostituzione di componenti architettoniche quali facciate, coperture o vetrate. Questo mercato, ad oggi ancora embrionale, ma che potrebbe trovare un forte stimolo nei progressi della tecnologia del film sottile e nella recente evoluzione della normativa (SI VEDA CAPITOLO 1.2), ha come principale riferimento la costruzione di nuovi edifici o le ristrutturazioni, a differenza di quanto avviene nei segmenti residenziale e industriale di cui si è parlato in questa sezione, nei quali l'installazione dell'impianto avviene tipicamente su edifici esistenti. Di conseguenza, **nel mercato del BIPV, un ruolo decisionale chiave è rivestito non solo dai proprietari degli edifici in costruzione o ristrutturazione, ma anche e soprattutto dagli studi di progettazione, di architettura e**

dalle società di costruzione, responsabili della progettazione e della edificazione dello stabile. Il cliente di riferimento del produttore di moduli in questo mercato nascente, quindi, non sarà più l'installatore o il progettista dell'impianto fotovoltaico, bensì la società incaricata della progettazione e realizzazione dell'intervento sull'immobile, con importanti ripercussioni sulla rete e le relazioni commerciali che i player del fotovoltaico dovranno sviluppare. È interessante sottolineare in questo senso come **alcune imprese giapponesi produttrici di moduli abbiamo acquisito, già da alcuni anni, società specializzate nella costruzione di edifici prefabbricati**, con l'obiettivo di sviluppare soluzioni integrate in grado di conferire loro un vantaggio competitivo, rispetto agli altri produttori di moduli, nel nascente mercato del BIPV.

- **l'integrazione architettonica** (*Building Integrated Photovoltaics - BIPV*) degli impianti fotovoltaici residenziali, assumerà una crescente importanza per gli edifici di nuova costruzione o in ristrutturazione. Ad oggi architetti e studi di progettazione non dimostrano ancora particolare sensibilità verso queste tematiche, ma la diffusione di soluzioni integrate potrebbe essere fortemente favorita dai progressi della tecnologia del film sottile (SI VEDA BOX 1.12);
- **l'entrata in vigore delle normative che impongono l'uso della tecnologia fotovoltaica** (insieme alle altre rinnovabili) **nelle nuove unità abitative** per soddisfare una certa percentuale del fabbisogno energetico complessivo (SI VEDA BOX 1.8). Come indicato da un produttore di moduli destinati alla completa integrazione architettonica, su un orizzonte più ampio, il fotovoltaico ad uso residenziale diverrà con ogni probabilità uno dei possibili componenti delle moderne costruzioni a basso impatto energetico e potrebbe quindi entrare in competizione con il solare termico (con il quale dovrebbe condividere i limitati spazi disponibili su tetti e coperture), il minieolico o la geotermia nella definizione di uno standard costruttivo diffuso.

Il segmento industriale

Anche il mercato industriale, così come quello residenziale, ha sperimentato nel 2008 una significati-

va crescita, sia per il numero di impianti in esercizio, **passati in un anno da circa 450 a oltre 1.400, sia per la potenza installata, che tra il 2007 e il 2008 è più che triplicata (da 16 MW a 57 MW)**. La taglia media degli impianti industriali è cresciuta negli anni fino a raggiungere i 40,78 kW.

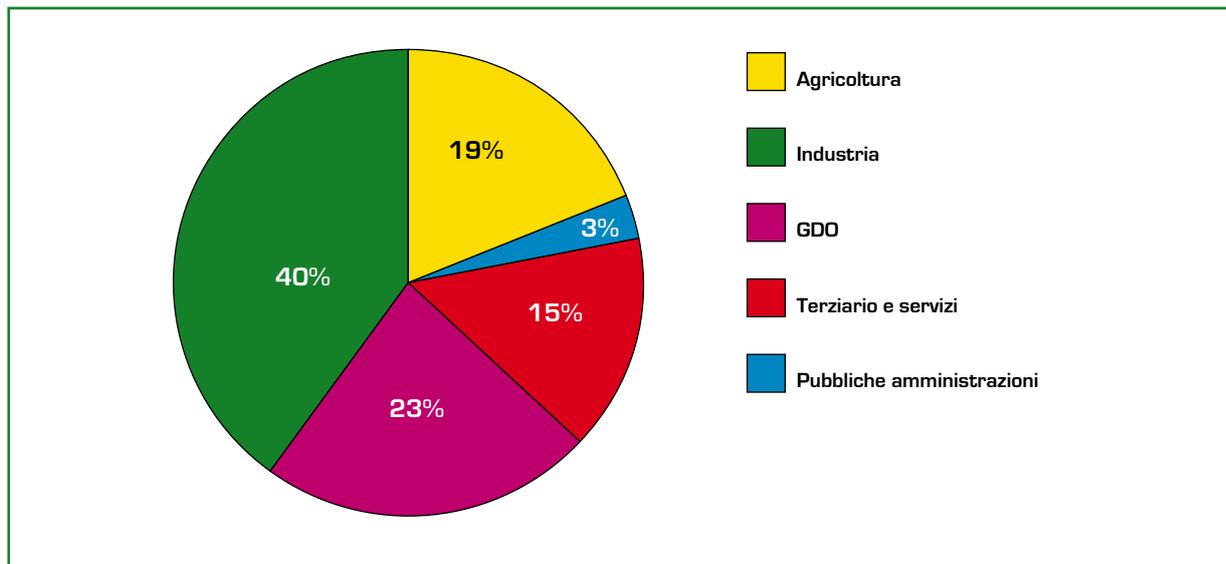
Il cliente tipo in questo segmento industriale è un'impresa, un gruppo industriale o una società di servizi che dispone di adeguati spazi per l'installazione di un impianto sulla copertura di un capannone, magazzino, serra o altro edificio ad uso agricolo, industriale o commerciale. **Una nicchia di questo segmento è rappresentata dagli impianti installati sugli edifici di amministrazioni pubbliche**, che hanno delle peculiarità in termini di processo di finanziamento, gestione degli acquisti e livello di incentivi a cui possono accedere, aspetti che verranno approfonditi in seguito. La FIGURA 1.12 confronta il peso relativo delle diverse tipologie di clienti nel segmento industriale²⁰.

Dal punto di vista tecnico, **l'impianto industriale è tipicamente installato sulla copertura di uno stabile, il che rende complessa la sua integrazione architettonica**, considerate le molteplici forme e geometrie dei rivestimenti degli edifici industriali (copertura piana, a falde inclinate, a *shed*, curva, ecc.). Questo influenza ovviamente il livello di incentivi del Nuovo Conto Energia cui il titolare dell'impianto può avere

²⁰ I valori sono stati ottenuti analizzando un campione di circa 100 impianti industriali.

Figura 1.12

Peso relativo delle diverse tipologie di clienti nel segmento industriale



accesso. Nel caso in cui il titolare dell'impianto parzialmente (o non) integrato sia una pubblica amministrazione, è tuttavia riconosciuta la possibilità di accedere ad un incentivo pari a quello di un impianto della medesima taglia, ma totalmente integrato (si VEDA CAPITOLO 1.2). Nel caso di nuove costruzioni o ristrutturazioni, si stanno affermando sul mercato soluzioni tecnologiche che, sostituendosi al tradizionale pannello fotovoltaico profilato in acciaio, permettono la totale integrazione. Esistono coperture in lamiera, ad esempio, appositamente studiate e progettate in modo da disporre dell'alloggiamento per strisce di moduli flessibili in film sottile amorfo. Un'altra possibilità è quella di impiegare dei moduli vetro-vetro²¹ (forniti ad esempio da EnergyGlass) che sono personalizzabili per soluzioni di *building integration*.

Il processo d'acquisto dell'impianto fotovoltaico industriale ha alcune affinità con quello che contraddistingue il settore residenziale, quali ad esempio il ruolo chiave rivestito dall'installatore o dal progettista quale punto di contatto tra il cliente e la filiera produttiva. Tuttavia, come rilevato da più della metà dei titolari di impianti industriali intervistati, **il processo decisionale è complicato dalle difficoltà di analisi e valutazione dei benefici economico-finanziari ad esso associati**. La tariffazione a fasce di consumo complica infatti il calcolo

del risparmio medio di energia elettrica, in un segmento in cui il fattore chiave decisionale è la possibilità di bloccare il prezzo dell'energia per vent'anni, mettendosi al riparo da costose oscillazioni del prezzo del kWh. Per quanto riguarda le pubbliche amministrazioni, l'adozione dell'impianto è giustificata dall'esistenza di bandi di finanziamento provinciale o regionale (come ad esempio il bando da 7,5 mln € per l'efficienza energetica e il fotovoltaico nelle scuole pubbliche della Regione Lombardia²²), con la scelta dell'operatore a cui affidarsi per la costruzione dell'impianto che avviene attraverso una gara d'appalto.

L'analisi condotta ci permette di evidenziare alcune importanti barriere all'adozione di un impianto fotovoltaico ad uso industriale:

- **l'entità particolarmente consistente dell'investimento**, che costituisce un forte deterrente specialmente per le imprese di piccolo-medie dimensioni. Per un impianto da 50 kW, con tecnologia cristallina, sono infatti necessari dai 270.000 ai 300.000 € (SI VEDA FIGURA 1.13);
- **le complessità associate all'accesso al credito per il finanziamento di questi impianti**, dovuto alla scarsa bancabilità dei clienti oltre che alle problematiche di carattere tecnico relative all'erogazione del prestito o del leasing (si pensi, a questo proposito, nel caso di insolvenza

²¹ Moduli costituiti da due lastre di vetro sovrapposte tra le quali sono collocate le celle fotovoltaiche.

²² Bando pubblicato sul B.U.R. LOMBARDIA n. 4/2009 del 28/01/09.

del cliente, alle difficoltà per l'istituto di leasing nel rimuovere un impianto che ha la funzione di copertura di un edificio). Infine, non va sottovalutato il fatto che un impianto fotovoltaico costituisce nei fatti un investimento difficilmente reversibile;

- la crisi economica in atto, qualora si traducesse in un duraturo *credit crunch*, potrebbe spingere le imprese a concentrare i propri investimenti in attività *core*, rimandando o addirittura can-

“L'istituto di leasing non ha voluto finanziare il nostro impianto perché è totalmente integrato. Ci hanno spiegato che il loro timore è quello che, in caso di insolvenza, non sia possibile rimuoverlo in quanto rappresenta una copertura, e che avremmo potuto rivalerci avanzando richieste di danni o riverse.”

Titolare di un impianto fotovoltaico industriale totalmente integrato

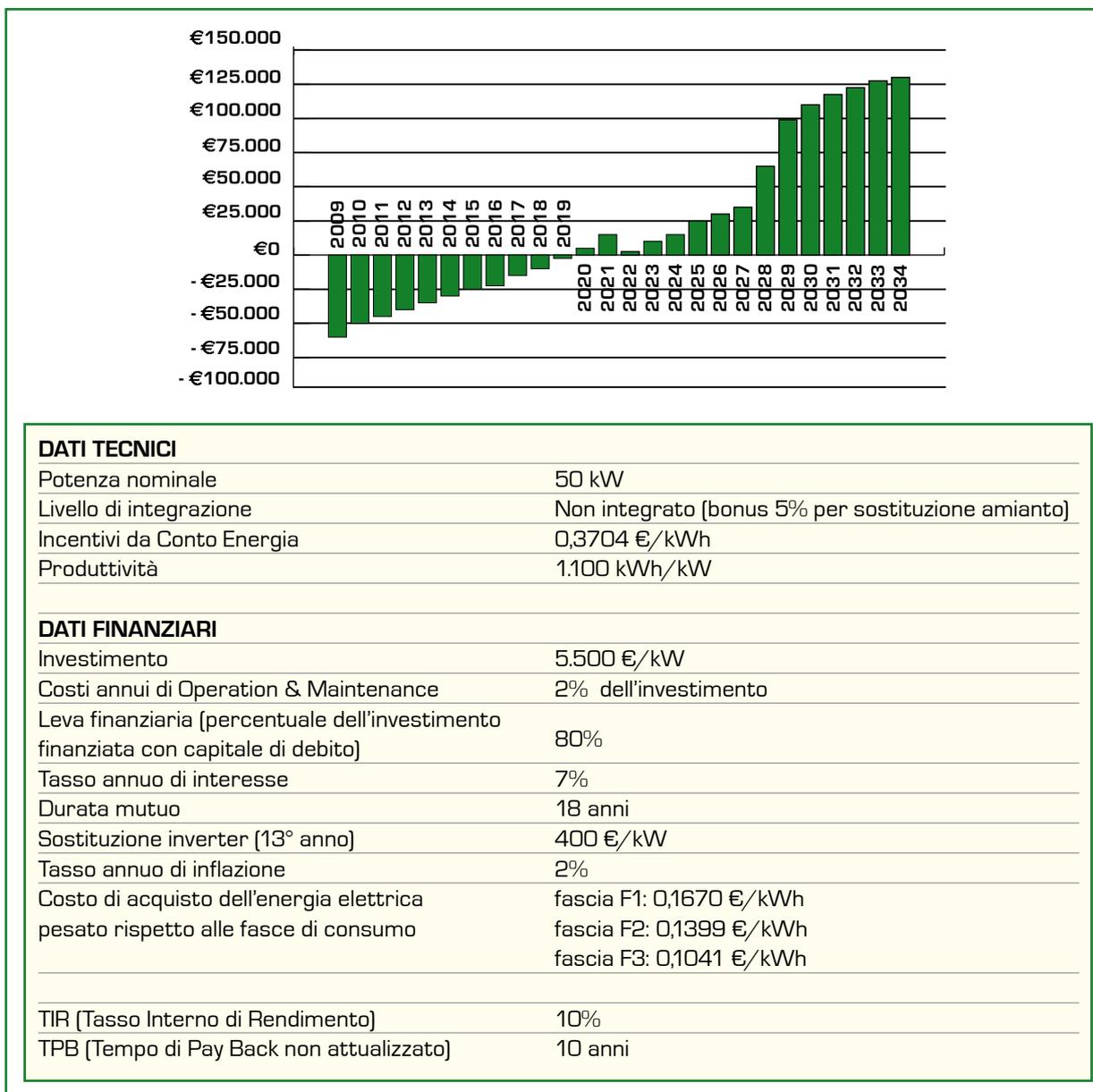
cellando la spesa per l'installazione di un impianto fotovoltaico.

Le imprese titolari di un impianto fotovoltaico intervistate nel corso della ricerca associano all'investimento i seguenti vantaggi, che hanno motivato la loro scelta di acquisto:

- **Più sicuro** l'investimento, assicurando un alleggerimento della bolletta elettrica, bloccando parte dei consumi in fascia F1²³ per vent'anni;

Figura 1.13

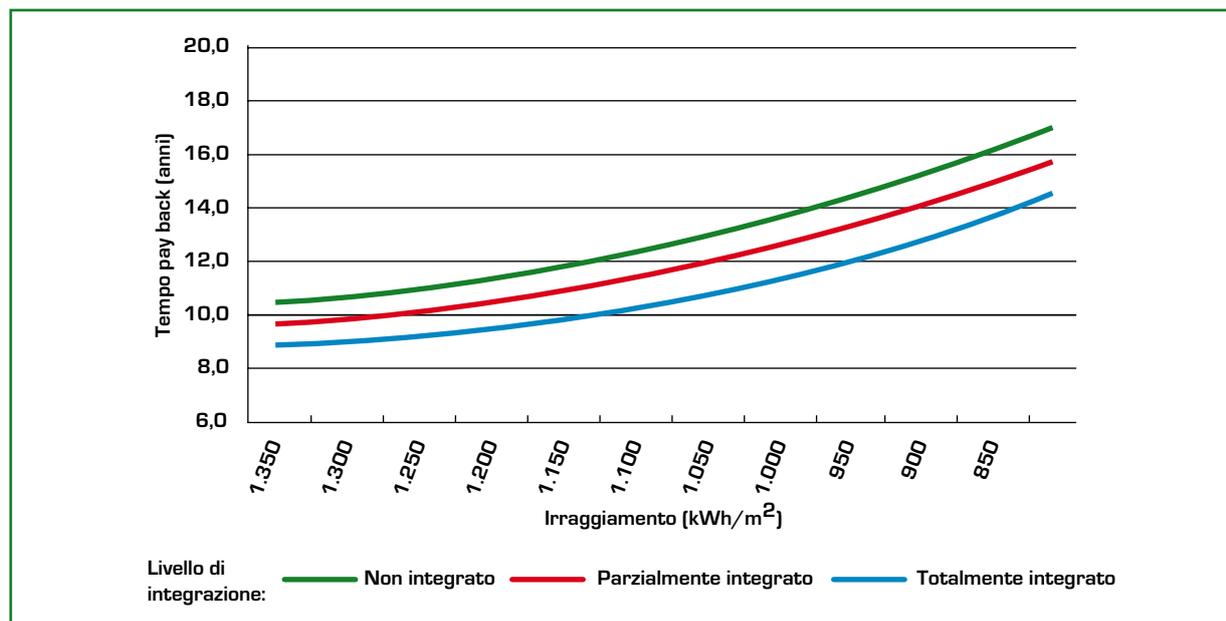
Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di un impianto fotovoltaico industriale



²³ Con la delibera n° 181 del 2 agosto 2006, l'AEEG ha istituito tre fasce di tariffazione dell'energia elettrica applicate alla clientela elettrica multioraria, tra le quali la fascia F1, la più costosa, comprende il periodo della giornata che va dalle 8.00 alle 19.00 per tutti i giorni dal lunedì al venerdì.

Figura 1.14

Tempo di pay-back non attualizzato in funzione del grado di irraggiamento e del livello di integrazione dell'impianto



- esso contribuisce a costruire e promuovere un'immagine di "green company";
- consente di diversificare i propri investimenti, rappresentando di fatto un'attività in grado di assicurare un tasso interno di rendimento variabile tra il 7% e il 10%, con un tempo di rientro variabile tra i 9 e 17 anni, in relazione al livello di irraggiamento (SI VEDA FIGURA 1.14);
- per alcune imprese l'installazione di un impianto fotovoltaico è stata l'opportunità per sostituire coperture in amianto. Gli impianti installati in sostituzione di coperture in amianto hanno infatti diritto ad una maggiorazione del 5% delle tariffe incentivanti.

"Valutare correttamente il risparmio assicurato dall'impianto fotovoltaico è un qualcosa di particolarmente complesso, che richiede competenze specifiche. A mio avviso ciò che spinge un imprenditore ad investire in questi sistemi è in ultima analisi la sua sensibilità ambientale e il desiderio di investire nelle energie rinnovabili."

Titolare di un'azienda agricola che ha investito in un impianto fotovoltaico

Il segmento centrali

Le centrali fotovoltaiche sono impianti di grandi dimensioni, tipicamente installati su terreno, e caratterizzati da processi di acquisto, finanziamento e costruzione decisamente più complessi rispetto a quelli tipici di un impianto residenziale o industriale. Nel corso del 2008 sono stati installati in Italia 140 nuovi impianti, con una taglia media di 421 kW, per un totale di 59 MW di potenza fotovoltaica. Nonostante i primi parchi fotovoltaici siano stati costruiti nel Sud Italia, che nel 2007 aveva un peso pari al 60% della potenza totale di questo segmento, nel 2008 si è assistito ad un notevole sviluppo delle centrali anche nelle Regioni

del Centro Italia, i cui impianti attualmente pesano per il 36% sul totale della potenza del segmento.

Per la costruzione di una centrale della potenza di 1 MW è necessaria una superficie stimata in circa 3 ettari nel caso di impianto fisso, 4 nel caso di impianto con inseguitori monoassiali, e 5 nel caso di inseguitori biassiali. Le interviste con gli operatori del settore permettono di collocare l'investimento richiesto per la costruzione di una centrale in un range compreso

tra 4,2 e 5,3 mln €/MW, con costi annuali di *operation & maintenance* che risultano marginali rispetto all'entità dei *capital cost* e che si attestano mediamente a 30.000 €/MW per la manutenzione ordinaria e a 17.000 €/MW per l'assicurazione dell'impianto.

La scelta della localizzazione di una centrale fotovoltaica costituisce un aspetto di particolare criticità. L'estensione dell'area richiesta rende i terreni agricoli o le aree a bassa densità abitativa le localizzazioni ideali per questi impianti. Tuttavia, sorge in questi casi un rilevante problema di sicurezza: i moduli fotovoltaici hanno un elevato valore intrinseco e sono quindi frequentemente soggetti a furti. Questo problema viene spesso mitigato utilizzando opportuni sistemi di sorveglianza (personale di custodia, CCTV, sensori perimetrali, ecc.) o collocando l'impianto all'interno di aree industriali preesistenti e sorvegliate.

Dal punto di vista tecnologico, **la maggior parte delle centrali ad oggi in funzione utilizza moduli policristallini**, anche se è prevedibile che in futuro il film sottile rigido (come ad esempio il CdTe) troverà ampio spazio in questo tipo di applicazioni. Questo in quanto, nonostante il film sottile rigido richieda, a parità di potenza nominale, una maggiore estensione dell'impianto (circa doppia) rispetto ai tradizionali moduli policristallini, si stima che esso possa consentire una riduzione del costo dei moduli fino ad un terzo. Considerando che il costo del terreno rappresenta mediamente il 5% dell'investimento iniziale e che invece il costo dei moduli pesa fino al 60% del costo totale, le potenzialità del film sottile anche in questo tipo di applicazioni sono particolarmente evidenti. I sistemi di inseguimento solare (*tracker*), molto utilizzati nelle centrali spagnole, finora non sono stati frequentemente impiegati in Italia. Dalle interviste condotte presso gli istituti di credito, i progettisti e gli installatori più attivi in questo segmento di mercato, è emerso che, **nonostante i sistemi a inseguimento consentano un incremento della produttività dell'impianto mediamente pari al 30%, a fronte di un maggiorazione dei costi di installazione di circa il 20%, essi tuttavia acquisiscono il problema dell'affidabilità e della manutenzione dell'impianto**, durante tutta la sua vita utile. Questo in quanto i *tracker* introducono degli elementi mobili nell'impianto, che altrimenti sarebbe completamente statico e quindi sono molto raramente soggetti a guasti e bisognosi di rari interventi di manutenzione. Va detto che l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento potrebbe diventare più diffuso in futuro nel caso si affermassero tecnologie di movimentazione affidabili e proposte da operatori in grado di assicurare la loro continuità operativa e di farsi carico del costo di eventuali guasti non programmati. Allo stesso tempo, essi diverrebbero dei componenti fondamentali degli impianti fotovoltaici a concentrazione, la cui produttività dipende fortemente dalle performance di questi sistemi (SI VEDA PARAGRAFO 1.4.3).

Le centrali fotovoltaiche sono caratterizzate da una marcata modularità. Se installate su un terreno uniforme, esse sono generalmente costruite componendo tra loro più moduli indipendenti da 250 kW l'uno. Un esempio emblematico è il progetto di Sorgenia Solar, già in parte realizzato, finalizzato alla costruzione di quindici centrali fotovoltaiche

di uguale dimensione, pari a 1 MW, distribuite nel Sud Italia e nelle isole. Questo consente di sfruttare fenomeni di scala che riducono il costo di costruzione al kW della centrale. **Oltre una certa soglia di potenza nominale (che è stimabile in circa 1 MW), tuttavia, la costruzione dell'impianto presenta delle diseconomie** che sono legate a:

- i **tempi di costruzione**, che si dilatano significativamente, amplificando i rischi insiti nel processo di accesso agli incentivi;
- la fase di **identificazione e scelta del terreno e di predisposizione della documentazione** necessaria ad ottenere l'autorizzazione alla costruzione, che si complica fortemente. L'elevata superficie necessaria determina particolari difficoltà autorizzative e di scelta dell'area da destinare all'impianto, con il rischio di dover interessare più proprietà limitrofe. Questo problema è particolarmente marcato in Italia, che ha una dimensione media degli appezzamenti agricoli (pari a 9 ha) decisamente inferiore rispetto a paesi quali la Spagna (24,8 ha) o la Germania (45,7 ha).

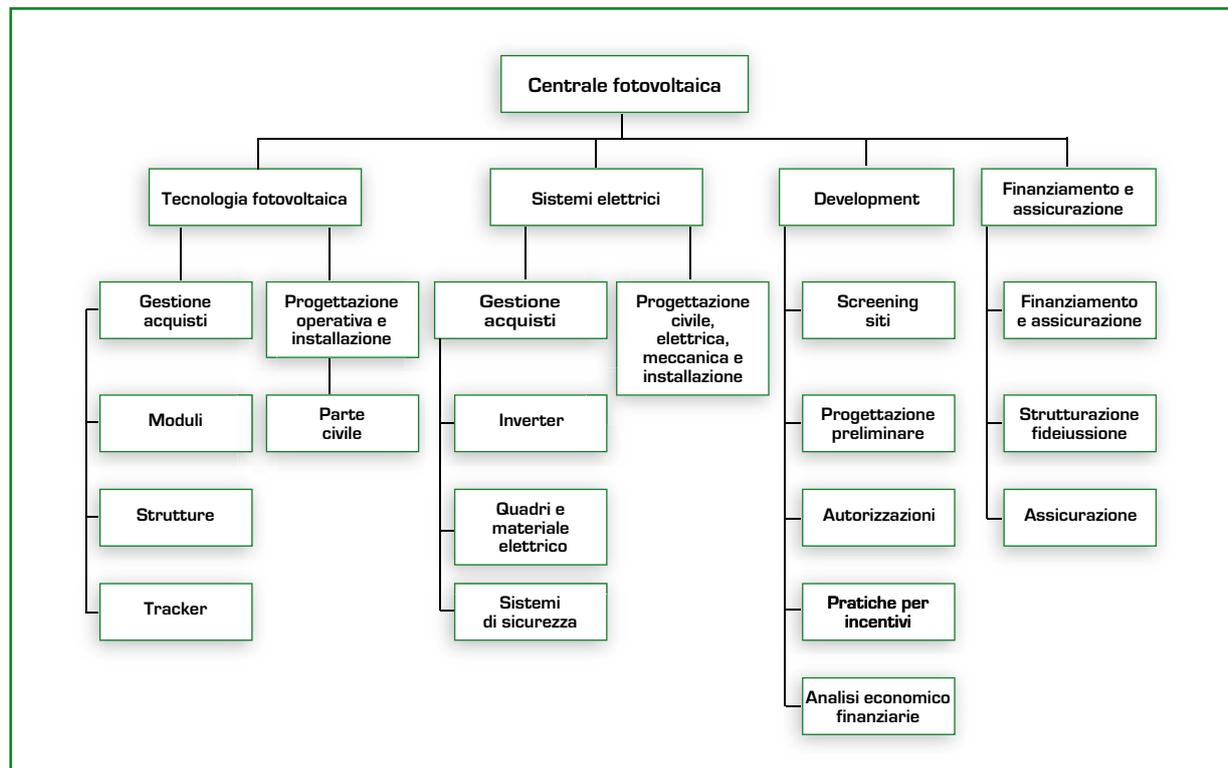
Per quanto riguarda le tipologie di clienti di questo segmento di mercato, la ricerca condotta permette di distinguere tra:

- **imprese e gruppi industriali**, per i quali la costruzione di una centrale fotovoltaica può costituire il primo passo verso una diversificazione della propria attività nel business della produzione di energia elettrica. Come emerso dalle interviste condotte, diversi gruppi hanno già dato vita a una divisione che opera nel settore fotovoltaico o, più in generale, nel comparto delle energie rinnovabili. Ne sono un esempio Energe di Ferrero o Actelios del Gruppo Falck;
- **utilities**, a cui la costruzione di una centrale fotovoltaica offre molteplici opportunità: affermare e consolidare presso i propri clienti e stakeholders l'immagine di impresa sensibile alle problematiche ambientali; realizzare un investimento redditizio, sfruttando gli incentivi riconosciuti dal Nuovo Conto Energia; rispettare i vincoli relativi alla produzione e importazione di energia da fonti rinnovabili²⁴. Nella costruzione di una centrale fotovoltaica, questi operatori possono far leva sulle loro spiccate competenze tecniche e progettuali in campo di sistemi energetici, piuttosto che sfruttare sinergie con altri impianti di

²⁴ D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79.

Figura 1.15

Le principali attività necessarie alla realizzazione di una centrale fotovoltaica



produzione di loro proprietà (ad esempio, installando il parco fotovoltaico a ridosso di altre centrali o termovalorizzatori, abbattendo in questo modo alcuni costi indiretti, quali ad esempio quelli relativi ai servizi generali);

- **fondi d'investimento** (ad esempio fondi infrastrutturali o di private equity), che annoverano il fotovoltaico tra le loro strategie di investimento (questo è il caso, tra gli altri, di Solar Ventures, Enerpoint Energy, società costituita da Enerpoint e Intesa Sanpaolo, o Solar Express, fondata da Pramac e dalla stessa Intesa Sanpaolo). Questi operatori si focalizzano tipicamente su impianti di grandi dimensioni (con potenza in media superiore o uguale a 1 MW) e concepiscono il parco fotovoltaico come un investimento sostanzialmente di natura finanziaria. I fondi sfruttano spesso la "vicinanza" con gli istituti di credito per velocizzare il processo di accesso al finanziamento e ottimizzare le condizioni del finanziamento stesso. Va detto che essi si trovano spesso di fronte al **problema della way-out**: la vita utile dell'impianto e il suo tempo medio di pay-back spesso non sono coerenti con i tempi caratteristici di uscita dall'investimento dei fondi. Di conseguenza questi ultimi sono costretti a prevedere delle soluzioni per la vendita della titolarità degli impianti prima del termine della loro vita utile,

quali ad esempio la cessione ad un altro fondo di tutto il portafoglio o la sua cartolarizzazione con conseguente emissione di bond;

- **clienti privati** in possesso di un terreno idoneo alla costruzione di una centrale fotovoltaica e dei capitali sufficienti a fronteggiare l'investimento iniziale, spesso consistente anche nel caso di ricorso parziale a capitale di debito. Questa tipologia di clienti vede nel fotovoltaico una possibilità di investimento e deve necessariamente avvalersi di un partner di fiducia per la totalità delle attività di cui si compone il processo di costruzione.

La FIGURA 1.15 illustra le principali attività necessarie alla costruzione di una centrale fotovoltaica, suddivise per area di competenze. Come si nota, oltre alle conoscenze relative più prettamente alle tecnologie fotovoltaiche, la costruzione di una centrale richiede anche un approfondito know-how di tipo elettrico, spesso relativo agli allacciamenti in media tensione. Altrettanto importanti sono le attività di *development* del sito e di ricerca dei finanziamenti e stipula dei contratti di assicurazione. Ciascuna di queste attività richiede delle competenze specifiche, e spesso gli operatori in grado di fornire centrali fotovoltaiche "chiavi in mano" hanno delle marcate specializzazioni in una di queste aree: Juwi ha maturato una particolare esperienza

nelle tecnologie fotovoltaiche operando sul mercato tedesco e spagnolo, Siemens ha un background che le conferisce competenze specifiche in ambito elettrico, Enerqos si dimostra particolarmente efficace nell'attività di *development*, facendo leva su un ufficio interno dedicato, mentre Green Utility ha un management con formazione e marcata esperienza in campo finanziario.

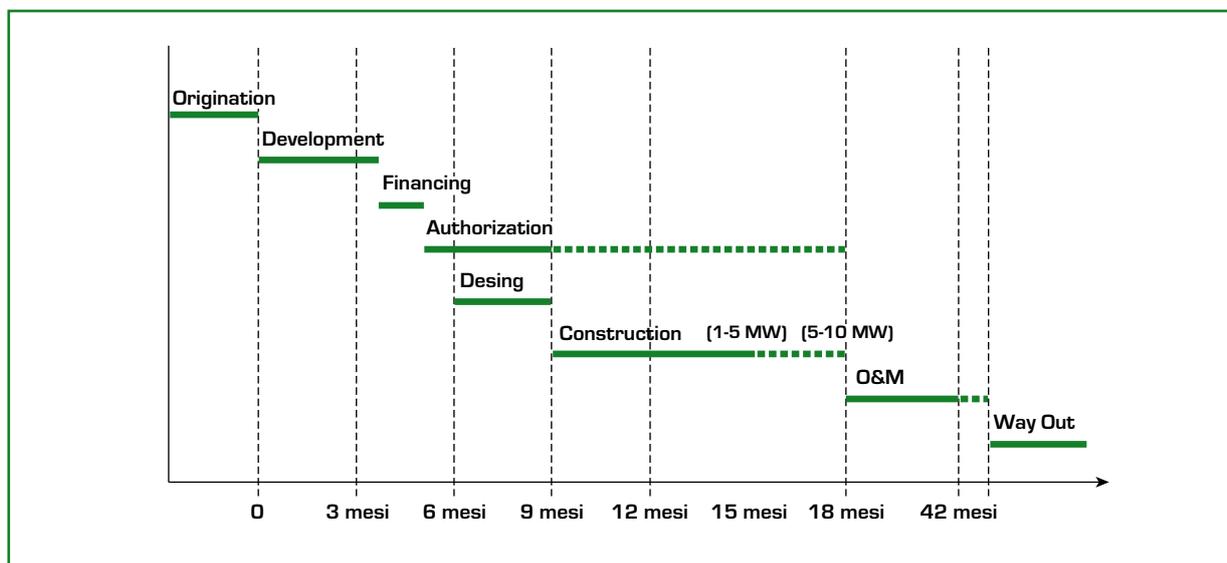
La FIGURA 1.16 illustra invece la sequenza temporale delle diverse attività necessarie alla costruzione di una centrale. Per *origination* si intende la concezione ed ideazione del progetto da parte del futuro titolare dell'impianto, che ne effettua una prima stima di fattibilità e convenienza economica. In questa fase si attivano anche i primi contatti con i potenziali fornitori, gli EPC contractor (player che si occupano in modo integrato delle attività di Engineering, Procurement and Construction), e i soggetti finanziatori. In seguito è necessario identificare il terreno idoneo alla costruzione (sempre che l'idea di business non nasca proprio dalla disponibilità di questo terreno, come tipicamente avviene nel caso di clienti privati) e avviare l'iter autorizzativo (fasi di *development e authorization*). Queste attività sono svolte normalmente dall'EPC contractor. Parallelamente, si procede alla determinazione dell'entità del finanziamento ed alla strutturazione dell'operazione, consultando gli istituti finanziari in precedenza identificati (attività di *financing*). A questo punto può avere inizio la fase di *construction* vera e propria, che va dalla gestione degli acquisti fino all'entrata in esercizio dell'impianto, passando per la realizzazione delle opere civili, la

connessione alla rete e il collaudo finale. La fase di *authorization* prosegue lungo tutto l'iter di costruzione in quanto termina con la richiesta della tariffa incentivante al GSE, quando ormai l'impianto è entrato in esercizio. Le attività di *operation & maintenance* accompagnano l'impianto durante tutta la sua vita utile e riguardano le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, nonché la stipula del contratto di assicurazione. La fase di uscita dall'investimento (*way-out*) è invece rilevante nel caso in cui il titolare dell'impianto sia un fondo d'investimento, che deve prevedere un'uscita prima del termine della vita utile dell'impianto.

Le interviste con gli operatori del settore hanno evidenziato in particolare la criticità delle seguenti fasi:

- la *development*, che include l'identificazione del terreno, la sua selezione e l'avviamento dell'iter autorizzativo. La centralità e la complessità di questa attività spiega come, **nel corso del 2008, sia nato un vero e proprio "mercato della carta"**, molto simile a quello che si osserva nel settore eolico. Infatti, diversi proprietari di terreni o affaristi locali, fiutando l'opportunità di un cospicuo guadagno, hanno selezionato delle aree ideali per un parco fotovoltaico e predisposto tutte le autorizzazioni e la documentazione necessaria alla cessione del diritto di costruzione, creando una bolla speculativa che, secondo le interviste effettuate presso gli EPC contractor italiani, ha portato il costo del terreno fino a 250.000 €/MW, pari al 4-5% del costo totale. Tale bolla è tuttavia destinata a sgonfiarsi, considerato

Figura 1.16
Sequenza temporale delle fasi di costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica



che molti di questi terreni non sono in realtà ottimali dal punto di vista della vicinanza alla rete elettrica o dell'impatto ambientale;

- l'attività di *financing*, che comprende la predisposizione del business plan, la verifica della finanziabilità del progetto e la strutturazione del finanziamento. Dalle interviste condotte presso gli istituti di credito è emerso che **circa il 90% dei business plan che ad essi vengono sottoposti sono scartati già in questa fase**, a causa dell'assenza delle autorizzazioni per la costruzione o delle garanzie necessarie al finanziamento;
- l'attività di *authorization*, che include l'adempimento di una serie di pratiche burocratiche estremamente complesse, risulta essere la fase con la durata più difficilmente prevedibile. La FIGURA 1.17, ricavata da un caso reale, sintetizza l'insieme dei **documenti da produrre per completare l'installazione di una centrale di qualche centinaio di kW, che in totale risultano essere 71**. Il punto più critico dell'iter autorizzativo è la fase di connessione alla rete, che può portare ad un ritardo di qualche mese nell'entrata in esercizio dell'impianto, con i conseguenti mancati incassi da parte del proprietario;

“I developer stanno realizzando degli enormi profitti, comprano terreni a pochi soldi e li rivendono guadagnandoci dieci volte tanto. Questo in quanto i tempi per ottenere le autorizzazioni sono estremamente dilatati, e rappresentano il vero collo di bottiglia del mercato dei grandi impianti. Per una centrale di 1 MW, per cui è necessaria un'area di 4-5 ettari, i developer riescono a vendere terreni anche per 150.000 €, ma se si vuole costruire in tempi brevi si può arrivare anche a 250.000 €.”

Responsabile commerciale di un'impresa che si occupa di progettazione e installazione di impianti fotovoltaici

la costruzione della centrale (SI VEDA FIGURA 1.18). I **fondi di investimento e gli investitori privati tendono a disinteressarsi delle problematiche di natura tecnica**. Di conseguenza, essi delegano, attraverso diversi contratti, l'insieme delle attività di costruzione e di *operation & maintenance* ad un EPC contractor secondo un modello che può essere definito “**turn-key and O&M**”. Nel caso di ricorso a capitale di debito concesso da un istituto di credito, viene normalmente richiesto all'EPC contractor di fornire una serie di garanzie sotto forma di bond (*advanced payment bond, performance bond e warranty bond*)²⁵. Nel caso invece di ri-

“La mortalità dei progetti che ci vengono sottoposti è elevatissima già in corrispondenza della prima fase di valutazione da parte della banca. Molte iniziative non vanno infatti in porto per mancanza di autorizzazioni o delle necessarie garanzie rilasciate dall'EPC contractor.”

Responsabile della sede di Milano di un importante istituto bancario

Figura 1.17

Esempio di documentazione per la costruzione di una centrale fotovoltaica in Puglia

Ente di riferimento	Documento di riferimento	Numero di allegati
Comune	DIA (Dichiarazione Inizio Attività)	19
Gestore locale di rete	Pratica di allacciamento	13
	STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale)	3
	STMD (Soluzione Tecnica Minima Definitiva)	4
	Certificati di verifica tarature	2
	DK (allacciamento rete)	13
UTF (Ufficio Tecnico di Finanza)	Comunicazione cessione totale energia	3
	Verifica gruppo di misura	1
GSE	Concessione tariffa incentivante	12
Terna	Attestazione denuncia impianto	1

²⁵ L'*advanced payment bond* serve per garantire il raggiungimento dei costi preventivati e viene ritirato una volta conclusa la costruzione dell'impianto. Il *performance bond*, di durata pari al periodo di costruzione, garantisce invece l'integrità dell'impianto e le performance dichiarate in fase progettuale. Il *warranty bond*, di durata variabile, tutela il proprietario da eventuali difetti che si manifestano in seguito all'entrata in esercizio. Tutti i certificati sono rilasciati dall'EPC contractor nei confronti del titolare dell'impianto.

Figura 1.18

Differenti modelli per la costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica

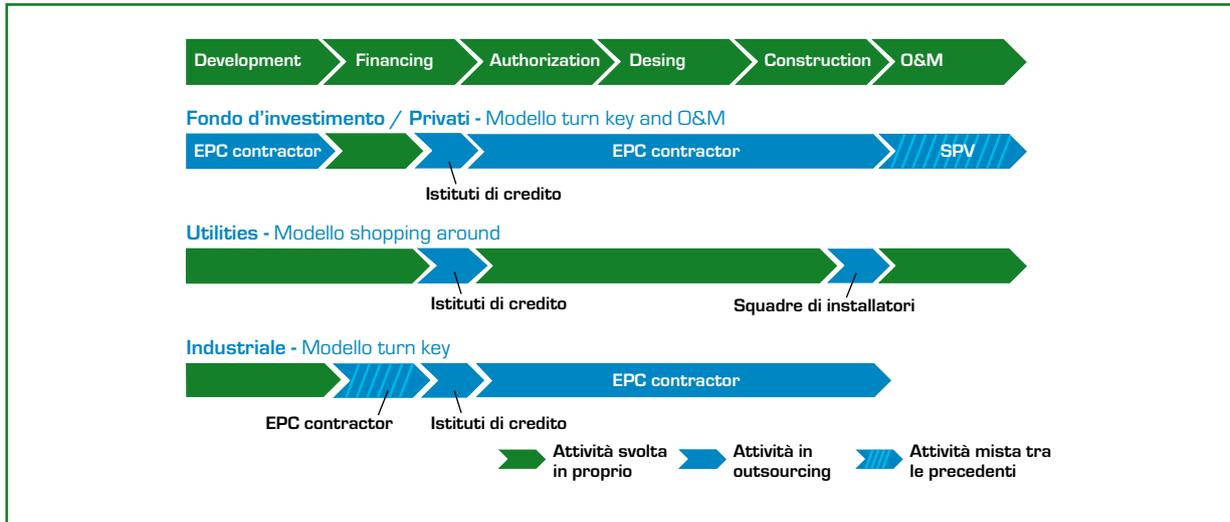


Figura 1.19

Bilancio dei flussi di cassa non attualizzati di una centrale fotovoltaica

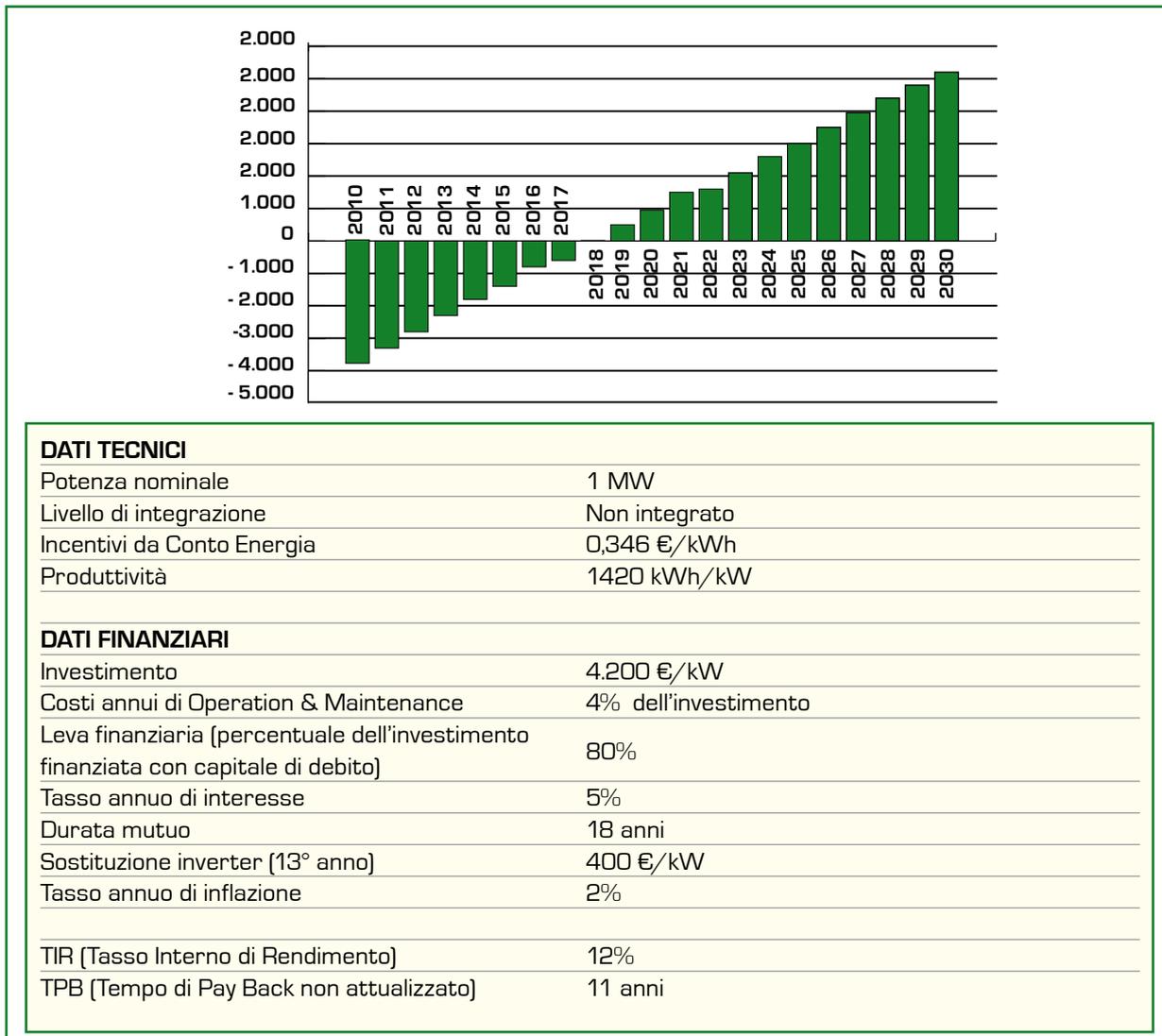
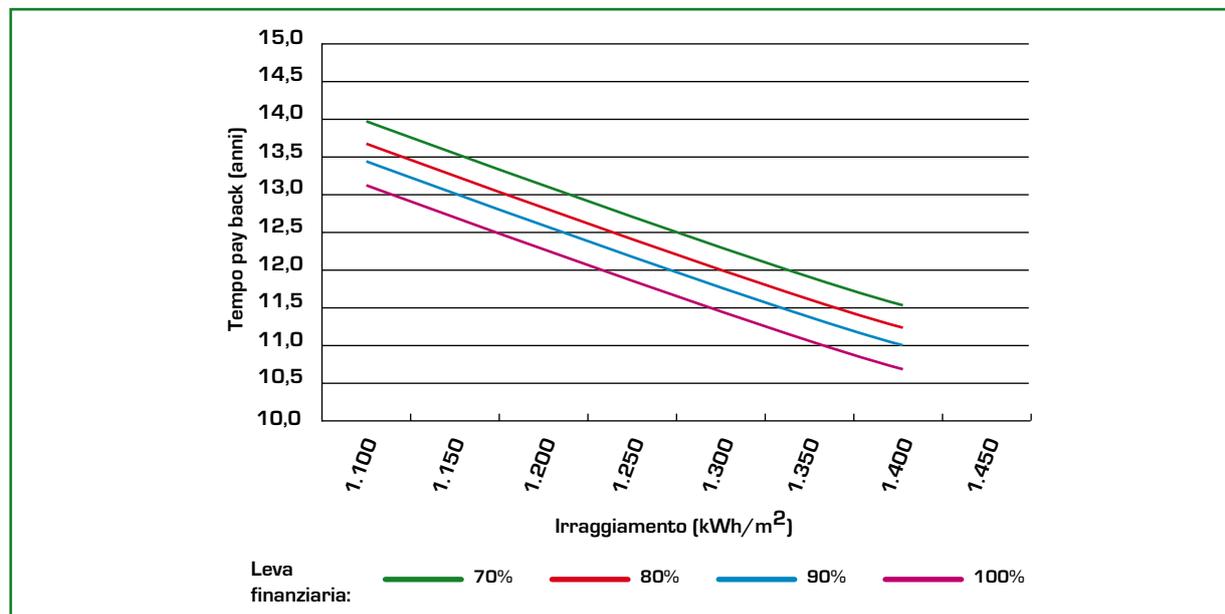


Figura 1.20

Tempo di pay-back non attualizzato in funzione del grado di irraggiamento e del livello di leva finanziaria utilizzata



corso al project financing, che è una soluzione utilizzata tipicamente per il finanziamento di impianti che richiedono un investimento complessivo superiore ai 15-20 mln €, la strutturazione del finanziamento prevede la creazione di uno Special Purpose Vehicle (SPV), al cui capitale partecipa il titolare dell'impianto in qualità di sponsor e uno o più istituti di credito, che detiene la titolarità dell'impianto.

Le utilities posseggono spesso competenze progettuali e operative in ambito energetico, nonché una capacità finanziaria autonoma. Di conseguenza, esse **tendono a svolgere la maggior parte delle attività del processo di costruzione in proprio**, acquistando i componenti da fornitori esterni secondo un modello **“shopping around”**, e ricorrendo a squadre di installatori per la posa dell'impianto.

I gruppi industriali, invece, si concentrano tipicamente sulla scelta del terreno, che spesso è di loro proprietà, e sulla gestione dell'impianto lungo tutta la sua vita utile, delegando all'EPC contractor le attività di *design, authorization e construction*, secondo il modello **“turn-key plant”**.

L'analisi condotta permette di rilevare significative barriere alla costruzione di una centrale fotovoltaica che, in caso fossero rimosse, semplificherebbero significativamente il processo di costruzione dell'impianto e renderebbero più remunerativo l'investimento:

- oltre l'80% dei responsabili del progetto di costruzione di una centrale intervistati ha sotto-

lineato come **l'iter burocratico e autorizzativo sia una delle attività più critiche e con la durata più difficilmente prevedibile nella costruzione di un parco fotovoltaico**. Il 55% degli intervistati ritiene inoltre che la capacità di portare a termine correttamente le procedure burocratiche rappresenti un importante differenziale competitivo per un EPC contractor;

- gli istituti di credito hanno più volte segnalato complicazioni nella strutturazione del finanziamento a causa della difficoltà ad ottenere dall'EPC contractor le garanzie necessarie (*advanced payment bond, performance bond e warranty bond*).

È possibile tuttavia identificare alcuni fattori che hanno favorito la crescita di questo segmento di mercato, e che possono rappresentare un ulteriore stimolo all'installazione di centrali fotovoltaiche nel prossimo futuro:

- i fondi di investimento e gli istituti di credito concepiscono la costruzione di una centrale come un **investimento finanziario a basso rischio**, perché tutelato dalla presenza di incentivi di entità costante, riconosciuti per venti anni. Di conseguenza, le centrali sono finanziate con un elevato rapporto di leva (**fino ad oggi variabile dal 90% al 100%, ma destinato a ridursi per effetto della crisi finanziaria a valori compresi tra il 70% e l'80%**), che garantisce un IRR_{levered} variabile tra il 10% e il 15% (SI VEDA FIGURA 1.19);
- il sistema incentivante italiano assicura in media

un più alto livello di tariffe *feed-in*, per gli impianti di grande taglia costruiti a terra, rispetto ad altri paesi europei (per il 2009, la *feed-in* per questi impianti è stata pari a 0,3528 €/kWh in Italia, contro 0,32 €/kWh in Spagna e 0,3194 €/kWh in Germania).

1.3.4 L'evoluzione attesa

L'obiettivo di questo paragrafo è quello di illustrare l'evoluzione attesa del mercato fotovoltaico in Italia nel breve/medio termine. A questo fine sono stati elaborati **due scenari, uno ottimistico e uno pessimistico**, a cui corrispondono diversi tassi di crescita della potenza fotovoltaica installata. Lo scenario ottimistico è caratterizzato da:

- la conferma dell'attuale sistema di tariffe incentivanti, o un suo modesto ridimensionamento, una volta raggiunto il primo tetto di potenza incentivabile con il Nuovo Conto Energia, ossia 1.200 MW;
- una sensibile crescita dell'offerta di componenti fotovoltaici in Italia, dovuta al ridimensionamento di alcuni importanti mercati europei, in seguito alla riduzione del livello di incentivi, che porterà i principali operatori stranieri ad

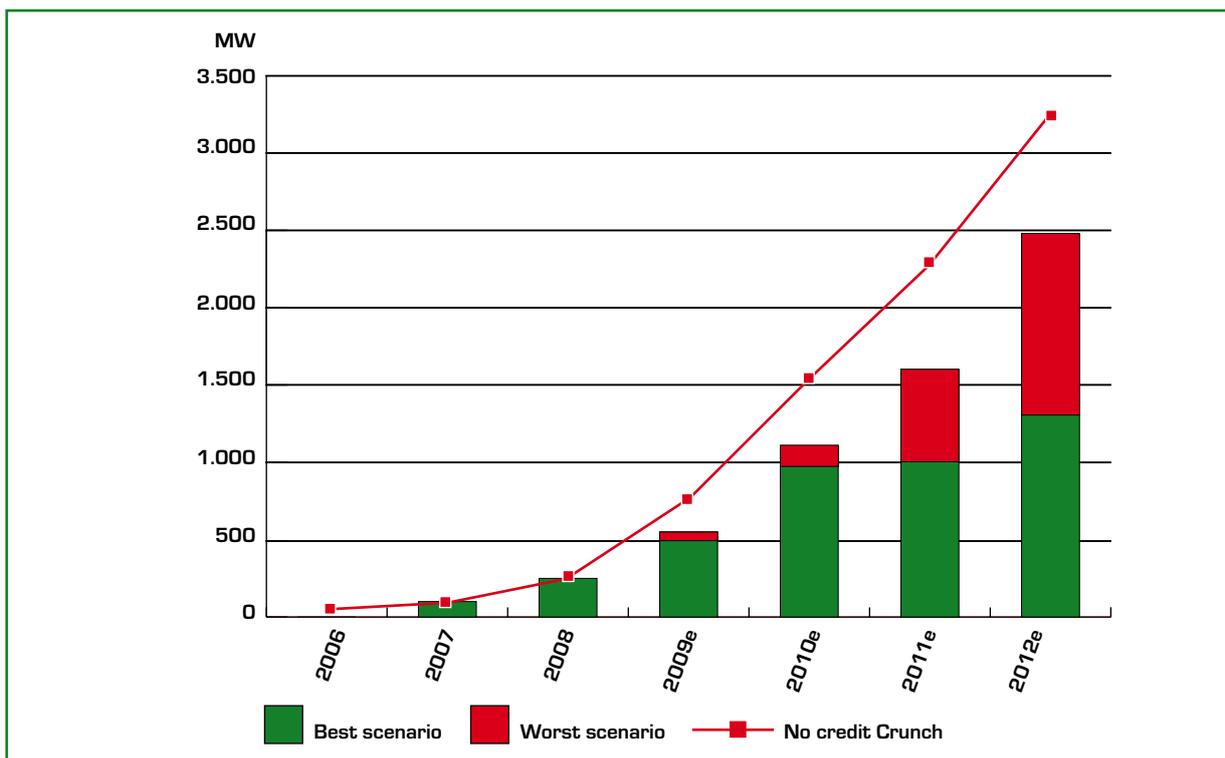
indirizzare maggiori quote della loro produzione al mercato italiano, ed agli investimenti in capacità produttiva, delle imprese italiane e non (SI VEDA CAPITOLO 1.4);

- una semplificazione del processo autorizzativo e di connessione alla rete per gli impianti di dimensione superiore ai 100 kW;
- una riduzione del costo di produzione di energia da fonte fotovoltaica, in misura pari all'8% annuo;
- l'entrata in vigore e l'effettivo rispetto, a partire dal 2010, dell'obbligo per tutti gli edifici di nuova costruzione di installare impianti che producano energia elettrica da fonti rinnovabili, in misura almeno pari a 1 kW per ogni unità abitativa e 5 kW per fabbricati industriali con superficie superiore a 100 m².

Al contrario, lo scenario pessimistico si contraddistingue per:

- una revisione dell'attuale sistema di incentivazione, a partire dal raggiungimento del primo limite di potenza stabilito dal Nuovo Conto Energia (1.200 MW), che comporti una consistente riduzione del livello delle tariffe incentivanti sulla scia di quanto è avvenuto in altri paesi europei come Spagna e Germania;

Figura 1.21
Andamento previsionale della potenza fotovoltaica installata in Italia



- una riduzione del costo di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica in misura pari al 3% annuo;
- lo slittamento dell'entrata in vigore dell'obbligo, per tutti gli edifici di nuova costruzione, di installare impianti che soddisfino una quota del fabbisogno di energia elettrica da fonti rinnovabili, o la mancata approvazione di sanzioni amministrative che assicurino l'effettivo rispetto di questo vincolo.

La FIGURA 1.21 descrive l'evoluzione della potenza fotovoltaica installata in Italia in ciascuno dei due scenari precedentemente illustrati.

È necessario notare che le previsioni di crescita della potenza installata, per entrambi questi scenari, sono state elaborate considerando l'impatto

che la crisi finanziaria in atto sta avendo e avrà nei prossimi anni sull'economia e, nello specifico, sul mercato fotovoltaico. In particolare, è stata condotta un'analisi sul numero di progetti di impianti fotovoltaici approvati nel 2008 e messi in stand-by o posposti per un'improvvisa mancanza di finanziamenti o per una riduzione del livello di debito accordato dagli istituti finanziari, oltre ad interviste mirate con gli istituti di credito più attivi nel mercato fotovoltaico. Questo ha permesso di stimare quale sarebbe stata la crescita media della potenza installata senza le restrizioni creditizie indotte dall'attuale crisi finanziaria, che in FIGURA 1.21 è rappresentata dalla linea di tendenza denominata "no credit crunch".

Dall'esame della FIGURA 1.21 si può osservare come **l'avvento della crisi finanziaria, nel migliore dei**

Box 1.13

La grid parity

Per *grid parity* si intende l'equivalenza tra il costo di produzione dell'energia elettrica da fonti alternative e il prezzo a cui l'energia elettrica può essere prelevata dalla rete.

Attualmente, in Italia il costo di produzione da un impianto fotovoltaico si aggira intorno a 40 € cent/kWh (si veda BOX 1.11), mentre il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo, nel primo trimestre del 2009, è stato di 17,15 € cent/kWh.

Pertanto **in Italia il raggiungimento della *grid parity* è ancora lontano nel tempo**. Esso dipende da un lato dai fattori che influenzano il costo di produzione dell'energia fotovoltaica, ossia il costo complessivo dell'impianto, la sua vita utile, i costi di *operation & maintenance*, l'irraggiamento del luogo di installazione e l'efficienza della tecnologia utilizzata. Dall'altro, è influenzata dal prezzo d'acquisto dell'energia elettrica, che dipende innanzitutto dalla tipologia di utenza (potenza impegnata, consumi annuali, tipologia di contratto, ecc.) e da alcune variabili macroeconomiche, prima su tutte l'andamento del prezzo del greggio.

La FIGURA 1.22 mostra l'evoluzione prevista delle due componenti descritte. Essa è stata costruita considerando:

- un tasso di crescita del prezzo dell'energia elettrica pari al tasso di crescita medio registrato in Italia negli ultimi cinque anni, calcolato sulla base dei dati AEEG;
- un range di variazione annuo tra il prezzo massimo e quello minimo dell'energia elettrica pari a quello che

si è verificato mediamente negli ultimi cinque anni, calcolato sulla base dei dati AEEG;

- un tasso di riduzione medio annuo del costo di produzione da fonte solare fotovoltaica pari all'8% annuo;
- un range di oscillazione del costo di produzione da fonte solare fotovoltaica calcolato in funzione della taglia d'impianto.

In base a queste ipotesi, **la *grid parity* in Italia dovrebbe essere raggiunta in un periodo di tempo compreso tra il 2014 e il 2016**, prima del quale quindi la convenienza nell'installazione di un impianto fotovoltaico non può prescindere dalla presenza di specifiche tariffe incentivanti.

Chiaramente il prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete è influenzato dal prezzo al barile del petrolio, i cui derivati rappresentano i principali combustibili utilizzati per la generazione di energia elettrica nelle centrali tradizionali a fonti fossili. Come il grafico in FIGURA 1.23 illustra, tuttavia, il prezzo dell'energia elettrica rilevato negli ultimi 10 anni dall'AEEG ha sempre mantenuto un trend crescente, o al più costante, nonostante le ampie variazioni del prezzo del greggio. Questo trend è destinato, come è opinione anche dai principali esperti del settore, a confermarsi anche negli anni a venire, nonostante il prezzo del petrolio si assisterà verosimilmente su valori mediamente inferiori rispetto a quelli raggiunti nel corso del 2007 e di buona parte del 2008.

Bisogna rilevare come la ***grid parity* sia stata già rag-**

Figura 1.22

La grid parity in funzione del prezzo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di produzione dell'energia fotovoltaica

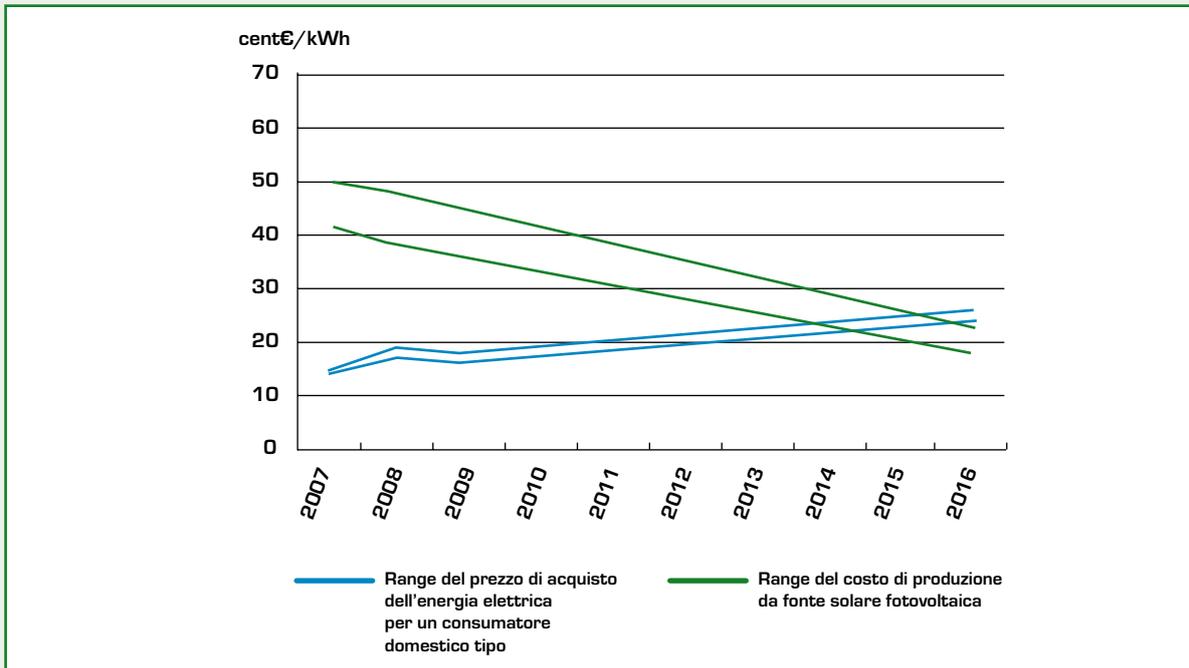
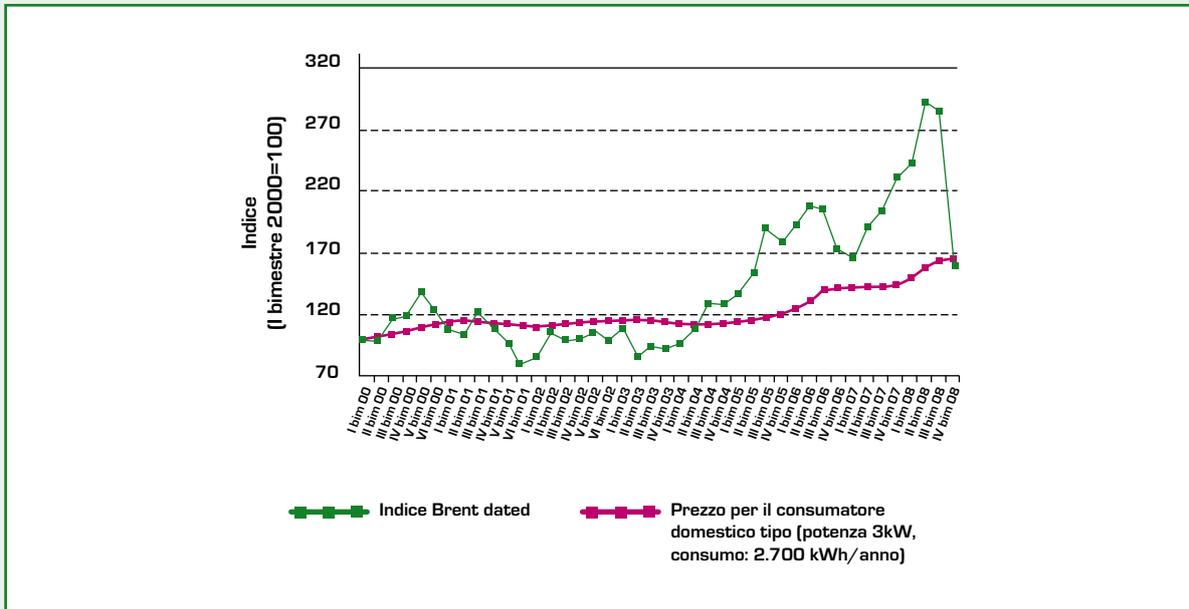


Figura 1.23

Andamento temporale del prezzo del greggio e del prezzo dell'energia elettrica (fonte: AEEG, 2008)



giunta in alcune regioni del mondo, come lo stato delle Hawaii. Infatti, l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici con potenza compresa tra 2 kW e 11,5 kW, che adottano lo scambio sul posto, ha un costo compreso tra 0,20 \$/kWh e 0,29 \$/kWh in questo paese, a causa sostanzialmente dell'elevato irraggiamento. Il prezzo dell'elettricità offerta dalle utilities ai residenti,

differente a seconda della località considerata, va invece da un minimo di 0,19 \$/kWh ad un massimo di 0,31 \$/kWh. Risulta quindi evidente che, in alcune aree dello Stato delle Hawaii, la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica risulta conveniente rispetto all'acquisto della stessa energia prodotta da fonti tradizionali.

casi (best scenario), ritardi di circa 1 anno il raggiungimento del livello di potenza installata che si sarebbe sperimentato nel caso di assenza della stretta creditizia. Sempre nel best scenario, **il limite massimo di potenza incentivabile attraverso il Nuovo Conto Energia (1.200 MW) sarebbe raggiunto e superato nell'arco di due anni**, mentre nel worst scenario la soglia dei 1.200 MW verrebbe raggiunta nel 2011.

Esistono due possibilità per assicurare una continua crescita della potenza installata oltre il 2010 – 2011, momento in cui verosimilmente si supererà il tetto dei 1.200 MW. La prima è che venga approvato il prolungamento del sistema di tariffe *feed-in*, ancorché accompagnato da una loro riduzione che tenga conto della diminuzione attesa del costo di produzione di energia da tecnologia fotovoltaica, fino al raggiungimento del secondo obiettivo di potenza già indicato nel Nuovo Conto Energia, pari a 3.000 MW, che verosimilmente richiederà altri tre o quattro anni per essere superato. La seconda è invece il conseguimento della cosiddetta *grid parity* entro il 2010 – 2011. Come si osserva analizzando il box 1.13, è tuttavia ragionevole attendersi che in Italia essa verrà raggiunta solo in un periodo compreso tra il 2014 – 2016. Diviene quindi un presupposto fondamentale per evitare un crollo delle installazioni annue di potenza fotovoltaica, e con essa una drastica contrazione del mercato fotovoltaico, che lo schema di tariffe incentivanti sia effettivamente prolungato oltre il 2010-2011. Al superamento del secondo “tetto” di 3.000 MW, è verosimile attendersi che la produ-

zione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica sarà economicamente conveniente anche senza meccanismi di incentivazione (o sarà comunque molto più vicina ad esserlo), e il mercato in grado di crescere da sé. **Interrompere gli incentivi nel 2010-2011 comporterebbe anche una riduzione consistente degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico, nonché in capacità produttiva e miglioramenti di processo, da parte delle imprese italiane**, che si troverebbero in una posizione di forte svantaggio competitivo nel momento in cui la *grid parity* sarà effettivamente raggiunta, e l'Italia diverrà un mercato di sbocco particolarmente attrattivo per i player internazionali. **Prolungare gli incentivi oltre il primo limite di potenza di 1.200 MW**, il che rappresenta d'altro canto lo scenario più plausibile a detta degli operatori intervistati, **costituisce quindi un'opportunità che le istituzioni italiane non dovrebbero lasciarsi sfuggire.** Non solo per evitare un crollo verticale della potenza installata, che sarebbe tuttavia temporaneo, fino al raggiungimento della *grid parity*, e che contribuirebbe al più a ritardare l'adeguamento dell'Italia ai vincoli di produzione di energia da fonti rinnovabili, introdotti dal Protocollo di Kyoto e spesso messi in discussione. Ma soprattutto per le ricadute positive che evitare una soluzione di continuità nell'installazione di impianti fotovoltaici avrebbe sulla competitività delle imprese e del sistema industriale italiano, in un mercato che è destinato nel tempo, anche alla luce delle politiche energetiche adottate da diversi paesi nel mondo (primo tra tutti, gli USA) a crescere sempre più negli anni a venire.

1.4 La filiera

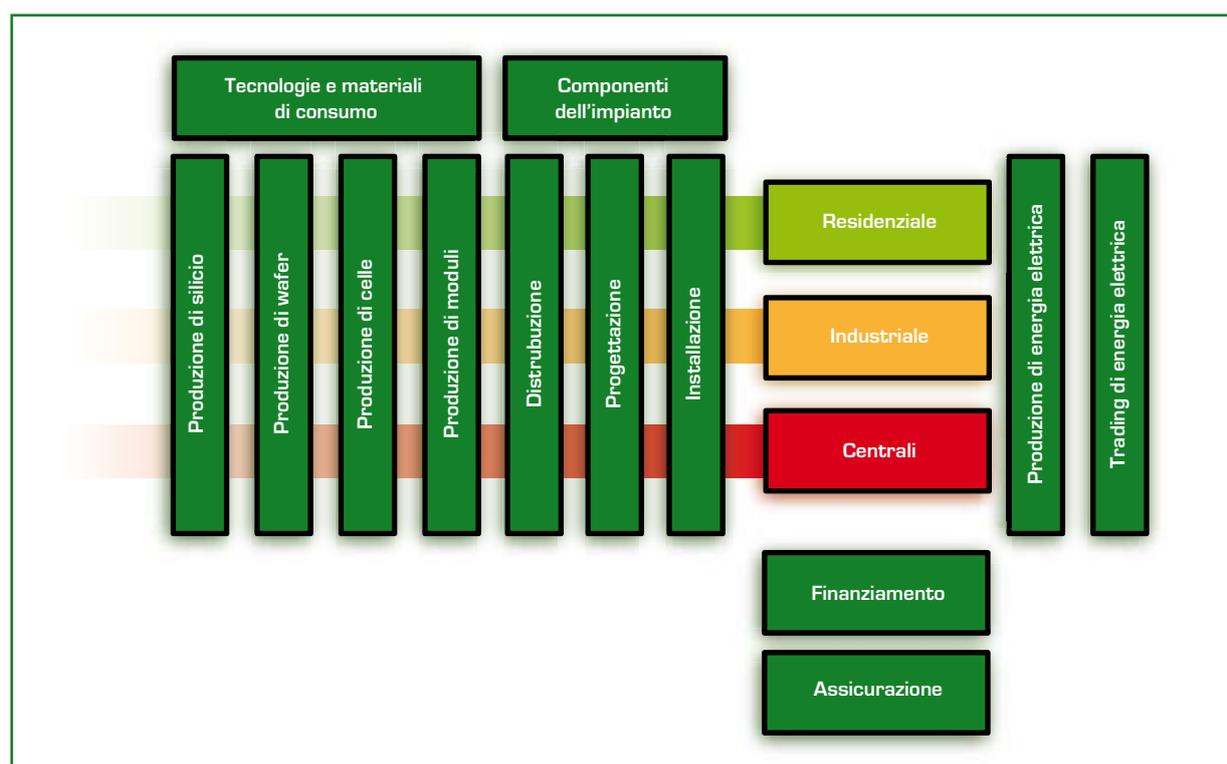
L'obiettivo di questa sezione è **analizzare l'articolazione della filiera fotovoltaica in Italia**, con l'intento di descrivere i principali player, comprendere il peso relativo degli operatori italiani ed esteri, esaminarne strategie competitive e modelli di business e studiare le possibili evoluzioni future.

1.4.1 L'articolazione della filiera fotovoltaica

Il processo produttivo per la realizzazione di un modulo fotovoltaico ha inizio con la trasformazione del quarzo nel cosiddetto **silicio di grado metallurgico**, che viene normalmente impiegato per produrre leghe di alluminio, acciaio e resine. Grazie ad un ulteriore processo di raffinamento, il

silicio metallurgico viene portato al grado di purezza necessario per l'impiego nell'industria dei semiconduttori e in quella fotovoltaica. Il materiale così ottenuto, denominato **polysilicon**, si trova sottoforma di lingotti (cilindri se monocristallino, a forma di parallelepipedo se policristallino). Il polysilicon viene quindi tagliato in fette sottilissime, dette **wafer**, che hanno uno spessore compreso tra 180 μ e 300 μ . A questo punto ha inizio il processo di produzione della **cella fotovoltaica**, durante il quale i wafer sono "drogati" da un lato con boro e dall'altro con fosforo, ricoperti con un rivestimento antiriflesso e con una sottilissima griglia di argento, che permette di raccogliere l'elettricità generata e convogliarla ai contatti (SI VEDA PARAGRAFO 1.1.1). A questo stadio le celle, dopo essere state testate e suddivise in classi di potenza, sono assemblate in stringhe attraverso una saldatura

Figura 1.24
Articolazione della filiera fotovoltaica



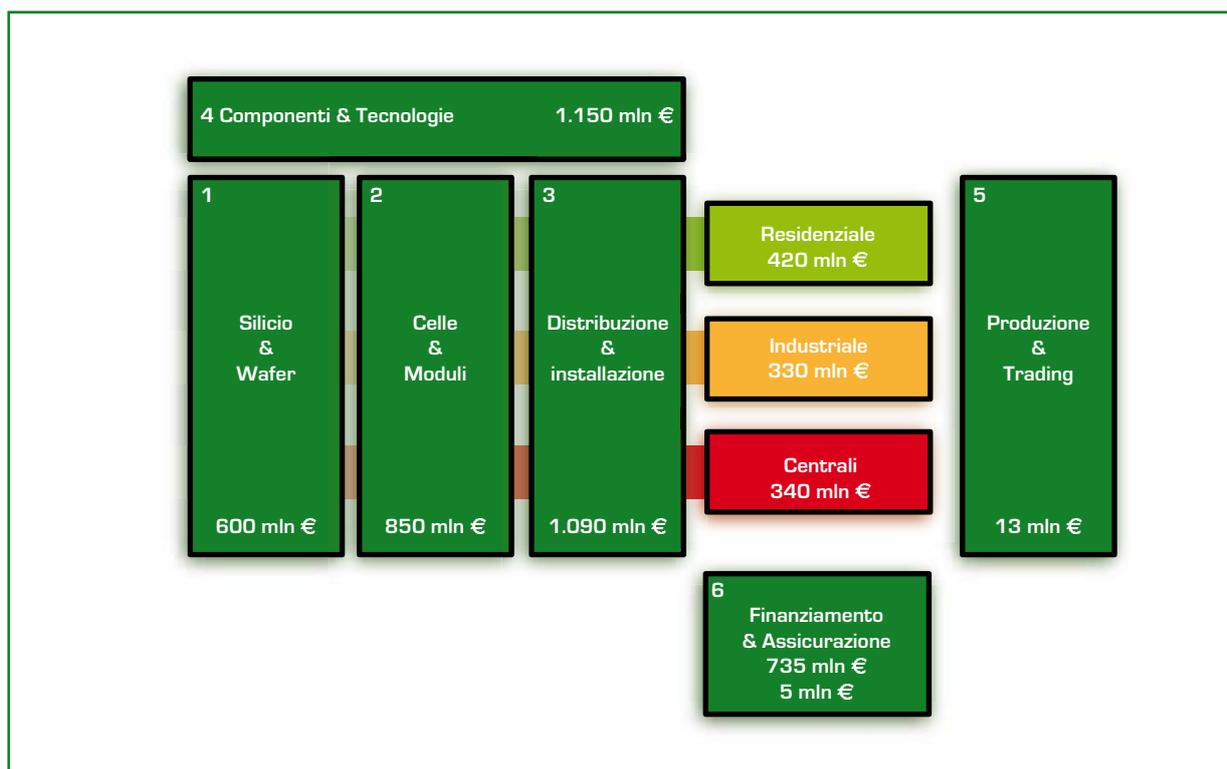
dei contatti. Il passaggio finale consiste nel rivestimento con una pellicola sigillante trasparente e nell'applicazione di un supporto rigido sul lato posteriore, e del vetro su quello anteriore. Il tutto viene sigillato e profilato con alluminio. Dopo un controllo di qualità, il **modulo fotovoltaico** finito (che si compone normalmente di 48 o 72 celle) è veicolato dal canale di distribuzione agli operatori che si occupano delle fasi di progettazione e installazione dell'impianto. La FIGURA 1.24 riporta i sette stadi in cui il processo di produzione del modulo fotovoltaico può essere scomposto, fino alla sua distribuzione e impiego nella costruzione di un impianto residenziale, industriale o in una centrale. A queste sette macro-attività si affiancano: la fabbricazione dei materiali di consumo e dei componenti addizionali (vetro, profilati in alluminio, EVA, Tedlar®, ribbon, ecc.) impiegati nella produzione delle celle e nell'assemblaggio dei moduli; lo sviluppo e fornitura di tecnologie e sistemi produttivi (forni, robot di linea, laminatori, stringatrici, tester, ecc.) per la produzione di celle e moduli; la fabbricazione dei componenti dell'impianto fotovoltaico (inverter, strutture di supporto, *tracker* e materiale elettrico) addizionali rispetto al modulo. La filiera fotovoltaica è completata poi dalle attività di finanziamento e di assicurazione degli impianti,

nonché dalla produzione di energia elettrica e dal suo trading.

Per meglio analizzare e comprendere le dinamiche competitive che caratterizzano il mercato fotovoltaico è utile identificare, all'interno della filiera descritta in FIGURA 1.24, una serie di **aree di business a livello delle quali si manifesta la competizione tra imprese**. Come indicato in FIGURA 1.25 è possibile distinguere in particolare tra:

- Area di business **“silicio e wafer”**, che include tutte le fasi produttive che vanno dalla purificazione del silicio metallurgico al taglio dei lingotti in wafer, e che rappresenta lo stadio iniziale di lavorazione della materia prima critica;
- Area di business **“celle e moduli”**, che comprende la produzione di celle, a partire dai wafer di silicio, e il loro assemblaggio in moduli;
- Area di business **“distribuzione e installazione”**, che include le attività di distribuzione dei componenti, di progettazione e integrazione dell'impianto, di sviluppo del sito (*developing*) e di installazione. Rappresenta il punto di contatto tra la filiera produttiva e il mercato finale;
- Area di business **”produzione e trading”**, che accorpa le attività necessarie alla produzione di

Figura 1.25
Principali aree di business nella filiera fotovoltaica e volume d'affari nel 2008



Box 1.14**Processi di produzione alternativi a quello di lavorazione del silicio cristallino**

Sono stati recentemente messi a punto dei processi di lavorazione e trasformazione del silicio cristallino per applicazioni fotovoltaiche che si differenziano in modo significativo da quelli descritti nella parte introduttiva di questa sezione. Alcuni di essi comportano anche una diversa articolazione delle attività che portano alla fabbricazione del modulo. A fianco di questi, anche i processi produttivi a ridotto contenuto di silicio (quali quelli per la fabbricazione di moduli a film sottile di silicio amorfo) o *silicon free* (per la realizzazione ad esempio di film sottile CdTe o CIS/CIGS) richiedono una diversa configurazione delle fasi a monte della filiera produttiva illustrata in FIGURA 1.24. In particolare è possibile distinguere:

- **processi produttivi innovativi per la produzione di silicio cristallino**, come ad esempio la tecnologia *ribbon* (utilizzata da Evergreen Solar), che evita le fasi di taglio e di incisione dei wafer, producendo direttamente il modulo fotovoltaico da un nastro di silicio liquido che viene tirato lungo due bordi di metallo, o il processo EFG (utilizzato dalla Schott Solar), che permette di ottenere un ottaedro di polysilicon al posto del tradizionale lingotto, riducendo gli scarti nel taglio dei wafer;

- **processi produttivi a ridotto contenuto di silicio (*low-silicon*)**, tra questi il principale è quello utilizzato per la produzione dei moduli in silicio amorfo, che consiste nella deposizione di un sottilissimo strato (1-2 μm) di silicio cristallino su una superficie di supporto, costituita da vetro o da materiale plastico flessibile. Questo processo permette di bypassare la produzione di celle e di arrivare direttamente dal polysilicon al modulo finito, utilizzando inoltre quantità ridotte di materia prima;
- **processi produttivi *silicon-free***, tra cui i processi di fabbricazione delle tecnologie a film sottile come CdTe, CIS/CIGS o di terza generazione (DSC, celle organiche e ibride). Essi comportano l'utilizzo di un materiale alternativo al silicio, eliminando quindi la necessità di ricorrere a questa materia prima.

Diversi processi tra quelli illustrati siano già stati applicati su scala industriale, ma il loro impatto sulla produzione a livello mondiale è ancora marginale: nel 2007 la produzione di moduli in silicio amorfo si è attestata a circa 375 MW, mentre quella di moduli in telloruro di cadmio a 330 MW circa.

energia, la sua cessione in rete e l'eventuale trading dell'energia elettrica prodotta;

- Area di business “**materiali e tecnologie**”, che include le attività di produzione di impianti, tecnologie, materiali e componenti a supporto del processo produttivo di celle e moduli facenti parte del sistema fotovoltaico;
- Area di business “**finanziamento e assicurazione**”, che comprende le attività di finanziamento dell'impianto finale e di assicurazione dello stesso, che possono assumere caratteristiche profondamente differenti in funzione del segmento di mercato (residenziale, industriale o centrali) in questione.

Lo schema della filiera fotovoltaica descritto in FIGURA 1.25, che verrà utilizzato come riferimento per le analisi successive, descrive le **attività necessarie alla fabbricazione e installazione di impianti che impiegano moduli in silicio cristallino che, come discusso nel CAPITOLO 1.1, rappresentano il 90% circa della potenza installata a livello globale**. Il BOX 1.14 descrive invece quali modifiche potrebbero verificarsi nella configurazione della filiera produttiva qualora si affermino processi produttivi, per ora ancora marginali, alternativi a quello cristallino tradizionale.

1.4.2 Il volume d'affari

La FIGURA 1.25 riporta inoltre il volume d'affari generato nel 2008 in Italia nelle diverse aree di business in cui il mercato fotovoltaico è stato scomposto. Si nota che **la vendita di impianti fotovoltaici in Italia ha determinato un fatturato complessivo di poco inferiore a 1,1 mld €**, con un incremento pari al 140% rispetto al 2007. Questo fatturato è suddiviso pressoché equamente tra il segmento residenziale (420 mln €), industriale (330 mln €) e quello delle centrali fotovoltaiche (340 mln €). Il volume d'affari associato alla produzione e vendita di silicio e wafer per il mercato fotovoltaico italiano è stimabile in circa 600 mln €, mentre la produzione e vendita di celle e moduli ha fatto registrare un fatturato complessivo di circa 850 mln €. L'indotto generato dalla produzione e vendita di tecnologie di produzione, materiali di consumo e componenti necessari alle diverse fasi del processo produttivo, ha complessivamente originato un volume d'affari stimabile in circa 1.150 mln €, per la maggior parte riconducibile alla vendita e installazione di impianti e linee di assemblaggio da parte delle imprese italiane produttrici di celle e moduli. Il valore dell'energia prodotta nel 2008 dagli impianti in esercizio è stimabile in circa 13 mln

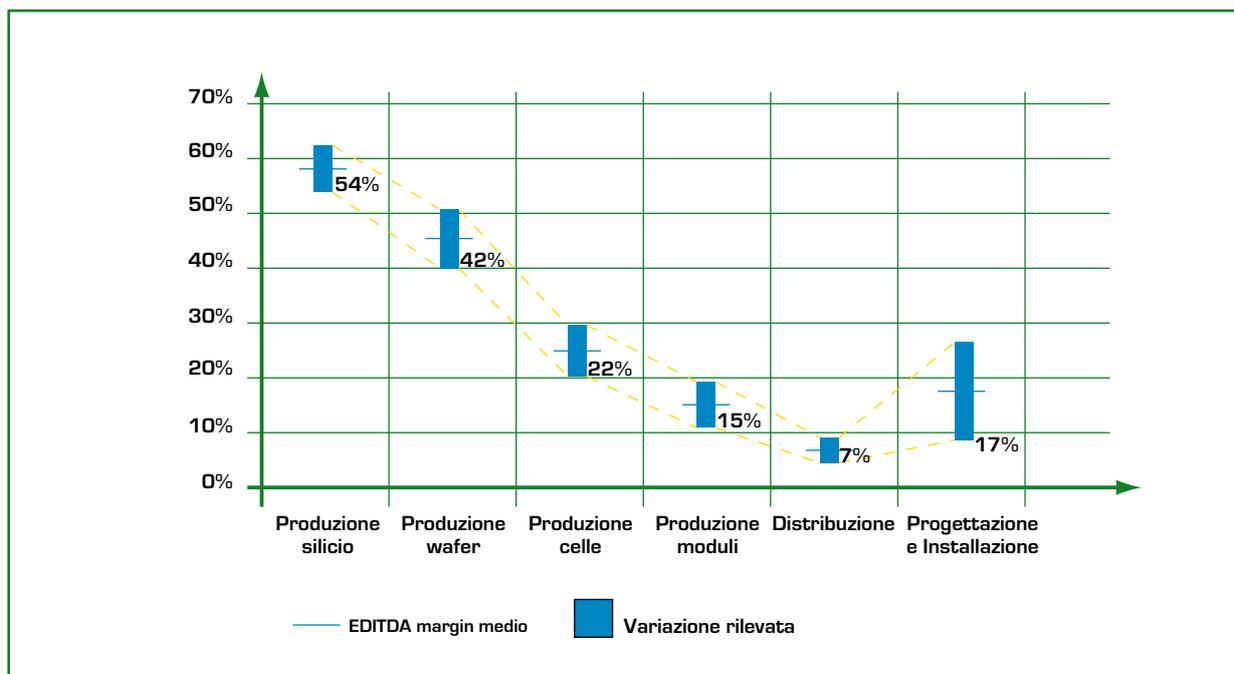
€. L'installazione di impianti fotovoltaici è stata finanziata dagli istituti di credito per un valore complessivo di circa 735 mln €²⁶, mentre le compagnie assicurative hanno incassato premi sulle polizze concesse per impianti fotovoltaici per un valore stimabile in circa 5 mln €²⁷.

1.4.3 Le marginalità

L'analisi condotta ha permesso di effettuare una stima dell'andamento nel 2007 dell'EBITDA Margin²⁸ medio per le imprese che operano nelle diverse fasi in cui si articola la filiera fotovoltaica (SI VEDA FIGURA 1.26). Si nota che **il rapporto tra EBITDA e ricavi assume valori particolarmente elevati nelle fasi a monte della filiera**. Per quanto riguarda l'attività di produzione di silicio e wafer, il dato si spiega in primo luogo con lo *shortage* di silicio che ha caratterizzato il 2007 e buona parte del 2008, e che ha permesso ai fornitori di questa materia prima "chiave" di conseguire delle marginalità particolarmente alte, sfruttando lo squilibrio tra domanda e offerta e facendo leva sul potere contrattuale particolarmente elevato che ne è risultato. La marginalità nelle fasi di produzione

di celle e moduli rimane piuttosto elevata, e ciò si spiega con l'elevata intensità tecnologica di questa attività e con il relativo eccesso di domanda rispetto all'offerta. La fase di distribuzione di moduli e componenti dell'impianto fotovoltaico presenta invece il più basso livello di marginalità della filiera, a testimonianza del limitato peso e valore aggiunto di questa attività. Basti pensare che la maggior parte delle imprese attive in questa fase non dispone nemmeno di un punto di stoccaggio di moduli, dal momento che essi sono spesso inviati direttamente dal produttore al cantiere presso cui devono essere installati. Questo spiega il fatto che, ad eccezione di alcune filiali italiane di operatori esteri e dei distributori idrotermosanitari, non specializzati, che veicolano anche kit fotovoltaici, moduli e altri componenti dell'impianto finale, prevalentemente per installazioni residenziali, sono rari i casi in cui la distribuzione non sia affiancata da servizi di consulenza burocratica o tecnica, o non sia integrata con le operazioni di progettazione e installazione. È interessante notare, infatti, come **le attività di system integration presentino margini significativamente superiori alla pura distribuzione**, a testimonianza dell'importanza che viene riconosciuta a questo stadio critico di contatto tra la fi-

Figura 1.26
EBITDA margin medio delle imprese operanti nelle diverse fasi della filiera fotovoltaica nel 2007



²⁶ Valore calcolato moltiplicando la leva finanziaria media utilizzata in ogni segmento di mercato per il valore totale degli impianti installati.

²⁷ Valore calcolato utilizzando il premio medio per ogni kW assicurato, variabile per ogni segmento di mercato, e considerando il numero medio di impianti assicurati in ogni segmento.

²⁸ Rapporto tra EBITDA e totale dei ricavi.

liera produttiva e il cliente finale. D'altra parte la variabilità dell'EBITDA Margin per questa attività risulta particolarmente marcata. Questo è dovuto sostanzialmente al fatto che esso è strettamente influenzato dalla taglia dell'impianto fotovoltaico: il margine percentuale che può ottenere un installatore per un piccolo impianto montato su tetto è, infatti, sensibilmente superiore a quello di un parco fotovoltaico, a causa del differente potere contrattuale del cliente e del valore assoluto degli investimenti in gioco.

1.4.4 I player della filiera fotovoltaica italiana

Il censimento condotto permette di stimare in circa **630 il numero di imprese che operano nelle diverse aree di business del mercato fotovoltaico italiano**, a cui si aggiungono alcune migliaia di operatori locali, coinvolti principalmente nella fase di installazione dell'impianto nel segmento residenziale, e oltre 350 banche e istituti di credito attivi nel finanziamento degli impianti. Queste aziende possono essere divise in: imprese italiane, ossia con sede in Italia; imprese estere ma con fi-

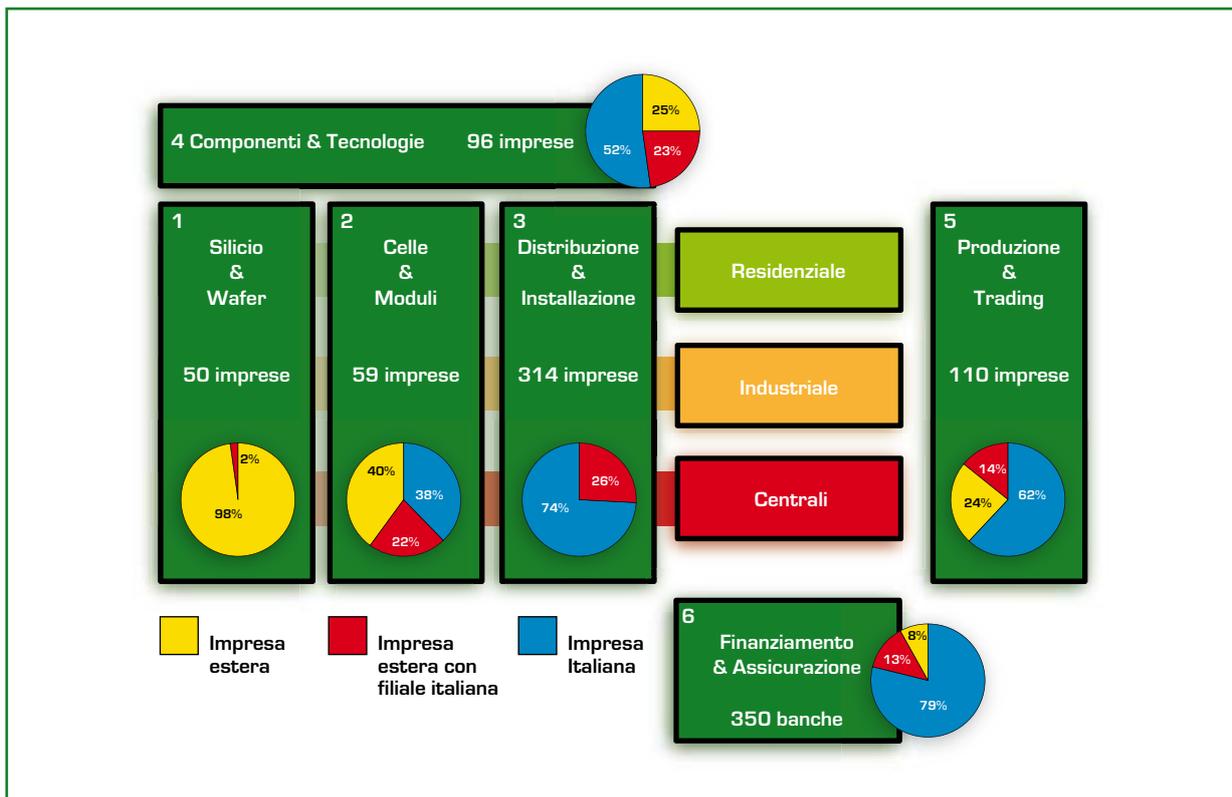
liale in Italia, di natura commerciale o produttiva; imprese estere che servono il mercato italiano attraverso l'*export*.

Come si può notare dalla FIGURA 1.27, **il 74% degli installatori e dei distributori è italiano** (ed il restante 26% delle aziende attive in questa fase della filiera è controllato da operatori stranieri, ma con una filiale commerciale in Italia). La percentuale di operatori originari del nostro Paese che servono il mercato italiano **scende tuttavia al 38% se si passa alla fase di realizzazione di celle e moduli**. **Mentre, se si prende in considerazione la produzione di silicio e wafer si nota la totale assenza di imprese italiane** (soltanto il 2% delle aziende attive in queste fasi opera in Italia con una filiale produttiva). La mancanza di operatori italiani lascia qui sempre maggior spazio all'*import* puro, ossia neppure veicolato da una sede di un qualche rilievo nel nostro Paese.

Complessivamente, è possibile stimare il **marginale operativo lordo generato nel 2008 dalle imprese italiane** (nell'ipotesi che le marginalità riportate in FIGURA 1.26 si mantengano pressoché inalterate nel corso del 2008) **in circa 180 mln €**, pari al 28% del margine complessivo generato lungo le diverse

Figura 1.27

Le imprese nella filiera fotovoltaica italiana



fasi della filiera industriale che serve il mercato fotovoltaico italiano. Questo indica che la stragrande maggioranza dei profitti generati dal mercato fotovoltaico italiano esce dai confini nazionali, contribuendo alla brillantezza dei bilanci dei principali operatori stranieri (in particolare, tedeschi, giapponesi, statunitensi e, in misura minore, cinesi e taiwanesi).

La situazione che emerge dall'analisi di questi dati consente più di una riflessione:

- appare evidente come **le imprese italiane si appropinquo della lion's share nelle fasi "a valle" (distribuzione e installazione)** ove il contatto diretto con il cliente finale, sia esso residenziale o industriale, e la capillarità della presenza territoriale giocano un ruolo chiave e dove più difficile appare – anche per il futuro – che gli operatori stranieri senza una sede in Italia possano costruirsi un differenziale competitivo. E' la conseguenza più immediata (ed ovviamente positiva) del meccanismo di incentivazione del Nuovo Conto Energia che, stimolando il cliente finale ad adottare la tecnologia fotovoltaica, "trascina" le fasi più prossime della filiera convogliandovi quello spirito imprenditoriale che è indubbiamente uno dei punti di forza del nostro Paese;
- con altrettanta evidenza **il made in Italy appare più in difficoltà mano a mano che si risale lungo la filiera – verso le fasi a marginalità maggiore** – ove la presenza delle nostre imprese si fa sempre più rada. In questi stadi, infatti, assume da un lato un ruolo rilevante la componente di innovazione tecnologica, con la conseguente criticità delle attività di ricerca e sviluppo, e, dall'altro lato, sono necessari ingenti investimenti in *asset* materiali (circa 400 mln € per installare un impianto di produzione di silicio con una capacità di 5.000 tonnellate, equivalente a circa 600 MW di potenza fotovoltaica). Su questi ultimi aspetti l'effetto del Conto Energia è decisamente minore, se non completamente assente, mentre molto più significativi sono ad esempio i differenziali di scala che consentono agli operatori stranieri - ed in particolare ai *big* del mercato a livello mondiale - di spartirsi larga parte del mercato italiano e di appropriarsi quindi di una quota rilevante del suo valore. Il peso delle aziende italiane nell'industria mondiale del fotovoltaico, nelle fasi a monte della filiera dove le marginalità sono più elevate, risulta particolarmente limitato;
- nonostante gli incrementi estremamente consistenti di capacità nella produzione di celle e moduli cui si è assistito nell'ultimo anno (si VEDA BOX 1.16), **le imprese italiane coprono una parte estremamente limitata della capacità produttiva mondiale**, pari all'1,4% per quanto riguarda le celle e al 4,1% nel caso dei moduli.

Quali le possibili strade per rafforzare il ruolo del *made in Italy* e quindi le ricadute positive della crescita del mercato fotovoltaico nel nostro Paese? Se ne possono identificare almeno tre, da percorrere tutte contemporaneamente per incrementare l'effetto di sistema:

- la prima, di natura politica, riguarda **l'introduzione – a fianco del Conto Energia – di meccanismi di politica industriale che incentivino** direttamente o indirettamente (ad esempio attraverso sgravi fiscali) **la ricerca e gli investimenti produttivi nelle fasi più a monte della filiera**. In questo senso, orientare gli sforzi di ricerca e sviluppo verso le tecnologie più innovative e promettenti (quali i film sottili o le tecnologie di terza generazione), rispetto al tradizionale silicio cristallino, dove le imprese italiane hanno accumulato un certo ritardo tecnologico nei confronti dei principali player internazionali, sembra essere l'alternativa migliore da praticare;
- la seconda, che ha come protagoniste le imprese, ma con un'ottica di breve periodo, richiede uno **sforzo nell'incrementare la capacità produttiva** (per i moduli già passata da 150 MW nel 2007 a 440 MW nel 2008) al fine di non lasciarsi sfuggire le opportunità di crescita del mercato italiano e dei più promettenti paesi europei nei prossimi 4-5 anni, tra cui Grecia, Francia ed est Europa. Alternativamente, per ridurre il tempo necessario a raggiungere una scala produttiva in grado di rendere competitive le nostre imprese sul mercato internazionale, potrebbero essere necessari fenomeni di aggregazione industriale quali fusioni e acquisizioni;
- la terza, relativa sempre alle imprese, ma con un orizzonte temporale più lungo, riguarda la traiettoria tecnologica da abbracciare per il futuro. Vista, infatti, l'impossibilità di competere con i *big* del silicio, **sarebbe opportuno concentrare gli sforzi sul film sottile**, alternativa tecnologica emergente che gli analisti riconoscono come destinata a raggiungere il 30-40% della quota di mercato a partire dai prossimi dieci anni, e ri-

spetto alla quale – partendo ora – sarebbe possibile ambire a costruire una posizione di forza quale quella che ha fatto della norvegese REC o della tedesca Q-Cells un punto di riferimento nel fotovoltaico dell'era del silicio.

Nella prosiegua di questo capitolo saranno analizzate in dettaglio le aree di business in cui si articola la filiera fotovoltaica, mettendo in evidenza, per ognuna di queste, le caratteristiche peculiari che permettono di comprenderne al meglio le dinamiche competitive, i modelli di business adottati dai diversi operatori, nonché gli sviluppi attesi alla luce delle considerazioni effettuate nei precedenti capitoli del Rapporto.

1.4.5 Area di Business Silicio e Wafer

In questa area di business competono le imprese che si occupano della purificazione del silicio metallurgico, della sua trasformazione in polysilicon per applicazioni fotovoltaiche o elettroniche e del suo taglio in wafer destinati alla produzione di celle fotovoltaiche. Le caratteristiche distintive dell'area di business possono essere così riassunte:

- **il mercato è globale e fortemente concentrato**, al punto che le prime sette imprese produttrici di polysilicon detengono una quota pari al 90% circa del mercato mondiale;
- **esistono consistenti barriere all'entrata** in questo segmento di mercato. Innanzitutto, la produzione di polysilicon è un'attività caratterizzata da significative economie di scala ed estremamente *capital intensive*. Inoltre, i tempi necessari alla costruzione e attivazione di nuovi impianti sono particolarmente dilatati, al punto che dalla concezione del progetto al *ramp-up* della linea trascorrono fino a tre anni. Non vanno infine dimenticate le consistenti barriere di natura tecnologica: le imprese che detengono a livello mondiale il know-how necessario a proget-

tare e costruire impianti per la purificazione del silicio metallurgico si contano in poche unità, ed entrare in loro contatto è spesso un ostacolo difficile da superare;

- **nel corso degli ultimi due anni si è assistito ad uno *shortage* di polysilicon a livello globale**. Basti pensare che, dal 2006 ad oggi, la domanda di questa materia prima per applicazioni fotovoltaiche è cresciuta ad un tasso medio del 40%²⁹ annuo, superando nel 2007 la domanda di polysilicon per l'industria elettronica ed arrivando a rappresentare, nel 2008, il 70% della domanda globale. Allo stesso tempo, l'offerta di questa materia prima non è riuscita ad inseguire l'aumento consistente della domanda, attestandosi, negli ultimi due anni, ad un valore in media inferiore del 10-15% rispetto ad essa, nonostante siano state messe a punto nuove tecnologie che consentono il riciclo degli scarti del processo produttivo e di taglio dei wafer. Questo

ritardo nell'adeguamento della capacità produttiva si spiega in buona parte con i lunghi tempi necessari ad attivare nuovi impianti, e con le consistenti barriere all'ingresso cui si è fatto riferimento in precedenza. Ad oggi sono tuttavia noti svariati progetti di investimento che dovrebbero portare, dalle 90.000 t circa di capacità annua a livello mondiale, ad oltre 200.000 t in 2 o 3 anni;

- storicamente, **la produzione di polysilicon è contraddistinta da una forte ciclicità**, in cui a forti picchi di domanda si susseguono prolungati periodi di *oversupply*, come la storia del silicio per applicazioni elettroniche insegna. Questo si spiega con le elevate marginalità tipiche di questa area di business, che attirano consistenti investimenti in momenti di forte crescita della domanda, i quali sono destinati a determinare un eccesso di capacità nel momento in cui, per ovvi fenomeni di saturazione, la crescita della domanda rallenta.

La concomitanza dei fattori sopra citati si è tradotta in un consistente aumento del potere contrattuale dei fornitori di polysilicon e wafer

“Le imprese in possesso delle tecnologie per la purificazione del silicio sono molto poche a livello globale, si tratta di un mercato estremamente chiuso, con cui è difficile entrare in contatto. Gli operatori internazionali, se non si è introdotti da qualcuno, tendono a non rispondere a mail e telefonate.”

Amministratore delegato di un'impresa italiana produttrice di moduli

“Come la storia dei semiconduttori insegna, il settore del silicio è contraddistinto da una forte ciclicità nel supply-demand-match. Oggi ci troviamo in una fase del ciclo estremamente favorevole, che consente di realizzare grandi profitti. Ma quando, attratti da questi margini, tutti quanti investono a monte, si crea un ciclo di oversupply e i prezzi crollano. Questo non significa che non valga la pena stare a monte, ma che chi investe deve avere una visione di lungo periodo e sapere che dovrà superare questi andamenti ciclici.”

Amministratore delegato di un'impresa italiana produttrice di celle e moduli

²⁹ Morgan Stanley Research (2007).

nei confronti dei produttori di celle e moduli. Tradizionalmente, i contratti di fornitura del silicio per applicazioni fotovoltaiche avevano durata mensile. A partire dal 2007, invece, **i produttori di silicio hanno cominciato ad imporre dei contratti a lungo termine**, con una durata compresa tra i 6 e i 10 anni e con clausole di *down payment* per cui i produttori di celle devono versare in anticipo quote consistenti dell'esborso totale. A questo mercato si affianca quello dei contratti a pronti, dove si realizzano le transazioni di silicio occasionali, in cui i prezzi sono stati artificiosamente "gonfiati" (si è passati da circa 40 €/kg nel 2006 a oltre 300 €/kg nel 2008) e le quantità transate si sono necessariamente ridotte.

I modelli di business

Esistono circa **50 imprese che producono polysilicon a livello mondiale**. La TABELLA 1.18 riporta alcune informazioni di carattere generale relative ai primi 7 operatori per capacità produttiva, che detengono, come accennato in precedenza, più del 90% della quota di mercato.

Si tratta di player con una presenza consolidata nell'industria del silicio per applicazioni elettroniche, che hanno diversificato la loro attività nel fotovoltaico. I tratti distintivi che accomunano queste imprese sono:

- le **dimensioni consistenti** (con ricavi nella mag-

gior parte dei casi che superano il miliardo di euro) e un mercato di riferimento globale;

- un **portafoglio di attività altamente diversificato**. Le imprese analizzate operano tipicamente in più settori, affiancando alla produzione di silicio per l'elettronica e il fotovoltaico attività nell'ambito della chimica e dei metalli preziosi. Per quanto concerne la loro presenza nel fotovoltaico, dimostrano un livello di integrazione eterogeneo, con alcune imprese focalizzate esclusivamente sulla produzione di polysilicon, altre che si occupano anche del taglio dei wafer, alcune invece integrate a valle fino alla produzione di celle e moduli;

- le **significative economie di apprendimento** di cui godono, derivate da anni di esperienza accumulata nella produzione di silicio per applicazioni elettroniche, prima della diversificazione nel fotovoltaico;
- le **economie di scala** che conferiscono loro un consistente differenziale di costo e che innalzano le barriere all'entrata di nuovi operatori, contribuendo ad incrementare la redditività del settore;
- la **rilevante capacità di autofinanziamento**, assicurata dal potere contrattuale di cui godono e che consente loro di investire un ingente ammontare di risorse nell'incremento della capacità produttiva.

Ad oggi **non esistono imprese italiane attive**

"Negli ultimi 24 mesi la domanda di silicio per l'industria fotovoltaica ha superato la domanda per l'industria elettronica. Il risultato è stato che il prezzo del silicio, che prima del 2007 era intorno ai 40-60 euro al chilo, è arrivato oggi, per effetti speculativi e sulle contrattazioni a breve, ai 300 - 500 euro al chilo."

Amministratore delegato di un'impresa italiana produttrice di celle e moduli

Tabella 1.18

I principali produttori di silicio a livello mondiale

IMPRESA	Nazionalità	Ricavi gruppo 2007 [mln €]	Ricavi area polysilicon 2007 [mln €]	Capacità produttiva 2007 [t]	Capacità produttiva 2008 [t]	Obiettivi futuri di capacità produttiva	Produzione wafer	Note
Hemlock Semiconductor Corporation	USA	nd	nd	14.500	19.000	36.000 (2010)	No	Focalizzata nella produzione di silicio
Wacker Chemie	Germania	3781,3	456,9	10.000	14.500	32.500 (2011)	No	Opera anche nel settore chimico
REC	Norvegia	834,63	313,65	6.000	13.500	19.500 (2010)	Sì	Integrata nella produzione di celle e moduli fotovoltaici
MEMC	USA	1.305,48	293,73	6.000	8.000	15.000 (2010)	Sì	Opera anche nel settore dei semiconduttori
Tokuyama Specialty Products	Giappone	1.953,70	643,07	5.000	5.200	8.200 (2009)	No	Opera anche nel settore chimico
Mitsubishi Materials	Giappone	10.543,85	583,08	1.800	nd	nd	No	Opera anche nel settore dei metalli preziosi
Osaka Titanium Technologies	Giappone	340,82	104,85	1.300	1.400	1.400 (2010)	No	Opera anche nei settori chimico ed aerospaziale

Tabella 1.19

Le iniziative delle imprese italiane nel business del silicio

Impresa	Anno di fondazione	Localizzazione dello stabilimento produttivo	Capacità produttiva prevista per il 2010	Promotore/i
Silfab	2007	Borgofranco d'Ivrea (TO)	5.000 t (~ 600 MW)	Helios Technology
Estelux	2007	Ferrara (FE)	4.000 t (~ 480 MW)	Solon
Italsilicon	2007	Sulmona (AQ)	3.000 t (~ 350 MW)	Solar day (uscita dall'azionariato nel 2008)

nella produzione di polysilicon. Esiste un'unica impresa straniera, la MEMC, con una presenza in Italia, attraverso gli stabilimenti produttivi di Novara e Merano. Va rilevato tuttavia come, a seguito dell'introduzione del Conto Energia, diverse aziende italiane attive nel mercato fotovoltaico abbiano avviato dei progetti di integrazione nella produzione di polysilicon, attraverso la costituzione di nuove imprese che è previsto attivino la loro produzione nel corso del 2010 (SI VEDA TABELLA 1.19). Queste iniziative imprenditoriali sono accomunate da alcune caratteristiche che le differenziano sostanzialmente dai principali operatori a livello mondiale nel business del silicio:

- **i promotori di questi investimenti in capacità produttiva sono aziende operanti nel fotovoltaico** (principalmente produttori di celle e moduli) che intendono integrarsi a monte per ridurre il potere contrattuale dei loro fornitori. Considerando che un contratto di fornitura di silicio della durata di 10 anni per alimentare una linea di produzione di celle di 25 MW circa aveva, nel 2007, un valore intorno ai 220 mln €, mentre l'esborso di capitale per la costruzione di un impianto di purificazione del silicio da 600 MW si aggira sui 400 mln €, si comprende come l'investimento in capacità produttiva non sia, in termini relativi, impraticabile;
- **la loro scala produttiva sarà ridotta, per scelta strategica, o per necessità, nei primi anni di attività, rispetto a quella dei tradizionali operatori del settore** (pari a circa 1/10). Questo si tradurrà necessariamente in differenziali negativi di costo che potrebbero essere tuttavia controbilanciati

lanciati dallo sviluppo di un prodotto focalizzato per applicazioni fotovoltaiche, con caratteristiche qualitative tali da avere ripercussioni positive sul processo di produzione delle celle o sull'attrattività del prodotto finito. Su questa leva sembra puntare Silfab, con i suoi progetti di realizzare un prodotto ad elevato grado di purezza (9N³⁰) (SI VEDA BOX 1.15);

- **la produzione sarà destinata prevalentemente all'autoconsumo**, il che potrebbe avere come effetto positivo, insieme alla scala ridotta, quello di ridurre l'impatto della ciclicità del settore sui risultati economico-finanziari delle imprese.

Gli sviluppi attesi

Considerando l'elevata attrattività che ad oggi caratterizza quest'area di business, è **ragionevole aspettarsi a breve l'ingresso di nuovi player**, produttori di celle e moduli fotovoltaici che, come le realtà italiane, decidano di integrarsi a monte, o aziende che operano in settori limitrofi (ad esempio la chimica) e che valutano conveniente una diversificazione nella produzione del silicio. Nonostante le barriere tecnologiche e finanziarie di cui si è parlato, **sono stati resi noti diversi progetti di new entrant, in base ai quali essi installeranno nel 2009 una capacità produttiva di polysilicon paragonabile approssimativamente al 15-20% dell'offerta mondiale.** La concentrazione del mercato è quindi destinata a diminuire. I nuovi entranti e i progetti di espansione degli operatori consolidati del settore porteranno ad un incremento consistente della capacità produttiva nei prossimi 2 o 3 anni, che potrebbe rappresentare il primo passo verso una inversione del ciclo

³⁰ Il valore di N rappresenta il numero di 9 dopo la virgola dell'indice di purezza del silicio. Per cui un silicio puro al 99,999999 sarà un silicio di grado 6N.

Silfab è una nuova iniziativa imprenditoriale italiana che intende operare nella produzione di polysilicon di grado solare, tra le prime in Italia ad investire in questo comparto. L'azienda nasce per iniziativa di alcuni imprenditori, tra cui il presidente Franco Traverso, già fondatore di Helios Technology con più di 27 anni di esperienza nel fotovoltaico.

Silfab ha sede legale a Padova, ma il sito produttivo è a Borgofranco d'Ivrea, nel torinese. Secondo i progetti

l'impianto dovrebbe produrre 3.000 t/anno entro settembre 2009 e 5.000 t/anno per la fine del 2010, corrispondenti a circa 600 MW di celle fotovoltaiche, per un investimento che diversi esperti di settore stimano intorno ai 400 mln €. L'azienda si propone di produrre polysilicon attraverso il processo Siemens, a cui sono state apportate delle innovazioni tali da ottenere un grado di purezza elevato, di classe 9N, superiore agli attuali requisiti qualitativi imposti dai produttori di celle (6N).

che attualmente sta sperimentando il settore, contraddistinto da un livello di domanda superiore alla capacità, e che perdurerà comunque nei prossimi 3 o 4 anni.

Ovviamente, l'inversione del ciclo dipenderà dall'effettivo andamento della domanda di silicio nel medio lungo termine. Su di esso peseranno due fenomeni interrelati e contrastanti, che rendono attualmente molto complesso stimare l'evoluzione futura del fabbisogno di polysilicon per l'industria fotovoltaica.

Da un lato, l'apertura e la conseguente esplosione di nuovi mercati, quali gli Stati Uniti spinti dalla politica energetica del presidente Obama, che potrebbero contribuire ad un'ulteriore impennata dei tassi di crescita della domanda di silicio, facendo perdurare l'attuale condizione di *shortage* per diversi anni a venire.

Dall'altro lato, la messa a punto e il miglioramento di nuovi processi produttivi a ridotto utilizzo di silicio (*low-silicon*) o che non prevedano il suo impiego (*silicon-free*), che, nel caso in cui si diffondessero in modo consistente (ci si attende che nell'arco di 10 anni le tecnologie di seconda generazione arrivino a rappresentare il 30-40% della potenza installata annualmente), potrebbero avere un impatto non indifferente sulla contrazione del fabbisogno di silicio.

1.4.6 Area di Business Celle e Moduli

In questa area di business operano le imprese che trasformano wafer di silicio di grado solare in celle e quindi in moduli fotovoltaici. Le caratteristiche distintive di questo segmento della filiera fotovoltaica sono le seguenti:

- **le barriere all'entrata in questa area di business**, ed in particolare alla fabbricazione di celle fotovoltaiche, **sono prevalentemente di natura tecnologica e di accesso alla materia prima**. Il processo di drogaggio dei wafer di silicio, che ha l'obiettivo di conferire loro la capacità di generare corrente elettrica quando investiti dalla luce solare, è particolarmente complesso e richiede un livello di automazione tale da minimizzare gli errori e gli scarti produttivi. Tra le imprese italiane solamente XGroup detiene le competenze che le hanno permesso di progettare e installare internamente una linea completamente automatizzata per la fabbricazione di celle fotovoltaiche. Gli altri player attivi nel nostro Paese hanno invece fatto ricorso alla tecnologia e agli impianti chiavi in mano forniti dalla tedesca Centrotherm Photovoltaics, o stanno attualmente considerando questa azienda tra i possibili fornitori. Un secondo elemento critico riguarda l'approvvigionamento di silicio di grado solare. I contratti di fornitura di lungo termine imposti dai produttori di polysilicon e lo *shortage* di cui si è parlato nel paragrafo precedente limitano la disponibilità di silicio per i potenziali nuovi entranti. A conferma di questo, un'impresa italiana recentemente fondata ha dovuto limitare, nel corso del 2008, la propria produzione di celle per l'impossibilità di approvvigionarsi di silicio in quantità sufficienti;
- **la principale fonte di vantaggio competitivo in questa area di business è la continua ricerca del minor costo di produzione della cella e del modulo fotovoltaico**. Questo si realizza sfruttando una crescente automazione di processo che consente da un lato di processare wafer con spessore sempre più ridotto (si pensa sia possibile arrivare nel prossimo futuro fino a 100 µm), così da ri-

durre il ricorso all'utilizzo del silicio, dall'altro di ridurre la movimentazione manuale di wafer e celle, che spesso costituisce una fonte di enormi inefficienze e scarti;

- **esistono invece minori possibilità di costruire un vantaggio competitivo facendo leva sulla qualità del prodotto.**

Le prestazioni del modulo fotovoltaico non sono infatti agevolmente valutabili a priori dal cliente finale. Il sistema fotovoltaico ha, in altri termini, le caratteristiche di un *experience good*, ossia un bene la cui qualità può essere effettivamente apprezzata soltanto dopo essere stato utilizzato. È sicuramente possibile, tuttavia, impostare una strategia di differenziazione sfruttando elementi di segnalazione dell'affidabilità del prodotto, che hanno effetto prevalentemente agli occhi del progettista e dell'installatore dell'impianto fotovoltaico, quali il rilascio di garanzie addizionali estese nel tempo, test straordinari della qualità del modulo, e infine la reputazione e la riconoscibilità dell'impresa fornitrice;

- negli ultimi 2 anni nel mercato italiano, così come in quello internazionale, si è assistito ad **un accentuato squilibrio tra la domanda e l'offerta di moduli fotovoltaici**, come testimoniato dalla stragrande maggioranza dei manager intervistati, per cui nel mer-

“Il cliente può accorgersi che il modulo non ha le prestazioni che si aspettava soltanto quando ha installato l'impianto e arrivano i primi incentivi dal GSE. A quel punto cosa può fare? Di fatto nulla, considerato che non può smontare l'impianto e non gli conviene minimamente fare causa al produttore.”

Marketing manager di una società di progettazione e installazione

cato si sono manifestate molte più richieste di quelle che i produttori di moduli sono riusciti a soddisfare;

- in risposta a questa consistente crescita della domanda di moduli fotovoltaici, **gli operatori internazionali attivi in questa area di business hanno messo in atto dei consistenti investimenti in capacità produttiva**. Si stima che nel corso del 2008 siano stati avviati nuovi impianti per la produzione di celle fotovoltaiche per circa 4 GW di potenza equivalente. Le imprese italiane hanno contribuito a questo incremento di capacità produttiva in misura pari a circa il 5% (si VEDA

BOX 1.16);

- la redditività dell'area di business è negativamente influenzata dall'entità del potere contrattuale dei fornitori di silicio di grado solare e di wafer, come discusso nel PARAGRAFO 1.4.5;
- si possono identificare tre principali approcci utilizzati dai produttori di moduli fotovoltaici per veicolare i propri prodotti sul mercato: **un canale diretto**, in base a cui i moduli sono venduti direttamente al cliente finale, che viene attivato nel caso di commesse per la costruzione di grandi impianti o centrali fotovoltaiche; **un canale breve**, intermediato dai system integrator (imprese di progettazione e installazione); **un canale lungo**, intermediato da uno o più distributori e da un

“L'italianità di un'impresa che vende moduli fotovoltaici è per noi critica sotto molti punti di vista. Il più importante è sicuramente la credibilità della garanzia concessa: se dopo 5 anni si assiste ad un crollo della produzione dell'impianto, so dove andare a reclamare ed eventualmente a chi fare causa.”

Titolare di un'impresa di progettazione e installazione

Box 1.16

La crescita della capacità produttiva di celle e moduli delle imprese italiane

La FIGURA 1.28 riporta il livello di capacità produttiva, nelle fasi di produzione di celle e di moduli, raggiunto negli anni dalle imprese italiane e da quelle estere con una filiale produttiva in Italia. Emerge chiaramente che le imprese italiane hanno ad oggi una capacità produttiva di celle fotovoltaiche estremamente limitata nel panorama internazionale. La situazione migliora leggermente se si considera la capacità produttiva di moduli, dove tuttavia le marginalità sono più contenute.

Si osserva inoltre un consistente sforzo di espansione della capacità delle imprese italiane negli ultimi due anni: sono stati installati impianti per circa 150 MW equivalenti di celle e 530 MW equivalenti di moduli, che portano a più che triplicare la capacità del siste-

ma produttivo italiano rispetto al 2007. Questi grandi investimenti si traducono tuttavia in un modesto aumento della quota mondiale di produzione *made in Italy*: in un comparto in grande crescita a livello internazionale, le imprese italiane, se vogliono ritagliarsi degli spazi significativi anche sui mercati esteri, devono necessariamente crescere molto più velocemente dei loro competitor.

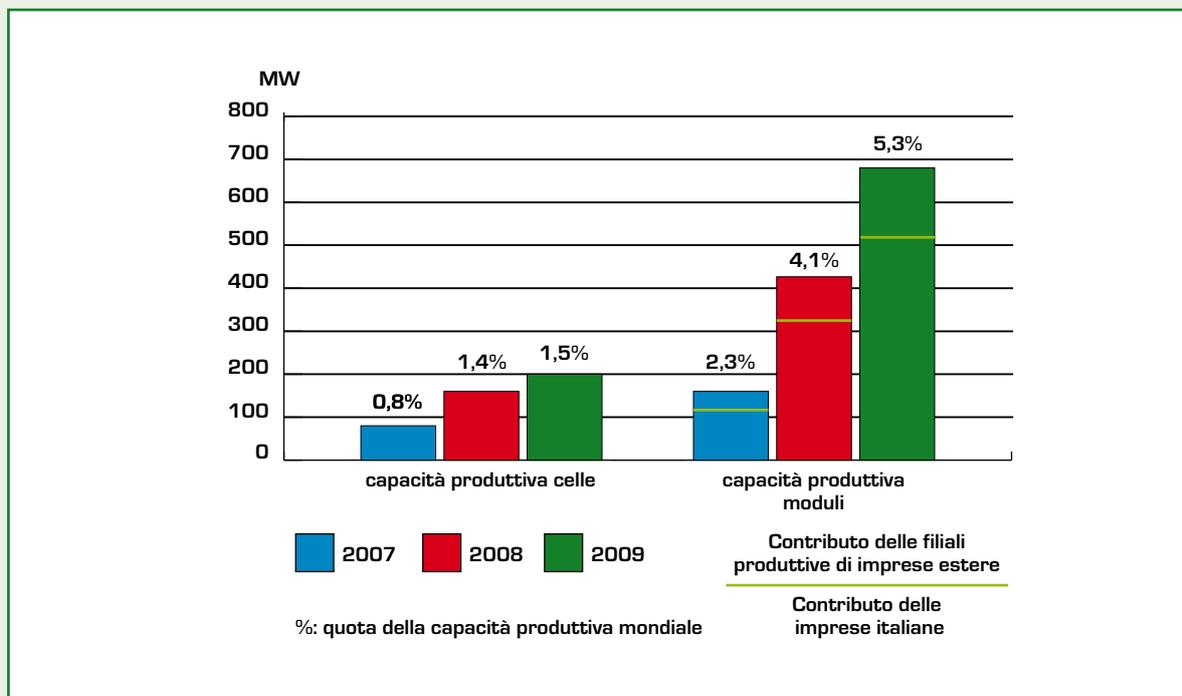
Bisogna inoltre considerare che negli anni passati la reale produzione di celle e moduli è stata sensibilmente inferiore rispetto alla capacità produttiva nominale degli impianti italiani.

La produzione si è infatti attestata a circa 15 MW per le celle e 45 MW per i moduli nel 2007, e a 30 MW per le celle e 150 MW per i moduli nel 2008. Gli scarsi

livelli di saturazione degli impianti produttivi sono imputabili alle difficoltà di reperimento del silicio incontrate da alcune aziende e al fatto che molte linee

sono di recente installazione e la loro produzione è quindi diventata progressivamente effettiva nel corso degli anni.

Figura 1.28
Capacità produttiva di celle e moduli in Italia



installatore finale. Per un approfondimento in questo senso si veda il PARAGRAFO 1.4.7.

I modelli di business

È possibile stimare in **59 il numero delle imprese, nazionali ed estere, che approvvigionano il mercato italiano di celle e moduli**. Tra di esse si distinguono i produttori integrati, i produttori di celle focalizzati e i modulist (SI VEDA FIGURA 1.29). I **produttori integrati** fabbricano celle che sono utilizzate prevalentemente per autoconsumo, ossia per alimentare la produzione interna di moduli. I **produttori di celle focalizzati** sono invece specializzati nella fabbricazione di celle fotovoltaiche.

Queste ultime vengono quindi vendute ai modulist, aziende di dimensioni generalmente minori che operano prevalentemente su scala nazionale, e specializzate nell'assemblaggio e vendita del modulo fotovoltaico. Le imprese integrate hanno una capacità produttiva di moduli, a livello globale, che nel 2008 è stata lievemente superiore (58%) rispetto alla capacità messa in campo da tutti i modulist (42%).

Le TABELLE 1.20, 1.21 e 1.22 forniscono alcune informazioni generali sui principali produttori a livello mondiale di celle e moduli, suddivisi per business model adottato e ordinati per capacità produttiva nel 2008. Si può notare che **dal punto di vista della capacità produttiva non esistono significative differenze nelle dimensioni dei produttori integrati e dei produttori di celle**, mentre i modulist presentano capacità più contenute. Inoltre, **i principali modulist a livello mondiale sono tutti presenti nel mercato italiano con una filiale commerciale o produttiva** (come nel caso di Solon), scelta adottata soltanto da alcuni produttori integrati e da nessuno dei principali produttori di celle a livello mondiale. Nelle TABELLE 1.23 e 1.24 sono invece elencate le principali imprese italiane attive in questa area di business. Va detto che non sono stati riportati i produttori focalizzati di celle, in quanto esiste una sola azienda italiana che adotta questo modello di business, Omniasolar, che nel corso del 2008 ha prodotto celle per una quantità inferiore a 1 MW, a fronte di una capacità produttiva pari a 10 MW. Il confronto tra gli operatori italiani e quelli internazionali

Figura 1.29

I modelli di business nell'area celle e moduli

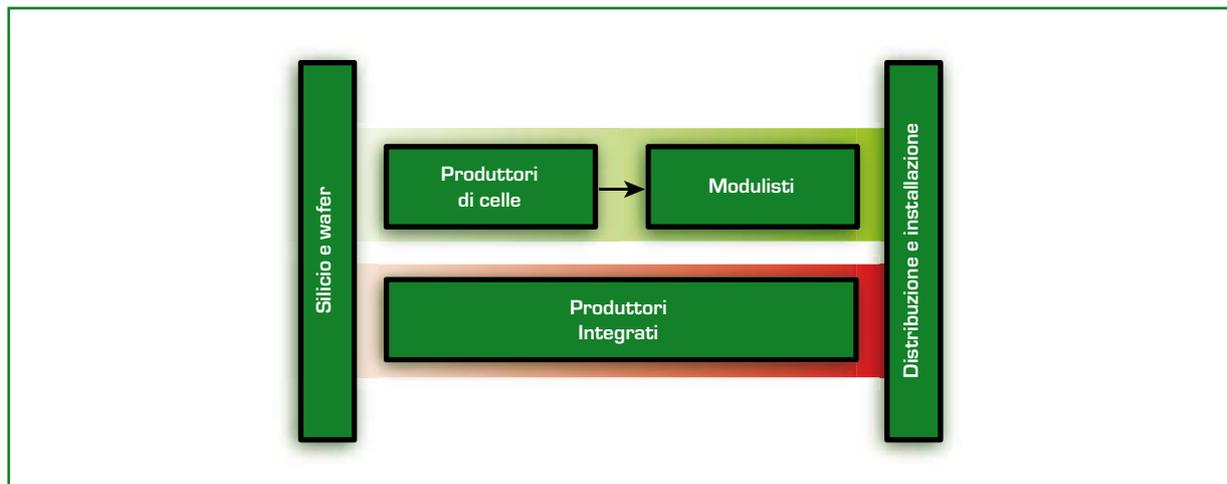


Tabella 1.20

I principali produttori integrati a livello mondiale

IMPRESA	Presenza sul mercato italiano	Nazione	Ricavi 2007 [mln €]	Capacità produttiva celle 2008 [MW]	Capacità produttiva moduli 2008 [MW]	Capacità produttiva celle 2007 [MW]	Capacità produttiva moduli 2007 [MW]
Suntech Power	Impresa estera con filiale italiana	Cina	915,7	1.000	1.000	540	540
Sharp Electronics	Impresa estera con filiale italiana	Giappone	21.832,7	710	710	710	710
SunPower	Impresa estera con filiale italiana	USA	526,3	414	90	214	90
Yingli Solar	Impresa estera	Cina	377,5	400	400	200	200
Trina Solar	Impresa estera	Cina	205,0	365	350	110	150

Tabella 1.21

I principali produttori di celle a livello mondiale

IMPRESA	Presenza sul mercato italiano	Nazione	Ricavi 2007 [mln €]	Capacità produttiva celle 2008 [MW]	Capacità produttiva celle 2007 [MW]
Q-Cells	Impresa estera	Germania	858,9	760	516
Gintech Energy Corporation	Impresa estera	Taiwan	143,0	560	210
JA Solar	Impresa estera	Cina	250,8	500	225
Motech Industries	Impresa estera	Taiwan	326,2	450	240
China Sunenergy	Impresa estera	Cina	55,0	350	192

Tabella 1.22
I principali modulistri a livello mondiale

IMPRESA	Presenza sul mercato italiano	Nazione	Ricavi 2007 [mln €]	Capacità produttiva moduli 2008 [MW]	Capacità produttiva moduli 2007 [MW]
Solon	Impresa estera con filiale produttiva italiana	Germania	503,1	500	210
Aleo Solar	Impresa estera con filiale italiana	Germania	242,9	180	90
Centrosolar	Impresa estera con filiale italiana	Germania	220,3	150	85
Ibersolar	Impresa estera con filiale italiana	Spagna	nd	120	nd

Tabella 1.23
I principali produttori integrati italiani

IMPRESA	Ricavi 2007 [mln €]	Capacità produttiva celle 2008 [MW]	Capacità produttiva moduli 2008 [MW]	Capacità produttiva celle 2007 [MW]	Capacità produttiva moduli 2007 [MW]
Helios Technology	32	60	60	10	10
XGroup	1	30	30	30	30
Solsonica	0	30	30	0	0
EniPower ³¹	7 ³²	10	10	10	10

Tabella 1.24
I principali modulistri italiani

IMPRESA	Ricavi 2007 [mln €]	Capacità produttiva moduli 2008 [MW]	Capacità produttiva moduli 2007 [MW]
Solarday	18	60	15
CEMI ³³	0,5	35	8
Renegies	12	30	15
Eosolare	nd	15	7,5
Sorgenia Solar	6	10	6

mette in luce le consistenti differenze in termini di scala produttiva a svantaggio dei primi.

I produttori integrati hanno le seguenti caratteristiche distintive:

- hanno una capacità produttiva mediamente superiore rispetto ai modulistri. Questo permette loro di beneficiare di **consistenti vantaggi di costo**, dovuti a fenomeni di scala, che assicurano ad esempio una riduzione dei costi di produzione unitari del 15% passando da un impianto di

produzione di celle e moduli con capacità di 50 MW ad uno con capacità da 1 GW. Attualmente esiste un unico produttore a livello mondiale che ha raggiunto una tale scala produttiva, ossia Suntech (SI VEDA TABELLA 1.20);

- diversamente dai produttori di celle focalizzati, essi godono di una **maggiore vicinanza al cliente finale**. Ne è una testimonianza la rete di filiali commerciali, distribuite nei principali paesi del mondo, di proprietà dei maggiori produttori integrati (Schott, Sharp Electronics, SunPower e Suntech). Di fatto questi ultimi beneficiano di

³¹ L'impresa commercializza moduli a marchio Eurosolare.

³² Derivanti dalla sola vendita di sistemi solari.

³³ Nonostante l'impresa operi prevalentemente come terzista di moduli, producendo su commessa di altre società, commercializza una piccola quota di produzione con il proprio marchio.

una maggiore visibilità sul mercato, il che conferisce loro la possibilità di fare leva sul proprio marchio e di attuare politiche mirate di *brand awareness* (SI VEDA BOX 1.17);

- sono in grado di introdurre **innovazioni di prodotto con maggiore frequenza rispetto ai modulist**, grazie alla progettazione integrata di celle e moduli ed alla maggiore facilità con cui raggiungono una consistente massa critica nelle attività di R&D e di sviluppo tecnico. Questo permette ai produttori integrati di differenziare significativamente i propri prodotti attraverso tecnologie proprietarie. Un esempio emblematico in questo senso è rappresentato dal cosiddetto *back-contact design* di SunPower, che permette di posizionare tutti i contatti elettrici nel dorso della cella, aumentando la superficie esposta alle radiazioni solari e quindi l'efficienza del modulo. Altro caso è la tecnologia HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) di Sanyo, che ha permesso di raggiungere un tasso di conversione intorno al 20%.

Le caratteristiche che accomunano i produttori di celle focalizzati sono invece le seguenti:

- **i principali player a livello mondiale provengono dal sud-est asiatico**. Le prime 5 imprese per capacità produttiva hanno sede in Cina o Taiwan, mentre solo una, Q-Cells, è europea (SI VEDA BOX 1.18). Nessuna di queste azien-

de opera con una sede produttiva sul territorio italiano;

- si tratta di **imprese di dimensioni significativamente superiori ai modulist** loro clienti. Basti pensare che la capacità produttiva media è di poco inferiore ai 500 MW (l'impresa con le dimensioni più ridotte ha una capacità produttiva di 320 MW, superiore quindi alla potenza totale installata in Italia a fine 2008), e i ricavi variano tra 200 mln € e 1 mld € circa;
- essi mirano ad ottenere dei **prodotti sempre più standardizzati e di dimensioni maggiori** per migliorare l'efficienza complessiva del modulo. A conferma di questo, le celle da 6" (156 mm x 156 mm), che solo tre anni fa erano poco diffuse a vantaggio delle celle da 5", sono diventate ormai uno standard, mentre Q-Cells ha presentato celle addirittura da 8". Inoltre, gli sforzi di ricerca e sviluppo sono tesi a migliorare le prestazioni del processo produttivo in modo da poter processare wafer di spessore sempre più ridotto, così da limitare l'utilizzo del silicio.

I modulist sono invece:

- imprese di **dimensioni ridotte**, con una capacità produttiva media che si attesta intorno ai 30 MW, pari a circa 1/10 rispetto a quella dei produttori integrati. I ricavi medi variano tra 10 e 150 mln €³⁴;
- in **numero molto più elevato rispetto ai grandi**

Box 1.17 Conergy

Conergy nasce nel 1998 in Germania e rappresenta un caso emblematico del modello di business dei produttori integrati, in quanto è attiva nella produzione di celle e moduli, ma anche di wafer, inverter, sistemi di fissaggio, *tracker* e componentistica elettrica. In Italia Conergy è una delle realtà più consolidate del settore fotovoltaico, con oltre 30 MW venduti o installati (1/10 del mercato italiano) a partire dalla sua nascita a fine 2005.

L'azienda ha una filiale in Italia, a Vicenza, formata da due divisioni: una che si occupa della fornitura di componenti per impianti fotovoltaici ed una che gestisce lo sviluppo e la realizzazione di impianti chiavi in mano. Per quanto riguarda l'attività di fornitura componenti, l'azienda si rivolge per lo più ad installatori e distributori che possono reperire presso Conergy tutto il materiale necessario per l'installazione di impianti di ogni dimensione e tipolo-

gia. All'installatore, Conergy offre anche servizi specifici, come kit pre-configurati per piccoli impianti, assistenza pre e post-vendita, formazione e il programma di partnership "Installatore Fotovoltaico Accreditato". L'attività di realizzazione di impianti chiavi in mano, che include progettazione, installazione e manutenzione dell'impianto, è destinata ai sistemi di grande taglia.

La società ha recentemente costruito un nuovo sito produttivo integrato a Francoforte sull'Oder. Il nuovo stabilimento, frutto di un investimento di 250 mln €, occupa 40 mila metri quadrati e ha una capacità produttiva annuale di 300 MW per i wafer, 275 MW per le celle e 250 MW per i moduli. Tutte le fasi della lavorazione presentano elevati livelli di robotizzazione e sono portate a termine con una pressoché totale assenza di movimentazione manuale.

³⁴ Dati ottenuti dal censimento di 30 imprese attive sul mercato italiano.

Q-Cells è un'impresa tedesca fondata nel 1999, che ha avviato la produzione di celle fotovoltaiche in silicio monocristallino e policristallino nel 2001, con solo 19 dipendenti. Nel 2002 la produzione si è attestata a 9,3 MW e dopo cinque anni, nel 2007, l'azienda è diventata la maggiore produttrice di celle al mondo, con una produzione di 389 MW, un fatturato di 858,9 mln € e quasi 1.700 dipendenti. Per il futuro, l'obiettivo dichiarato dall'azienda è una continua crescita: nel 2009 è previsto l'ampliamento dello stabilimento di Bitterfeld-Wolfen e la creazione di un sito produttivo di celle in Malesia, con una capacità iniziale di 160 MW, successivamente ampliata a 300 MW. Nei progetti di espansione e

crescita è stata anche dichiarata l'intenzione di aprire uno stabilimento per la produzione di wafer e lingotti, operando quindi un passo verso l'integrazione a monte. Contemporaneamente Q-Cells sta perseguendo una strategia di crescita esterna investendo in imprese attive nel film sottile. Detiene, infatti, una quota di maggioranza in Calyxo, new venture con un impianto pilota di 8 MW di moduli in telloruro di cadmio, e quote di partecipazione minoritarie in CSGSolar, impresa con un impianto da 25 MW che utilizza la tecnologia Crystalline Silicon on Glass, e Flexcell, che ha un impianto prototipo di 5 MW in grado di depositare silicio amorfo su una superficie plastica flessibile.

produttori di celle focalizzati. Queste differenze di concentrazione relativa riducono il potere contrattuale dei moduli a vantaggio dei produttori di celle loro fornitori;

- aziende che **operano prevalentemente all'interno dei confini nazionali.** Basti pensare a questo proposito che più del 70% circa dei moduli attivi sul mercato italiano ha sede in Italia³⁵;
- **frequentemente integrati a valle,** nelle attività di progettazione e installazione di impianti fotovoltaici (questo accade per il 55% dei moduli inclusi nel campione analizzato), il che assicura il controllo di un canale preferenziale per la commercializzazione dei propri moduli sul mercato finale (si VEDA BOX 1.19). Un esempio interessante in questo senso è il caso di Sorgenia Solar, che si avvantaggia di una forte sinergia nelle attività di commercializzazione con la controllante Sorgenia, la quale propone impianti fotovoltaici chiavi in mano che incorporano i moduli Sorgenia Solar.

Nonostante il presidio di questa area di business abbia un'importanza strategica per lo sviluppo di una filiera industriale del fotovoltaico, il ruolo degli operatori italiani nel mercato nazionale è ancora piuttosto limitato: **dei 180 MW entrati**

in esercizio nel corso del 2008 in Italia si stima che soltanto il 24% abbia utilizzato moduli prodotti in Italia e di questi solo il 35% è stato fabbricato con celle italiane. Il presidio delle imprese italiane sta sicuramente migliorando,

in quanto la loro produzione è passata in un anno da 15 MW e 45 MW, rispettivamente per celle e moduli (nel 2007), a 30 MW e 150 MW (nel 2008). Esistono solamente quattro imprese italiane che producono celle e moduli adottando un modello di business integrato (si VEDA TABELLA 1.23), attestandosi nelle prime posizioni della classifica italiana per capacità produttiva.

Oltre ad esse, è possibile identificare circa trenta moduli con un impianto di produzione che supera 1 MW di capacità nominale annuale, i quali rappresentano

quindi il modello dominante per le imprese italiane in quest'area di business. Il loro numero è cresciuto vertiginosamente dall'introduzione del Conto Energia, per effetto delle strategie di diversificazione di molte imprese attive nel comparto dell'impiantistica industriale o in settori "affini", quali l'edile, i profilati di alluminio o il solare termico, che hanno ritenuto conveniente sviluppare una propria produzione di moduli fotovoltaici, anche se spesso con impianti da poche decine di kW.

"Tre anni fa si producevano celle dallo spessore di 300 micron, adesso si è già scesi a 200 e i più bravi processano già a 180. Sono sicuro che la ricerca sarà in grado di ridurre ulteriormente la quantità di silicio impiegata, ma la vera sfida sarà l'industrializzazione di questi processi, perché non è sufficiente che la cella in laboratorio sia in grado di generare energia con uno spessore minore, ma è necessario che vengano create delle macchine in grado di trattare queste celle senza romperle."

Amministratore delegato di una società produttrice di celle fotovoltaiche

³⁵ Dalla questa statistica si escludono le imprese che importano prodotti in Italia senza un proprio marchio.

Box 1.19**Solon**

S.E. Project, fondata nel 1994 da Domenico Sartore, nel 2006 diventa parte del gruppo Solon SE di Berlino, uno dei principali produttori europei di moduli fotovoltaici, e assume nel 2008 la ragione sociale Solon SpA. L'azienda produce moduli in silicio mono e policristallino con potenze fino a 350 Wp e ha una capacità produttiva di 150 MW a fine 2008. Oltre ai moduli standard l'azienda sviluppa e fabbrica anche moduli e laminati ad alta efficienza e personalizzati

per integrazioni architettoniche, quali doppio vetro, semitrasparenti, con vetro camera per facciate continue, pensiline e coperture.

Infine, Solon è nota per l'attività di progettazione, realizzazione, assistenza e manutenzione di impianti fotovoltaici. Essa rappresenta quindi un esempio emblematico di impresa produttrice di moduli, integrata a valle fino alla fornitura di un impianto chiavi in mano al cliente finale.

Gli sviluppi attesi

A causa della continua pressione alla riduzione dei prezzi dei moduli fotovoltaici, da un lato necessaria per raggiungere la *grid parity* e dall'altro stimolata dalla progressiva contrazione degli incentivi alla produzione di energia fotovoltaica (SI VEDA CAPITOLO 1.3), si ritiene che negli anni futuri **la competizione in questa area di business sarà prevalentemente orientata all'ottenimento del costo di produzione unitario minore e all'associato abbattimento del prezzo di vendita del modulo**. Questo avrà verosimilmente due effetti tra loro collegati:

- l'affermarsi di un **prodotto maggiormente standardizzato**, poco differenziato, il che avvantaggerebbe i produttori di celle e moduli di grandi dimensioni, in grado di sfruttare significative economie di scala, o i player che com-

mercializzano moduli di qualità mediamente inferiore, come ad esempio gli operatori asiatici (SI VEDA BOX 1.21);

- la crescente **diffusione dei cosiddetti "kit fotovoltaici"**, ossia insieme precostituiti di prodotti necessari al montaggio e installazione dell'impianto fotovoltaico, tipicamente ad uso residenziale, che comprendono una fornitura di moduli, di inverter e di strutture complementari ottimizzata per una specifica taglia di impianto (ad oggi sono già disponibili sul mercato alcuni kit quali il SunKit di Conergy o il Minikit di Helios Technology).

Questo fenomeno si tradurrebbe in un aumento del potere contrattuale dei distributori che veicolano questi kit fotovoltaici e che potrebbero assumere un ruolo particolarmente critico, come già avviene oggi nelle filiere dell'elettrico o dei prodotti idrotermosanitari.

"Se diventasse obbligatorio installare un impianto fotovoltaico in ogni nuova abitazione si potrebbe arrivare paradossalmente a favorire i produttori di moduli 'low-cost', perché diventerebbe prioritaria la logica del contenere i costi di costruzione."

Amministratore delegato di una società italiana di produzione di moduli

Box 1.20**XGroup**

XGroup nasce nel 2005 dall'idea imprenditoriale di tre tecnici con un'esperienza pluriennale nel settore fotovoltaico, a cui hanno aderito venticinque imprenditori operanti in diversi settori industriali, e rappresenta un caso di successo di start-up italiana nella produzione di celle fotovoltaiche. La produzione di celle avviene nello stabilimento in Vanzo di S. Pietro Viminario, situato nei pressi di Padova, progettato per ospitare 4 linee per un massimo di 100 MW. L'impresa si è poi integrata nella produzione di moduli, che attualmente sono prodotti nello stabilimento di CEMI, a Cisterna di Latina.

L'azienda ha da subito perseguito una strategia di forte crescita dimensionale, indispensabile per sostenere la concorrenza con i player internazionali di maggiori di-

mensioni: nel 2007 ha realizzato un fatturato di 1 mln €, che a fine 2008 sono diventati circa 30 mln €, con una capacità produttiva di celle e moduli che si è attestata a 30 MW. La necessità di risorse finanziarie che agevolassero questo processo di crescita ha portato l'impresa ad una prima partnership con Multiutility, società veronese di trading di energia, adesso uscita dalla proprietà attraverso un'operazione di riacquisto delle quote da parte dei soci fondatori di XGroup, mentre è ancora in atto l'ambizioso progetto di integrarsi a monte, tramite l'ingresso di un autorevole partner finanziario, che garantisca gli elevati livelli di investimento necessari alla costruzione di un impianto di fabbricazione di silicio di grado solare.

Box 1.21 I produttori asiatici "low-cost"

Nell'area di business "celle e moduli" è importante rilevare la presenza di una schiera sempre più folta di produttori asiatici, nati negli ultimi due o tre anni, che servono il mercato italiano senza un proprio marchio, ma **operando come terzisti di imprese italiane o europee e offrendo celle e moduli a prezzi particolarmente contenuti**. In particolare, si identificano due modelli di business prevalenti per questi operatori. Il primo, tipico delle imprese taiwanesi, consiste nella produzione di sole celle, che poi vengono assemblate all'estero, all'interno delle fabbriche dei produttori di moduli europei. I produttori di celle asiatici consentono modalità di acquisto più flessibili e permettono di abbattere i costi di fornitura delle celle, che allo stato attuale costituiscono il 60% - 70% dei costi totali del modulo fotovoltaico.

Il secondo modello, adottato prevalentemente dalle imprese cinesi, prevede la produzione integrata sia di celle che di moduli, venduti poi ad aziende occidentali ad un prezzo mediamente del 10% inferiore rispetto a quello di analoghi prodotti europei di "marca". Tali moduli presentano generalmente una qualità inferiore e possono incontrare in alcuni casi problemi nell'ottenere le certificazioni necessarie ad accedere agli incentivi.

Negli ultimi anni ha assunto una crescente importanza anche il comparto indiano del fotovoltaico. Le imprese indiane adottano un modello simile alle cinesi di cui si è parlato in precedenza, ma si distinguono da quest'ultime per il fatto di avere una buona parte della produzione dedicata ad applicazioni *stand alone*, più richieste nei paesi in via di sviluppo.

Per quanto riguarda gli sviluppi attesi a livello dei diversi modelli di business, è ragionevole attendersi che:

- **i produttori integrati di celle e moduli che ad oggi hanno dimensioni contenute cercheranno di crescere ulteriormente per sfruttare al meglio i vantaggi di scala** (si VEDA BOX 1.20). Nel caso in cui la competizione si sposti nel futuro ulteriormente sull'abbattimento del prezzo del modulo, gli operatori integrati già affermati sul mercato potrebbero beneficiare di un consistente differenziale di costo, ma vedrebbero in parte vanificati gli sforzi in R&D e sviluppo tecnico che hanno recentemente intrapreso per la differenziazione dei pro-

pri prodotti attraverso la messa a punto di tecnologie e soluzioni proprietarie. I produttori integrati sarebbero però i meglio posizionati in questa area di business nel caso in cui una rapida diffusione delle tecnologie del film sottile si verificasse;

- **nel caso di un'aspra battaglia di prezzo i produttori focalizzati di celle sarebbero favoriti dall'effetto di standardizzazione dei loro prodotti**. Va detto che la tecnologia del film sottile potrebbe rappresentare una minaccia per queste imprese, che hanno impostato il proprio vantaggio competitivo sulla sola fabbricazione di celle cristalline, sviluppando competenze che diverrebbero in larga parte inutili con la tecnologia del film sottile e difficilmente convertibili ad essa.

Box 1.22 I produttori di film sottile

La FIGURA 1.30 riporta le diverse tecnologie del film sottile, distinte tra quelle che utilizzano un basso contenuto di silicio (*low-silicon*) e quelle che non lo utilizzano affatto (*silicon-free*). Inoltre, essa introduce un'ulteriore distinzione tra tecnologie che possono essere applicate a supporti rigidi o flessibili. La figura riporta anche le principali imprese a livello internazionale che sono attualmente impegnate nello sviluppo di ciascuna famiglia di tecnologie o nella sua commercializzazione.

I notevoli capitali investiti nei laboratori di R&S di tutto il mondo sulla tecnologia del film sottile hanno l'obiettivo di sviluppare soluzioni che permettano un'efficienza di conversione almeno paragonabile a quella cristallina, lungo tutto il ciclo di vita del prodotto, ma con un costo

decisamente inferiore, fino a 0,5-1 €/W (SI VEDA TABELLA 1.1). Nel momento in cui questi obiettivi verranno raggiunti, come è verosimile che avvenga nei prossimi anni, il film sottile potrebbe costituire effettivamente una grave minaccia per la tecnologia cristallina tradizionale, che presenta tuttavia ancora ampi spazi di miglioramento incrementale dei processi produttivi, nonché nella stabilizzazione del prezzo di approvvigionamento del silicio. Nei prossimi 3-4 anni le due tecnologie continueranno a coesistere, con una crescita relativa del film sottile, dovuta a una maggiore confidenza nel suo utilizzo da parte di tutti gli operatori, mentre gli esperti di settore intervistati ritengono plausibile che nell'arco di dieci anni circa i moduli in film sottile conquisteranno una quota di mercato pari al 30-40%, partendo dall'attuale quota dell'8% circa

(SI VEDA PARAGRAFO 1.1.4). Le imprese che costituiscono un punto di riferimento per le due tecnologie di seconda generazione che, ad oggi, risultano essere maggiormente diffuse sono sicuramente l'americana Unisolar (United Solar Ovonic) e la giapponese Kaneka per i moduli in silicio amorfo e l'americana First Solar per quelli in telloruro di cadmio. Quest'ultima intende ampliare la sua capacità produttiva a 1,1 GW entro il 2009, implementando in Malesia 4 linee della capacità nominale di 190 MW ciascuna.

In Italia, **Arendi**, costituita nel 2004 da un joint venture tra il Gruppo Marcegaglia, la società Alchimia e la Solar System Equipments, sta mettendo a punto un **processo per la produzione di moduli a base di telloruro di cadmio (CdTe)**. CPower, spin-off dell'Università degli Studi di Ferrara, attiva dal 2006, presenta invece interessanti prospettive di sviluppo nel fotovoltaico a concentrazione, grazie alla commercializzazione del modulo Rondine, realizzato con un fattore di concentrazione che raggiunge i 30x.

Figura 1.30

Principali imprese attualmente impegnate nello sviluppo o nella commercializzazione di tecnologie fotovoltaiche innovative

Tecnologia	Supporto	Descrizione	Principali imprese attive in questa tecnologia	
LOW SILICON	a-Si	Flessibile	Questa tecnologia prevede l'utilizzo di un sottile film di silicio amorfo come strato fotoassorbente	Unisolar, Kaneka, Sharp, Suntech, Power Film Schott Solar, ErSol, E-Ton Solar, Energy PV, Mitsubishi Heavy, Renewable Energy Solution, Pramac, Q5 Solar, Sinomar, VHF Technologies, Moser Bear Photovoltaics.
		Rigido		
SILICON FREE	CdTe	Rigido	Questa tecnologia utilizza un composto di telluro di cadmio come strato fotoassorbente	First Solar, Calyxo (Q-Cells), Arendi, Antec Solar, Matsushita.
	CIS/CIGS	Flessibile	Il modulo si ottiene sovrapponendo più strati di differenti metalli su un substrato di supporto	Würth Solar, Global Solar Energy, HeliVolt, Solibro, Avancis, Energy Pv, Honda Soltec, Renewable Energy Solution, Miasola, Nanosolar, E-Ton Solar, Day Star Technologies, Johanna Solar Technologies.
		Rigido		
DSC	Flessibile	La componente fotoattiva è basata su componenti organici, lavorati in sottilissime pellicole e frapposti tra due elettrodi conduttori	Konarka Technologies, 3G Solar.	

Non è un caso che questi operatori abbiano cominciato a interessarsi del film sottile sfruttando prevalentemente canali di crescita esterni, quali acquisizioni di imprese piccole, fortemente innovative (SI VEDA BOX 1.22);

- **i modulist** sono gli operatori in questa area di business che sarebbero messi più gravemente in crisi da uno spostamento della competizione sul prezzo del modulo fotovoltaico. Questo in quanto subirebbero sia il potere contrattuale dei produttori di celle, sia quello dei distributori, che in caso di maggiore standardizzazione dei moduli vedrebbero aumentare il proprio peso nella filiera fotovoltaica. Una via d'uscita potrebbe consistere nell'incrementare ulteriormente il loro grado di integrazione

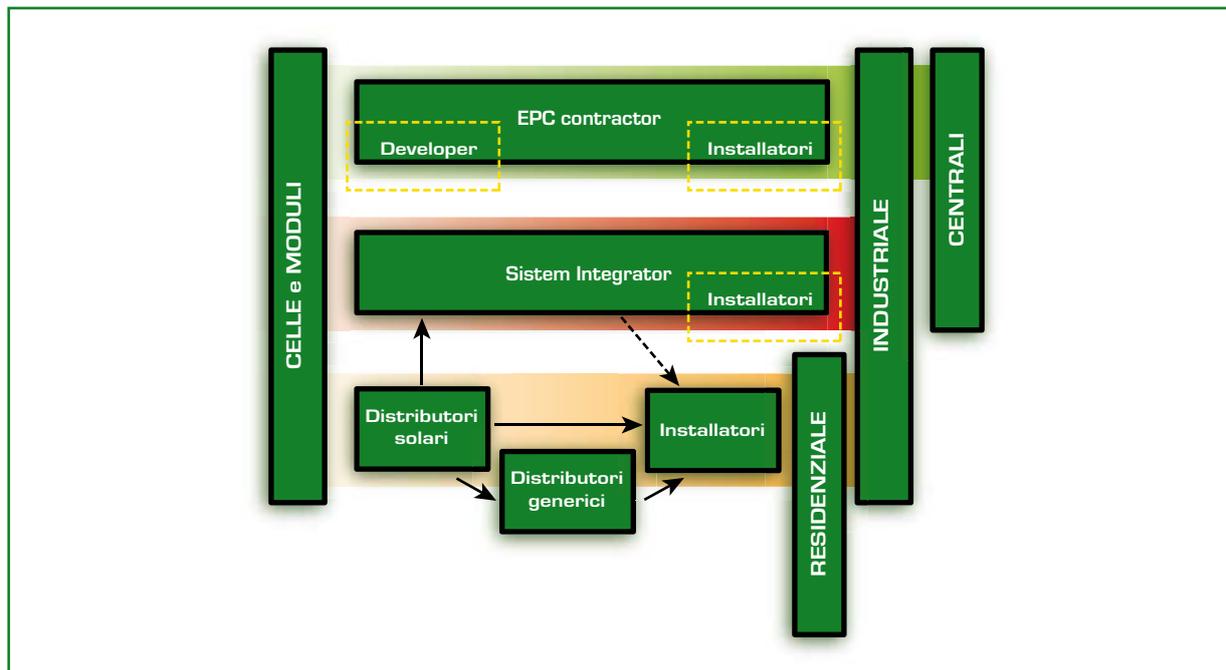
o a valle o nello specializzarsi in alcune nicchie di mercato come quella rappresentata dal *Building Integrated Photovoltaics* (si VEDA BOX 1.12).

1.4.7 Area di Business Distribuzione e Installazione

In questa area di business, che riveste un ruolo critico di interfaccia con il mercato finale, competono le aziende che si occupano della **distribuzione dei componenti costitutivi dell'impianto fotovoltaico e della sua progettazione e installazione**. Gli investimenti necessari per accedervi sono piuttosto contenuti, il numero di

Figura 1.31

I modelli di business nell'area distribuzione e installazione



operatori distribuiti sul territorio molto alto, e la presenza di aziende straniere necessariamente limitata, data l'importanza della presenza locale. L'articolazione di quest'area di business, diversamente da quelle che l'hanno preceduta, assume inoltre delle peculiarità specifiche in funzione del segmento del mercato fotovoltaico cui l'impianto è destinato:

- **il segmento residenziale è necessariamente caratterizzato da forte frammentazione e dalla dispersione geografica delle installazioni**, che richiedono una capillare distribuzione, in parte sovrapposta con i canali utilizzati per altri settori industriali (quali l'idrotermosanitario o il settore elettrico), in grado di rifornire dei componenti necessari gli installatori locali che operano sul territorio in cui l'impianto viene installato. L'attività di progettazione dell'impianto è standard e non richiede competenze specifiche;
- **il segmento delle centrali è caratterizzato dalla presenza di clienti con un elevato potere contrattuale e da un processo di costruzione decisamente più articolato**. Questo rende più complessa l'attività di progettazione dell'impianto, che richiede competenze anche nella ricerca e sviluppo del sito, di espletamento delle pratiche

burocratiche, di gestione degli approvvigionamenti di un consistente flusso di materiali e di strutturazione del finanziamento. In questo segmento, d'altro canto, la capillarità della distribuzione e dell'installazione assumono un'importanza molto più contenuta;

- **il mercato industriale ha delle caratteristiche intermedie rispetto ai due segmenti sopra citati**, con una minore frammentazione rispetto al mercato residenziale (dovuta al minor numero di impianti installati), ma con maggiori difficoltà nella fase di progettazione, dovute alla taglia superiore ed alla collocazione dell'impianto sulle coperture di edifici industriali, che rende complessa la sua integrazione architettonica.

Questo spiega perché le imprese che operano in questa area di business adottano dei modelli profondamente differenti in funzione dei segmenti di mercato in cui esse sono attive.

I modelli di business

All'interno dell'area di business operano sul mercato italiano oltre 300 imprese³⁶, di cui circa il 75% aventi sede in Italia. Essa rappresenta, per le sue limitate barriere all'entrata e per l'importanza della presenza locale sul territorio, la fase della fi-

³⁶ A queste si aggiungono i singoli operatori o le micro-imprese, stimabili in un numero pari a circa 5.000, che avendo maturato esperienze in settori "affini" quali l'idrotermosanitario, l'elettrico e l'edile, sono oggi in grado di installare un impianto fotovoltaico ad uso residenziale.

Box 1.23**Solarex**

Solarex Italia è stata fondata nel 1985, dal 1992 è distributore ufficiale di BP Solar in Italia, e dal 1995 è entrata a far parte della Ambrogio Moro SpA, un gruppo di 13 società operante nel campo dell'energia da più di 60 anni. L'azienda, che è un tipico esempio di system integrator, oltre a commercializzare i moduli BP Solar, si occupa anche della progettazione e realizzazione di impianti fotovoltaici chiavi in mano e garantisce al

cliente la supervisione in ogni fase della realizzazione dell'impianto, dalla progettazione al collegamento alla rete elettrica, fino anche all'assistenza post-vendita. L'azienda si pone quindi come interfaccia unica per il cliente finale, occupandosi dell'intera realizzazione dell'impianto fotovoltaico, comprensiva della parte burocratica e suggerendo pacchetti finanziari in collaborazione con i principali istituti di credito.

liera fotovoltaica in cui la stragrande maggioranza delle imprese italiane ha cercato spazio per approfittare del boom che il fotovoltaico ha sperimentato nel nostro Paese negli ultimi tre anni. I modelli di business adottati dalle aziende che competono in questo comparto possono essere rappresentati come indicato in FIGURA 1.31. In particolare è possibile distinguere tra:

- **i distributori solari.** Si tratta di imprese di ridotte dimensioni (con non più di 20 dipendenti e un fatturato inferiore ai 10 mln €), specializzate nella sola attività di distribuzione per impianti di tipo residenziale e industriale. Tra queste è possibile citare Tecnospot, Hinerger o Energenia. I clienti di queste aziende sono gli installatori locali, gli studi di progettazione e i system integrator, ma non è infrequente il caso in cui da essi si riforniscano anche altri distributori generici già attivi in altri mercati, quali l'idrotermosanitario e l'elettrico. Ai loro clienti essi offrono tendenzialmente una gamma di prodotti limitata ai moduli e agli inverter. Infatti, soltanto il 30% dei distributori solari analizzati distribuisce anche i sistemi di montaggio e i componenti elettrici necessari al completamento dell'impianto. Inoltre, il 65% supporta i propri clienti con servizi di formazione e assistenza alla progettazione e il 45% con accordi di finanziamento agevolato e assicurazione;
- **gli installatori.** Sono qui comprese le imprese di piccole dimensioni o i professionisti che si occupano esclusivamente dell'installazione dell'impianto. Il 15% circa di questi operatori è specializzato nel fotovoltaico, mentre la maggior parte di essi proviene del settore elettrico, idrotermosanitario ed edile. Gli operatori servono direttamente il mercato residenziale (più raramente quello industriale), operando su un raggio di territorio limitato e venendo in alcu-

ni casi coinvolti anche in progetti di più grandi dimensioni dai system integrator e dagli EPC contractor, ma con il solo ruolo di supporto e installazione;

- **i system integrator.** Si tratta di imprese di dimensioni superiori agli installatori puri (hanno un numero di dipendenti superiore alle 10 unità, con un fatturato che varia da 1 mln € a 20 mln €) che hanno come peculiarità quella di occuparsi in modo integrato delle attività di progettazione, autorizzazione e installazione dell'impianto, servendo principalmente il mercato industriale e occasionalmente anche quello delle centrali. Nel 75% dei casi offrono anche servizi post vendita di finanziamento e assicurazione, sulla base di accordi stipulati con gli istituti di credito e di previdenza (SI VEDA PARAGRAFO 1.4.10). L'85% delle imprese censite ha sede in Italia, è questo il caso di EnerRay, Solar Energy Italia o Sunerg Solar, mentre il restante 15% proviene dal nord Europa, come Belpower o Phoenix Solar. Alcuni player operano come rivenditori di specifiche marche (SI VEDA BOX 1.23), il che permette loro di rifornire occasionalmente di moduli e altri componenti dell'impianto quegli installatori che incontrano difficoltà di approvvigionamento presso i distributori cui normalmente si rivolgono. Altri invece, per scelta strategica, svolgono anche l'attività di distribuzione di moduli e componenti fotovoltaici, rifornendo costantemente gli operatori del mercato residenziale (SI VEDA BOX 1.24). Alcuni system integrator sono attivi nel settore dell'impiantistica industriale e degli impianti per la produzione di energia, è questo il caso di CPL Concordia o Busi Impianti. I system integrator possono inoltre occuparsi di piccole centrali fotovoltaiche, nonostante la loro ridotta dimensione e disponibilità finanziaria comportino alcune difficoltà nella gestione degli acquisti e nella strutturazione del finanziamento (SI VEDA BOX 1.25);

Box 1.24
Enerpoint

Enerpoint è stata fondata nel 2001 da Paolo Rocco Viscontini e si occupa di distribuzione di moduli, inverter e componentistica per l'installazione di un sistema fotovoltaico, oltre che di progettazione ed installazione di impianti di media e grossa taglia. Al momento l'azienda conta 39 dipendenti e dispone di una fitta rete di circa 150 collaboratori, tra installatori e professionisti. Nel dicembre 2007 Equiter, l'equity investor attivo nei settori infrastrutture e ambiente del Gruppo Intesa

Sanpaolo, è entrata nel capitale di Enerpoint con una quota del 20%, con l'obiettivo di rafforzare in tal modo la joint venture Enerpoint Energy (50% Enerpoint SpA e 50% Equiter SpA), destinata alla produzione e vendita di energia elettrica da fotovoltaico. Quest'ultima iniziativa dimostra la dinamicità di questa società, che non si pone come un semplice distributore fotovoltaico, ma integra anche le attività di system integration nel segmento centrali.

Box 1.25
Gechelin Group

Gechelin Group nasce nel 1980 e si occupa da subito di impianti fotovoltaici, così da poter vantare oggi un'esperienza quasi trentennale nel settore. L'impresa opera come system integrator, occupandosi della progettazione e installazione di impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza. Nonostante nella maggior parte dei casi essa serva direttamente il cliente finale, alcune

volte collabora anche con gli EPC contractor per la costruzione di parchi fotovoltaici. La specializzazione di Gechelin Group nelle attività di system integration si evince anche dal fatto che, nel caso di impianti da qualche centinaio di kW, l'impresa opera come advisor del cliente, suggerendo un ventaglio di produttori di moduli con cui trattare direttamente per la fornitura.

- **gli EPC contractor.** Si tratta di imprese che si occupano delle attività di Engineering, Procurement and Construction (EPC), ossia dello sviluppo (condotto spesso appoggiandosi a *developer* con competenze sul territorio), della progettazione, della gestione degli acquisti, dell'ottemperamento dell'iter burocratico e della strutturazione finanziaria, nonché dell'installazione (spesso avvalendosi di squadre di installatori esterni) per impianti di dimensioni medio-grandi, tipicamente le centrali fotovoltaiche. Gli EPC contractor hanno dimensioni maggiori rispetto alle imprese che operano in questo comparto adottando altri modelli di business, con ricavi generati nel mercato fotovoltaico italiano variabili tra 5 e 50 mln € e una significativa capacità finanziaria. Gli EPC contractor possono essere imprese focalizzate sul fotovoltaico (come Juwi), o divisioni di grandi gruppi industriali e multinazionali già attivi nel settore dell'impiantistica industriale (come Siemens Settore Energy). Il mercato di riferimento è tipicamente internazionale e tra gli EPC contractor che operano in Italia il 65% ha sede sul territorio nazionale (è il caso ad esempio di Enerqos o Green Utiliy), mentre il restante 35% proviene dal resto d'Eu-

“La principale risorsa di un EPC contractor è la sua capacità finanziaria: anche se la domanda è in forte crescita, per triplicare il fatturato è necessario avere le spalle larghe.”

Amministratore delegato di un EPC contractor italiano

ropa (come nel caso di City Solar o Martifer Solar). Con i clienti principali, in particolare i grandi gruppi industriali o i fondi di investimento, riescono a far valere le proprie competenze gestionali, tecniche e finanziarie per gestire efficientemente il processo di costruzione della centrale e per proteggere la loro marginalità, aspetto critico in quanto essi sono spesso “schiacciati” tra i produttori di moduli, che pretendono pagamenti alla consegna, e i clienti di grandi dimensioni, che pagano a lavoro ultimato.

La TABELLA 1.25 riporta le principali imprese che operano sul mercato italiano nell'area di business distribuzione e installazione e che sono state incluse nell'analisi, suddivise in base al modello di business che esse adottano e ordinate per il valore totale di potenza fotovoltaica degli impianti che hanno dichiarato di aver installato nel corso del 2008.

Gli sviluppi attesi

Per quanto concerne gli sviluppi attesi per quest'area di business, bisogna notare che **il numero di imprese in essa operanti e la loro sopravvivenza sono direttamente influenzati dall'anda-**

Tabella 1.25

I principali player nella distribuzione e installazione.

IMPRESA	Modello di business	Presenza sul mercato	kW realizzati 2008	kW realizzati 2007	Ricavi 2008 [mln €]	Ricavi 2007 [mln €]
Enel.Si	System integrator	Impresa italiana	29.000	14.000	nd	113
Sunerg Solar	System integrator	Impresa italiana	10.000	5.000	37	16
Energos	EPC contractor	Impresa italiana	6.000	1.000	35	5
Ecoware	System integrator	Impresa italiana	6.000	2.000	28,5	10,5
EnerRay	System integrator	Impresa italiana	4.000	1.000	20	5
Enereco	Distributore solare	Impresa italiana	3.000	1.500	12,6	6
Enerpoint	System integrator con distribuzione	Impresa italiana	2.670	1.500	59,5	36
CPL Concordia	System integrator	Impresa italiana	1.000	850	280	265
Phoenix Solar	System integrator	Impresa estera con filiale italiana	812	250	9	3,3
Eco Energia	System integrator	Impresa italiana	345	120	nd	nd

mento della domanda di impianti fotovoltaici che si manifesta sul territorio italiano. Questo a causa delle limitate barriere all'entrata in questo comparto della filiera e per il carattere sostanzialmente nazionale del mercato di riferimento degli operatori. Per quanto riguarda gli effetti delle nuove tecnologie in fase di sviluppo, si ritiene che la diffusione del film sottile rigido non rappresenti una significativa minaccia per le imprese della distribuzione e installazione, in quanto questi moduli non impattano sostanzialmente sulle loro attività operative. Al contrario, l'applicazione delle tecnologie del film sottile flessibile al BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*) richiederebbe una profonda ristrutturazione delle attività di distribuzione e installazione, la cui centralità rischierebbe di essere significativamente compromessa dagli accordi e dai contratti stipulati direttamente tra i produttori di moduli e le società di costruzione. **Nel caso, inoltre, si manifestasse una consistente pressione alla riduzione dei prezzi finali dell'impianto fotovoltaico, in questa area di business si assisterebbe ad una contrazione dei margini,** soprattutto nelle attività dove questi sono già ridotti, quali la costruzione delle centrali fotovoltaiche.

Per quanto riguarda i distributori solari, essi potrebbero soffrire notevolmente la maggiore stan-

nardizzazione del prodotto, soprattutto se commercializzato nella forma del kit fotovoltaico. In questo caso, infatti, il ruolo e il peso dei distributori generici (ad esempio quelli di materiale elettrico) crescerebbe ulteriormente, costringendo i distributori solari ad evolversi integrando competenze di progettazione e installazione.

La tendenza alla standardizzazione del sistema fotovoltaico comporterebbe ad ogni modo anche alcune difficoltà per i system integrator. Infatti, un insieme di componenti con caratteristiche omogenee e di facile integrazione determinerebbe minori difficoltà nella progettazione e avvicinerrebbe sempre più il sistema fotovoltaico ad un qualsiasi servizio generale d'impianto. Il know-how nel campo fotovoltaico detenuto dai system integrator perderebbe quindi parte del suo valore, con un effetto di contrazione delle quote di mercato di questi operatori a vantaggio delle imprese meno specializzate.

Per quanto riguarda il ruolo degli **EPC contractor,** la tendenza attesa è quella di una maggiore internazionalizzazione dell'attività degli operatori ad oggi attivi sul mercato italiano, grazie all'apertura di filiali in mercati quali Francia, Grecia ed est Europa, che ci si attende sperimenteranno significativi tassi di crescita negli anni a venire (SI VEDA

“Con l'integrazione del fotovoltaico nella filiera edilizia sarà necessario sperimentare un nuovo approccio per arrivare all'utente finale. Ad oggi il modulo passa attraverso uno o più livelli di distribuzione, ma se la “casa del futuro” avrà il fotovoltaico integrato, chi produce moduli dovrà entrare nella casa prima che questa sia costruita.”

Amministratore delegato di un'impresa italiana di distribuzione fotovoltaica

Enerqos S.p.A nasce nel 2006 come società di “engineering” nel settore fotovoltaico, secondo il modello EPC contractor. All’origine di Enerqos c’è l’iniziativa di un gruppo di manager provenienti dai settori del silicio, dell’elettronica e delle telecomunicazioni, con una esperienza cumulata di oltre cento anni ai vertici di imprese nazionali e multinazionali.

Enerqos ha affiancato ai suoi uffici in Italia (a Monza, Pisa e Roma) alcune filiali in altri Paesi europei (quali Grecia e Francia), raggiungendo una potenza installata cumulata di oltre 10 MW. Inoltre, per garantire alla società una copertura globale, sono stati aperti due uffici di contatto, uno a San Francisco (USA), ed uno a Shanghai (Cina).

Attualmente il mercato di riferimento è quello degli impianti di taglia medio-grande (dai 50 kW in su), segmento in cui Enerqos ha maturato un gran-

de know-how tecnico sia nella costruzione di grandi campi fotovoltaici a tecnologia fissa e ad inseguimento biassiale, sia nello sviluppo di soluzioni a totale integrazione architettonica. Per fare ciò ha acquisito quote di una società che produce strutture metalliche (ESP S.r.l.), in modo da rendersi autonoma nella fornitura di strutture di supporto e sviluppare prodotti *ad hoc*, come l’inseguitore Totem®.

Per completare l’offerta del “chiavi in mano”, Enerqos, in collaborazione con Samares™, ha sviluppato un vero e proprio sistema operativo di gestione dell’impianto fotovoltaico, denominato Osiride-PVE™. Oltre all’accordo da un miliardo di euro stipulato con Next Energy Capital per lo sviluppo di impianti di produzione di energia solare in Europa nei prossimi 5 anni, Enerqos è partner e fornitore di sistemi fotovoltaici per conto di importanti fondi di investimento, utilities e gruppi industriali.

BOX 1.26), e dell’ingresso nel mercato italiano di player stranieri, in “ritirata” dai mercati spagnolo e tedesco.

Per quanto riguarda gli installatori, bisogna rilevare come alcune imprese attive nell’area di business celle e moduli stiano dando vita a dei **progetti di fidelizzazione di un portafoglio selezionato di installatori** (un esempio è la figura dell’installatore accreditato Conergy), a cui, in cambio del diritto di esclusiva, concedono la possibilità di utilizzare il marchio e i servizi dell’impresa per proporsi al cliente, nonché di usufruire di servizi di formazione tecnica e professionale.

“Abbiamo creato un marchio di qualità per l’installazione, in un momento in cui si assiste ad una forte eterogeneità degli operatori che si propongono al cliente finale. Crediamo che questo possa rappresentare una importante risorsa per la nostra azienda.”

Amministratore delegato di un produttore di moduli tedesco

vendita di materiali, componenti e semilavorati utilizzati nei processi di fabbricazione di celle e moduli, quali Tedlar® (brevetto della Du Pont utilizzato per il *back plain* del modulo), EVA (strato trasparente di acetato vinile etilico, utilizzato per incapsulare le celle e proteggerle dagli agenti atmosferici), vetro e profilati d’alluminio;

- **componenti dell’impianto fotovoltaico**, ossia della produzione e vendita dei prodotti addizionali rispetto ai moduli che sono utilizzati nell’installazione dell’impianto fotovoltaico, quali inverter, strutture di supporto,

sistemi di inseguimento o movimentazione (detti anche *tracker*) e componenti elettrici.

1.4.8 Area di Business Componenti e Tecnologie

Le imprese operanti in questa area di business si occupano di:

- **tecnologie e impianti produttivi**, ossia dello sviluppo e installazione di impianti, sistemi e tecnologie di processo per la fabbricazione di silicio, wafer, celle e moduli, quali reattori epitassiali, forni, stringatrici, laminatori, robot di linea e simulatori solari;
- **materiali di consumo**, ossia della produzione e

Le tecnologie e gli impianti produttivi

Il mercato italiano degli impianti e dei sistemi per la produzione di celle e moduli è **fortemente dominato da operatori stranieri**. Per quanto riguarda la fabbricazione di celle fotovoltaiche, gli stabilimenti produttivi attivi in Italia utilizzano tecnologie e impianti “chiavi in mano” forniti dalla tedesca Centrotherm Photovoltaics (SI VEDA BOX 1.27). Fa eccezione XGroup, che nel suo stabilimento di Vanzo di S. Pietro Viminario (PD), ha sviluppato autonomamente e installato una linea di produzione altamente automatizzata, utilizzando componenti e macchinari forniti da Stangl, Tecnofimes e Baccini. Quest’ultima impresa è stata

recentemente acquisita dall'americana Applied Materials (nel novembre 2007 ha versato 330 mln \$ per rilevare l'intera società), che è così riuscita a guadagnare una posizione di primaria importanza nel mercato italiano dei sistemi automatizzati di metallizzazione e collaudo per la produzione di celle fotovoltaiche in silicio cristallino. Anche nel comparto delle linee automatizzate per l'assemblaggio di moduli, la presenza italiana è molto marginale, con pochissimi operatori (quali P.Energy ed Ecoprogetti) in grado di offrire macchinari specializzati (stringatrici, laminatori) o linee di assemblaggio complete.

La scarsa presenza di imprese italiane in questo importante comparto della filiera fotovoltaica, nonostante la "storica" eccellenza delle nostre aziende nei settori della meccanica e dell'automazione industriale, **si spiega da un lato con il numero assai ridotto di stabilimenti produttivi di celle e moduli attivi in Italia**, che rende il mercato italiano poco attrattivo per le imprese nazionali, **dall'altro lato con il sistema di incentivi sbilanciato verso le tariffe *feed-in***, che stimola fortemente la nascita di aziende operanti negli stadi della filiera più prossimi al cliente finale, ma non gli investimenti a monte in tecnologie e impianti industriali.

È ragionevole attendersi che **nel prossimo futuro il livello di automazione dei processi di fabbricazione e assemblaggio di celle e moduli fotovoltaici crescerà ulteriormente**, per effetto dell'incremento della taglia delle linee produttive e della spinta alla standardizzazione dei prodotti finiti di cui si è parlato in precedenza. Questo scenario rappresenta certamente un'importante opportunità per le imprese italiane, nonostante resti ancora da valuta-

"Qualche mese fa abbiamo avuto un problema con il Tedlar e lo abbiamo risolto estendendo la certificazione dei nostri moduli per poterli fabbricare anche con un altro materiale più facile da reperire sul mercato."

Amministratore unico di una società italiana produttrice di moduli

re se, e con quali investimenti, i colossi del mondo dell'automazione (quali ABB, Kuka o Schneider Electric) riterranno opportuno entrare nel comparto fotovoltaico, dove non vantano ancora una presenza consistente.

I materiali di consumo

Per quanto riguarda i materiali di consumo (tra cui i gas tecnici per il trattamento delle celle, il vetro, il Tedlar®, l'EVA e l'alluminio necessari per l'assemblaggio dei moduli), bisogna sottolineare come **essi non trovino impiego specifico nelle applicazioni fotovoltaiche, ma siano ampiamente utilizzati in molteplici altri settori industriali**. Gli operatori in grado di fornire questi componenti ai produttori di celle e moduli hanno quindi considerato il fotovoltaico come un comparto ad alta crescita verso cui diversificare la propria produzione, senza che ciò richiedesse particolari investimenti in sviluppo tecnologico o sostanziali modifiche ai prodotti già commercializzati in altri settori. Non sono noti casi di operatori che occupano posizioni di mercato non marginali che si sono focalizzati esclusivamente nel settore fotovoltaico.

Ci si attende che **il fotovoltaico**, nonostante i tassi di crescita che verosimilmente sperimenterà, **continui a rimanere per gli operatori in questo comparto un segmento di mercato marginale**, tale da non giustificare consistenti investimenti specifici in capacità produttiva o in asset distributivi. L'unico componente che potrebbe essere oggetto di uno sviluppo tecnico specifico per applicazioni fotovoltaiche è il vetro impiegato nell'assemblaggio dei moduli, che deve garantire resistenza, ma al contempo un'elevata trasmissione luminosa per non intaccare l'efficienza di conversione del modulo stesso.

Box 1.27

Centrotherm Photovoltaics

Centrotherm Photovoltaics è un fornitore di tecnologie e servizi per la produzione di silicio e celle fotovoltaiche. Centrotherm è stata fondata nel 1979 e nel 2004 ha reso autonoma la divisione fotovoltaica, che si è quotata nel 2007 alla borsa di Francoforte come Centrotherm Photovoltaics AG.

Tra il 2006 e il 2007 i ricavi dell'impresa hanno registrato un incremento del 53%, passando da 108,5 mln € a 166,2 mln €, mentre l'EBIT è quasi raddoppiato. Al 30

settembre 2008 i ricavi si erano già attestati a 236,9 mln €. Infatti, nel corso del 2008, a questa sostenuta crescita si è accompagnata una strategia di internazionalizzazione che ha coinciso con l'apertura di diverse filiali nel mondo, tra cui una in Italia, a Treviso, con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente questo promettente mercato. L'impresa non si focalizza soltanto sulle tecnologie cristalline, ma dal 2004 è attiva anche in quelle per la produzione di moduli in film sottile con tecnologia GICS.

I componenti dell'impianto fotovoltaico

Per l'installazione di un impianto fotovoltaico è necessario disporre di una serie di componenti addizionali rispetto al modulo, tra cui le strutture di supporto, i sistemi di inseguimento (nel caso in cui l'impianto ne preveda l'utilizzo), i componenti dell'impianto elettrico e gli inverter.

Per quanto riguarda le **strutture di supporto, si tratta di componenti con caratteristiche indifferenziate**, che non influenzano in modo apprezzabile le prestazioni del sistema e che, nel caso di applicazioni standard su tetto, sono responsabili di una percentuale limitata del costo totale dell'impianto. Ciò spiega il fatto che i principali fornitori di strutture di supporto siano in realtà imprese da anni attive in settori quali la produzione di profilati e la lavorazione di strutture di metallo, che hanno visto nel fotovoltaico la possibilità di diversificare parte della loro offerta. Ne è un esempio la Schletter, impresa bavarese attiva nella produzione di componenti e strutture metalliche che dal 2001 ha creato una divisione per i sistemi solari. Inoltre, vista la semplicità delle strutture di supporto dal punto di vista tecnologico, non è infrequente imbattersi in operatori della filiera fotovoltaica, quali produttori di moduli (come Conergy o Atersa) o system integrator (come Norsk Solkraft), che costruiscono in proprio le strutture necessarie agli impianti su cui lavorano. È da notare che, nel caso di grandi impianti collocati a terra, diversi fornitori di sistemi di montaggio hanno ampliato la propria offerta mettendo a punto competenze nell'assistenza alla progettazione dell'impianto, nella realizzazione di perizie geognostiche ed eventualmente simulazioni sismiche. **L'importanza delle strutture di supporto aumenta nelle applicazioni di integrazione architettonica che sfruttano in particolare i moduli in film sottile.** In questi casi, infatti, le strutture devono assicurare non solo una perfetta integrazione con gli elementi architettonici, ma anche veicolare la connessione al sistema elettrico e consentire un montaggio veloce ed efficiente, in modo da non pesare eccessivamente sui costi di installazione, la cui riduzione è il punto di forza delle tecnologie a film sottile.

I sistemi di inseguimento sono quei componenti dell'impianto che permettono ai moduli fotovoltaici di essere sempre esposti alla luce solare con la migliore inclinazione possibile, massimizzando la

produzione di energia dell'impianto, a scapito tuttavia di un incremento dei costi. Da una simulazione condotta su un campione di quindici prodotti disponibili sul mercato, è emerso che **i sistemi di inseguimento consentono un aumento della resa dell'impianto fotovoltaico** (espressa in kWh/kW) **variabile tra il 22% e il 37% rispetto ad analoghi sistemi fissi, a fronte tuttavia di un maggiore costo, stimabile tra il 19% e il 30%.**

I sistemi di inseguimento, nel mercato italiano, sono stati utilizzati per ora in un numero di impianti esiguo rispetto a mercati come quello spagnolo. Un primo motivo è dovuto al fatto che consentono un reale aumento della produttività soltanto nel caso in cui l'impianto sia sottoposto ad un elevato valore di irraggiamento diretto rispetto a quello diffuso, condizioni che penalizzano il nostro Paese rispetto a regioni come quella di Almeria in Spagna. In secondo luogo, l'introduzione di un sistema di inseguimento non consente una valutazione accurata dell'affidabilità dell'impianto. Si tratta infatti di componenti che rendono mobile un impianto altrimenti del tutto statico, per i quali per giunta non esiste ancora un track record di performance tale da consentire stime precise.

Le società che li hanno sviluppati (attualmente è possibile scegliere tra oltre 70 prodotti) provengono da diversi settori industriali: in alcuni casi hanno le proprie radici nel campo dell'automazione e dell'impiantistica industriale (come la società Ing. Gaeta & C., di Sabaudia), in altri casi si tratta di produttori di strutture di sostegno (come Ecoware di Padova, con un portafoglio ordini di circa 70 MW tra 2009 e 2010, che è stata recentemente partecipata al 65% da Kerself), in altri ancora sono system integrator ed EPC contractor che mettono a punto un prodotto grazie all'esperienza acquisita nelle installazioni (come Solon).

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri nel mercato italiano, è plausibile ritenere che **i sistemi ad inseguimento solare difficilmente troveranno uno spazio importante nei segmenti residenziale ed industriale.** Questo sostanzialmente per i problemi che essi comportano in termini di maggiore peso e di maggiore occupazione di spazio sulle coperture, nonché da alloggiamenti più complessi rispetto a quelli necessari ai sistemi fissi. **Potrebbero invece trovare anche in Italia uno spazio maggiore nel segmento delle centrali,** soprattutto nel caso in cui la tecnologia fotovoltaica a concentrazione si affer-

"I clienti di grandi dimensioni ci chiedono sempre più spesso dei servizi esterni di progettazione e consulenza. Tanto che stiamo valutando l'ipotesi di creare una divisione al nostro interdo dedicata a ciò."

Amministratore unico di una società italiana produttrice di moduli

mi in misura consistente: in questo caso l'uso di un *tracker* che consenta in ogni momento un perfetto allineamento con la direttrice dei raggi solari è un requisito fondamentale per ottimizzare le performance di un sistema ottico come quello dei concentratori fotovoltaici.

Per quanto riguarda i **componenti elettrici** necessari al funzionamento di un sistema fotovoltaico (tra cui cavi, interruttori, quadri elettrici), va detto che essi **non sono del tutto mutuabili da altre applicazioni**, bensì richiedono uno sviluppo specifico. Le principali imprese che forniscono i system integrator e gli EPC contractor della componentistica elettrica per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono player che da anni operano nella filiera elettrica (non sono noti casi di player di una certa rilevanza con una forte focalizzazione sul fotovoltaico). Essi tuttavia hanno intrapreso da tempo la strada dello sviluppo e messa a punto di prodotti *ad hoc* per questo mercato. Ad esempio ABB nel 2008 ha predisposto uno specifico listino per il settore fotovoltaico, includendo prodotti generici già commercializzati e alcuni invece pensati appositamente per il settore, come interruttori e scaricatori di sovratensione certificati per le applicazioni fotovoltaiche.

Il componente addizionale più importante in termini di impatto che esso ha sulle performance del sistema fotovoltaico nel suo insieme è sicuramente l'inverter. Quest'ultimo, infatti, ha il compito di trasformare la corrente continua (DC), generata dai moduli fotovoltaici esposti alla luce solare, in corrente alternata (AC), che fluisce comunemente nella rete elettrica. In questa conversione parte dell'energia prodotta dai moduli viene dissipata, e questo spiega perché la caratteristica fondamentale rispetto alla quale l'inverter viene valutato è la sua efficienza di conversione. I prodotti attualmente presenti sul mercato consentono di raggiungere un'efficienza europea³⁷ tra il 90% e il 98,5% circa. In particolare, le maggiori perdite di efficienza si verificano nei casi in cui l'irraggiamento non è ottimale e il ridotto livello di corrente generata dai moduli non consente l'attivazione dell'inverter. Va detto altresì che esiste la possibilità di collegare più inverter ad un unico generatore fotovoltaico, in base a delle configurazioni alternative. La confi-

“Non è normale che a distanza di 40 anni da quando la tecnologia è stata introdotta, l'efficienza media di un sistema fotovoltaico si attesti ancora al di sotto del 15%. Ci sono quindi ampissimi spazi di miglioramento e questo porta ovviamente ad una rivisitazione di quelle che sono le tecnologie attualmente a disposizione, a partire da quelle degli inverter.”

Responsabile R&D di un'impresa produttrice di inverter

gurazione “master-slave” prevede che sia assegnata una priorità ai diversi inverter, che entrano in funzione uno dopo l'altro al crescere della corrente generata dall'impianto fotovoltaico. Nella configurazione tradizionale si ha un inverter “master” sempre in funzione e una serie di inverter “slave” che lavorano in sequenza, mentre nel caso di “master a rotazione” la macchina con maggiore priorità cambia continuamente così da far lavorare in modo omogeneo tutti gli inverter che

compongono il sistema. Esiste poi la configurazione proposta da SMA Solar Technology, chiamata “team”, che combina le diverse stringhe di cui è composto un generatore solare con la configurazione “master-slave”: alla massima potenza ogni inverter di stringa funziona a regime, mentre, quando la radiazione diminuisce, più stringhe vengono collegate ad un unico inverter.

L'analisi condotta e le interviste con gli operatori del settore permettono di evidenziare che:

- nonostante gli inverter siano apparecchi utilizzati anche in altri settori industriali (ad esempio nei motori elettrici), **la loro applicazione in ambito fotovoltaico richiede delle competenze tecniche che spesso non sono in possesso dei tradizionali operatori dell'automazione industriale** e che possono quindi costituire una barriera all'ingresso in questo particolare comparto della filiera fotovoltaica;
- i principali fornitori di inverter per applicazioni fotovoltaiche cercano di costruire il proprio vantaggio competitivo sfruttando: **l'ampiezza della loro gamma di prodotti**, con l'obiettivo di abilitare l'applicazione in impianti di diverse taglie di potenza; **le performance tecniche in termini di efficienza di conversione**, considerato che l'inverter è il componente più influente nel determinare l'efficienza complessiva dell'impianto; **il brand e la reputazione di affidabilità e di eccellenza tecnologica**. È un esempio dell'importanza di quest'ultimo punto la scelta di diversi player della filiera fotovoltaica di approvvigionarsi di inverter da terzisti su cui apporre in seguito il proprio marchio (come accade con Kyocera Solar o Centrosolar, che acquistano inverter da Danfoss per poi rimarchiarli);

³⁷ L'efficienza europea è una media ponderata dell'efficienza dell'inverter a diversi livelli di carico di ingresso, differente (in particolare inferiore) all'efficienza di picco della macchina.

- i fornitori di inverter hanno un modello di business **estremamente focalizzato**, non riscontrandosi forme di integrazione in altri comparti della filiera fotovoltaica;
- **il canale di commercializzazione privilegiato è quello della distribuzione fotovoltaica o elettrica**, anche per impianti di grossa taglia. La vendita diretta si applica nei soli casi in cui il cliente è di grandi dimensioni e si impegna ad acquistare più prodotti, con continuità nel tempo.

I player operanti in questo comparto **provengono per lo più dal settore dell'elettrotecnica industriale** (gruppi di continuità, convertitori e stabilizzatori) e **dell'automazione industriale** (motori elettrici, PLC e sistemi di controllo), quali Riello UPS, Aros, Power-One o Elettronica Santerno (SI VEDA TABELLA 1.26). Sono presenti anche operatori che hanno competenze in campo fotovoltaico come Conergy o Mitsubishi Electric, men-

“La nostra impresa ha sfruttato prima l'onda del mercato dell'elettronica di potenza, per tutti gli anni ottanta e l'inizio degli anni novanta, e poi quella del mercato delle telecomunicazioni, in particolare delle infrastrutture di rete, che ha dato i primi segni di cedimento nel 2001. Quando anche questo mercato si è fermato, si è assistito ad un riposizionamento di tutta l'industria, ma soltanto nel 2004 è stato chiaro che il nuovo settore in cui investire era l'energia”.

Responsabile marketing di un'impresa produttrice di inverterproduttrice di inverter

tre il leader di mercato SMA Solar Technology è l'unica impresa con una gamma di prodotti focalizzati per le applicazioni fotovoltaiche.

Tra le imprese che offrono inverter per applicazioni solari è possibile distinguere quelle per cui il fotovoltaico rappresenta già oggi una quota consistente dei loro ricavi (come accade ad esempio per Elettronica Santerno), che presentano un'ampia gamma di prodotti dalle performance mediamente più elevate (con efficienze di punta tra le maggiori del mercato) e quelle che invece concepiscono il fotovoltaico

come forma di diversificazione delle loro attività o come opzione strategica da sfruttare nel caso il mercato assuma dimensioni rilevanti (come accade ad esempio per Power-One).

I leader di mercato sono i player che operano da più anni nel fotovoltaico e che hanno investito più consistenti risorse in attività di R&D e di sviluppo tecnolo-

Tabella 1.26

I principali player nella produzione di inverter per fotovoltaico

IMPRESA	Presenza sul mercato italiano	Nazione	Anno di ingresso nel fotovoltaico	Ricavi 2007 [migliaia di euro]	Numero di prodotti nella gamma	da kW	a kW	Efficienza Massima	Settore di provenienza
Elettronica Santerno	Impresa italiana	Italia	2001	€ 11.426	67	2,18	587	98% - 99%	automazione industriale
SMA Solar Technology	Impresa estera con filiale italiana	Germania	1981	nd	41	0,78	1050	98% - 99%	focalizzata nel fotovoltaico
Siemens	Impresa estera con filiale italiana	Germania	1999	€ 3.000.000	21	60	1680	96% - 97%	elettrotecnica e automazione industriale
Fronius	Impresa estera con filiale italiana	Austria	1992	€ 20.400	21	1,4	43	96% - 97%	elettrotecnica industriale
SIAC	Impresa italiana	Italia	2000	€ 5.046	18	2,5	500	96% - 97%	elettrotecnica industriale
Danfoss Solar Inverter	Impresa estera con filiale italiana	Danimarca	2001	nd	15	1,8	15,5	98% - 99%	elettrotecnica e automazione industriale
Aros	Impresa italiana	Italia	2007	€ 52.561	15	1,5	110	97% - 98%	elettrotecnica industriale
Power-One	Impresa estera con filiale italiana	Stati Uniti	2006	€ 114.272	15	2,1	347	97% - 98%	elettrotecnica e automazione industriale
Italcoel	Impresa italiana	Italia	nd	€ 3.993	15	3,56	49,78	95% - 96%	elettrotecnica e automazione industriale
Riello UPS	Impresa italiana	Italia	nd	€ 548.439	13	1,5	100	96% - 97%	elettrotecnica industriale
Conergy Italia	Impresa estera con filiale italiana	Germania	2004	€ 38.000	10	1,4	300	97% - 98%	celle e moduli nel fotovoltaico
Mitsubishi Electric	Impresa estera con filiale italiana	Giappone	nd	€ 5.183	3	3,43	4,78	96% - 97%	automazione industriale e fotovoltaico

gico per prodotti dedicati a questo settore, accumulando inoltre una maggiore esperienza nel comparto. Questo li avvantaggia nella messa a punto di macchine innovative e sempre più efficienti. Essi possono anche contare sulla **maggiore fidelizzazione dei propri clienti e sulla riconoscibilità del brand**.

1.4.9 Area di Business Produzione e Trading

Nel 2007 l'energia generata da fotovoltaico in Italia è stata pari allo **0,012% dell'energia complessivamente prodotta da impianti in funzione nel nostro Paese**, percentuale salita ad un comunque limitato 0,05% nel 2008, nonostante l'enorme crescita che il fotovoltaico ha sperimentato nell'ultimo anno. Rispetto al totale dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (pari al 15,7% della generazione totale in Italia nel 2007), la produzione da tecnologia fotovoltaica è stata pari allo 0,08% nello stesso 2007.

E' importante notare come **dell'energia elettrica prodotta da fonte fotovoltaica in Italia nel 2008, pari a circa 150 GWh, il 74% circa è stata impiegata per autoconsumo**. Questo è dovuto al fatto che nel nostro Paese, per effetto del quadro norma-

tivo in essere (SI VEDA CAPITOLO 1.2), la stragrande maggioranza degli impianti fotovoltaici è ad uso residenziale, di piccola taglia, per cui l'energia generata viene utilizzata principalmente per soddisfare il fabbisogno energetico delle famiglie.

Nello stesso tempo, i produttori ed i trader di energia italiani hanno messo a punto negli ultimi anni diverse **offerte di energia "verde", assicurando la provenienza di questa energia da fonti rinnovabili**. Nonostante la limitata quantità di energia fotovoltaica destinata alla vendita in Italia, essa ha avuto un ruolo tutt'altro che marginale in queste iniziative commerciali. Il principale meccanismo che garantisce la vendita di energia da fonte rinnovabile al cliente finale assicurandone la provenienza è la certificazione RECS (*Renewable Energy Certificate System*), del cui funzionamento e supervisione si occupa il GSE (SI VEDA BOX 1.28). In Italia, nel 2009, sono 30 i trader accreditati presso il GSE per la vendita dell'energia rinnovabile mediante la certificazione RECS. Complessivamente rappresentano il 35% degli operatori attivi nel business della vendita di energia e che si sono sottoposti alla verifica dei requisiti stabiliti dall'AEEG.

Questa strategia di differenziazione della propria

Box 1.28 Certificati RECS

I certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*) sono titoli richiesti su base volontaria che attestano l'impiego delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e rappresentano un beneficio per il produttore in quanto sono scambiabili, in ambito nazionale ed internazionale, separatamente dall'energia sottostante certificata. Attraverso i RECS un produttore, che decida di vendere energia "verde", può di fatto certificare e garantire la "rinnovabilità" della propria energia.

Il progetto RECS è nato in ambito europeo per favorire lo sviluppo, sulla base di una certificazione standard, di un mercato volontario ed internazionale di *green certificates*. Attualmente il sistema RECS coinvolge più di 200 membri tra produttori, trader e società di certificazione del settore elettrico, distribuiti in 17 paesi. In Italia l'organismo preposto per il rilascio, la gestione e la verifica di questi certificati è il GSE.

Nei primi 9 mesi del 2008 il GSE ha emesso 2,7 milioni di certificati (ognuno dei quali corrisponde ad 1 MWh), collocandosi al 5° posto per numero di cer-

tificati emessi dopo gli organismi omologhi attivi in Norvegia, Svezia, Finlandia e Olanda. Per l'anno 2009, gli operatori italiani che partecipano attivamente al sistema RECS sono: A2A, AB Energie, AceaElectrabel, Agsm Verona, Assoutility, Biomasse Italia, Blue Meta, C.V.A. Trading, Duferco Energia, Dynameeting, Edelweiss Energia, Edison, EGL, Electra, Enel, Energ. It, Eni, E.On, Euserbio, Exergia, Federpern Italia, Gala, Green Network, Idroelettrica Lombarda, Iride, Italgen, Ital Green Energy, Multiutility, Sict e Trenta.

I certificati RECS non interferiscono con la normativa riguardante i Certificati Verdi, poiché rappresentano un'altra forma di promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. In particolare, le regole RECS impediscono che alla medesima energia venga riconosciuto sia il Certificato Verde sia il certificato RECS. Al contempo, la titolarità della registrazione degli impianti e dell'emissione ed annullamento dei certificati, poste in capo al GSE, costituiscono una garanzia per il corretto funzionamento dei due sistemi.

Box 1.29

Trading di energia e Grande Distribuzione Organizzata

Dai primi mesi del 2008 è ormai possibile acquistare forniture di energia elettrica “verde” e gas in numerosi supermercati della Grande Distribuzione Organizzata.

Tra gli operatori più attivi nello sfruttare questa opportunità si segnalano Sorgenia ed MPE Energia. Sorgenia, attraverso un accordo con Media World e Saturn, oltre a fornire i propri prodotti per il risparmio e l'efficienza energetica domestica, offre la possibilità di sottoscrivere contratti di fornitura di energia “pulita”. Mpe Energia ha invece stipulato un accordo

con Finiper che, all'interno di 5 dei suoi punti vendita, permette ai propri clienti di attivare un contratto per elettricità e gas e di poter gestire il pagamento delle bollette direttamente al supermercato.

Infine, bisogna notare come il canale della grande distribuzione sia utilizzato non solo per raggiungere la clientela domestica: Edison ha ad esempio siglato un accordo per fornire energia elettrica a piccole medie imprese attraverso gli operatori della GDO che ad essa si rivolgono, nel caso specifico Metro e Carry.

offerta in ottica “verde” si è accompagnata, in questo favorita dalla liberalizzazione del mercato elettrico, anche all'utilizzo di canali “innovativi” per raggiungere e conquistare i clienti finali, quali ad esempio i punti vendita delle catene della grande distribuzione (SI VEDA BOX 1.29)

“L'esistenza di incentivi garantiti per venti anni rende l'intervento finanziario della banca abbastanza tutelato.”

Responsabile desk energia di uno dei primari gruppi bancari italiani

1.4.10 Area di Business Finanziamento e Assicurazione

Il finanziamento all'installazione di impianti fotovoltaici permette di ridurre o addirittura eliminare l'esborso iniziale da parte del futuro titolare dell'impianto, che rappresenta una delle più importanti barriere all'acquisto tanto nel segmento residenziale quanto in quelli industriale e delle centrali. Il finanziamento comporta ovviamente il ricorso a strumenti differenti in funzione del segmento di mercato servito.

Per quanto riguarda gli impianti di piccole e medie dimensioni, destinati all'uso residenziale o industriale, **il finanziamento avviene tradizionalmente attraverso il prestito bancario** (mutuo chirografario, mutuo ipotecario, finanziamento “chiavi in mano” o leasing³⁸), **tutelato dalla cessione del credito**³⁹. Il contratto di cessione del credito può essere stipulato soltanto a valle della sottoscrizione da parte dell'istituto bancario dell'apposito accordo quadro con il GSE⁴⁰. L'offerta di questi finanzia-

menti in Italia è molto ampia: l'analisi condotta ha permesso di identificare più di **80 prodotti finanziari differenti, destinati per il 34% a privati, per il 23% a enti pubblici e per il 43% a imprese**. Di questi, il 21% ha un importo massimo finanziabile compreso tra i 2.500 € e i 75.000 €, il 64%

tra i 75.000 € e i 500.000 € e il restante 14% oltre i 500.000 €. Complessivamente circa 350 istituti di credito dichiarano di offrire finanziamenti per impianti fotovoltaici, l'82% dei quali è focalizzato su prestiti di importo massimo finanziabile inferiore ai 200.000 €. Soltanto le principali banche a livello nazionale (quali ad esempio Intesa Sanpaolo, Monte dei Paschi di Siena e Banca Popolare di Milano) offrono finanziamenti per un importo massimo superiore a questo tetto, che tuttavia di norma non supera comunque i 5 mln €.

Il finanziamento di una centrale fotovoltaica può avvenire con diverse modalità. Il singolo impianto può essere finanziato attraverso prestiti bancari con caratteristiche più evolute rispetto ai prodotti destinati agli impianti residenziali ed industriali. **È tuttavia possibile ricorrere anche al project financing**, che viene solitamente utilizzato per investimenti complessivi superiori ai 15-20 mln €, che corrispondono a 3-4 MW di potenza installata (SI VEDA BOX 1.30). Parlando invece del finanziamento di un intero portafoglio di impianti di titolarità di un fondo d'investimento o di un gruppo industriale, **si assiste di norma alla creazione di società ad**

³⁸ Il leasing, nonostante sia proposto da diversi istituti, risulta spesso di difficile attuazione in quanto non è facile stimare il valore futuro dell'impianto finanziato.

³⁹ La cessione del credito è un contratto di cessione della totalità degli incentivi riconosciuti dal GSE a favore di un cessionario, rappresentato dall'istituto finanziatore.

⁴⁰ A fine 2008 erano oltre 350 le banche che avevano sottoscritto la convenzione con il GSE, che ha lo scopo di regolamentare il rapporto che intercorre tra il GSE e il concessionario dell'incentivo.

hoc partecipate anche da operatori del settore o da istituti di credito.

È questo il caso di Enerpoint Energy (SI VEDA BOX 1.24), fondata da Intesa Sanpaolo ed Enerpoint con l'obiettivo di costruire una serie di parchi fotovoltaici in Italia e nel bacino del Mediterraneo, o Solar Express, partecipata da Intesa Sanpaolo e da Pramac, che si propone di acquisire i diritti di superficie dai proprietari di capannoni industriali con l'obiettivo di installare diverse centrali fotovoltaiche sul territorio nazionale. In modo simile

“Decidiamo di sviluppare veramente pochi progetti rispetto a quelli che ci vengono sottoposti e quei pochi hanno caratteristiche tecniche e di prezzo chiaramente adeguate a quello che è il nostro rendimento atteso, che è nell'ordine del 15%. Vedo tantissimi business plan di progetti fotovoltaici con degli IRR nell'ordine del 40% / 50%, in realtà sono dei piani costruiti il più delle volte in modo molto discutibile.”

Responsabile desk energia di uno dei primari gruppi bancari italiani

si comportano anche gli operatori più specializzati sulle rinnovabili, come il fondo di private equity NextEnergy Capital, che ha sottoscritto un accordo con Enerqos per investire un miliardo di euro in impianti fotovoltaici nell'arco dei prossimi cinque anni.

Il business del finanziamento di impianti fotovoltaici sarà nel breve termine profondamente influenzato dall'attuale crisi finanziaria. In particolare, dalle interviste effettuate ad un campione di oltre venti operatori

Box 1.30**Il project financing nel fotovoltaico**

Il project financing è una operazione di finanziamento a lungo termine che si avvale della costituzione di una società *ad hoc* chiamata SPV (Special Purpose Vehicle) a cui sono affidate le attività e le passività inerenti il progetto stesso.

In questo modo è possibile tenere separati gli assets del progetto da quelli dei soggetti proponenti l'iniziativa d'investimento, i cosiddetti "sponsor", che possono quindi mantenere un controllo più stretto sul progetto e proteggersi dal suo eventuale fallimento. La SPV viene finanziata sia da equity, fornito generalmente dagli sponsor in misura non superiore al 15-20%, sia da debito (sotto forma di obbligazioni) per il rimanente 80-85%, normalmente ottenuto da un pool di banche. Il project financing è particolarmente indicato per progetti ad alta intensità di capitale, con un orizzonte temporale di lungo termine e di natura infrastrutturale, come possono esserlo le centrali fotovoltaiche.

In particolare, in ambito fotovoltaico si ricorre al finanziamento tramite project financing per importi superiori ai 15-20 mln €, che corrispondono a centrali di 3-4 MW di potenza. Tuttavia, non essendo gli impianti di questa taglia molto diffusi in Italia, si ricorre spesso al *pooling* di impianti di dimensioni minori.

Il tipico processo di finanziamento attraverso project financing è strutturato come segue. Una volta pervenuta la proposta da parte dello sponsor, sotto forma di business plan, l'ufficio commerciale dell'istituto di credito svolge una prima verifica del progetto di finanziamento. Se questa dà esito positivo, il progetto viene sottoposto ad una più approfondita valutazione tecnica e legale da parte di uno studio interno oppure di advisor esterni selezionati dalla banca. Nel caso di ulteriore esito positivo si passa alla fase di contrattazione, in cui si concordano con lo sponsor le modalità di finanzia-

mento, la leva da utilizzare nel progetto e la suddivisione dei rischi, insieme alle garanzie necessarie.

Rispetto a questo ultimo punto, le garanzie tipiche richieste in un'operazione di project financing in ambito fotovoltaico sono:

- l'*advanced payment bond*, rilasciato dall'EPC contractor a fronte di un anticipo in misura solitamente pari al 30% del costo previsto. Tale certificato viene ritirato quando i costi preventivati sono raggiunti.
- il *performance bond*, di durata pari al periodo di costruzione, che garantisce l'integrità dell'impianto e le performance dichiarate in fase progettuale, rilasciato anch'esso dall'EPC contractor;
- il *warranty bond*, di durata variabile, che tutela il proprietario da eventuali difetti dell'impianto per un valore pari al 5%-10% dell'importo del contratto stipulato con l'EPC;
- un contratto di *operation & maintenance* che garantisca la manutenzione dell'impianto per tutta la sua vita utile. Tale contratto presenta alcune difficoltà intrinseche, legate alla differenza di valore percepito tra chi lo sottoscrive e chi lo richiede. In altre parole, la manutenzione viene valorizzata annualmente in circa 30.000 €/MW, nonostante, se non effettuata, potrebbe provocare centinaia di migliaia di euro di danni al giorno per il proprietario dell'impianto.

Le principali cause di fallimento di un'iniziativa di project financing, emerse dalla ricerca condotta, si riconducono a: scarsa sostenibilità delle ipotesi tecniche o carenza dei piani economico-finanziari presenti nel business plan e mancanza delle autorizzazioni necessarie, che spesso non si riescono ad ottenere nonostante il progetto sia già stato approvato dall'istituto di credito.

Box 1.31

Impatto del Private Equity sulla filiera fotovoltaica italiana

Il fotovoltaico rappresenta un comparto di particolare interesse per gli operatori di Private Equity, considerati i tassi di crescita che lo stanno caratterizzando. Tuttavia, in Italia, l'impatto di questa forma di finanziamento è, per ora, circoscritto al *down-stream*, quindi alla titolarità di parchi fotovoltaici o all'investimento nell'equity di imprese di system integration e di EPC contractor. Il principale motivo alla base di questo fenomeno, come emerso nel corso dell'analisi, è legato al fatto che gli incentivi erogati dal Nuovo Conto Energia sono indirizzati ai produttori di energia e rendono così più vantaggiosa e meno rischiosa la proprietà degli impianti, rispetto alla partecipazione finanziaria nelle imprese che operano più a monte nella filiera.

Tra gli investimenti di Private Equity realizzati negli ultimi anni in Italia è possibile annoverare l'ingresso di Atmos in Solar Energy Italia, EPC contractor specializzato negli impianti di grande taglia (superiori ai 200 kW), e in OmniaSolar, società produttrice di celle fotovoltaiche mono e policristalline, con un impianto di 10 MW. Allo stesso modo Solar Green Technology, EPC contractor focalizzato su parchi fotovoltaici e impianti industriali, con sede a Milano, è controllato dal fondo Industrial Assets, mentre Sopaf ha all'attivo, nel suo portafoglio di investimento, SunSystem, system integrator che è specializzato nella costruzione di impianti chiavi in mano per diversi segmenti di mercato.

nel settore creditizio e finanziario, è emerso che **l'attuale stretta creditizia impatterà su questa area di business principalmente in due modi**: da un lato si tradurrà in un **aumento delle garanzie richieste a tutela del debito**, dall'altro in una generale **riduzione del rapporto di leva** (percentuale dell'investimento finanziata con capitale di debito) che per gli impianti di maggiori dimensioni passerà dal 90%-100% medio registrato nell'ultimo anno, ad un più moderato 70%-80%. Questo fattore si tradurrà (e si sta già traducendo, come descritto nel CAPITOLO 1.3) nel mancato finanziamento di quei progetti con una minore profittabilità, comportando un rallentamento nella crescita della potenza fotovoltaica installata.

Per un approfondimento sul ricorso al Private Equity volto al finanziamento delle imprese attive nella filiera fotovoltaica si veda il BOX 1.31.

Per quanto riguarda invece **l'assicurazione** degli impianti fotovoltaici, nonostante l'esplosione del mercato italiano e il consistente volume d'affari generato dalle installazioni del 2008 (stimabile, come è stato detto, in circa 1,1 mld €), essa **rappresenta ad oggi un business di dimensioni non particolarmente consistenti** (con un giro d'affari in termini di premi assicurativi annui inferiore ai 5 mln €), soprattutto se confrontato con i livelli di attività dei grandi gruppi assicurativi che potrebbero essere interessati ad occuparsene. Basti pensare a questo proposito che **il premio assicurativo annuo per un impianto varia**, in relazione alle sezioni della polizza attivate ed alle

“Questo è un settore dove il furto purtroppo incide in maniera massiccia. Oltre il 90% dei sinistri è dovuto ad un furto, perciò la sezione della polizza relativa agli atti di terzi è molto importante.”

Responsabile sezione Power & Engineering di uno dei primari gruppi assicurativi operanti in Italia

dimensioni dell'impianto, **tra 15.000 €/MW, per centrali con taglia di oltre 1 MW, e 32.000 €/MW, per impianti di qualche kW**. A testimonianza di ciò, sono pochi i player che ad oggi offrono un prodotto assicurativo mirato per impianti fotovoltaici (tra questi i maggiori operatori sono Zurich e Assicurazioni Generali), e per di più essi sono attivi in questo comparto solo da pochi anni,

dopo che il Nuovo Conto Energia ha significativamente incrementato il livello di potenza fotovoltaica installata, soprattutto in impianti di grandi dimensioni. La maggiore criticità riscontrata nell'attività di costruzione e gestione di un impianto fotovoltaico, soprattutto per quelli di grandi dimensioni, riguarda infatti **il furto dei costosi moduli, che rappresenta più del 90% dei sinistri registrati**. Tipicamente, una polizza per impianti fotovoltaici si articola in diverse sezioni, solitamente tutte opzionali tranne la prima:

- copertura da eventi naturali e incendio, con le caratteristiche tipiche di una polizza incendio;
- guasto macchine, che tutela dai diversi fenomeni elettromeccanici quali la rottura degli inverter, la rottura dei sistemi di inseguimento e altri guasti accidentali;
- atti di terzi, che copre dagli atti vandalici, da eventi socio-politici e soprattutto dal furto, che è la principale causa di sinistro;
- danni indiretti, per cui l'istituto previdenziale corrisponde la mancata erogazione di un incentivo del GSE o la mancata remunerazione dell'energia venduta in rete. Questa sezione della polizza è fondamentale per tutti i progetti finan-

ziati da istituti di credito o fondi d'investimento, in quanto permette di rispettare la tempificazione dei flussi finanziari preventivati in fase di stesura del business plan;

- responsabilità civile, che assicura gli eventuali danni che si dovessero arrecare a soggetti terzi in seguito ad un sinistro (ad esempio una tromba d'aria che danneggia l'impianto e provoca danni nelle proprietà di terzi).

La struttura commerciale adottata dalle società di assicurazioni attive nel fotovoltaico è piuttosto differente in funzione del segmento di mercato di riferimento. **I clienti nel mercato residenziale e industriale si rivolgono tipicamente**, per stipulare una polizza assicurativa, **all'installatore o al system integrator che si è occupato della progettazione e installazione dell'impianto, piuttosto che all'istituto di credito che ha concesso il finanziamento**, i quali spesso forniscono l'assicurazione come servizio complementare, naturalmente dopo aver stipulato una convenzione con un istituto previdenziale. Al contrario, **per le centrali di grossa taglia, l'accesso alla polizza avviene rivolgendosi ad un broker o direttamente alla società assicurativa.**

“A volte le banche, anche se in possesso dei performance bond, non si rivolgono sull'EPC contractor perché sarebbe troppo costoso.”

Responsabile energie rinnovabili di uno dei primari gruppi assicurativi operanti in Italia

Per quanto riguarda l'evoluzione dell'offerta degli operatori di questa area di business, si ritiene esistano ancora ampi spazi di ampliamento attraverso la messa a punto di prodotti più mirati e specifici per le esigenze del fotovoltaico. Alcuni player, in questo senso, stanno perfezionando la propria offerta con un'attenzione

particolare per gli impianti di grandi dimensioni, con l'aggiunta ad esempio di polizze *weather risk*, ossia prodotti che permettono al titolare dell'impianto di tutelarsi dal rischio derivante dalla variabilità delle condizioni meteorologiche. Inoltre, un problema ancora irrisolto è la copertura dal rischio di ridotte performance dell'impianto, dovute a errori di progettazione o di previsione da parte dell'EPC contractor. Ad oggi, per questo tipo di rischi, l'unico mezzo di tutela a disposizione del titolare dell'impianto è il *performance bond*, ossia un certificato di durata pari al periodo di costruzione, che garantisce l'integrità dell'impianto e le performance dichiarate in fase progettuale dall'EPC contractor, anche se in diversi contesti non sembra essere uno strumento particolarmente efficiente, in quanto comporta elevati costi in caso di rivalsa nei confronti dell'EPC contractor.

IL SOLARE TERMICO

2.1 La tecnologia

2.1.1 Le soluzioni tecnologiche disponibili e la loro diffusione nel mercato italiano

Le soluzioni tecnologiche attualmente disponibili per le applicazioni di solare termico nel mercato italiano possono essere distinte in tre categorie:

- **i collettori scoperti** (o non vetrati). Si basano su un principio di funzionamento molto semplice: l'acqua passa attraverso tubi generalmente di materiale plastico (polipropilene o caucciù sintetico) che sono esposti direttamente alla radiazione solare e che attraverso il loro riscaldamento consentono di innalzare la temperatura del liquido che scorre al loro interno;
- **i collettori piani vetrati**. Nonostante il principio di funzionamento sia il medesimo dei collettori scoperti, i collettori piani vetrati utilizzano tipicamente materiali a più alta conducibilità termica (come ad esempio il rame, l'acciaio inox e l'alluminio anodizzato) e sono racchiusi in un involucro (o pannello) costituito da una piastra assorbente (o assorbitore) nella parte inferiore – con l'obiettivo di trattenere il calore e massimizzare l'efficacia dell'irraggiamento – e da una lastra di vetro (o di materiale plastico) nella parte superiore per evitare l'effetto di dispersione del calore nell'ambiente circostante tramite convezione¹. La maggior parte dei collettori piani vetrati in commercio, inoltre, utilizza piastre assorbenti appositamente sagomate e dotate di uno strato selettivo in grado di "catturare" le frequenze a onde corte della radiazione incidente e di trasformarle in calore, attraverso la cosiddetta "trasformazione fototermica";
- **i collettori sottovuoto (o a tubi evacuati)**. In questo tipo di collettori il tubo all'interno del quale scorre il fluido da riscaldare (fluido termovettore) è racchiuso entro un tubo di vetro di diametro maggiore che nella parte inferiore è ricoperto da materiale assorbitore (ovvero l'equivalente della piastra nel collettore a piani vetrati) e nel quale viene creato il vuoto². L'isolamento termico garantito dall'assenza di aria all'interno del collettore permette di migliorare l'efficienza di assorbimento e ridurre la "cessione" di energia termica all'ambiente esterno.

Il fluido termovettore, una volta assorbita l'energia termica all'interno del collettore, fluisce attraverso un normale sistema idraulico di tubazioni che – a seconda della tipologia di impianto – può prevedere un ulteriore processo di scambio termico³ e la presenza di uno o più serbatoi di accumulo (boiler) e di sistemi di controllo (centralina elettronica).

La TABELLA 2.1 riporta le principali caratteristiche delle tre tipologie di collettori e consente di fare alcune considerazioni più approfondite in merito ai loro possibili utilizzi.

Il **range di temperatura di funzionamento**, misurato come l'incremento di temperatura che attraverso il collettore è possibile conferire al fluido termovettore rispetto alla temperatura dell'ambiente esterno, permette da subito di discriminare i possibili utilizzi e di distinguere fra:

- **impieghi a bassa temperatura**, ovvero con range fra 0 e 100 °C (corrispondenti ad una tempe-

¹ Una variante dei collettori piani vetrati è rappresentata dai collettori ad aria. Il collettore solare viene solitamente applicato come rivestimento delle pareti esterne degli edifici ed è costituito da un pannello metallico perforato che viene riscaldato dalla radiazione solare e viene attraversato dall'aria aspirata dall'ambiente esterno mediante un'apposita ventola. L'aria, circolando nell'intercapedine tra pannello e parete, si scalda e può quindi essere utilizzata per il riscaldamento degli ambienti, il ricambio di aria, oppure anche per usi produttivi nel settore industriale, come ad esempio il processo di essiccamento di beni alimentari o il riscaldamento di serre. Nei casi in cui la temperatura finale dell'aria sia insufficiente per l'applicazione in cui questa deve essere utilizzata, la parete solare funge da sistema di preriscaldamento a monte di tradizionali impianti termici.

² In alcuni casi (collettori "piani" sottovuoto) il "tubo" è in realtà costituito da un parallelepipedo entro cui è fatto il vuoto. Tuttavia, a causa di problemi di resistenza meccanica del vetro l'ottenimento del vuoto è meno spinto e più complesso dal punto di vista del processo di quanto avviene in una struttura tubolare.

³ In pratica, il fluido che scorre nel collettore una volta riscaldato può essere impiegato direttamente, oppure può essere utilizzato a sua volta in uno scambiatore termico per cedere calore ad un altro fluido.

Tabella 2.1

Principali caratteristiche dei collettori solari termici

Tecnologia	Range Temperatura Funzionamento $\Delta T (T_{\text{fluido}} - T_{\text{amb}}) \text{ } ^\circ\text{C}$	Range Efficienza $\text{kW}_{\text{th}} / \text{kW}_{\text{irr}}$	Superficie di esposizione (*) $(\text{m}^2 / \text{kW}_{\text{th}})$	Costo $(\text{€} / \text{m}^2)$
Collettori scoperti	0 - 30 $^\circ\text{C}$	>60% per $0^\circ < \Delta T < 10^\circ \text{C}$ >40% per $10^\circ < \Delta T < 15^\circ \text{C}$ >20% per $15^\circ < \Delta T < 25^\circ \text{C}$		75 - 100
Collettori piani vetrati	0 - 150 $^\circ\text{C}$	>60% per $0^\circ < \Delta T < 45^\circ \text{C}$ >40% per $45^\circ < \Delta T < 90^\circ \text{C}$ >20% per $90^\circ < \Delta T < 125^\circ \text{C}$	$\approx 1,3$	300 - 400
Collettori sottovuoto (o tubi evacuati)	0 - 220 $^\circ\text{C}$	>60% per $0^\circ < \Delta T < 100^\circ \text{C}$ >40% per $100^\circ < \Delta T < 160^\circ \text{C}$ >20% per $160^\circ < \Delta T < 190^\circ \text{C}$	≈ 1	400 - 550 (**)

[*] ipotesi di irraggiamento di 1400 W/m^2 e temperature esercizio di 60°C
 (***) la differenza di prezzo è dovuta al materiale utilizzato per la realizzazione dei collettori, solitamente rame per le soluzioni più economiche e acciaio inox per quelle più costose

ratura del fluido termovettore fra 20 e 120 $^\circ\text{C}$), che comportano l'utilizzo dell'acqua calda a fini igienico-sanitario o per il riscaldamento degli edifici, siano essi di natura residenziale, commerciale o industriale. In realtà, i collettori scoperti, a causa del ridotto range di temperatura garantito, trovano la loro sola applicazione nel riscaldamento delle piscine estive, negli stabilimenti balneari o simili, per i quali riescono comunque a soddisfare il 70%-90% del fabbisogno termico;

- **impieghi a media temperatura**, ovvero con range fra 100 e 200 $^\circ\text{C}$, che sono compatibili anche con la produzione di vapore e/o per impieghi di processo (processi di lavaggio e di sterilizzazione, cottura dei cibi, pastorizzazione del latte, fermentazione dell'alcool, pigmentazione e lavaggio dei vestiti, essiccazione dei prodotti e trattamenti chimici).

Il **range di efficienza**, misurato come il rapporto fra la potenza termica trasferita al fluido e la potenza termica incidente derivante dall'irraggiamento, permette di distinguere ulteriormente fra i collettori piani vetrati, che hanno un'efficienza accettabile sino ad incrementi temperatura di poco inferiori ai 100 $^\circ\text{C}$, ed i collettori sottovuoto, che invece mantengono buone prestazioni anche sino ad incrementi di 160 $^\circ\text{C}$. E' ovvio ma opportuno sottolineare come l'efficienza dipenda in

modo significativo anche dai materiali utilizzati (compresi gli isolanti impiegati in fase di assemblaggio) e dal grado di assorbimento della piastra e come quindi i dati presentati in TABELLA 2.1 si riferiscano ai valori medi che sono emersi dalla ricerca.

I collettori piani vetrati invece si utilizzano principalmente per la produzione di acqua calda sanitaria, sia per usi residenziali, che commerciali e industriali. In condizioni normali di corretto dimensionamento è possibile riuscire a coprire circa il 60%-80% del fabbisogno annuo. Altro utilizzo tipico – che è coerente con il range di temperatura ed efficienza garantito da questo tipo di pannello – è quello del riscaldamento di ambienti ove, in condizioni di buon isolamento termico dell'edificio, si riescono a raggiungere livelli di copertura del fabbisogno termico variabile tra il 25% e il 50%.

I collettori sottovuoto, che pure possono rispondere alle medesime esigenze viste sopra, rappresentano la soluzione privilegiata qualora siano necessari impieghi di processo, soprattutto al crescere della temperatura necessaria. In questo caso, quindi, più adatti risultano essere i settori alimentare, tessile, cartario ed una parte dell'industria chimica. Inoltre, grazie all'impiego del vuoto, i collettori sottovuoto sono in grado di trattenere il calore accumulato anche in condizioni atmosferiche molto rigide, garantendo prestazioni elevate e

costanti durante l'intero arco dell'anno. Per questi motivi possono essere utilizzati anche in zone con un'insolazione medio-bassa o con condizioni climatiche particolarmente rigide durante l'inverno, come in alta montagna o nei paesi nordici.

La **superficie di esposizione**, intesa come i m² necessari per ottenere l'equivalente potenza di un kWth, ed il **costo del collettore**, misurato in €/m² come si usa nel settore, rappresentano il naturale completamento dell'analisi delle principali caratteristiche dei collettori solari termici. La TABELLA 2.1 evidenzia l'estrema economicità dei collettori scoperti, che tuttavia è ampiamente compensata dal loro limitato campo di impiego. Per quanto riguarda, invece, i collettori piani vetrati e sottovuoto è interessante sottolineare come la differenza di prezzo al metro quadro (che è in media pari ad un + 50% per questi ultimi) più che compensa – per utilizzi di acqua calda sanitaria e riscaldamento – la differenza (-33%) di superficie necessaria a soddisfare un determinato fabbisogno di potenza termica: la soluzione più economica, quindi, risulta essere quella dei collettori piani vetrati. Discorso differente è possibile fare per gli impieghi di processo, dove il calo dell'efficienza dei collettori piani vetrati rende assai più conveniente l'impiego dei collettori sottovuoto.

Il **costo complessivo** di un impianto solare termico può essere a questo punto determinato come segue:

- il costo del collettore, che ne rappresenta il componente principale, pesa per circa il 50% sul costo della fornitura dell'impianto;
- un ulteriore 20-30%, in dipendenza principalmente della dimensione dell'impianto, è dovuto al sistema di accumulo (boiler);
- la restante parte è rappresentata dal circuito idraulico, dalla centralina e dal sistema di controllo e dall'eventuale scambiatore e dal sistema di pompaggio.

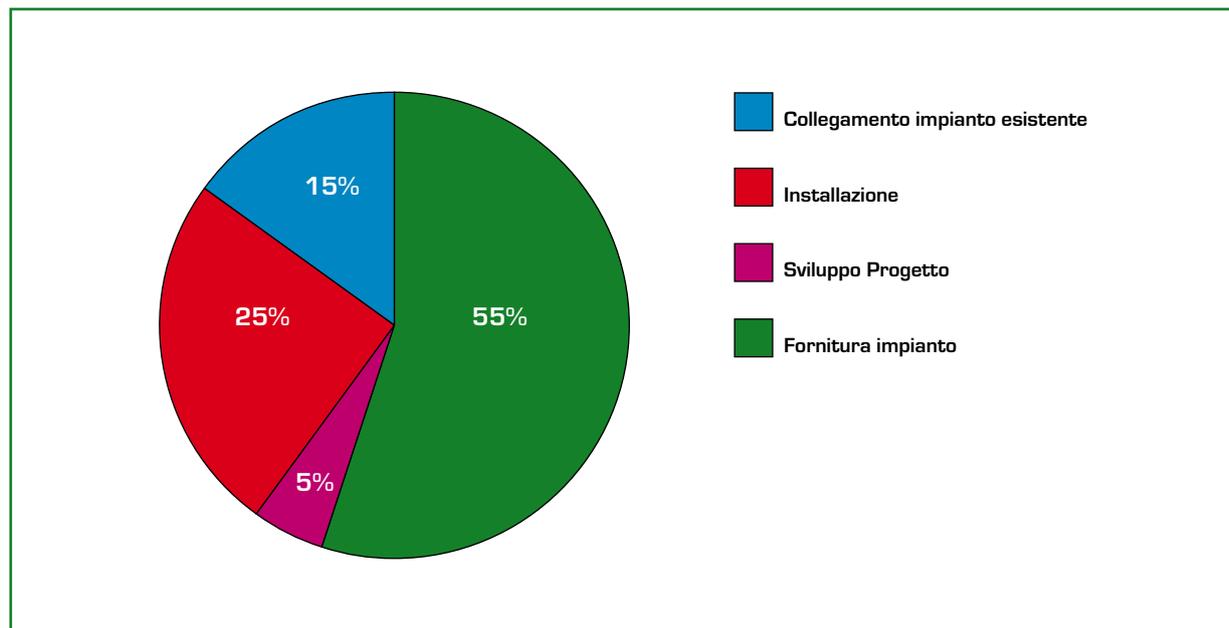
A questo costo di fornitura dell'impianto – che nel complesso, come indicato anche in FIGURA 2.1, rappresenta circa il 55% del costo “chiavi in mano” di un impianto installato e funzionante – vanno poi aggiunti i costi di progettazione, installazione e collegamento agli impianti idraulici esistenti.

Tali valori medi, che rappresentano il riferimento per impianti per acqua calda sanitaria ad uso domestico, possono ovviamente variare a seconda della dimensione dell'impianto – al cui crescere aumentano anche le necessità di progettazione e la complessità di collegamento agli impianti esistenti –, alle caratteristiche dell'installazione – fra le quali ad esempio la necessità di particolare cura nella integrazione architettonica –, al tipo di impiego – si pensi ad esempio alle esigenze di interfaccia con i processi industriali nel caso di impieghi a media temperatura.

A titolo esemplificativo è possibile definire il costo di un impianto a collettori piani vetrati per

Figura 2.1

Ripartizione del costo totale di realizzazione di un impianto solare termico



uso domestico (3 kWth equivalenti a circa 4 m² di superficie di esposizione) come segue: 1.500 € per i collettori, cui vanno aggiunti 900 € per il boiler e altri 500 € per le restanti componenti dell'impianto. Il costo dell'impianto installato e funzionante risulta quindi pari a circa 5.500 €.

In realtà, vi è un'ultima caratteristica degli impianti solari termici che è necessario discutere per avere un quadro completo delle soluzioni tecnologiche a disposizione. Più che al tipo di collettore, in questo caso, è possibile fare riferimento alla **modalità di collegamento** e interazione con gli impianti idraulici (o più in generale di processo) esistenti.

Si possono quindi distinguere gli impianti solari termici in:

- **impianti a circolazione naturale**, ove la circolazione del fluido termovettore nell'impianto avviene grazie al processo convettivo del fluido che scaldandosi sale verso il serbatoio di accumulo e alla successiva caduta gravitazionale. In questo tipo di impianti il serbatoio di accumulo deve essere posto in prossimità dei collettori e quindi nella maggior parte dei casi sui tetti degli edifici.
All'indubbio vantaggio della semplicità del sistema (che ne riduce a parità di condizioni anche i costi di progettazione e di installazione),

si affiancano tuttavia alcuni svantaggi, da quelli più "soft" di natura estetica a quelli più sostanziali relativi alla esposizione del serbatoio di accumulo agli agenti atmosferici e a condizioni ambientali che in taluni casi possono essere estremamente rigide e alla necessità che il tetto dell'edificio sia in grado di sopportarne strutturalmente il peso;

- **impianti a circolazione forzata**, ove un sistema di pompe garantisce la circolazione del fluido termovettore dai collettori al serbatoio di accumulo e successivamente agli impianti idraulici o di processo esistenti. In questo caso, il serbatoio può essere posizionato in modo indipendente dal collettore, migliorando l'estetica e l'utilizzabilità. Viceversa, il maggiore costo del sistema di pompe e la maggiore complessità di progettazione ne rappresentano i principali svantaggi.

Una volta discusse le principali soluzioni tecnologiche a disposizione è possibile concentrarsi sull'analisi della loro diffusione sul territorio italiano. L'indagine condotta ha messo in luce che:

- **gli impieghi a media temperatura**, soprattutto per i processi industriali, sono **assai rari in Italia** e si contano solo poche installazioni con un carattere quasi sperimentale;

Figura 2.2

Diffusione delle diverse soluzioni tecnologiche di circolazione nel mercato italiano per classi di impianto

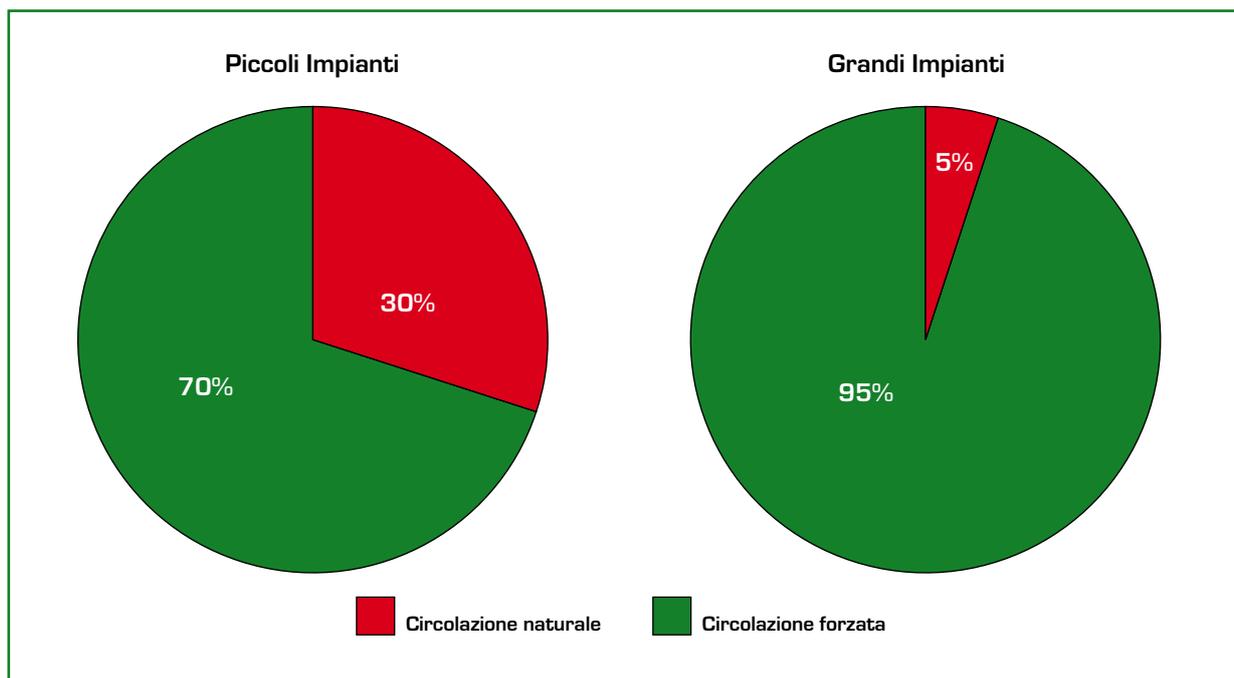
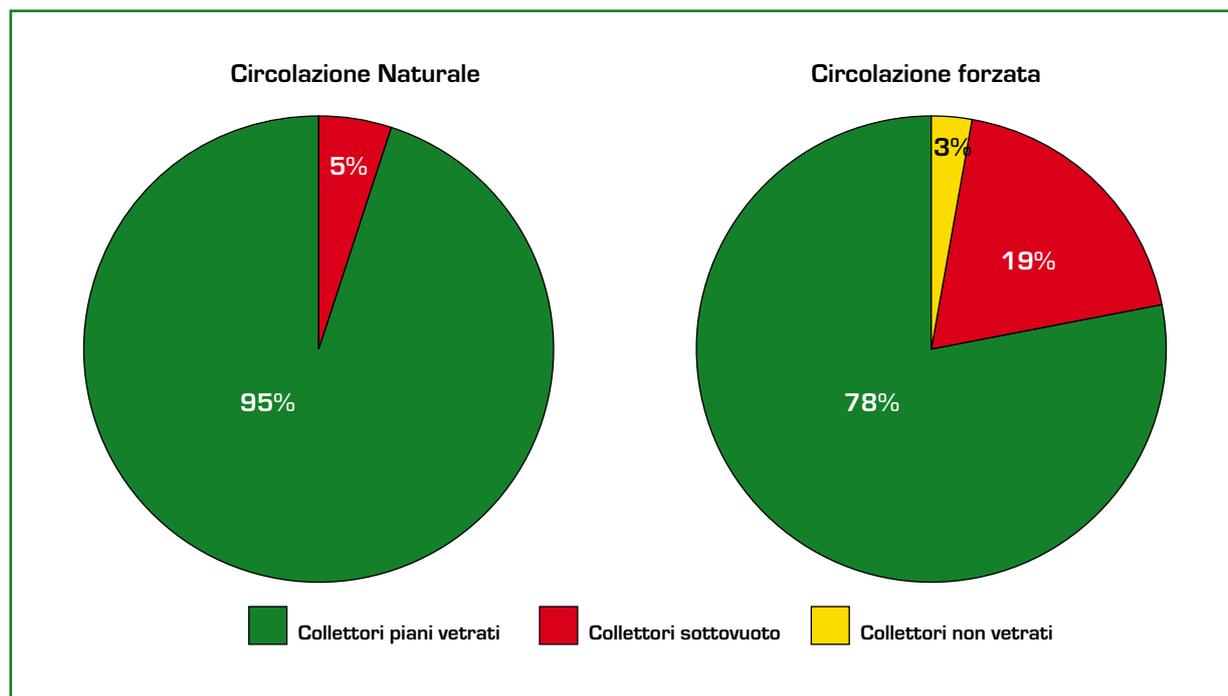


Figura 2.3

Diffusione delle diverse tipologie di collettori nel mercato italiano per classi di impianto



- la **quasi totalità degli impianti** è quindi **utilizzata per il riscaldamento dell'acqua sanitaria** (in alcuni casi impiegato anche a fini “di processo”, come nel mantenimento dei cibi nelle mense) o **per il riscaldamento degli edifici**;
- dal punto di vista dimensionale, **circa il 90% degli impianti attualmente installati in Italia è di piccole dimensioni**, ovvero ha una **superficie totale di esposizione inferiore a 30 metri quadrati** (equivalenti a circa 25 kWth), mentre solo il 10% supera questa dimensione;
- la **circolazione forzata**, per i vantaggi discussi sopra, è la **soluzione tecnologica di gran lunga dominante (73% del totale delle installazioni in Italia)**. La FIGURA 2.2 riporta il dettaglio per classe dimensionale;
- i **collettori piani vetrati rappresentano la tecnologia di gran lunga più diffusa**, essendo utilizzati nel complesso in **circa l'82% del totale degli impianti installati in Italia**, seguita a distanza dai **collettori sottovuoto (16%)** e dai **collettori scoperti (2%)**. E' interessante notare come questo risultato sia la logica conseguenza – che verrà ulteriormente approfondita nel CAPITOLO 2.3 – della prevalenza degli impieghi a bassa temperatura, ove il minor costo dei collettori piani vetrati li rende preferibili alle so-

luzioni a collettori sottovuoto. La FIGURA 2.3 riporta il dettaglio delle installazioni suddiviso per tipologia di impianto.

2.1.2 Le direzioni di sviluppo della ricerca

Le principali sfide che la ricerca tecnologica sta affrontando nell'ambito delle applicazioni solari termiche possono essere così identificate⁴:

- lo **sviluppo di sistemi compatti di accumulo di calore “a lungo termine”**, ovvero con l'obiettivo di rendere possibile l'accumulo di calore durante i periodi caldi dell'anno e l'utilizzo anche nel periodo invernale.
In questo ambito di ricerca, è possibile citare ad esempio i sistemi di accumulo a stratificazione termoidraulica che permettono una più efficiente gestione del calore attraverso l'utilizzo di più camere di equilibratura e stratificazione per convogliare i flussi termici;
- lo **sviluppo di nuovi materiali, soprattutto per i collettori**, in grado di incrementare ulteriormente l'efficienza della trasformazione fototermica. In questo ambito, ad esempio, è possibile segna-

⁴ European Solar Thermal Technology Platform (2008).

lare le ricerche sull'impiego di materiali polimerici in grado di aumentare l'efficienza dell'impianto alle condizioni di basso irraggiamento, riducendo l'inerzia termica del sistema. A solo titolo di esempio, è possibile citare il progetto di ricerca "Task 39" dell'IEA – International Energy Agency – che vede il coinvolgimento di Bosch, EMS-Chemie, EDF e Roth Werke ed ha l'obiettivo di sviluppare materiali polimerici da impiegare in sistemi solari termici;

- lo **sviluppo di sistemi "ibridi" termici-fotovoltaici** per lo sfruttamento combinato della medesima fonte di energia (il sole) per la produzione sia di calore che di elettricità. Il concetto che sta alla base dei sistemi ibridi è il trasferimento del calore assorbito dalle celle fotovoltaiche ad un fluido che ne permetta il successivo utilizzo per applicazioni idrotermosanitarie. Oltre a produrre energia termica, questi sistemi favoriscono la contemporaneamente diminuzione della temperatura di esercizio delle celle fotovoltaiche aumentandone, quindi, l'efficienza.

Un esempio di applicazione in questo ambito è la sede del Centro Ricerche Fiat a Orbassano (TO), che rappresenta la prima realizzazione commerciale del sistema TIS (Tetto Integrale Solarizzato). Questa tecnologia nasce da una stretta interazione tra il mondo dell'Università (ed in particolare il Politecnico di Milano) e il mondo dell'industria. Il sistema TIS occupa una superficie di circa 426 metri quadrati ed è composto nella sezione centrale da 130 moduli fotovoltaici in silicio policristallino. Le intercapedini dei moduli fotovoltaici sono tuttavia retro ventilate, ovvero vi scorre aria forzata che riscaldandosi permette il recupero del calore

sviluppato dai moduli fotovoltaici per impieghi termici. Contemporaneamente, la retro ventilazione genera un raffrescamento delle celle fotovoltaiche con conseguente aumento del rendimento.

- lo **sviluppo di sistemi di "raffrescamento solare"**, ove l'energia termica proveniente dalla fonte solare è impiegata per la produzione di freddo. Appare evidente come tali sistemi possano essere utilmente abbinati ai sistemi "tradizionali" per garantire – soprattutto nel periodo estivo – una ulteriore riduzione dei consumi elettrici dovuti al minore utilizzo di impianti di condizionamento. L'energia solare attiva un ciclo termodinamico per la produzione di acqua refrigerata o per il trattamento dell'aria destinata al condizionamento degli ambienti o ai processi di refrigerazione. In questo tipo di impieghi l'utilizzo di collettori sottovuoto (con una minore dispersione termica) sta attualmente mostrando le migliori potenzialità di sviluppo.

Le applicazioni sperimentali di questa tecnologia sono già tuttavia relativamente numerose sia per impianti di piccole dimensione sia per utilizzi su larga scala. Ad esempio, l'EURAC Research Institute for Renewable Energy ha recentemente realizzato, in collaborazione con Ebner Solartechnik, un impianto pilota in Provincia di Bolzano costituito da una macchina frigorifera ad assorbimento con serbatoio di accumulo per il raffrescamento e una torre evaporativa. Il sistema, che è integrato con un classico sistema per l'acqua calda sanitaria, permette di soddisfare una richiesta termica equivalente per il riscaldamento di 1.000 metri quadrati ed il raffrescamento di circa 400 metri quadrati.

2.2 La normativa

2.2.1 L'“obbligo” di installazione

La normativa italiana inizia ad occuparsi esplicitamente di solare termico nel 2005⁵ introducendo l'obbligo per gli edifici pubblici o ad uso pubblico di nuova costruzione – ricadenti nelle tipologie indicate per l'applicazione delle fonti rinnovabili – di installare **impianti solari termici in grado di coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo** di energia termica richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria.

L'anno successivo⁶ tale obbligo viene esteso a tutte le categorie di edifici, sia pubblici che privati. In particolare, per gli edifici di nuova costruzione e nel caso di nuova installazione (o ristrutturazione) di impianti termici, si deve prevedere di coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo richiesto dall'utenza per la produzione di acqua calda sanitaria da fonti rinnovabili (in particolare solare termico). Tale obbligo si riduce al 20% in caso di edifici situati nei centri storici.

Sebbene da un lato, l'introduzione del principio di obbligatorietà rappresenti un indubbio stimolo allo sviluppo del settore, dall'altro lato, **gli operatori del settore si interrogano sull'effettiva efficacia** che questo potrà avere. Le ragioni di questo scetticismo sono fondamentalmente due:

- la **manca di omogeneità nell'attuazione del decreto** – che attualmente è estremamente differenziata da Regione a Regione – soprattutto in riferimento alle modalità con cui deve essere eseguito il calcolo del fabbisogno di energia termica delle utenze;
- il **rischio** ben rappresentato da alcuni degli intervistati che nel mercato **possano prevalere soluzioni low cost**.

Oltre all'obbligo di installazione per i nuovi edifici, tuttavia, è presente in Italia anche un sistema di incentivazione per gli impianti solari termici, che viene analizzato nel paragrafo seguente.

2.2.2 Il sistema di incentivazione

Relativamente al sistema di incentivazione per gli impianti solari termici è possibile distinguere tra gli incentivi di natura fiscale riconosciuti a livello nazionale ed i numerosi interventi, anche di finanziamento diretto, previsti invece a livello locale.

I meccanismi di incentivazione a livello nazionale

Un primo meccanismo di incentivazione previsto a livello nazionale fa riferimento alla **riduzione al 10% dell'aliquota IVA sull'acquisto di pannelli solari termici** confermata sino al 2011 dalla Finanziaria 2009⁷.

Il **principale meccanismo d'incentivazione**, tuttavia, introdotto dalla Finanziaria 2007⁸ e successivamente – anche a seguito di un acceso dibattito – confermato dalla Finanziaria 2009 almeno sino al 2011, è certamente rappresentato dalla **detrazione fiscale dall'imposta lorda (IRPEF o IRES) riconosciuta pari al 55% delle spese sostenute per gli interventi di riqualificazione energetica**, tra i quali rientra a pieno titolo l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria.

Il **valore massimo di detrazione è pari a 60.000 €**, corrispondente ad una spesa massima su cui calcolare la detrazione di circa 110.000 €. Possono usufruire della detrazione quanti installano pannelli solari al fine di produrre acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno

“L'obbligo di installazione favorisce l'impiego di soluzioni a basso costo – magari con prodotti di bassa qualità di importazione cinese – che alla fine rischiano di scontentare il cliente e affossare il mercato.”

Marketing manager di uno dei principali produttori di sistemi per il solare termico in Italia

⁵ Decreto Legislativo 19/08/2005, n. 192

⁶ Decreto Legislativo 29/12/2006, n. 311

⁷ Legge 22/12/2008, n. 203

⁸ Legge 27/12/2006, n. 296

di acqua calda di piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e Università. **Le spese ammesse alla detrazione comprendono i costi per i lavori edili connessi all'intervento di risparmio energetico e le prestazioni professionali necessarie sia per eseguire gli interventi che per ottenere i documenti necessari alla fruizione della detrazione stessa.**

Il meccanismo di detrazione fiscale al 55% permette di ridurre a meno di 3 anni il tempo di rientro dell'investimento, dai 5 anni normalmente ottenibili – anche in assenza di incentivazione – a seguito del risparmio in bolletta per il mancato riscaldamento dell'acqua calda sanitaria.

Nel corso del 2007 (ultimi dati di dettaglio disponibili) **circa un quarto delle oltre 106.000 domande di accesso al meccanismo di detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica hanno riguardato l'installazione di impianti solari termici.**

La detrazione del 55% non è cumulabile con altre agevolazioni fiscali previste per gli stessi interventi da altre leggi nazionali, quali ad esempio la detrazione fiscale del 36% già prevista per il recupero del patrimonio edilizio. In questi casi, quindi, è il contribuente a dover decidere di quale agevolazione usufruire, anche se appare evidente la convenienza ad aderire al primo meccanismo di incentivazione.

Il Decreto anticrisi, convertito in legge⁹ agli inizi del 2009, ha inoltre previsto che la detrazione sia ripartita in 5 quote annuali di uguale importo¹⁰. **Una ulteriore possibilità**, tuttavia non molto sfruttata, **è quella per i Comuni di adottare un'aliquota ICI ridotta**, inferiore al 4 per mille, **per un periodo limitato al massimo a 5 anni**, per gli edifici interessati dall'installazione di impianti solari termici.

I meccanismi di incentivazione a livello locale

Molto più variegata e per certi versi interessante è la situazione a livello locale, ove **sono numerosissimi e di diversa natura i meccanismi di incentivazione all'installazione di pannelli solari termici.**

Si riportano a solo titolo di esempio due casi per certi versi paradigmatici delle forme di incentivazione previste: contributi in conto interesse, ovvero miranti a ridurre i tassi di interesse per il

finanziamento dell'installazione, e **contributi in conto capitale**, ovvero con l'obiettivo di ridurre sin dall'inizio l'esborso finanziario per chi realizza l'intervento. È importante sottolineare che, a differenza di quanto si osserva nel caso del fotovoltaico, questi incentivi sono nella grande maggioranza dei casi relativi ad interventi generici di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici e non strettamente legati all'installazione di impianti solari termici.

Il primo esempio qui riportato è il **"Mutuo a-Profitto"**, nato nel 2008 a seguito di un accordo tra la Provincia di Milano e sei Banche di Credito Cooperativo (BCC di Barlassina, Carate Brianza, Carugate, Cernusco sul Naviglio, Lesmo e Sesto San Giovanni). Si tratta di un prestito a tasso zero della durata massima di 7 anni, volto a finanziare interventi anche di realizzazione di impianti solari termici in unità immobiliari situate nel territorio dei comuni della Provincia di Milano e nell'ambito territoriale delle banche coinvolte.

Il tasso di interesse per il soggetto finanziato è posto pari a zero in quanto il suo valore reale (5%) è coperto al 50% dalla Provincia di Milano e per il restante 50% dalla banca erogatrice. Anche i costi legati alle valutazioni tecniche ed ai sopralluoghi sono a carico della Provincia, mentre restano a carico del richiedente le spese di istruttoria della pratica di finanziamento. Il prestito, che può coprire importi compresi tra 2.500 e 50.000 €, viene erogato dopo che è stato dato parere positivo dai Nuclei di Valutazione che controllano il rispetto di tutte le indicazioni previste nel bando.

Il secondo esempio è il **Bando emesso dalla Provincia di Rovigo "Per la concessione di contributi per la realizzazione di impianti solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura e/o impianti fotovoltaici per la conversione diretta dell'energia proveniente dalla radiazione solare in energia elettrica"**.

Il contributo in conto capitale erogato dalla Provincia di Rovigo è riconosciuto ai soggetti privati che decidono di installare impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ai fini di integrazione al riscaldamento in immobili, purché non destinati all'attività di impresa. L'incentivo per ogni impianto termico è fissato in 500 €. Il budget stanziato nel bando ammonta a 100.000 € ed è desti-

⁹ Legge 28/01/2009, n. 2.

¹⁰ La Finanziaria 2008 prevedeva invece la possibilità di ripartire la detrazione in quote annuali identiche da 3 a 10 anni, secondo la preferenza indicata dal contribuente.

nato a coprire, fino ad esaurimento, le domande presentate fino al 29 maggio 2009.

Appare chiaro l'interesse delle autorità locali ad incentivare gli interventi di installazione di solare termico, anche se le difformità delle diverse regolamentazioni a livello locale rappresentano di certo un elemento di difficoltà con cui devono confrontarsi gli operatori del settore.

“Tenete conto che la detrazione del 55% vale solo se il pannello è certificato UNI. Noi eravamo certificati EN e molti dei nostri clienti si sono allarmati perché avevano paura che installando i nostri prodotti non avrebbero ottenuto la detrazione fiscale promessa. Siamo stati in ballo per quattro mesi, poi tutto si è finalmente risolto, ma ci è voluta una interrogazione parlamentare.”

Amministratore delegato di un'azienda che produce collettori termici

data della necessaria documentazione tecnica e progettuale. In taluni casi, soprattutto nei centri storici, può rendersi necessario predisporre la documentazione attestante che l'intervento non arreca disturbo al paesaggio.

In talune Regioni, tuttavia, quali ad esempio la Toscana e il Friuli Venezia Giulia, l'iter è stato decisamente semplificato, sino a prevedere (per gli impianti di più piccole dimensioni) l'esenzione dalla presentazio-

ne della DIA.

Per quanto riguarda, invece, la **procedura per accedere alla detrazione fiscale del 55%**, è possibile ricostruire i seguenti passi:

E' possibile, da ultimo, discutere le **implicazioni del processo** da seguire al fine di:

- **ottenere il permesso di realizzazione dell'impianto;**
- **avere accesso al meccanismo di detrazione fiscale al 55%**, che come visto è il principale strumento di incentivazione a livello nazionale.

Per quanto riguarda il primo punto, è opportuno premettere che la normativa non è uniforme sul territorio italiano. Ogni Regione, infatti, stabilisce le proprie regole. **In generale, vista la relativa semplicità realizzativa ed il ridotto impatto** (soprattutto per le installazioni residenziali), **è sufficiente la presentazione presso gli Uffici Tecnici comunali della Denuncia di Inizio Attività (DIA)**, corre-

- predisposizione, da parte di un tecnico abilitato, dell'**asseverazione sui requisiti tecnici dell'impianto e sulla relativa rispondenza a quanto previsto nell'articolato della legge**. Tali requisiti riguardano essenzialmente la presenza di garanzie per i pannelli solari e i boiler (per almeno 5 anni) e gli altri componenti elettrici (per almeno 2 anni) e l'esistenza della certificazione di qualità dei pannelli solari;
- compilazione della **scheda informativa** (allegato E del Decreto Legge 19/2/2007) **relativa agli interventi** realizzati;
- **trasmissione all'ENEA** entro 90 giorni dalla fine dei lavori di copia della scheda informativa per il monitoraggio dei risultati delle misure di incentivazione previste dalla finanziaria¹¹;

Tabella 2.2

Elenco delle principali norme che regolano la costruzione, la connessione e l'incentivazione di un impianto solare termico

Data	Riferimento	Titolo
26 ottobre 1972	DPR n. 633	Istituzione e disciplina dell'imposta sul valore aggiunto
19 agosto 2005	Decreto legislativo n. 192	Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia
19 dicembre 2006	Decreto legislativo n. 311	Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19/08/05, n. 192
27 dicembre 2006	Legge n. 296	Legge Finanziaria 2007
24 dicembre 2007	Legge n. 244	Legge Finanziaria 2008
22 dicembre 2008	Legge n. 203	Legge Finanziaria 2009
28 gennaio 2009	Legge n. 2	Conversione in legge, con modificazione, del decreto-legge 29/11/08, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale

¹¹ Prima del gennaio 2008 era anche necessario predisporre un attestato di certificazione o qualificazione energetica, indicante i dati relativi all'efficienza energetica dell'edificio. Tale obbligo è stato abolito con la Finanziaria 2008.

- **comunicazione** dell'avvenuta installazione **all'Agenzia delle Entrate**;

La TABELLA 2.2 riporta l'elenco delle principali normative che regolamentano e incentivano l'installazione e l'uso di impianti solari termici in Italia e che sono state richiamate in questo capitolo.

“A volte ci sediamo attorno al tavolo della nostra sala riunioni e ci chiediamo se non manchi qualcuno, un avvocato per intenderci, che ci aiuti a muoverci meglio nell'intricato quadro legislativo con cui dobbiamo confrontarci ogni giorno.”

Amministratore delegato di una grande
impresa di installazione

Appare indubbio che il legislatore si stia muovendo nella giusta direzione per supportare e stimolare la diffusione degli impianti solari termici in Italia, anche se l'eccessiva frammentazione e lo scarso coordinamento degli sforzi di incentivazione – soprattutto a livello locale – rappresentano ancora un ostacolo.

2.3 Il mercato

2.3.1 Il solare termico in Europa

Nel 2008, in Europa sono stati installati impianti solari termici per un totale di 2,8 GWth, corrispondenti a circa 4 milioni di metri quadrati di collettori.

Il mercato del solare termico in Europa nel 2008 può essere quindi stimato con un controvalore di circa 2 mld €, cui vanno aggiunti altri 1,6 miliardi di € relativi alle attività di installazione e messa in opera. Cifre quindi di tutto rispetto che suscitano ancor più interesse se inserite in un trend storico, quale quello evidenziato in FIGURA 2.4, che mostra una costante crescita a partire dall'inizio degli anni '90 ed una ulteriore e più marcata accelerazione a partire dal 2000.

Nel complesso, in Europa sono attualmente installati circa 18,7 GWth, corrispondenti ad oltre 26

milioni di metri quadrati di collettori. Se si approfondisce l'analisi del mercato europeo prendendo in considerazione i singoli paesi, appare chiara la *leadership della Germania* che nel 2006 – *annus mirabilis* (dovuto, in parte, all'incremento dell'aliquota IVA in Germania a partire dal gennaio 2007 che ha quindi portato molti consumatori tedeschi ad anticipare gli investimenti nel settore) – da sola ha totalizzato oltre il 50% delle nuove installazioni di solare termico in Europa, e che negli ultimi 8 anni non è comunque mai scesa al di sotto del 30%.

Piuttosto distaccate, ma anch'esse caratterizzate da una lunga tradizione nel solare termico, si trovano Austria e Grecia, con una quota di mercato nelle nuove installazioni che si è progressivamente ridotta dal 15-20% della prima metà degli anni 2000 a poco meno del 10% negli ultimi 3 anni. La spiegazione di un simile andamento è duplice:

Figura 2.4
Capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Europa

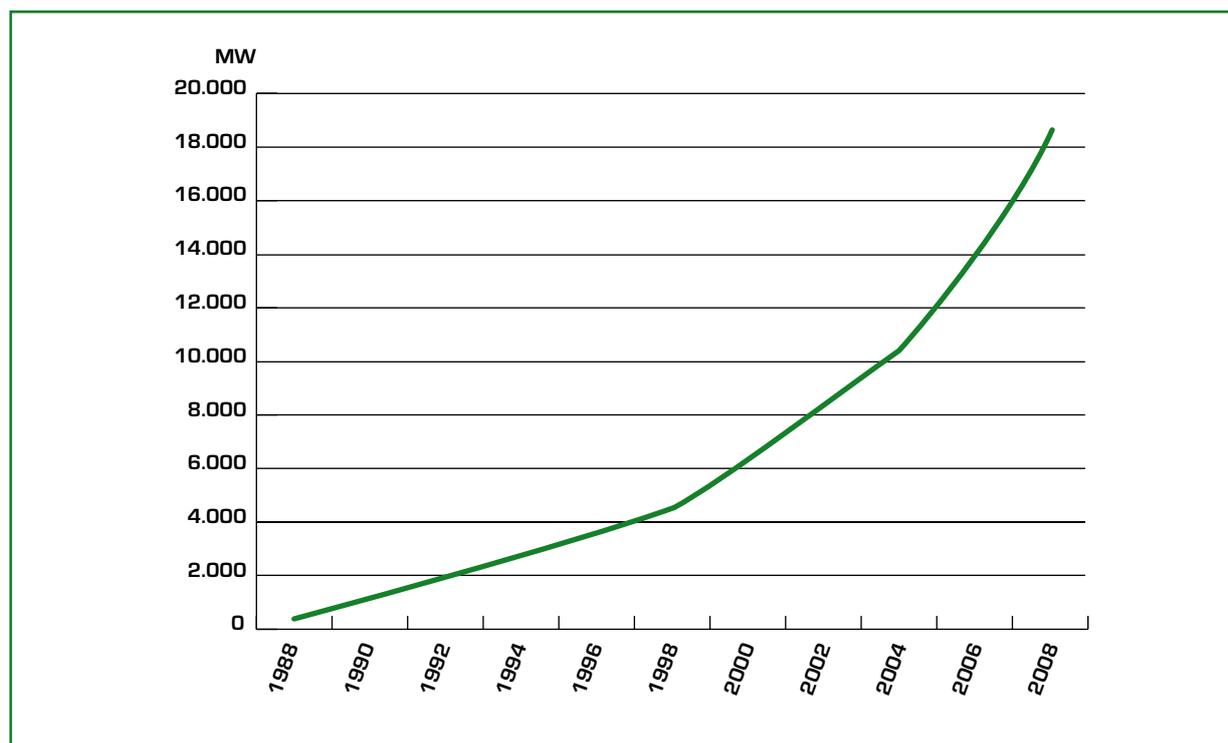
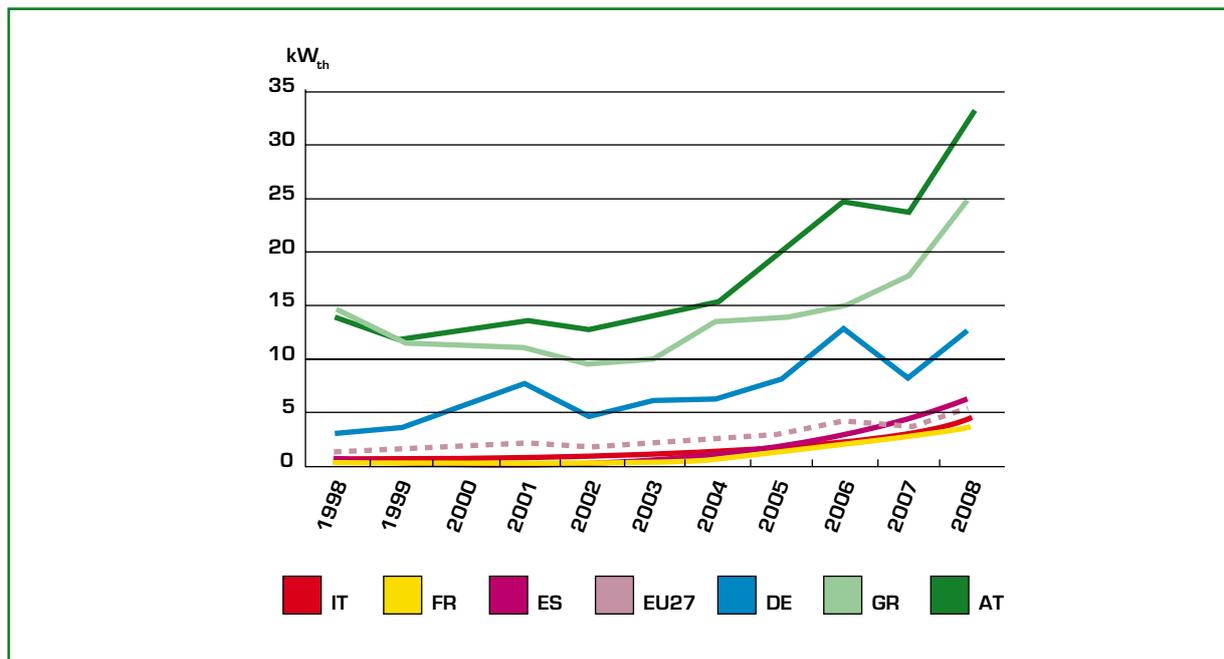


Figura 2.5

Capacità installata (per 1.000 abitanti) su base annua nei principali paesi europei



- da un lato, come mostra la FIGURA 2.5 relativa al totale installato *pro milia* capita nei diversi paesi europei, appare evidente un effetto di **saturazione del mercato**. Se si esclude, infatti, il caso particolare di Cipro (che ha una popolazione complessiva di 789.300 abitanti) **appare evidente la distanza fra i valori raggiunti da Austria e Grecia** (rispettivamente 244 e 222 kWth installati ogni 1.000 abitanti) e **quelli degli altri paesi europei**, dai 76 della Germania ai 13 dell'Italia (con un media Europea di 30,7 kWth installati ogni 1.000 abitanti).
- dall'altro lato, va sottolineata la **crescita di altri paesi europei**, in particolare di **Spagna** (+129% negli ultimi 3 anni), **Francia** (+63%) e **Italia** (+115%), che – seppure con un ritardo temporale significativo rispetto a Austria, Grecia e Germania – si stanno avviando decisamente sulla strada di una **adozione “su larga scala” del solare termico**.

Spagna, Francia e Italia hanno visto crescere la loro **quota di mercato sulle nuove installazioni**, da poco più del 5% ancora nel 2005 a **valori prossimi al 10% nel 2008**.

2.3.2 Il solare termico in Italia

Le **prime applicazioni del solare termico** in Italia risalgono alla fine degli anni '70, **nel periodo dell'austerità e della crisi energetica**, con la campagna di incentivi promossa dall'Enel (allora a tutti gli effetti

azienda “di Stato”) e che aveva trascinato – come risulta dalle interviste – anche i grandi player italiani del calore (SI VEDA CAPITOLO 2.4). **Una volta chiusa la campagna di incentivi** (intorno alla metà degli anni '80), tuttavia, anche a causa delle scarse competenze sviluppate dalla rete distributiva e di installazione e dalle resistenze di molti consumatori allora delusi dalla ridotta efficienza dei sistemi solari termici, **il mercato si è sostanzialmente arrestato per poi riprendere con vigore soprattutto a partire dal 2006** (SI VEDA FIGURA 2.6), trainato in parte – come visto nel capitolo precedente – dalla **presenza di piani di incentivazione**, ma anche da un rinnovato (e certamente più **consapevole e duraturo**) **interesse per il risparmio energetico** e lo sfruttamento di fonti rinnovabili.

Nel 2008, in Italia sono stati installati **280 MWth di solare termico**, corrispondenti a circa **400.000 metri quadrati di pannelli**.

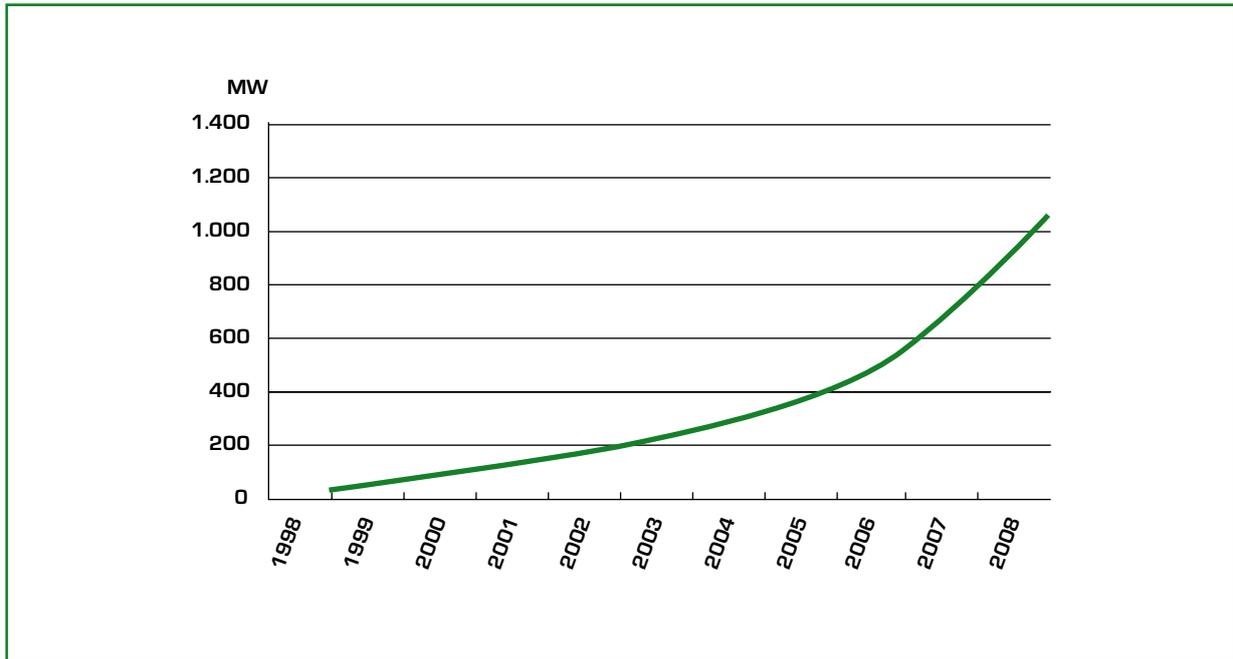
Il **mercato del solare termico** in Italia nel 2008 può quindi essere stimato in circa **200 mln €**, cui vanno aggiunti altri **160 mln € relativi alle attività di messa in opera** degli impianti. Il mercato è quindi in netta crescita rispetto ai 120 mln € (senza considerare l'indotto) del 2007 e ai 78 mln € del 2006.

2.3.3 L'evoluzione attesa

Cosa è dunque ragionevole attendersi per il futuro? E' possibile innanzitutto riportare i risulta-

Figura 2.6

Capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Italia



ti dell'analisi del CNES (Comitato Nazionale per l'Energia Solare) che ipotizza due possibili scenari (SI VEDANO FIGURE 2.7 E 2.8):

- il primo, denominato AAU (Austria As Usual), prevede il raggiungimento, al 2020, dello stesso livello di installato *pro milia capita* attualmente raggiunto dall'Austria. In sostanza, in questo

scenario, l'Italia è ipotizzata in grado di raggiungere entro il 2020 lo stesso grado di saturazione che contraddistingue già ora l'Austria. Il mercato dovrebbe quindi superare **1 GWth di nuove installazioni all'anno nel 2016** e attestarsi oltre i 2,2 GWth nel 2020. **Il totale installato nel 2020 risulterebbe pari a 12 GWth**, corrispondenti a **17 milioni di metri quadrati di collettori**;

Figura 2.7

Scenari di previsione della capacità cumulata delle installazioni solari termiche in Italia (fonte: CNES - Commissione Nazionale per l'Energia Solare, 2008)

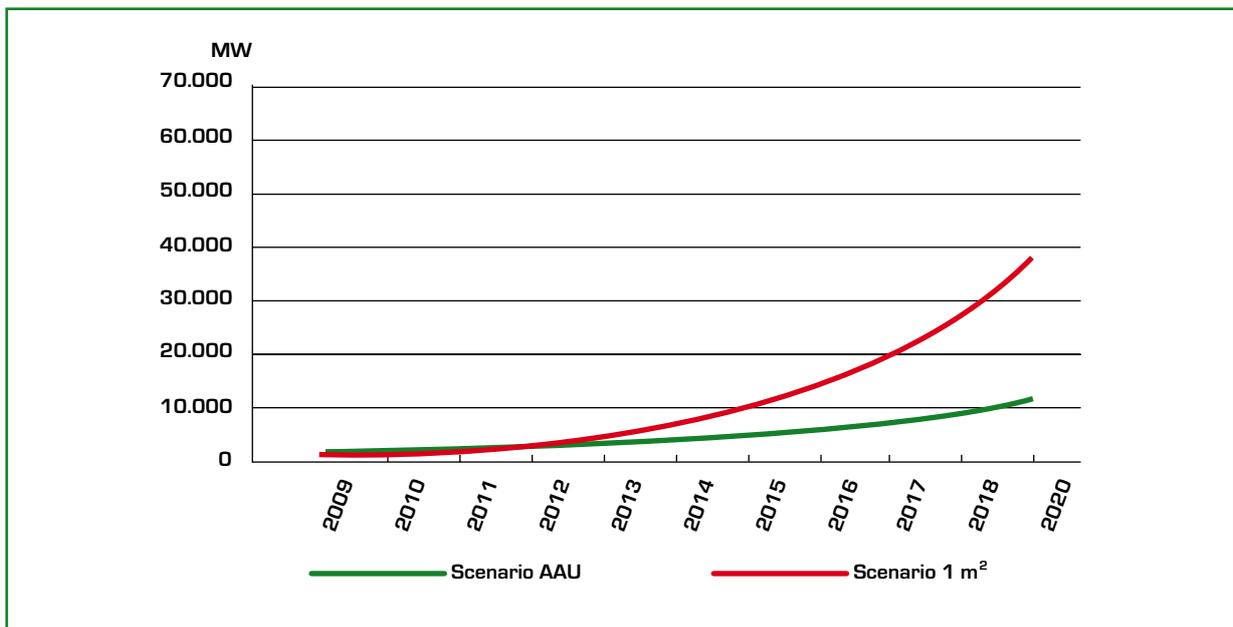
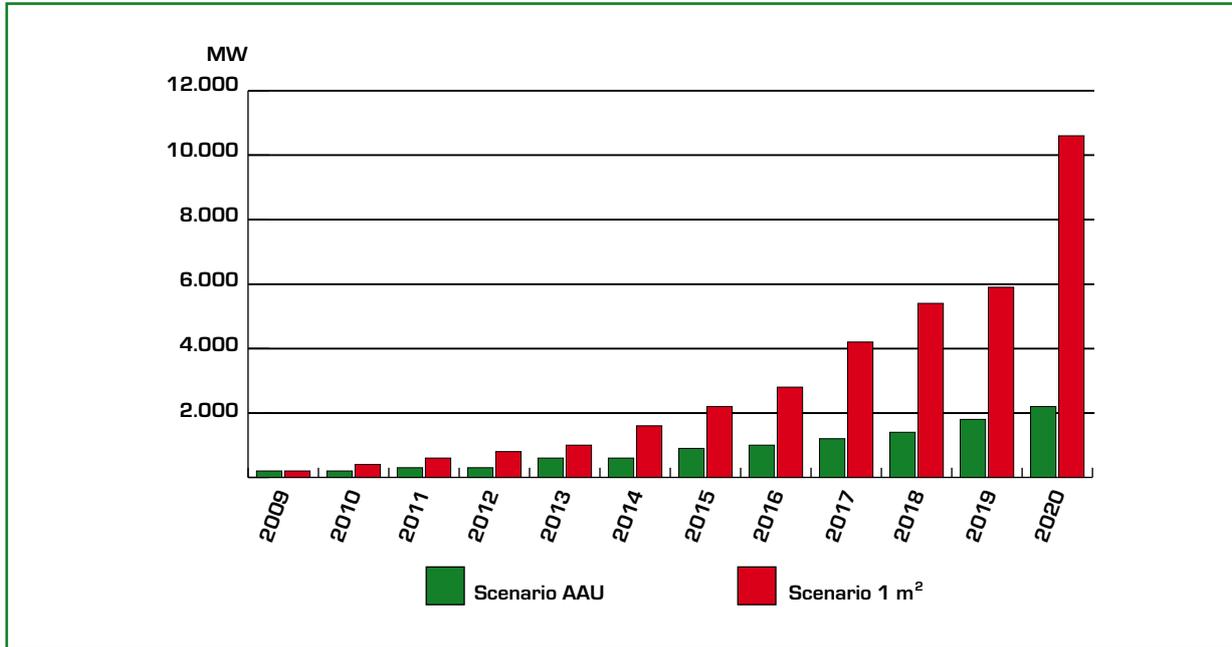


Figura 2.8

Scenari di previsione della capacità installata su base annua in Italia
(fonte: CNES - Commissione Nazionale per l'Energia Solare, 2008)



- il secondo scenario, più ambizioso, prevede il raggiungimento di un **metro quadrato di installato pro capite di solare termico entro il 2020**. In questo caso si raggiungerebbe un valore totale di installazioni pari a **39,5 GWth** nel 2020, equivalenti a oltre **56 milioni di metri quadrati** di collettori.

L'analisi condotta permette di **affinare ulteriormente queste previsioni** tenendo conto dei fattori emersi dal confronto con i principali operatori del settore:

- **l'impulso dato dall'incentivo fiscale** (SI VEDA CAPITOLO 2.2) è stato necessario per far uscire il settore dalla "nicchia" in cui l'insuccesso dei primi esperimenti degli anni '70-'80 l'aveva rilegato. **Allo stato attuale, tuttavia, l'effetto di tali incentivi è molto più simile ad uno "spot pubblicitario"**, che invoglia il cliente all'acquisto, **piuttosto che** (come per esempio accade nel fotovoltaico) **un vero e proprio ausilio economico** senza il quale il settore non sarebbe in grado di sostenersi;
- **buona parte del grande potenziale del mercato risulta inespresso anche a causa del sottodimensionamento dell'offerta** (SI VEDA PARAGRAFO 2.4.2). Solo di recente, infatti, si sono avviati sforzi promozionali più decisi, soprattutto verso la distribuzione e l'installazione. Sforzi che, se as-

"Il fatto che il settore decolli ormai è una certezza, anzi è già decollato."

Marketing manager di uno dei principali produttori di componentistica per il solare termico

sociati ad una campagna promozionale sull'utente finale, potrebbero ampiamente superare l'assenza di incentivi fiscali;

- **la preoccupazione degli operatori è principalmente concentrata sul rallentamento** – già in corso da alcuni anni ed ulteriormente accentuato dalla crisi finanziaria – **del mercato dell'edilizia**. Se è vero infatti che ci si è avviati nella direzione dell'adozione obbligatoria del solare termico in tutte le nuove costruzioni, gli operatori dal canto loro temono la mancata o ritardata applicazione

della normativa (SI VEDA CAPITOLO 2.2) e, soprattutto, **che possano ripetersi gli errori del passato**.

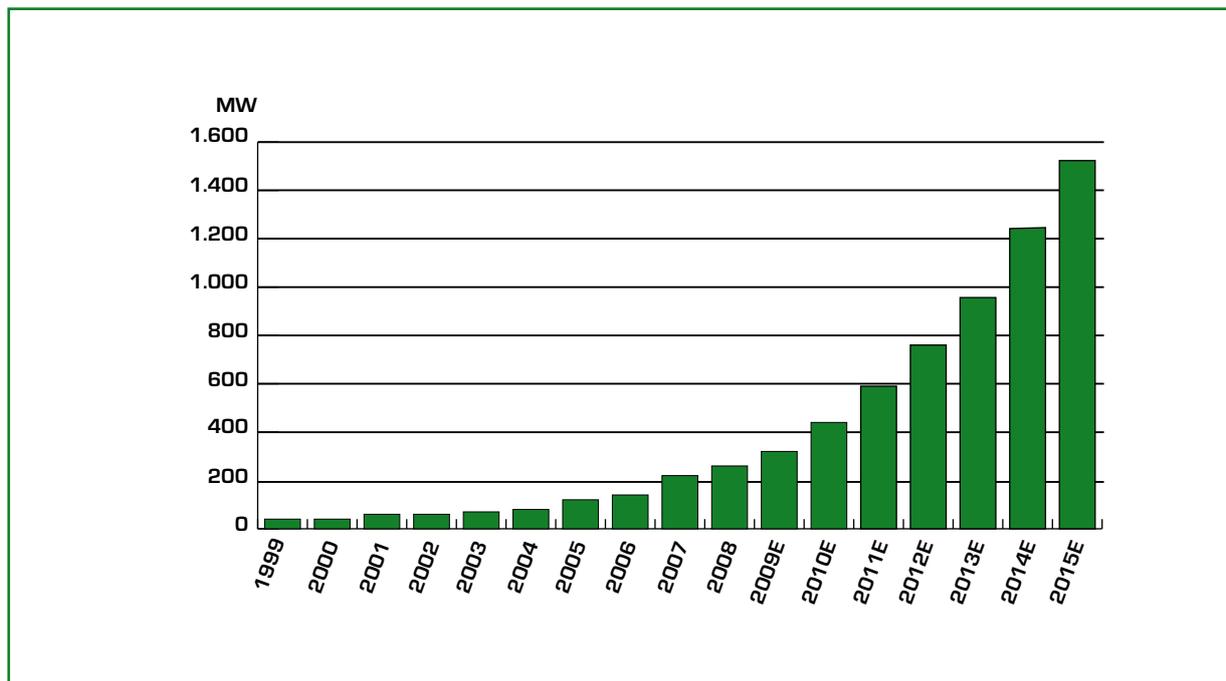
- anche **la crisi finanziaria**, i cui effetti sono purtroppo in parte ancora da scoprire, rappresenta una indubbia criticità per il mercato del solare termico,

e per due motivi. Innanzitutto per i suoi **effetti sul cliente residenziale** che, considerando il solare termico un investimento discrezionale, potrebbe posticipare la decisione di investimento, ma anche, soprattutto, **sul cliente industriale** – cui sono associati gli impianti di maggiori dimensioni e le aspettative per gli impieghi a media temperatura – e che rappresenta il prossimo target nell'evoluzione del mercato del solare termico in Italia.

Nonostante l'imprevedibilità del mercato delle rinnovabili, è possibile fare alcune **ipotesi sullo sviluppo futuro in Italia** (SI VEDA FIGURA 2.9).

Figura 2.9

Prospettive future per il mercato solare termico italiano



Dopo un iniziale rallentamento della crescita nel 2009 e nel 2010, dovuto soprattutto ai citati problemi di sottodimensionamento della capacità – in un periodo di crisi difficilmente risolvibili – si vede

una ripresa decisa del mercato che, grazie anche alla maggiore diffusione presso i clienti industriali, si porta a valori superiori a 1,5 GWth di installazioni annue nel 2015.

2.4 La filiera

2.4.1 L'articolazione della filiera nel solare termico

La filiera del solare termico in Italia ricalca molto da vicino la tradizionale struttura del settore idrotermosanitario.

Le ragioni alla base di tale similitudine sono varie. Innanzitutto, il fatto che i **componenti chiave del sistema** – se si escludono ovviamente i collettori solari – **sono sostanzialmente i medesimi che vengono comunemente impiegati per il riscaldamento dell'acqua**, sia a fini sanitari che per il riscaldamento di piscine o simili.

Questa osservazione assume maggior rilievo se si considera che (SI VEDA CAPITOLO 2.3) la quasi totalità del mercato italiano è caratterizzato da installazioni di piccole dimensioni (ove quindi vi è ancor meno l'esigenza di sviluppare soluzioni *ad*

hoc per il solare termico) e da impieghi a bassa temperatura.

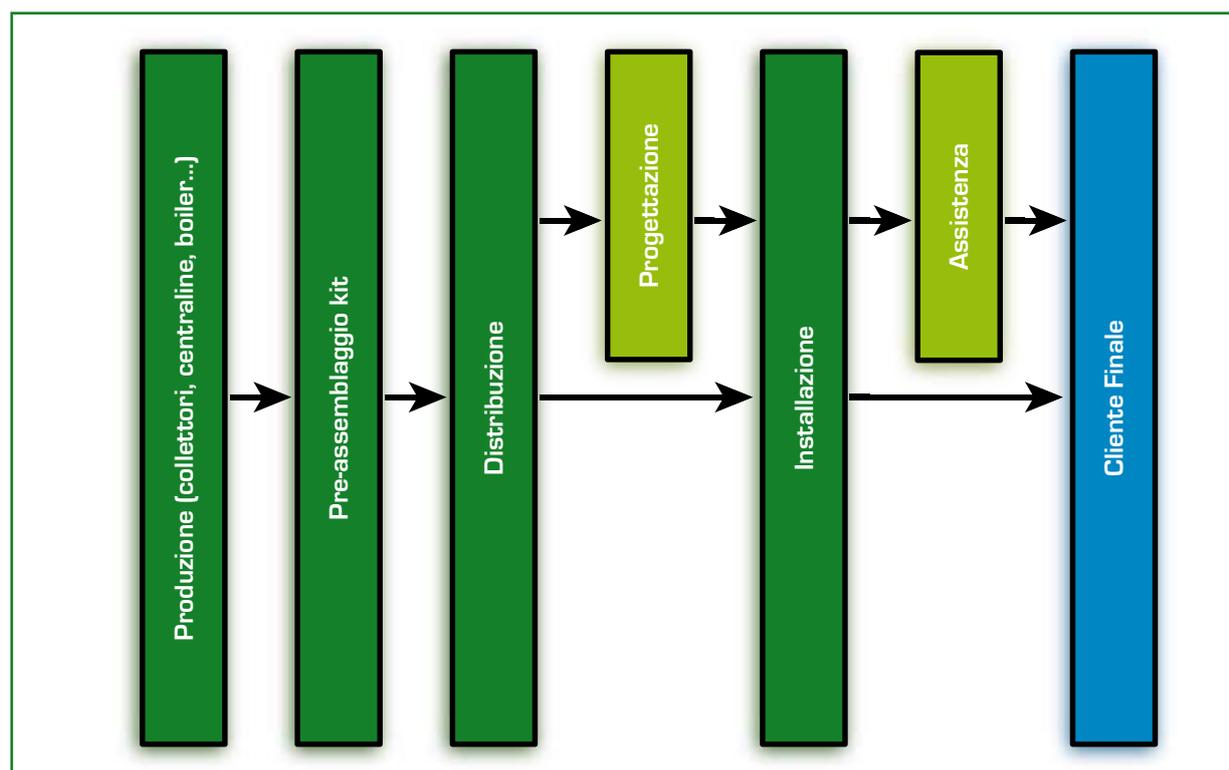
Nel seguito di questo capitolo si avrà modo di tornare su questa sovrapposizione fra la filiera del solare termico e quella “tradizionale” dell'idrotermosanitario che, come si vedrà, offre interessanti spunti di riflessione.

In via preliminare, tuttavia, appare utile ripercorrere brevemente le varie fasi logiche che la caratterizzano, così come rappresentate nella FIGURA 2.10.

L'attività di **produzione** riguarda la **realizzazione dei componenti necessari per il sistema solare termico**. Come si è più volte avuto modo di sottolineare, solo i collettori (e, anche se parzialmente, le centraline di controllo) rappresentano componenti specifici per gli impianti solari termici, mentre

Figura 2.10

Articolazione della filiera del solare termico



boiler, scambiatori di calore, pompe e circuiteria idraulica ed elettrica sono comuni ai tradizionali sistemi di riscaldamento dell'acqua.

I vari componenti vengono poi generalmente **pre-assemblati in kit**, ovvero vengono creati dei **bundle** (pacchetti di offerta) che comprendono tutti i componenti del sistema già pre-dimensionati – ovvero per i quali è stato già studiato il corretto mix di pannelli solari termici, sistemi di accumulo e sistemi di pompaggio – per la maggior parte degli impieghi, come si è visto generalmente di natura residenziale. **La creazione di bundle tuttavia non rappresenta in alcun caso un vincolo alla scelta, giacché ciascuno dei componenti può essere in ogni caso acquistato anche separatamente** (in taluni casi, tuttavia, a condizioni economicamente meno vantaggiose).

La **distribuzione**, invece, si occupa di trasferire il prodotto dal produttore all'installatore, ovvero a colui cui è demandata l'effettiva realizzazione dell'impianto presso il cliente finale, sia esso un utente residenziale, commerciale o industriale.

L'attività di distribuzione, come è tipico della filiera idro-termo-sanitaria, è piuttosto complessa giacché deve consentire una presenza capillare dei prodotti sul territorio italiano. **Molto spesso**, a questo scopo, essa **si articola in più livelli, comprendendo anche i cosiddetti "gruppi di acquisto"**, ovvero strutture centralizzate di distribuzione che interfacciano gli installatori (di una determinata area geografica o di una determinata tipologia di prodotti) con i distributori di più grandi dimensioni che invece operano sull'intero territorio nazionale.

L'**installazione** vera e propria è preceduta in taluni casi, soprattutto nel caso del solare termico per gli impianti di maggiori dimensioni, da una attività di **progettazione**, che prevede il dimensionamento dell'impianto e la scelta di componentistica *ad hoc*, spesso prescindendo dai kit pre-assemblati disponibili sul mercato.

Trattandosi, infine, nella maggior parte dei casi, di sistemi di produzione di calore (talora interfaccianti direttamente con gli impianti di riscaldamento degli edifici) è necessario garantire una attività di **assistenza**, che si esplica, da un lato, attraverso la fornitura di un servizio di "pronto intervento" per le riparazioni e le sostituzioni che si dovessero rendere necessarie e, dall'altro lato, attraverso un servizio di "monitoraggio" delle prestazioni – e soprattutto del buon funzionamento e della sicurezza – del sistema stesso.

2.4.2 I principali modelli di business

L'indagine svolta sulla filiera del solare termico in Italia ha consentito di individuare i principali modelli di business degli operatori, ovvero le forme attraverso le quali essa si articola dal punto di vista industriale al di là delle fasi identificate nel paragrafo precedente. La similitudine con la filiera dell'idrotermosanitario ha come conseguenza diretta il fatto che **molti degli operatori che attualmente popolano la filiera del solare termico siano in realtà i medesimi che tradizionalmente occupano il mercato del "calore" in Italia.**

A questi **player**, al cui modello di business è qui associato il termine di "operatori tradizionali", **se ne affiancano altri** – per certi versi più interessanti, giacché la loro **origine può essere direttamente ricondotta allo sviluppo del solare termico in Italia**: sono i cosiddetti "installatori evoluti" e "distributori evoluti".

Ciascuno di questi modelli di business è analizzato nel seguito del presente capitolo.

Gli operatori tradizionali

Il termine "operatori tradizionali" qualifica qui le imprese che operano da diversi anni nel settore idrotermosanitario e che hanno allargato la loro offerta per includere i sistemi solari termici. La **TABELLA 2.3** riporta – ordinati per ricavi 2007 – la *top ten* del mercato italiano.

Gli "operatori tradizionali":

- **sono imprese di grandi dimensioni.** Le prime 5 imprese hanno un fatturato complessivo pari a circa 3 mld €, ovvero superiore al controvalore dell'intero mercato europeo del solare termico e oltre 14 volte il mercato italiano;
- **sono entrati nel mercato del solare termico in Italia solo di recente**, mediamente a partire dal 2005, anche se alcune di esse avevano già avuto esperienza in questo mercato alla fine degli anni '70 in corrispondenza dei primi tentativi di sviluppo del solare termico nel nostro Paese;
- **controllano attualmente circa il 50% del mercato italiano**, ed hanno in particolare una posizione dominante (circa l'80%) nelle installazioni di grandi dimensioni. **Nonostante questo, il business del solare termico ha un peso assolutamente marginale** (nell'ordine di pochi punti percentuali) rispetto al totale delle attività di queste imprese.

L'ingresso nel mercato del solare termico ha rappresentato e rappresenta per queste imprese **una scelta di diversificazione indubbiamente vantag-**

Tabella 2.3

Top 10 operatori tradizionali

Impresa	Ricavi 2007 (dati in migliaia)	Nazione di origine
Merloni TermoSanitari	€ 1.177.644	Italia
Ferrolì	€ 635.000	Italia
Riello	€ 549.000	Italia
Baxi	€ 280.068	Inghilterra
Vaillant	€ 245.500	Germania
Immergas	€ 240.000	Italia
Schueco	€ 95.951	Germania
Velux	€ 93.461	Danimarca
Viessmann	€ 83.856	Germania
Buderus	€ 45.348	Germania

giosa, giacché consente loro di fare leva sulla lunga presenza nel mercato idro-termo-sanitario. In particolare, gli “operatori tradizionali”:

- **sfruttano significative sinergie nelle fasi a monte.** Questo è vero innanzitutto, ovviamente, per quanto riguarda la produzione dei componenti non specifici (boiler, scambiatori di calore) degli impianti solari termici che sono già ampiamente presenti nei “listini” di queste imprese.

La fitta rete di relazioni con produttori – in larga parte con sedi produttive all'estero – e terzisti consente, infatti, a queste imprese di ottenere rilevanti vantaggi di scala oltre che di avere a disposizione un serbatoio di capacità produttiva più che sufficiente a coprire le loro esigenze.

Anche per quanto riguarda i collettori solari, il potere contrattuale garantito dalle loro dimensioni permette agli “operatori tradizionali” di **negoziare con relativa facilità forniture con i principali produttori europei** (l'austriaca GREENoneTEC e le tedesche Viessman e Bosch Thermotechnik).

La maggior parte di questi operatori ha recentemente avviato, anche se nelle sedi produttive all'estero, una produzione propria di collettori solari piani vetrati, mentre l'approvvigionamento di altri tipi di collettori avviene ancora completamente attraverso l'acquisto da parte dei produttori specializzati sopra menzionati;

- **sfruttano significative sinergie anche nelle fasi a valle,** sfruttando il loro **rapporto privilegiato con i distributori** (SI VEDA TABELLA 2.4) che garantiscono loro una copertura geografica capillare del

mercato italiano e dai quali transita la quasi totalità (in media oltre il 90%) dei prodotti;

- **competono primariamente sulla capacità di sviluppare una ampia gamma di kit solari termici,** combinando variamente prodotti già presenti nei loro “listini” ed in grado di essere facilmente adattati alle varie esigenze dell'utenza finale;
- **sfruttano un marchio ampiamente riconosciuto, l'estensione della loro rete di assistenza e la**

capillare attività di formazione svolta nei confronti di installatori, distributori e progettisti per influenzare il processo di acquisto.

In taluni casi, come ad esempio Immergas e Buderus, l'ingresso nel solare termico è stato anche l'occasione per re-interpretare in chiave “rinnovabile” e di “rispetto per l'ambiente” un marchio tradizionalmente legato al mondo del calore.

Nonostante i vantaggi identificati sopra, tuttavia, vi sono anche alcuni **punti di debolezza** che caratterizzano il modello di business degli “operatori tradizionali” e **che possono essere in ultima analisi ricondotti alla po-**

sizione marginale del solare termico all'interno del loro portafoglio complessivo:

Tabella 2.4

Top 5 distributori tradizionali

Impresa	Ricavi 2007 (dati in migliaia)
Centro Gamma Termosanitaria	€ 349.430
Cambielli	€ 330.870
Europa2000 - Prontogros	€ 208.206
Idroteam	€ 191.201
Manzardo	€ 168.169

“La competizione è tutta sulla fornitura del sistema, non si compete mai sulla produzione del singolo componente. Nel mercato residenziale non ci sono dubbi che uno compra il kit, perché fare lo shopping non ha nessun senso e nessun vantaggio.”

Responsabile di divisione di un operatore tradizionale

“Negli impianti di grandi dimensioni la figura dominante è il progettista termotecnico, che definisce le caratteristiche dell'impianto e spesso decide anche le marche dei prodotti. Negli impianti residenziali, invece, il processo parte tipicamente dall'installatore che lo consiglia al cliente e poi acquista il kit dal suo distributore di fiducia.”

Responsabile commerciale di un operatore tradizionale

- una **ridotta propensione ad investimenti in ricerca e sviluppo sul solare termico**. Nessuna delle imprese intervistate ha in corso programmi di ricerca di un qualche rilievo in questo ambito e ciò va particolarmente a discapito dello sviluppo di soluzioni avanzate per gli impieghi di processo (SI VEDA CAPITOLO 2.3);

- un **atteggiamento piuttosto “attendista” per quanto riguarda la capacità produttiva specifica**, ovvero quella relativa ai collettori solari termici, che espone queste imprese ad un maggiore rischio di approvvigionamento, soprattutto nel caso in cui il mercato subisca improvvise accelerazioni;

- la **significativa “distanza” rispetto all’utente finale**, che è intermediato dall’installatore e dal progettista prima, e dal distributore poi, che rende più complesso lo sviluppo di soluzioni specifiche (ancora una volta soprattutto per il mercato industriale) ed espone maggiormente gli “operatori tradizionali” alle scelte degli altri soggetti della filiera, in modo particolare dei distributori. Distanza, tuttavia, che – visto anche il ridotto peso del solare termico – non pare possibile colmare.

I distributori evoluti

Il termine **distributori “evoluti”** definisce qui **gli operatori specializzati nella distribuzione di solare termico**. I principali distributori “evoluti” sono riportati nella TABELLA 2.5.

I distributori “evoluti” sono caratterizzati da:

“Probabilmente non mi sbaglio di molto se dico che la richiesta è maggiore dell’offerta da almeno due anni a questa parte, e questo vale per tutti. Anzi in alcuni casi siamo stati costretti a rinunciare ad alcuni impianti per l’impossibilità di avere i componenti.”

Manager di uno dei principali operatori tradizionali

“Andare ad integrarsi a valle, già nel passaggio alla distribuzione significa farsi estromettere da tutti gli altri distributori potenziali, ovvero rinunciare ad una marginalità che può essere anche significativa. Integrarsi verso gli installatori, poi, al di là della reazione che ci possiamo attendere dagli installatori esistenti, comporta anche una complessità gestionale non da poco.”

Amministratore delegato di uno dei principali produttori di componentistica per impianti termici

- una **presenza più continua, rispetto agli operatori tradizionali, nel mercato del solare termico in Italia**. Le imprese di più grandi dimensioni operano infatti nel settore da oltre 10 anni, anche se il numero di imprese che ha adottato questo modello di business è cresciuto significativamente nel corso degli ultimi 5 anni;

- una **dimensione relativamente “modesta”**, soprattutto se confrontata con gli operatori tradizionali – con **le top 5 che raggiungono livelli di fatturato compresi fra 10 e 25 mln €**, altrettante imprese che si attestano sopra il milione di euro, ed un numero più ampio (comunque misurabile in una decina) di imprese di più piccole dimensioni – **ma comunque confrontabile con la dimensione del solare termico in Italia**;

- una **quota di mercato complessivamente pari a circa il 41%**, con uno sbilanciamento verso il mercato dei piccoli impianti ove possono godere attualmente di una posizione di forza relativa rispetto agli operatori tradizionali.

Rispetto ai produttori ed ai distributori tradizionali, i distributori “evoluti” presentano delle **interessanti specificità**:

- sfruttano **relazioni di fornitura consolidate e dirette con i principali operatori del solare termico su scala mondiale** (quali ad esempio l’australiana Solahart e la tedesca Solvis), in tal modo cercando, da un lato, di compensare la ridotta scala relativa rispetto agli operatori tradizionali e, dall’altro lato, di offrire **prodotti ad elevato standard qualitativo**;

Tabella 2.5
Top 10 distributori “evoluti”

Impresa	Ricavi 2007 (dati in migliaia)	Sede
Enerpoint	€ 36.752	Desio (MB)
Paradigma	€ 21.197	Darzo (TN)
Accomandita	€ 14.240	Salsomaggiore Terme (PR)
Enerco	€ 13.307	Monseice (PD)
Solar Energy Italia	€ 10.101	Prato (PO)
Idrosistemi	€ 7.196	Conegliano (TV)
Ecoenergy	€ 5.831	Mola di Bari (BA)
Suntek	€ 4.318	Brunico (BZ)
Universal	€ 2.727	Trento (TN)
Staes	€ 1.267	Roma

Box 2.1**Accomandita**

Accomandita Tecnologie Speciali Energia nasce nel 1957 a Salsomaggiore Terme in Provincia di Parma e rappresenta indubbiamente uno dei pionieri del solare termico in Italia. Nel 1979 stringe un accordo di fornitura con il quale si assicura la possibilità di distribuire sul mercato italiano i sistemi solari termici prodotti dall'australiana Solahart, leader mondiale nel settore. Nel 1982 viene siglato un accordo con l'americana Raychem (oggi parte del gruppo Tyco Thermal Control), specializzata nella produzione di cavi scaldanti autoregolanti. In questo modo Accomandita è in grado di offrire soluzioni *ad hoc* ai propri clienti, facendo leva su un mix di fornitura di elevata qualità. Lo staff tecnico di Accomandita organizza corsi di formazione per gli installatori ed è in grado di fornire consulenze progettuali soprattutto per impianti di grandi dimensioni (in questo ambito, Accomandita è l'unica impresa italiana

a progettare soluzioni impiantistiche di grandi dimensioni utilizzando la circolazione naturale, oltre che ovviamente quella forzata).

Oltre alla sede storica di Salsomaggiore Terme, l'impresa ha aperto negli anni uffici commerciali in quasi tutte le Regioni italiane e si è dotata di quattro depositi situati in posizioni strategiche (Bolzano, Udine, Roma e Sassari).

Dotata di una rete di **più di 60 agenzie presenti su tutto il territorio nazionale** - in grado di offrire sia servizi di installazione che di assistenza - Accomandita è stata tra le prime imprese a rivolgersi direttamente all'utente finale attraverso una campagna televisiva avviata nel 2005. Negli ultimi 3 anni, anche in conseguenza di una politica commerciale "aggressiva", **il fatturato ha subito una forte crescita arrivando nel 2007 a superare i 14 mln €.**

- **sviluppano**, eventualmente interagendo con altri distributori tradizionali per la componentistica non specifica, **soluzioni *ad hoc***, sia per quanto riguarda la fornitura di kit per gli impianti di piccole dimensioni, sia per gli impianti di grandi dimensioni, **sfruttando una capacità progettuale interna continuamente alimentata da investimenti in ricerca e sviluppo**. La maggior parte delle imprese intervistate ha evidenziato la presenza di unità di ricerca interna e programmi di sviluppo specifici sul solare termico, talora in collaborazione con Università e centri di ricerca. Questo ha consentito, solo per citare un esempio, ad Accomandita (SI VEDA BOX 2.1) di sviluppare soluzioni tecnologiche a circolazione naturale che possano essere impiegate anche in sistemi solari termici di medio-grandi dimensioni (sopra i 50 metri quadrati di superficie coperta);
- **svolgono attività commerciale diretta agli installatori** e in taluni casi anche agli utenti finali, **si occupano** - spesso attraverso reti di installatori o piccoli distributori locali - **anche della attività di assistenza sui propri prodotti e forniscono un attivo supporto ai progettisti termotecnici** nella fase di concezione dell'impianto. In altre parole, rispetto agli operatori tradizionali, si avvicinano significativamente al cliente finale, al quale sono in grado di offrire soluzioni altamente specifiche e dal quale reperiscono direttamente informazioni dettagliate in merito ai campi di impiego

che vengono poi utilizzate per rafforzare l'attività di supporto progettuale interna.

Il modello di business dei distributori "evoluti" non è scevro, tuttavia, da **criticità**:

- legate alla **difficoltà di affermazione del marchio**, sia in riferimento agli installatori sia soprattutto agli utenti finali che manifestano spesso una certa diffidenza verso operatori indubbiamente meno conosciuti rispetto ai player tradizionali del settore;
- e alla **limitata presenza geografica**. La copertura del territorio nazionale, evidentemente più difficile e costosa quando si opera con una specializzazione forte nel solare termico, passa attraverso la "faticosa" costruzione di una rete di installatori "amici", che spesso si fanno carico anche della attività di assistenza, e che diventano il canale privilegiato di interfaccia con l'utente finale. **Soltanto i top 5** fra i distributori "evoluti" **possono attualmente vantare una copertura dell'intero territorio nazionale**, mentre la maggior parte opera su scala al massimo regionale.

"Rispetto ai distributori tradizionali - che spesso sono solo dei "passatori di prodotti", anche se estremamente efficienti e capillari - il nostro obiettivo è quello di costruire un rapporto stretto con i nostri installatori ed un dialogo con gli utenti finali; quelle cose, per intenderci, che i nostri produttori, per lo più con base all'estero, non sono assolutamente interessati a fare in un mercato ancora piccolo come quello italiano."

Manager di un distributore evoluto

Gli installatori evoluti

Gli installatori "evoluti", di cui in TABELLA 2.6 si riportano i principali attivi nel mercato italiano, sono quegli operatori che, **sfruttando la forza finanziaria e contrattuale che gli deriva dalla loro natura di installatori di medie dimensioni, sono**

Tabella 2.6
Top 10 installatori "evoluti"

Impresa	Ricavi 2007 (dati in migliaia)	Sede
Super Solar - Solar Systems	€ 17.039	San Daniele del Friuli (UD)
Drusian Termotecnica	€ 9.738	Oderzo (TV)
Irci	€ 7.005	Pietracuta di S.Leo (PU)
Guastamacchia	€ 4.176	Ruvo di Puglia (BA)
Rizzi Energy	€ 3.431	Adro (BS)
Ediltermica Divisione Impianti Tecnologici	€ 2.847	S. Andrea delle Fratte (PG)
FEA	€ 2.881	Scarnafigi (CN)
Ecojoule	€ 2.385	Rivoli (TO)
T&G Sistemi	€ 2.262	Lagnasco (CN)
Cogenera	€ 2.066	Castenedolo (BS)

in grado di interfacciarsi direttamente con i produttori (saltando quindi la fase distributiva) e di **sviluppare quindi una propria offerta autonoma per gli impianti solari termici.**

Si tratta di operatori di medie dimensioni, con fatturati compresi fra 1 e 20 mln €. Il loro **peso relativo sul mercato è piuttosto limitato**: controllano infatti circa il **10% del mercato con una focalizzazione quasi esclusiva sugli impianti di piccole dimensioni** per utilizzi residenziali. Anche la loro presenza geografica è piuttosto concentrata e spesso a carattere regionale. Ad esempio Drusian Termotecnica opera primariamente in Veneto, mentre Irci in Emilia Romagna.

L'affermazione di questo modello di business, avvenuta piuttosto di recente (nella maggior parte dei casi negli ultimi 3 anni) ha solitamente seguito un **naturale processo di evoluzione**:

- **l'offerta di un sistema solare termico è stata inizialmente "forzata" dalle richieste dei clienti** ed ha spinto quindi queste imprese – che già avevano studi di progettazione interna – a sviluppare competenze di dimensionamento e progettazione di impianti solari termici. A differenza dei distributori "evoluti" qui **non si può parlare di attività di ricerca e sviluppo**, bensì esclusivamente di progettazione "applicata" alle esigenze del cliente;
- il passo successivo, basato sulla forza finanziaria (legata al capitale circolante) e contrattuale (legata al controllo del cliente finale) di questi operatori, è stato quello di **stringere accordi con piccoli e medi produttori** (in molti casi i medesimi terzisti che servono gli operatori tradizionali)

"Capitava di essere chiamati per ristrutturare la casa, sistemando anche la caldaia ed i bagni e che ci chiedessero il solare termico. Abbiamo quindi cominciato a pensarci, intendendolo come il naturale completamento di una offerta di impianto più globale. Se uno è in grado di dare anche il solare è più facile soddisfare le esigenze del cliente."

Titolare di una impresa di installazione evoluta

di collettori solari e altri componenti del sistema per **ottenere prodotti "a marchio proprio" da poter offrire agli utenti finali.** Alcuni operatori, come ad esempio Super Solar ed Ecojoule, offrono anche i propri prodotti ad altri installatori, agendo quindi – anche se su scala locale – come veri e propri distributori.

In taluni casi, come ad esempio per Super Solar e Tecnosolar, la genesi stessa di questi operatori è stata determinata dallo svilupparsi del solare termico in Italia. La **focalizzazione sul solare termico** è divenuta in questo caso un **fattore distintivo.**

2.4.3 Gli sviluppi attesi

Il settore del solare termico in Italia riveste – per la varietà degli operatori presenti e per lo stadio di sviluppo in cui si trova il mercato – un particolare interesse.

Interesse che è ulteriormente rafforzato dall'incertezza relativa alle evoluzioni future sia del mercato, con la discussione solo per fare un esempio già riportata nell'omonimo capitolo in merito agli effetti della crisi, sia della filiera, con distributori e installatori evoluti a contendersi un ruolo che è storicamente appartenuto agli operatori tradizionali. Non si pretende, quindi, in questo paragrafo conclusivo di offrire delle "certezze", bensì di fornire spunti di riflessione sugli aspetti chiave che saranno da monitorare con attenzione nel prossimo futuro.

Una prima serie di considerazioni riguarda il **mercato delle applicazioni a bassa temperatura**, largamente maggioritario in Italia soprattutto

Box 2.2**Un operatore sui generis: Costruzioni Solari**

Costruzioni Solari, fondata nel 1979 a Cavallino in Puglia e con una filiale commerciale a Milano, **rappresenta un caso a sé nel panorama della filiera solare termica in Italia.**

Nata ai tempi della seconda crisi petrolifera, ha conosciuto una costante crescita, ulteriormente accelerata negli ultimi 3 anni, della propria dimensione. Costruzioni Solari conta oggi 20 addetti, ed un fatturato di quasi 1,5 mln €.

La peculiarità di Costruzioni Solari è quella di essere un **operatore totalmente integrato**: dalla attività di ricerca e sviluppo sui collettori solari, cui sono dedicati 2 ingegneri e che ha portato alla registrazione di diversi brevetti, alla produzione dei collettori piani vetrati, sino alla distribuzione (gestita con propri agenti e concessionari e attraverso partner commerciali nazionali), all'installazione – soprattutto per gli impianti di grandi dimensioni ove detiene circa il 10% del mercato concorrendo direttamente con i grandi operatori tradizionali – e all'assistenza post vendita.

Le ragioni di tale scelta sono ben riassunte nelle parole del responsabile della filiale di Milano:

“Non essendoci purtroppo professionalità disponibili, in Italia 10 anni fa facevi prima ad installare direttamente tu un impianto che a farlo fare ad altri. O progettavi tu gli im-

pianti, oppure non funzionavano. Un pannello di qualità, o non ce l'avevi o te lo producevi in casa. O facevi attività di ricerca e sviluppo oppure non saresti riuscito ad andare avanti essendo una piccola azienda del sud. Diciamo che abbiamo fatto di necessità virtù.”

La storia di Costruzioni Solari, sebbene assolutamente unica nel panorama italiano, ha in realtà dei precedenti “illustri”. Basti pensare a Solahart, attualmente uno dei principali produttori mondiali di sistemi solari termici, nata nel 1901 a Perth in Australia e dedicatasi esclusivamente, ed in maniera totalmente integrata, alla produzione di impianti solari termici sin dal 1953. Dopo i successi tecnologici ottenuti in Australia, con la realizzazione nel 1964 del più grande impianto solare termico dell'emisfero australe, a partire dal 1978 l'impresa ha cominciato ad espandere la propria capacità produttiva e a costruire un network di distribuzione a livello globale, che ha ora rami anche in Italia attraverso Accomandita.

E' difficile che Costruzioni Solari – a distanza di anni e con il mercato globale nello stadio di sviluppo in cui si trova ora – possa ripetere lo stesso percorso della sua antesignana. Tuttavia, il suo essere un operatore totalmente integrato rappresenta una peculiarità estremamente interessante nella filiera italiana del solare termico.

to nella sua componente residenziale. In questo mercato, tecnologicamente più maturo, a meno di accettare scenari di crescita vertiginosa (SI VEDA CAPITOLO 2.3), è **plausibile attendersi un mantenimento (ed anzi un rafforzamento) delle posizioni degli operatori tradizionali**, a scapito di quelli “evoluti”.

Il rischio – peraltro percepito da molti degli intervistati – è qui rappresentato dalla possibile **“banalizzazione”** del prodotto, ovvero dall'ulteriore **riduzione del contenuto tecnologico** e dall'**irrigidimento dell'offerta su un numero limitato di kit pre-definiti**. Una simile evoluzione – la cui evenienza è resa più probabile dagli obblighi introdotti in sede normativa (SI VEDA CAPITOLO 2.2) – porterebbe inevitabilmente ad un **ulteriore calo della marginalità** (che al momento si attesta intorno al 20-30% a seconda dei materiali utilizzati per la produzione), anche per l'ingresso di competitori stranieri *low cost*.

Profondamente diverso è il discorso per il **mercato** – attualmente ancora in fase embrionale ma al

quale è associato un elevato potenziale di sviluppo – **delle applicazioni a media temperatura e degli impianti destinati agli impieghi di processo.**

L'integrazione di un sistema solare termico in impianti industriali di processo (come ad esempio le cartiere o gli impianti di produzione alimentare) rappresenta una opportunità non ancora sfruttata: sia dal punto di vista tecnologico, soprattutto

per quanto riguarda i collettori, che da quello progettuale, in particolare con riferimento alle interfacce con gli impianti tecnici già esistenti e al servizio dell'impianto produttivo. Vi sono **potenzialità di innovazioni ancora inesplorate e significativi margini di miglioramento da conseguire** (ad esempio in termini di

stabilizzazione della temperatura o di incremento dell'efficienza complessiva dell'impianto). I **distributori “evoluti” sembrano essere ad oggi più pronti a raccogliere tali sfide** rispetto agli operatori tradizionali, soprattutto facendo leva su una delle principali debolezze del sistema di distribuzione consolidato.

Un'ultima notazione la merita il **ruolo del “legisla-**

“L'influenza della Cina si sta già facendo sentire. Se si abbattano i prezzi è difficile, se non impossibile, per noi continuare a sostenere una competizione basata sulla qualità del prodotto e del sistema.”

Amministratore delegato di uno dei principali produttori tradizionali

tore”, rispetto al quale sono sostanzialmente due i fronti aperti.

Il primo fa riferimento all'eventualità di rafforzare, o per lo meno rendere più omogenea e “visibile”, l'incentivazione alla realizzazione degli impianti solari termici, sia sotto forma di sgravi fiscali che – soprattutto – di agevolazioni creditizie e trasferimenti in conto capitale. **Strada questa che diviene inevitabile**, anche se potrà subire una temporanea battuta di ar-

resto a causa della crisi, **se si vogliono mantenere gli impegni presi in relazione alla riduzione**

delle emissioni e all'incremento dell'efficienza energetica. Il secondo fronte, di cui si sente poco

parlare, è quello della **normativa tecnica**. Esistono infatti ancora **sensibili spazi di intervento affinché si adegui la normativa vigente**, “ancorata” alle applicazioni domestiche, **alle peculiarità dei grandi impianti solari termici**, in modo da limitare l'incertezza percepita dagli operatori del settore, definire delle condizioni standard poste a garanzia del cliente e, in ultima

analisi, “supportare” indirettamente questo tipo di installazioni.

“Il distributore generalista per sua natura non ha il tempo e la volontà di dedicarsi ad applicazioni troppo specifiche, come potrebbero essere quelle del solare termico ... e scavalcarlo d'altra parte può diventare molto pericoloso per i produttori tradizionali.”

Responsabile di divisione di uno dei principali produttori di componentistica termica

IL SOLARE TERMODINAMICO

3.1

La tecnologia

3.1.1 La struttura di un impianto solare termodinamico

Il principio di funzionamento di un impianto solare termodinamico, ovvero la **conversione dell'energia solare in energia elettrica**, può essere articolata in due fasi successive:

- dapprima l'energia proveniente dal sole sotto forma di radiazione elettromagnetica viene convertita in energia termica;
- quest'ultima viene poi convertita in energia elettrica mediante un ciclo termodinamico.

La conversione termodinamica è del tutto simile a quanto avviene nelle centrali termoelettriche "tradizionali", in cui la sorgente termica è costituita da un combustibile fossile. Nel caso degli impianti solari termodinamici la fonte energetica è il sole.

Il vantaggio degli impianti solari termodinamici è proprio quello di **sfruttare una tecnologia consolidata, affidabile e dai costi contenuti**, quale il sistema di conversione termodinamica. In generale poi tale parte di impianto è soggetta ad **effetti di scala**, per cui si ottengono rendimenti migliori e costi specifici più bassi per centrali di grande taglia, a differenza degli impianti fotovoltaici, il cui rendimento è indipendente dalla taglia del sistema e il cui costo è all'incirca proporzionale alla superficie di pannelli installata.

Sono dunque attese consistenti riduzioni di costo della tecnologia e si prevede che nel prossimo futuro verranno costruite un certo numero di centrali di questo tipo (SI VEDA CAPITOLO 3.3).

Come per le centrali elettriche convenzionali, per ottenere elevati rendimenti è **necessario che l'energia termica sia resa disponibile ad alta temperatura, per cui negli impianti solari termodinamici è necessario in generale concentrare la radiazione solare per raggiungere elevati rendimenti di conversione**. Per questa ragione gli impianti solari termodinamici sono anche denominati CSP (*Concentrating Solar Power*).

In un impianto solare termodinamico vi è quindi la presenza di un **concentratore, costituito da specchi di geometria opportuna**, che consente di raccogliere e focalizzare la radiazione solare verso un **ricevitore, che la assorbe trasformandola in energia termica**.

L'insieme di concentratore e ricevitore prende il nome di collettore solare. Il concentratore per sua natura è in grado di convogliare solo la radiazione diretta incidente, pertanto gli impianti solari termodinamici hanno una buona producibilità annua in siti favoriti dalle condizioni climatiche, in cui **la gran parte dell'energia solare arriva sotto forma diretta** (paesi a sud del Mediterraneo, l'Africa Sahariana e in generale le zone desertiche nella fascia tropicale o sub-tropicale).

Vi è infine la presenza di un **sistema di movimentazione degli specchi**, i quali devono costantemente inseguire l'inclinazione dei raggi del sole. La movimentazione può essere a uno o a due assi.

Le tecnologie impiantistiche attualmente diffuse vedono la presenza di un concentratore che può essere di tipo lineare o puntuale, continuo o discontinuo. Le quattro alternative sono riportate in FIGURA 3.1, in cui a) e c) rappresentano rispettivamente la versione continua e discontinua di un concentratore lineare mentre b) e d) le analoghe possibilità per un concentratore puntuale.

Le tecnologie appena elencate rappresentano quelle attualmente disponibili:

- la soluzione a) si riferisce rispettivamente ai **collettori parabolico-lineari (*parabolic trough*)**;
- la b) al concentratore a **disco-parabolico (*solar dish*)**;
- la c) ai **collettori lineari di Fresnel (*compact linear Fresnel reflector*)**;
- mentre d) ai sistemi a **torre solare (*solar tower*)**.

Ciascuna tecnologia consente di raggiungere **diversi valori del fattore di concentrazione e di conseguenza diversi valori di temperatura massima del ciclo termodinamico**. In relazione

al tipo di concentratore cambia anche la configurazione dell'impianto e la tipologia di ciclo termodinamico più adatto a convertire il calore in energia elettrica.

Altri elementi fondamentali in un impianto solare termodinamico sono il **fluido termovettore**, che trasferisce il calore dal ricevitore al ciclo di potenza e il sistema di accumulo termico.

In sostanza, **una centrale solare termodinamica può essere vista come l'insieme di due sistemi:**

- uno, denominato **primario, che include il concentratore e il ricevitore**, raccoglie la radiazione e la trasforma in calore;
- il sistema **secondario invece converte il calore in energia elettrica** e include il ciclo per la conversione di energia e il sistema di trasporto e stoccaggio che trasferisce il calore dal sistema primario al ciclo termodinamico.

Il serbatoio di accumulo termico è normalmente presente in questi impianti con diverse funzioni. **Lo scopo principale del serbatoio di accumulo è quello di assicurare il regolare funzionamento dell'impianto anche a fronte di brusche variazioni dell'irraggiamento solare dovute a fenomeni meteorologici:** nel caso per esempio del rapido passaggio di una nuvola, la potenza proveniente dall'irraggiamento diretto crolla bruscamente fino ad annullarsi. L'accumulo termico

garantisce che l'impianto di potenza continui a funzionare per un tempo sufficiente ad **evitare stress termomeccanici alle macchine**, dovuti a repentini transitori. Tale esigenza porta ad un dimensionamento minimo del serbatoio. In alcuni casi l'accumulo è assente; si deve prevedere allora l'apporto di calore mediante un combustibile fossile. Se si vuole invece dimensionare **l'accumulo allo scopo di aumentare le ore di funzionamento giornaliero dell'impianto** occorre un serbatoio di dimensioni maggiori: a pari superficie dei collettori si riduce la potenza nominale del ciclo termodinamico, ottenendo quindi anche un beneficio in termini economici sul costo dei macchinari. Aumenta infatti il fattore di utilizzo delle macchine, ma d'altra parte però vi è un maggior costo per il serbatoio di grandi dimensioni. Nelle ore centrali della giornata l'accumulo viene riempito, viceversa al mattino e/o alla sera si sfrutta l'accumulo per aumentare il tempo di funzionamento del ciclo di potenza (in linea di principio sarebbe anche possibile realizzare un serbatoio che garantisca un funzionamento continuo dell'impianto sulle 24 ore). Nella FIGURA 3.2 è illustrata la logica di gestione dell'accumulo.

Per quanto riguarda il ciclo termodinamico si adottano soluzioni tecnicamente note e già applicate con successo nelle centrali convenzionali: vi è una relazione tra la temperatura massima raggiunta dal fluido nei collettori e la tipologia di ciclo più adatto alla conversione. Si tratta nel-

Figura 3.1
Tipologie di collettori solari

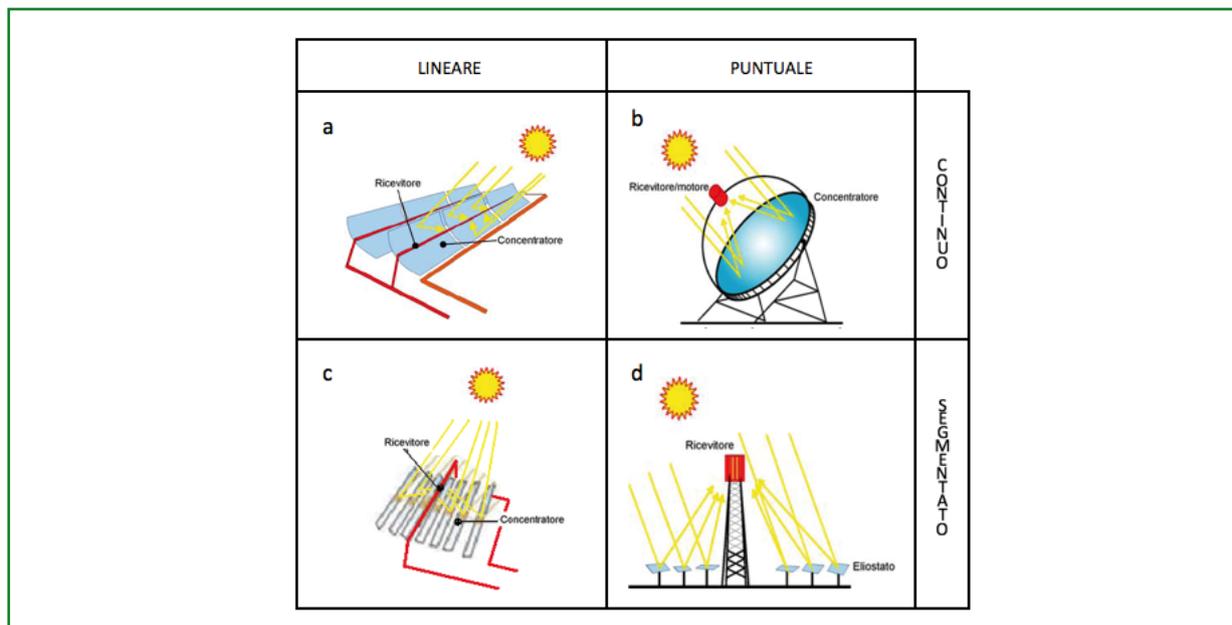
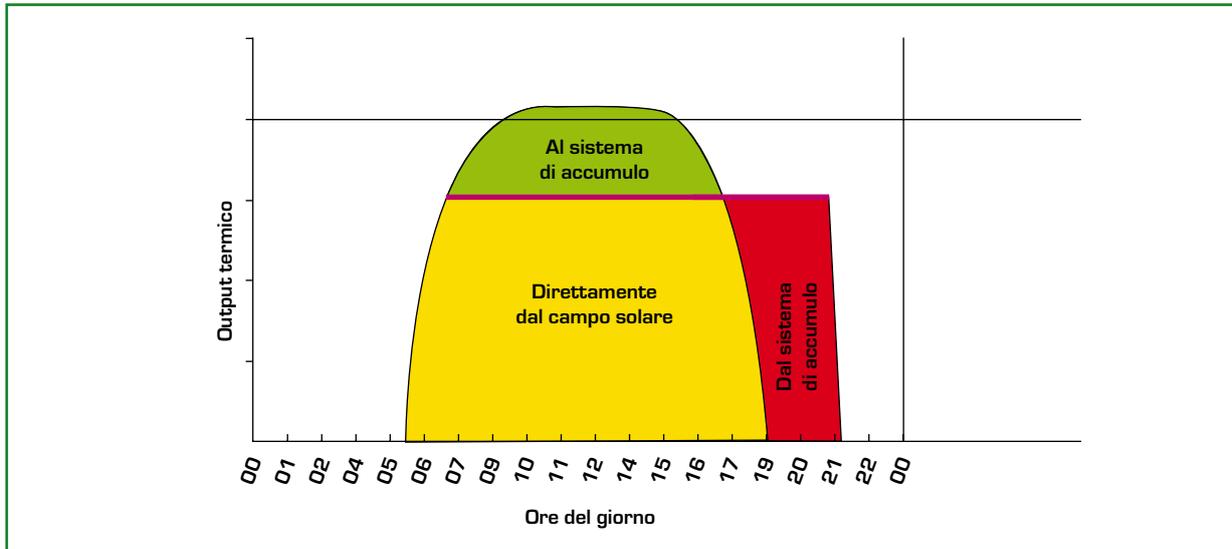


Figura 3.2

Andamento dei flussi energetici in un impianto con accumulo di grandi dimensioni



la maggioranza dei casi di **cicli Rankine** a vapore d'acqua (con temperature di esercizio tra i 400 e 600 °C), mentre per taglie di impianto piccole e temperature maggiori (sino a 800 °C), come nel caso del concentratore a disco-parabolico, si usano cicli **Stirling**. Alle temperature più alte (sino a 1000 °C) si usa invece il ciclo **Joule-Brayton**, ovvero quello delle turbine a gas, in configurazione semplice o in ciclo combinato (in alcune realizzazioni di impianti a torre).

3.1.2 Le soluzioni tecnologiche disponibili

Si analizzano nel seguito le varie tipologie di collettori e le possibili configurazioni di impianto.

Gli impianti a concentratore parabolico-lineare

Gli specchi riflettenti parabolici lineari (*parabolic trough*) sono usati per concentrare i raggi solari in tubi ricevitori termicamente efficienti localizzati nella linea focale della parabola. Questi sistemi sono a un solo grado di libertà, la movimentazione del collettore avviene cioè lungo un solo asse: per massimizzare la resa annuale del “campo specchi” si dispongono solitamente i collettori con l’asse in direzione Nord-Sud e il movimento insegue il sole da Est a Ovest.

Un fluido termovettore, come ad esempio olio termico sintetico (olio diatermico), circola in questi tubi e asporta il calore del ricevitore fino a raggiungere temperature solitamente dell'ordine dei 400 °C. L'olio è così pompato in una serie

Figura 3.3

Schema di un impianto con collettori parabolico-lineari

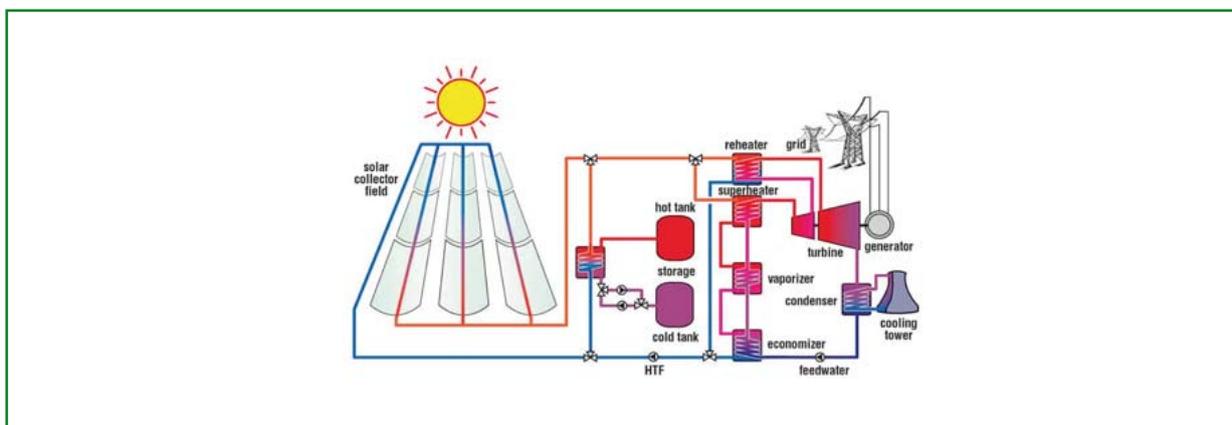


Figura 3.4

Struttura di un collettore parabolico-lineare e foto di un impianto in esercizio (Nevada Solar One, USA)



di scambiatori di calore e produce vapore surriscaldato. **L'energia termica del vapore è convertita in elettricità in una turbina a vapore standard (ciclo Rankine).**

In FIGURA 3.3 è raffigurato un tipico schema di impianto: nel circuito primario circola solitamente olio diatermico che può essere opportunamente accumulato in serbatoi; il fluido del circuito secondario è invece vapor d'acqua che viene prodotto in scambiatori di calore dedicati e inviato in turbina.

Anziché impiegare olio come fluido **termovettore** (usato nella maggior parte degli impianti finora realizzati), **si può utilizzare una miscela di sali fusi**: la più usata è una miscela di **nitrato di sodio e potassio**, comunemente impiegati come fertilizzanti in agricoltura. Rispetto all'olio hanno un **costo decisamente inferiore** (0,3 €/kg contro 5 €/kg), **non sono inquinanti e infiammabili**, hanno **buona capacità termica** e da ultimo consentono di raggiungere **temperature superiori**.

L'olio ha, infatti, un limite superiore di utilizzo attorno ai 400 °C, al di sopra del quale si hanno fenomeni di cracking termico. I sali invece possono raggiungere temperature dell'ordine dei 550 °C. Dunque con i sali si ottengono rendimenti di conversione termodina-

mica più elevati (SI VEDA BOX 3.3). Per contro, i sali solidificano sotto i 250-260 °C, per cui occorre mantenerli in circolazione durante le ore notturne, con dispendio di energia termica attraverso le tubazioni e di energia elettrica per il pompaggio.

Da ultimo vanno citate alcune applicazioni sperimentali per produrre vapore direttamente nei tubi ricevitori: **in questo modo si ottiene un risparmio sul fluido termovettore e sugli scambiatori** tra circuito primario e secondario che vengono in questo caso eliminati; d'altra parte però occorre prevedere un sistema di accumulo con un fluido diverso (ad esempio sali fusi) per garantire un corretto funzionamento durante i transitori.

Per quanto riguarda il collettore (SI VEDA FIGURA 3.4), il fattore di concentrazione tipico è tra 40 e 70 soli. Particolare attenzione deve essere posta nella realizzazione della **struttura di sostegno degli specchi che deve essere sufficientemente rigida**, in modo da garantire una buona rigidità strutturale a fronte di venti di media intensità e mantenere quindi una discreta efficienza ottica di concentrazione. In caso di venti estremi (>20 m/s) comunque il sistema viene messo

Figura 3.5

Ricevitore di un collettore parabolico-lineare

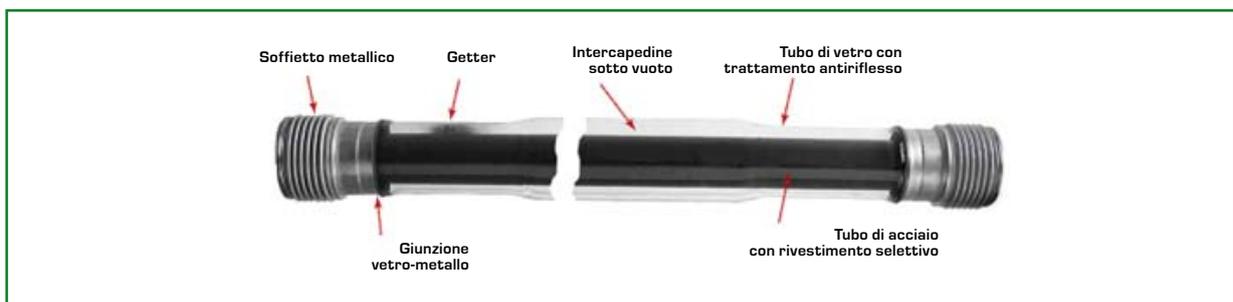
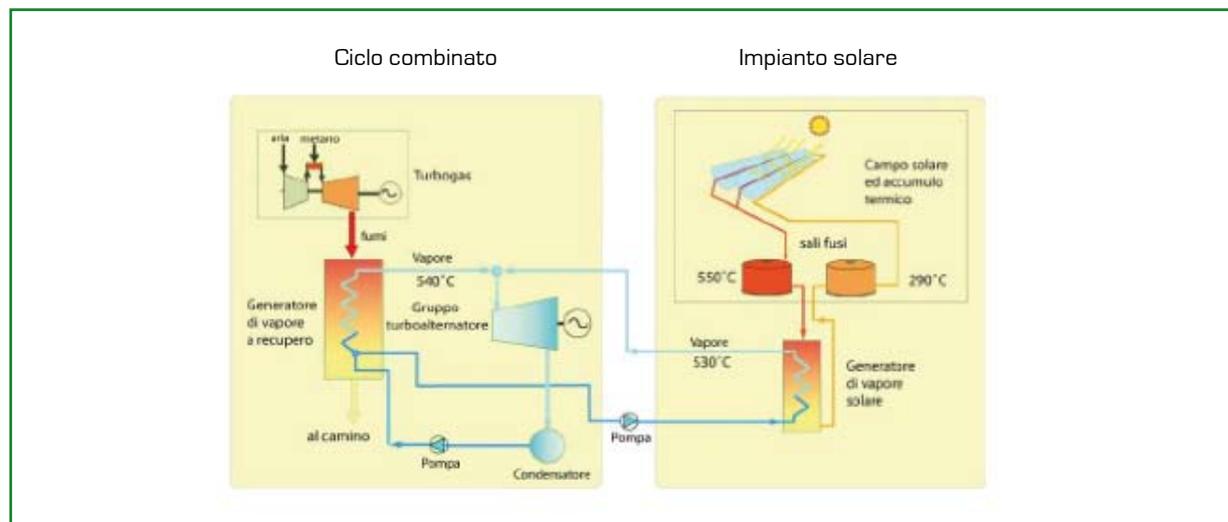


Figura 3.6

Impianto integrato con un ciclo combinato (ISCC)



in sicurezza e si bloccano gli specchi rivolgendo la parabola verso il basso.

Altro elemento importante nel progetto di un collettore parabolico è il ricevitore. Si riveste il tubo ricevitore con dei materiali (ad esempio il Cermet), denominati coatings, **in grado di massimizzare l'assorbimento** della radiazione incidente, e si tende a **minimizzare le perdite termiche per convezione** inserendo il tubo metallico in un tubo in vetro di diametro maggiore, realizzando il vuoto nell'intercapedine (SI VEDA FIGURA 3.5).

In alcuni casi si può realizzare anche un'integrazione con un ciclo a vapore convenzionale o con un ciclo combinato alimentati a combustibili fossili. Molto interessanti sono le potenzialità in termini di costi e prestazioni dei cosiddetti ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), o impianti "ibridi".

Uno schema concettuale è riportato in FIGURA 3.6.

I collettori parabolico-lineari, che sono utilizzati nella quasi totalità degli impianti esistenti (SI VEDA CAPITOLO 3.3) sono già considerati una tecnologia commerciale negli Stati Uniti.

Con alcune incognite legate alla configurazione di impianto e alla ridotta redditività dovuta alla minore intensità della radiazione solare, si possono considerare una tecnologia commerciale anche in Europa.

I costi di installazione per impianti da 50 MW oscillano tra 2.500 a 4.800 €/kW installato a secon-

da della configurazione dell'impianto e della presenza o meno del sistema di accumulo.

Per il sud della Spagna (radiazione diretta pari a 2.100 kWh/m²) il "Levelized Energy Cost" (LEC¹) del kWh solare calcolato su una vita utile di 25 anni è attualmente stimabile in 27 cent€/kWh, pari alla *feed in tariff* vigente in Spagna, ma nel medio termine dovrebbe essere compreso tra 14 e 18 centesimi di euro. In Nord Africa (radiazione diretta pari a 2.600 kWh/m²) è attualmente stimato intorno a 18 cent€/kWh.

Il rendimento medio annuo netto di conversione è dell'ordine del 12 - 14%.

La voce di costo più onerosa (SI VEDA FIGURA 3.7), per la costruzione di un impianto con collettori parabolico-lineari, è la **realizzazione del "campo solare"**, che incide sul costo totale per circa il 50%.

Gli altri costi da sostenere riguardano le rimanenti componenti del sistema, quindi il gruppo termoelettrico e la struttura per l'accumulo. Infine il 14% del totale dipende dalle attività di EPC (*Engineering Procurement & Construction*).

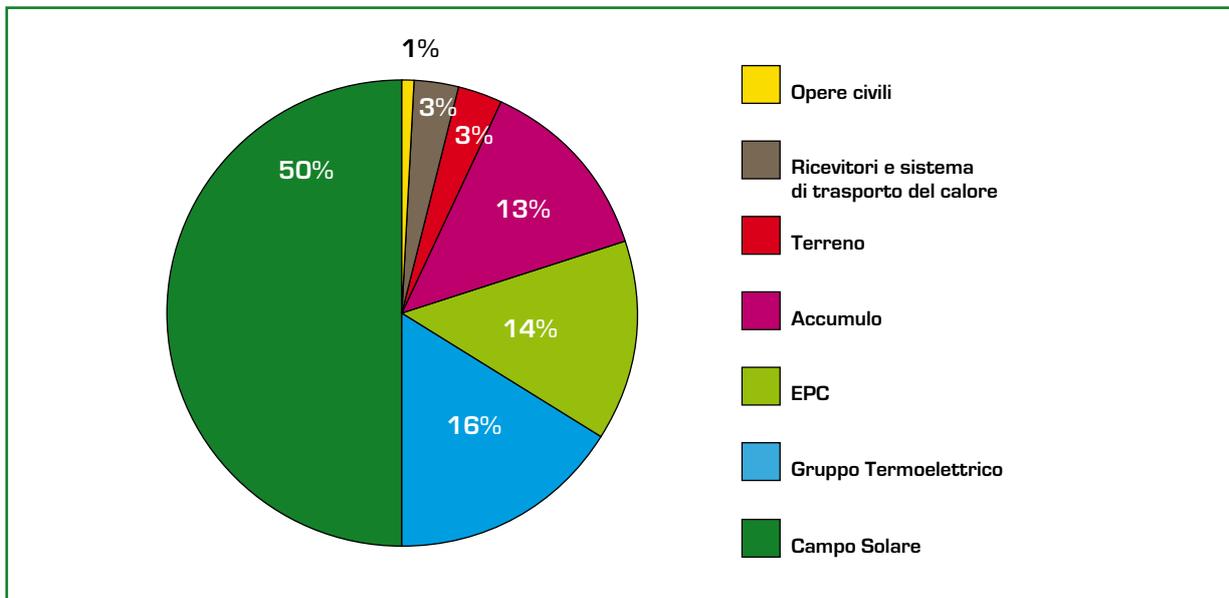
Gli impianti a ricevitore centrale o torre solare

Negli impianti a ricevitore centrale (*solar tower*) la radiazione solare proveniente da specchi piani denominati *eliostati*, posizionati in file circolari sul terreno, viene indirizzata verso il ricevitore centrale posto su una torre di altezza variabile tra 60 e 100 metri. Gli eliostrati sono dotati di un sistema di inseguimento a due assi e il fattore di concentrazione

¹ E' uno degli indicatori più significativi per confrontare e valutare impianti solari termodinamici e rappresenta il costo di produzione dell'energia sull'intera vita dell'impianto, calcolato come il costo minimo a cui vendere l'energia prodotta per pareggiare l'investimento iniziale e i costi di funzionamento.

Figura 3.7

Ripartizione del costo totale di realizzazione di un impianto



raggiunto da questi impianti è tipicamente tra 200 e 700 soli, a seconda delle temperature massime che si vogliono realizzare nel ciclo termodinamico. Nel ricevitore centrale è posto un **dispositivo di scambio termico che assorbe l'elevata radiazione riflessa dagli eliostati e la converte in energia termica per la successiva generazione di vapore surriscaldato da inviare in turbina.**

In molti casi si può realizzare un ciclo diretto, in cui il vapore viene direttamente prodotto nel ricevitore.

Ad oggi i sistemi di trasferimento del calore includono acqua/vapore, sali fusi, sodio liquido, gas o aria. Il sodio sarebbe un ottimo fluido in quanto a costi e proprietà di scambio termico, tuttavia è stato praticamente abbandonato per la sua elevata infiammabilità a contatto con l'aria (in caso di perdite di fluido). Se come fluido invece si usa aria o un gas opportunamente pressurizzati e portati a temperature elevate (circa 1.000 °C), questi ultimi possono essere utilizzati direttamente in turbina a gas, in ciclo aperto o chiuso. **A valle della turbina a gas può essere anche posizionato un ciclo a vapore, realizzando in questo caso un ciclo combinato a energia solare.**

Gli specchi vengono disposti intorno alla torre secondo una configurazione definita "sunflower". La geometria può essere a corolla completa o parziale (da 180° a 240°) intorno al ricevitore, a seconda della prestazione richiesta all'impianto. In FIGURA 3.8 è riportata un'immagine di un impianto, mentre in FIGURA 3.9 è visibile la struttura di un eliostato.

Gli impianti a concentratore a disco parabolico

In questi impianti **un riflettore a disco parabolico (*parabolic dish*) viene utilizzato per concentrare i raggi del sole in un ricevitore localizzato nel punto focale del disco.** La radiazione diretta concentrata è assorbita nel ricevitore per riscaldare un fluido o un gas (aria) approssimativamente ai 700-800 °C.

Il fluido è quindi usato per **generare elettricità direttamente nel ricevitore mediante un picco-**

Figura 3.8
Impianto a torre da 10 MW
(Solar Two, USA)

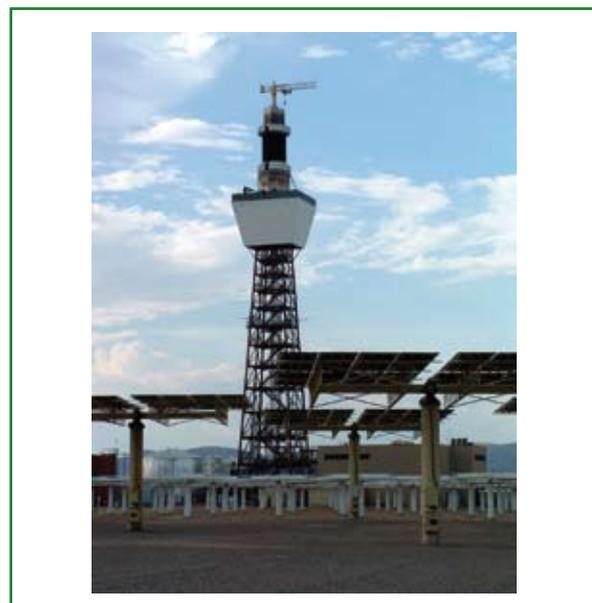
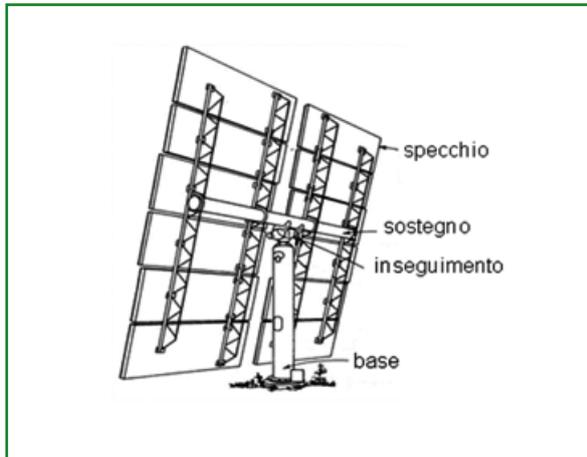


Figura 3.9
Struttura di un eliostato



lo motore alternativo a ciclo Stirling, oppure con una micro turbina a gas. Questi sistemi si prestano a generare **potenza su piccola scala (qualche decina di kW)**.

I generatori dish - Stirling si trovano ad uno stato di pre-marketing. Al momento il **costo di installazione è dell'ordine di 10.000-15.000 €/kW** con prospettive di diminuirlo a 5.000 €/kW per

Figura 3.10
Impianto solar-dish da 25 kW (McDonnell-Douglas, USA)



produzioni industriali dell'ordine di 1.000 pezzi l'anno. **In tal caso il LEC stimato sarebbe di 25 - 30 cent€/kWh**, valore **interessante per la generazione distribuita e competitivo con il piccolo fotovoltaico**.

Con la costruzione in grande serie il costo dovrebbe diminuire fino a diventare quasi equivalente a quello dei grandi impianti solari termodinamici, per cui **in futuro potrebbe entrare in diretta con-**

Figura 3.11
Collettore lineare di Fresnel (Ausra, USA)



correnza con le altre tecnologie a concentrazione per la realizzazione di centrali elettriche di media potenza.

Il **rendimento medio annuo** netto di questi sistemi è piuttosto elevato, **nell'ordine del 18%**, con punte quotidiane del 24%. Nella FIGURA 3.10 è rappresentato un esempio di collettore a disco parabolico.

Gli impianti a concentratore lineare di Fresnel

Gli **impianti a collettori lineari di Fresnel** (*Compact Linear Fresnel Reflector*) sono concettualmente simili a quelli a concentratore parabolico-lineare, con rendimenti ottici leggermente inferiori ma potenziali vantaggi in termini di sem-

plicità dei meccanismi di movimentazione, e presentano una struttura più leggera in quanto sono meno esposti all'azione del vento. **Sono tuttora in una fase di sperimentazione e dimostrazione, anche se le valutazioni basate sul costo di costruzione dei collettori indicano una redditività superiore alle altre tecnologie.**

In FIGURA 3.11 è riportata un'immagine di un collettore di Fresnel.

La TABELLA 3.1 riassume, infine, le **caratteristiche principali delle varie tecnologie solari a concentrazione** commercialmente disponibili e provate (ad esclusione quindi dei collettori lineari di Fresnel), evidenziandone gli aspetti positivi e negativi.

Tabella 3.1

Confronto fra le tecnologie commercialmente disponibili

	Parabolico lineare	Ricevitore centrale	Disco parabolico
Applicazioni	<ul style="list-style-type: none"> Cicli Rankine a medio-alta temperatura. Unità singola più grande: 80 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Cicli Rankine ad alta temperatura, cicli Joule. Unità singola più grande: 10 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Cicli Stirling. Applicazioni stand-alone per generazione distribuita o reti isolate. Unità singola più grande: 25 kW
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> Disponibilità commerciale – oltre 2 TWh di esperienza operativa; Temperature operative potenziali superiori ai 500 °C (400 °C provati commercialmente). Possibilità di stoccaggio termico. Impianto "ibrido" provato. Efficienza netta annuale dell'impianto attorno al 14%. Miglior fattore di utilizzo del terreno di tutte le tecnologie solari. 	<ul style="list-style-type: none"> Buone prospettive di medio termine per elevate efficienze di conversione; Temperature operative potenziali fino a 1.000 °C (565 °C provati con un impianto da 10 MW). Stoccaggio termico ad elevate temperature. Possibilità di impianto ibrido. 	<ul style="list-style-type: none"> Esperienze operative e primi progetti dimostrativi. Efficienza di conversione molto elevata – fino al 30% nominale. Modularità.
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> L'uso attuale dell'olio come fluido termovettore restringe la temperatura operativa ad oggi a 400 °C e quindi si ha vapore di moderata qualità. Una possibilità è utilizzare i sali fusi o generare direttamente vapore nel ricevitore. 	<ul style="list-style-type: none"> I valori annuali di performance, i costi di investimento e operativi hanno ancora bisogno di essere confermati in operazioni commerciali. L'affidabilità può essere migliorata. 	<ul style="list-style-type: none"> Gli obiettivi dei costi di produzione di massa devono ancora essere realizzati. L'affidabilità deve essere migliorata.

3.2

La normativa

Solo recentemente, con il Decreto Ministeriale dell'11 aprile 2008² col quale sono stati definiti “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”, **in Italia è stato promosso un sistema di incentivazione alla realizzazione di impianti solari termodinamici.**

La **scelta italiana**, tuttavia, che giunge con 4 anni di ritardo rispetto a quella spagnola (SI VEDA BOX 3.1) **non appare particolarmente “coraggiosa”.** L'obiettivo nazionale, rispetto al quale è fissato anche **il limite massimo di potenza incentivabile, è pari a poco più di 200 MW** (corrispondenti ad una superficie captante di 1,5 Km²) e **prevede la possibilità di ottenere gli incentivi anche in presenza di impianti “ibridi”**, ove per la produzione di energia alla fonte solare sono affiancate anche altre fonti (siano essi rinnovabili o meno).

Il piano di incentivazione prevede **una serie di limitazioni che appare estremamente interessante analizzare.** In particolare, per poter ottenere gli incentivi la normativa italiana prevede obbligatoriamente che:

- l'impianto solare termodinamico sia **dotato di un sistema di accumulo termico con capacità nominale $\geq 1,5$ kWh per ogni m² di superficie captante.**

La necessità della presenza di un sistema di accumulo, le cui funzionalità e caratteristiche sono state già discusse nel capitolo precedente, appare tuttavia escludere dagli incentivi quelle tipologie di impianto – in particolare i solar dish – nei quali tali sistemi trovano minore (se non del tutto assente) applicazione;

- **non vengano utilizzati** come fluido termovettore o come mezzo di accumulo **sostanze e pre-**

parati considerati “molto tossici”, “tossici” o “nocivi”³, ad eccezione degli impianti collocati in aree industriali. Anche in questo caso, pur rinvenendo nella normativa la volontà di massimizzare la sicurezza dell'impianto, è importante far notare come in realtà si limiti alle sole aree industriali – peraltro piuttosto complesse da riconvertire ad applicazioni di solare termodinamico vista la necessità di superfici captanti molto vaste – l'impiego di fluidi, quali gli oli dielettrici, che sono invece correntemente impiegati nella maggior parte delle installazioni esistenti;

- **il collegamento alla rete elettrica avvenga tramite un unico punto di connessione;**
- **l'impianto solare termodinamico abbia una superficie captante superiore ai 2.500 m². Tale limite è innalzato a 25.000 m² nel caso di impianti “ibridi”** ove l'apporto di fonti “tradizionali” è superiore al 50%. In sostanza, questo punto ed il precedente escludono dall'accesso agli incentivi gli impianti di piccole dimensioni (sotto i 4 MW nel caso di impianti “ibridi”), indicando una **volontà esplicita del legislatore di “forzare” l'impiego di questa tecnologia per la produzione “centralizzata” di energia**, limitandone invece fortemente la diffusione come piccoli impianti di generazione distribuita.

Il sistema di incentivi, per certi versi simile a quanto previsto per il fotovoltaico **prevede l'erogazione per 25 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto di una tariffa incentivante per ogni kWh prodotto da fonte solare termodinamica⁴**, differenziato in base alla frazione di integrazione dell'impianto, ovvero alla quota di produzione di energia non attribuibile alla fonte solare (SI VEDA TABELLA 3.2).

Alle tariffe riportate in TABELLA 3.2 possono ac-

² D.M. 11 Aprile 2008 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”.

³ Ai sensi delle Direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modifiche ed integrazioni.

⁴ Gli impianti “ibridi” in cui anche la fonte di integrazione sia una fonte rinnovabile possono cumulare gli incentivi descritti per il solare termodinamico con quelli eventualmente previsti per l'altra fonte rinnovabile per la quota parte della fonte di integrazione utilizzata.

Tabella 3.2
Tariffe incentivanti per la produzione di energia da impianti solari termodinamici

Frazione di integrazione	Tariffe [€/kWh]
≤ 15%	0,28
15% - 50%	0,25
>50%	0,22

cedere gli impianti entrati in esercizio tra il 18 luglio 2008 e il 31 dicembre 2014. Le tariffe incentivanti si riducono tuttavia del 2% ogni anno a partire dal 2009 e sino al 2014. In assenza di ulteriori modifiche normative, inoltre, tutti gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 1 gennaio 2015 beneficeranno delle medesime tariffe incentivanti previste per il 2014.

Gli incentivi vengono erogati dal GSE (Gestore Servizi Elettrici) con frequenza mensile per gli impianti “puri”, mentre nel caso di impianti “ibridi” gli incentivi sono erogati a titolo di acconto, salvo conguaglio effettuato al termine dell’anno solare, in base alla frazione d’integrazione effet-

tivamente conseguita nell’anno. La copertura per l’erogazione delle tariffe incentivanti è contenuta nella componente A3 delle tariffe dell’energia elettrica.

È ovvio, ma opportuno sottolineare, che **tali incentivi si aggiungono ai normali ricavi che derivano dalla vendita dell’energia elettrica prodotta ed immessa in rete.**

E’ infine possibile **cumulare gli incentivi legati alla produzione di energia elettrica da fonte solare, con altri finanziamenti pubblici comunitari, nazionali, regionali o locali:**

- nel limite del 10% del costo dell’impianto, nel caso di finanziamenti in conto capitale;
- nel limite del 25% del costo dell’impianto, nel caso di finanziamenti in conto interessi.

Un eventuale superamento dei limiti sopra citati, non comporta in realtà l’esclusione dalle tariffe incentivanti, bensì una loro progressiva riduzione secondo un determinato algoritmo di calcolo⁵.

Box 3.1

La Spagna: patria europea del solare termodinamico

Il primo sistema di incentivazione spagnolo per il solare termodinamico risale al Reale Decreto del 12 marzo 2004 ed è stato recentemente sostituito dal Reale Decreto del 25 maggio 2007. Così come per la normativa italiana, anche in questo caso **gli incentivi si estendono agli impianti “ibridi”,** ovvero che utilizzano – oltre al sole – una qualsiasi altra fonte (anche “tradizionale”) di energia per il mantenimento in operatività del processo termodinamico.

La generazione di energia elettrica proveniente da altre fonti deve essere, tuttavia, nel computo totale annuo non superiore al 15% del totale dell’energia prodotta.

Sono previste **due possibilità di valorizzazione dell’energia elettrica prodotta:**

- a) cedere l’energia al sistema attraverso la rete di trasmissione o di distribuzione, percependo una **tariffa regolata, stabilita in modo univoco per tutta la durata di esercizio dell’impianto.** La tabella seguente riporta il valore assegnato alla tariffa regolata, che subisce una variazione significativa a partire dal venticinquesimo anno di vita dell’impianto;

[cent€/kWh]	Primi 25 anni	Anni successivi
Tariffa regolata	26,9375	21,5498

- b) **vendere l’energia sul mercato elettrico. In questo caso,** al normale prezzo dell’energia ottenuto sul mercato o liberamente negoziato in un contratto bilaterale, **si aggiunge un premio.**

La normativa stabilisce in questo caso che la somma tra il prezzo di vendita e il premio – che ha un valore di riferimento di 25,4 cent€/kWh per i primi 25 anni di vita dell’impianto e scende a 20,32 cent€/kWh a partire dal ventiseiesimo anno – debba essere contenuta nell’intervallo di valori riportato nella tabella seguente.

In pratica se la somma fra prezzo di vendita e premio non raggiunge il limite inferiore, il premio viene maggiorato sino al conseguimento dell’obiettivo minimo, mentre vale il viceversa (con il premio progressivamente ridotto) qualora la somma fra prezzo di vendita e premio superi il massimale stabilito dalla legge.

Appare evidente come **alla prima opzione sia associato un minore grado di rischio per il produttore,** che

⁵ L’algoritmo non viene riportato qui per ragioni di spazio. In ogni caso è possibile trovare i riferimenti necessari nell’allegato A della Delibera ARG/elet 95/08 emanata dall’AEEG il 18 luglio 2008.

	Valore di riferimento per i primi 25 anni	Valore di riferimento per gli anni successivi	Limite inferiore	Limite superiore
Premio per tariffa variabile [cent€/kWh]	25,4	20,32	25,4038	34,3976

vede sostanzialmente “congelato” il prezzo di vendita dell’energia, **ma parimenti una minore possibilità – prevista invece nella seconda opzione – di “scommettere” su un rialzo dei prezzi di mercato**; scommessa che potrebbe valere (nel caso limite) un differenziale positivo di oltre il 60% rispetto alla prima opzione.

È possibile sottolineare come la Spagna abbia capito ben presto l’importanza delle applicazioni del solare termo-

dinamico, in questo precorrendo gli altri paesi europei ed in particolare l’Italia, ed abbia quindi previsto una serie di incentivi *ad hoc* ed estremamente “favorevoli”. I risultati ottenuti (SI VEDA CAPITOLO 3.3) – come peraltro insegna anche il caso del fotovoltaico – sono più che incoraggianti, con la Spagna che è sicuramente fra le nazioni europee quella di gran lunga più titolata per vincere la sfida cui si accennava nell’introduzione a questa sezione.

3.3

Il mercato

Alla fine del 2008 la potenza installata in impianti solari termodinamici a livello mondiale era pari a soli 430 MW, per la maggior parte (354 MW) relativa ai nove impianti SEGS (Solar Energy Generating Systems) installati fra la metà e la fine degli anni '80 nel deserto del Mojave in California.

A questi si sono aggiunti, **dopo un “letargo” di oltre 15 anni**, nel 2006 il **PS10** (11 MW) a Sanlúcar La Mayor in Spagna – unica installazione europea attiva ad oggi – ed il **Saguaro Solar Energy** (1 MW) a Red Rock in Arizona, ed infine nel 2007 il **Nevada Solar One** (64 MW) entrato in funzione a Boulder City in Nevada.

Il profilo temporale delle realizzazioni degli impianti solari termodinamici è particolarmente interessante da analizzare. La costruzione degli impianti SEGS nel corso degli anni ottanta, insieme ad alcuni esperimenti di impianti pilota (tra cui la centrale a torre solare “Eurelios” di Adrano in Italia, in disuso dal 1987) va inquadrata nell’insieme di investimenti in fonti rinnovabili che si realizzò in coincidenza con gli shock petroliferi. Il ritorno del prezzo del greggio a quotazioni “normali” a partire dal 1986 e la conseguente caduta di interesse per le fonti alternative ha in realtà bloccato la realizzazione di impianti solari termodinamici. Gli ingenti investimenti per lo sviluppo tecnologico di soluzioni in grado di garantire continuità di esercizio non erano più giustificati – in assenza di piani di incentivazione di lungo termine – dai ritorni derivanti dalla produzione e vendita di energia. L'estrema complessità degli impianti, inoltre, con le conseguenti problematiche di gestione ha fatto sì che i progetti di realizzazione di altri impianti solari termodinamici venissero accantonati. La stessa Luz International, impresa americana, responsabile della progettazione e realizzazione dei SEGS, è andata incontro al fallimento nel 1991, disperdendo in tal modo un bagaglio di com-

petenze estremamente prezioso per lo sviluppo del settore⁶.

In un ambito applicativo così specialistico come quello del solare termodinamico, la ricostruzione di competenze di sviluppo e progettazione adeguate ha richiesto non poco tempo. Tanto è vero che, **nel panorama europeo, solo la Spagna è stata in grado sino ad ora di mettere in funzione un impianto solare termodinamico** (SI VEDA BOX 3.2) – e relativamente di piccole dimensioni – **basandosi in larga misura sull’esperienza acquisita con le attività sperimentali** compiute, a partire dal 1981, presso la **Plataforma Solar de Almeria**.

In Italia, dopo lo sfortunato esperimento di Adrano, le ricerche in questo campo hanno ritrovato vigore nel 2001 presso l’ENEA, grazie ad una serie di investimenti pubblici ed in effetti soltanto ora – a quasi 8 anni di distanza – si sta avviando concretamente la realizzazione di un impianto solare termodinamico (SI VEDA BOX 3.3).

Il periodo che si è sopra definito “letargo” è **tuttavia servito a ricostruire e rafforzare quell’insieme di competenze tecnologiche e ingegneristiche necessarie per la realizzazione di impianti solari termodinamici e le aspettative di crescita per i prossimi anni appaiono quasi sorprendenti:**

- **nei prossimi 5 anni** (SI VEDA FIGURA 3.12) tenendo conto degli impianti attualmente in progettazione – e della necessità di almeno 3-4 anni dalla conclusione delle fasi di progettazione alla messa in funzione degli impianti – è plausibile attendersi una **crescita vertiginosa della potenza installata sino a raggiungere oltre 6 GW**. Questo significa che **gli investimenti in gioco superano i 30 mld € e che il contributo alla produzione di energia elettrica** che è ragionevole attendersi una volta che tutti gli impianti saranno entrati in funzione è pari a **quasi 15.000 GWh all’anno, per un controvalore** – conside-

⁶ La gestione degli impianti della Luz International è stata rilevata dalla Solel ed in seguito ha subito una serie di passaggi di proprietà. Gli impianti SEGS sono oggi posseduti e gestiti da NextEra Energy Resources (fino a poco tempo fa era FPL Energy).

Box 3.2

Il primo impianto solare termodinamico in Europa: il PS10 in Spagna

L'impianto PS10, con tecnologia a torre solare, è stato realizzato e gestito dalla spagnola Abengoa, attraverso le sue due sussidiarie Sanlúcar Solar e Solúcar Energía. Quest'ultima in particolare è la società che è attualmente proprietaria dell'impianto.

Il progetto, sotto il coordinamento di Sanlúcar Solar, è stato realizzato da un **consorzio composto da 2 istituti di ricerca** (il Ciemat, centro spagnolo per lo sviluppo dell'energia, e il DLR, centro tedesco per lo sviluppo aerospaziale e dell'energia), **2 imprese di ingegneria** (la tedesca Fichtner, e la spagnola Inabensa, anch'essa controllata da Abengoa) e **2 società operative** (Abener Energía, di proprietà di Abengoa, che ha curato le opere di edilizia industriale, e la Alternativas Actuales de Construcción, che ha invece curato la costruzione della torre solare).

L'impianto (SI VEDA FIGURA) è costituito da una **torre solare situata al centro di una pianura coperta da 624 specchi solari**, ciascuno con una superficie di 120 m². La **torre**, verso la cui sommità viene riflessa a luce solare, è **alta circa 100 m**. Il calore prodotto riscalda le con-

dutture dell'acqua (fluido termovettore) presenti nella parte superiore della torre trasformandola in **vapore acqueo a una temperatura di 250 °C e ad una pressione di 40 bar**. Il vapore è poi espanso in una **turbina con una potenza di 11 MW**. I lavori per la costruzione del PS10 sono iniziati a metà 2001 e si sono conclusi con l'entrata in operatività dell'impianto nel gennaio 2006.



rando il valore medio europeo di valorizzazione dell'energia **nel mercato elettrico - di oltre 800 mln €**, che diventano **oltre 2 mld € se consideriamo il prezzo di vendita al cliente finale**;

- **l'Europa - o più in generale l'area del bacino del Mediterraneo** (se si considerano anche le installazioni previste nel continente africano) - è destinata a guadagnarsi un ruolo di primo piano nel solare termodinamico, **con una quota complessiva del 40% del totale di nuova poten-**

za installata (SI VEDA FIGURA 3.13). Va sottolineato, tuttavia, come il **29% in capo all'Europa sia in realtà monopolizzato (per oltre il 95%) dalla Spagna, che ha in progetto 27 nuovi impianti per un totale di oltre 2 GW**.

La leadership americana appare comunque ben salda, con una quota del 56%, corrispondente a **oltre 3,5 GW di nuove installazioni**.

- **il dominio della tecnologia parabolico lineare (parabolic trough)** - che è attualmente adottata

Figura 3.12

Andamento della potenza cumulata a livello mondiale di impianti solari termodinamici

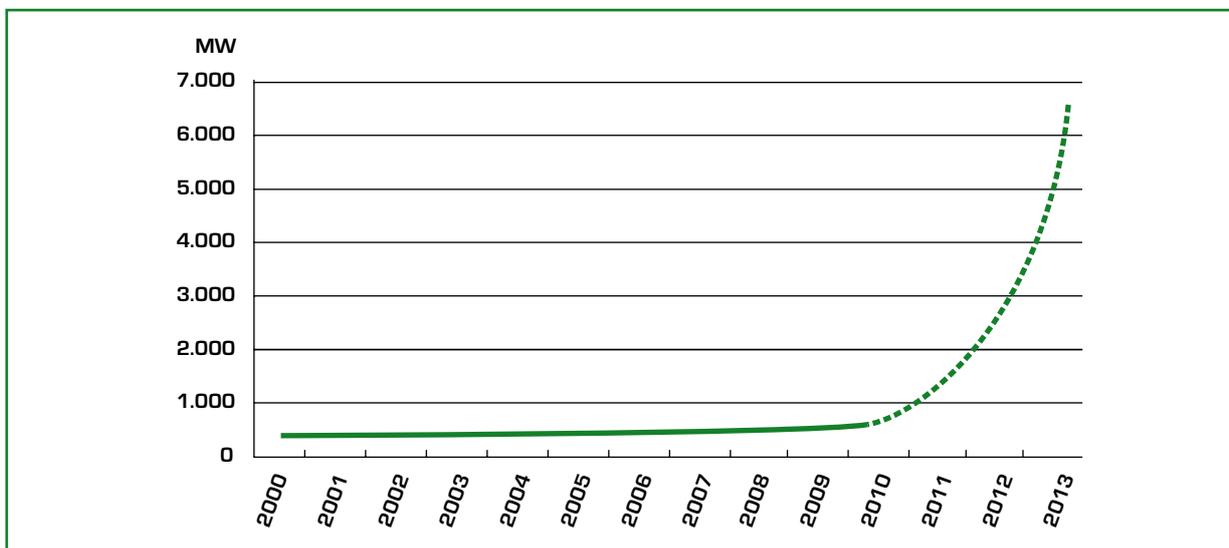
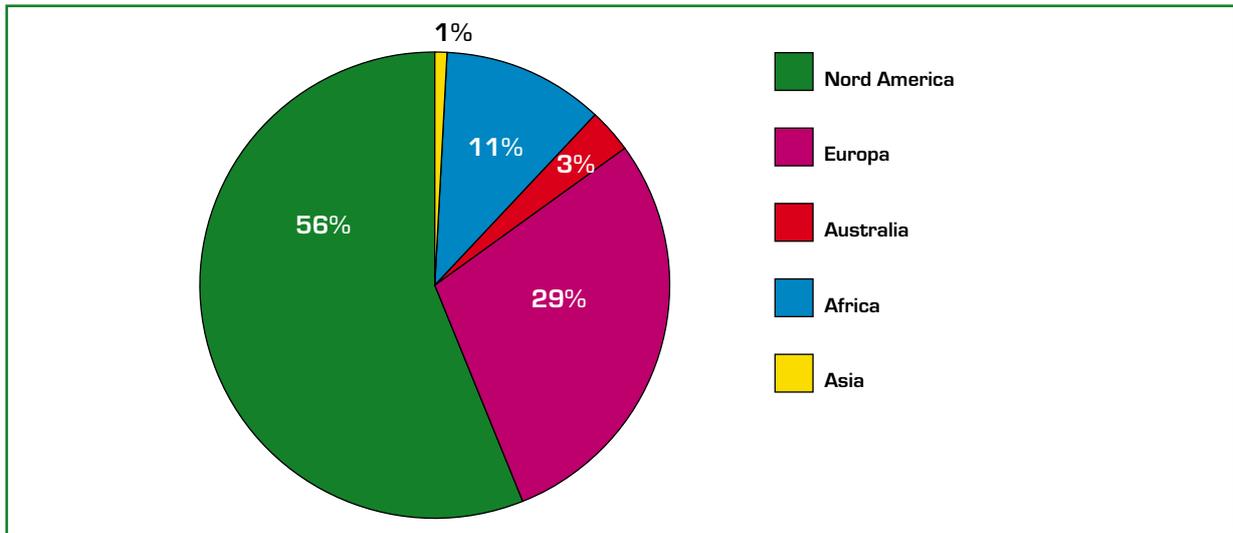


Figura 3.13

Ripartizione geografica dei progetti di impianti solari termodinamici (percentuale della potenza totale di nuova installazione)



nella quasi totalità degli impianti (97% della potenza installata) – è destinato a mantenersi anche nel prossimo futuro (SI VEDA FIGURA 3.14), a ulteriore conferma della predilezione per impianti di grandi dimensioni a dispetto di soluzioni di “generazione distribuita” di energia.

Alcune stime di più lungo termine, quali quelle della World Bank⁷, indicano che **al 2020 la potenza complessivamente installata con sistemi solari termodinamici** potrebbe essere compresa fra i 13

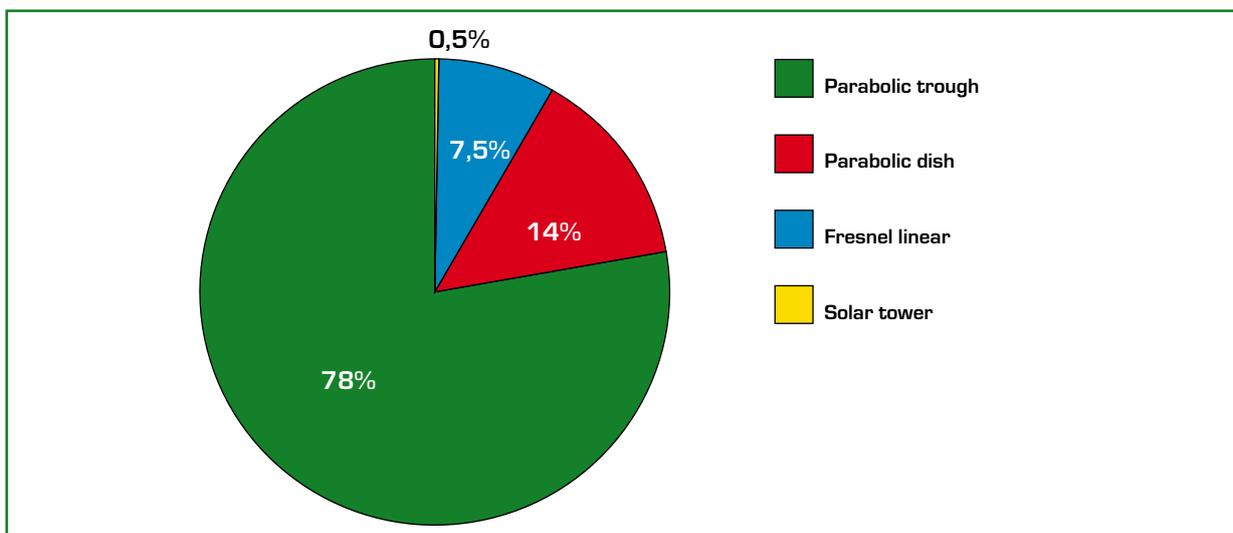
GW dello scenario di base e i 26 GW dello scenario ottimistico.

Appare estremamente interessante **analizzare nel dettaglio le caratteristiche degli impianti solari termodinamici già attivi e dei principali progetti attualmente in via di sviluppo.**

In particolare, le TABELLE 3.3-3.6 seguenti riportano l'elenco degli 11 impianti operativi e – suddivisi per macro-area geografica – dei principali 20 progetti per nuove installazioni.

Figura 3.14

Ripartizione per tecnologia dei progetti di impianti solari termodinamici (percentuale della potenza totale di nuova installazione)



⁷ “Assessment of the World Bank/GEF strategy for market development of concentrating solar thermal power”, Luglio 2008.

Tabella 3.3

Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente operativi nel mondo

Impianto	Data costruzione impianto	Localizzazione	Tecnologia	Potenza installata	Superficie occupata
SEGS I	1984	Dagget, California, USA	Parabolic trough	14 MW	82.960 m ²
SEGS II	1985	Dagget, California, USA	Parabolic trough	30 MW	165.376 m ²
SEGS III	1986	Kramer Jct, California, USA	Parabolic trough	30 MW	230.300 m ²
SEGS IV	1986	Kramer Jct, California, USA	Parabolic trough	30 MW	230.300 m ²
SEGS V	1987	Kramer Jct, California, USA	Parabolic trough	30 MW	233.120 m ²
SEGS VI	1988	Kramer Jct, California, USA	Parabolic trough	30 MW	188.000 m ²
SEGS VII	1988	Kramer Jct, California, USA	Parabolic trough	30 MW	194.280 m ²
Saguaro Solar Energy	1988	Red Rock Arizona, USA	Parabolic trough	1 MW	30.500 m ²
SEGS VIII	1989	Harper Lake, California, USA	Parabolic trough	80 MW	464.340 m ²
SEGS IX	1990	Harper Lake, California, USA	Parabolic trough	80 MW	483.960 m ²
PS10	2001	Sanlúcar la Mayor, Spagna	Solar tower	11 MW	75.000 m ²
Nevada Solar One	2006	Nevada, USA	Parabolic trough	64 MW	1.200.000 m ²

Tabella 3.4

Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto negli USA

Impianto	Localizzazione	Tecnologia	Potenza	Note
SES Solar One	California	Parabolic dish	500 MW	E' prevista una opzione di espansione della potenza installata sino a 850 MW
SES Solar Two	California	Parabolic dish	300 MW	E' prevista una opzione di espansione della potenza installata sino a 900 MW
Carrizo Energy Solar Farm	California	Fresnel linear "ibrido"	177 MW	-
San Joaquin Solar 1 e 2	California	Parabolic trough	107 MW	Ciascuno dei due impianti sarà dimensionato a 53,4 MW. E' in progetto anche nel medesimo sito una centrale da 40 MW di produzione elettrica da biomasse
Harper Lake Energy Park	California	Parabolic trough "ibrido"	100 MW	E' prevista l'integrazione dell'impianto solare con un impianto "tradizionale" con turbina a vapore da 600 MW

Tabella 3.5

Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto in Europa

Impianto	Localizzazione	Tecnologia	Potenza	Note
Solnova 1	Spagna	Parabolic trough "ibrido"	50 MW	L'impianto è localizzato nei pressi della centrale PS10
Andasol 1	Spagna	Parabolic trough	50 MW	-
Extresol	Spagna	Parabolic trough	50 MW	-
Puertollano Solar Plant	Spagna	Parabolic trough	50 MW	-
Archimede	Priolo Gargallo, Italia	Parabolic trough "ibrido"	20 MW	L'impianto è integrato con un impianto "tradizionale" a ciclo combinato di potenza oltre 700 MW
Almaden	Spagna	Solar tower	20 MW	-
EuroSEGS	Spagna	Parabolic trough	15 MW	-
Solar Tres	Spagna	Solar tower	15 MW	-

Tabella 3.6

Elenco e principali caratteristiche degli impianti solari termodinamici attualmente in fase di progetto nel Resto del Mondo

Impianto	Localizzazione	Tecnologia	Potenza	Note
Shams	Madinat Zayad, Abu Dhabi, Emirati Arabi	Parabolic trough	100 MW	-
Asharim	Israele	Parabolic trough	100 MW	-
Liddell	Australia	Fresnel linear "ibrido"	38 MW	L'impianto è integrato con un impianto a vapore di 4 turbine da 500 MW
Kuraymat Plant	Egitto	Parabolic trough "ibrido"	30 MW	L'impianto è integrato con 2 turbine a gas da 40 MW ciascuna e una turbina a vapore da 70 MW
Hassi R'mel	Hassi R'mel, Algeria	Parabolic trough "ibrido"	20 MW	L'impianto è integrato con un impianto a turbine a gas da 150 MW
Ain-Ben-Mathar	Ain-Ben-Mathar, Marocco	Parabolic trough "ibrido"	20 MW	L'impianto è integrato con un impianto a ciclo combinato da 470 MW
YSTPP	Iran	Parabolic trough "ibrido"	20 MW	L'impianto è integrato Integrato in un impianto a turbine a gas da 300 MW

Box 3.3

La sfida italiana del progetto "Archimede"

Il progetto "Archimede" (20 MW in fase di realizzazione) ha preso avvio nel 2001 a Priolo Gargallo in Provincia di Siracusa e rappresenta l'unica realtà italiana nel solare termodinamico (se si eccettua l'impianto sperimentale Solar Dish da 10 kW presso la sede milanese di Cesi Ricerca). **Appartiene alla tipologia di centrali "ibride", ove a un impianto solare termodinamico a concentratori parabolici lineari si affianca un impianto "tradizionale" a ciclo combinato.** Il principio di funzionamento prevede che il fluido termovettore – composto da una miscela *ad hoc* di sali nitrati – venga riscaldato nel "campo solare" ad una temperatura di circa 550 °C e quindi convogliato e stoccato in un serbatoio "caldo".

Da questo serbatoio "caldo", in cui si accumula il fluido ad alta temperatura, questo viene poi inviato ad uno scambiatore termico per la generazione di vapore che viene poi immesso nelle turbine della centrale "tradizionale" a ciclo combinato.

Le principali innovazioni introdotte da questo impianto coinvolgono tutte le componenti critiche di un sistema termodinamico.

Il "sistema solare" è stato significativamente rinnovato sia per quanto riguarda gli specchi impiegati – ove si è privilegiata una soluzione che associa alla robustezza il

ridotto costo – sia per quanto riguarda il "ricevitore", costituito da tubi rivestiti ed in grado di raggiungere temperature elevate.

Il fluido termovettore è stato ottenuto miscelando sali nitrati di sodio e di potassio con l'obiettivo sia di avere temperature di esercizio di oltre 550° sia di limitare i problemi ambientali e di infiammabilità tipici degli oli diatermici comunemente utilizzati.

Anche il sistema di accumulo termico, costituito da due serbatoi connessi, è stato progettato per massimizzare la continuità di esercizio, anche in condizioni di ridotto (o assente) irraggiamento.

Il progetto "Archimede" è gestito da un consorzio che vede Enel ed Enea come società capofila, rispettivamente per la parte operativa e scientifica del progetto. Le imprese che si occupano della fornitura dei componenti, dell'ingegnerizzazione dell'impianto e della costruzione si sono raggruppate in un consorzio (denominato **Consorzio Solare XXI**), che comprende: **Archimede Solar Energy** del Gruppo Angelantoni Industrie (tubi ricevitori), **Techint** (progettazione delle strutture di supporto e integrazione dei componenti), **Ronda** (specchi parabolici polimerici) e **Duplomatic** (azionamenti oleodinamici di precisione).

3.4 La filiera

3.4.1 L'articolazione della filiera nel solare termodinamico

La realizzazione di un impianto solare termodinamico ha molte similitudini con il processo di costruzione delle centrali “tradizionali” di produzione di energia elettrica o più in generale con la costruzione di impianti tecnologici di grandi dimensioni (SI VEDA FIGURA 3.15).

Il processo prende l'avvio dalla **produzione della componentistica necessaria** (SI VEDA CAPITOLO 3.1) che spesso richiede un **significativo sforzo di progettazione**, in quanto **ogni impianto viene in realtà eseguito secondo una logica “su commessa”** ove i singoli componenti sono studiati *ad hoc* per massimizzare la resa dell'impianto, **in funzione sia delle caratteristiche geografiche e di irraggiamento del sito di installazione sia, ovviamente, delle specifiche** (dimensione, tecnologia) **dell'impianto stesso**. La produzione dei componenti è infatti “coordinata” dall'attività di **progettazione e integrazione tecnologica**, che ha il delicato compito – vista la già più volte citata complessità degli impianti solari termodinamici – di **predisporre il progetto complessivo dell'impianto, soprattutto dal punto di vista tecnologico e dei sistemi di produzione di energia**, eventualmente (nel caso di impianti “ibridi”) **prevedendo e studiando le forme di integrazione con gli altri impianti di produzione**, siano essi “tradizionali” o basati sull'impiego di altre fonti rinnovabili. L'**ingegneria e costruzione** (spesso identificata anche con l'acronimo inglese di EPC – Engineering Procurement & Construction) fa invece riferimento alle **attività di realizzazione vera e propria**

dell'impianto, comprendendo quindi la gestione sia della logistica e degli approvvigionamenti sia del cantiere per le opere edili e di ingegneria.

Una volta conclusa la realizzazione dell'impianto è necessario **assicurarne il corretto e continuo funzionamento** attraverso l'**attività di gestione operativa e manutenzione** (anch'essa più spesso indicata con l'acronimo O&M – Operations & Maintenance), cui si affianca la più generale attività di gestione, che comprende quindi **tutti gli obblighi – anche di natura amministrativa – collegati alla proprietà dell'impianto**, ed ovviamente, trattandosi di impianti per la produzione di energia elettrica, l'attività di **trading dell'energia prodotta**, che può avvenire attraverso le forme di vendita (sia indiretta che diretta) già discusse relativamente alle “centrali” fotovoltaiche (SI VEDA PARAGRAFO 1.2.2).

L'analisi degli impianti già realizzati e dei principali progetti di impianti solari termodinamici, di cui si è discusso nel precedente capitolo, **ha permesso di mappare le imprese coinvolte e di ricostruirne il ruolo all'interno della filiera**.

La FIGURA 3.16 riporta i risultati dell'analisi e mette in evidenza come si possano riconoscere chiaramente **due configurazioni tipo**, cui sono associati differenti modelli di business delle imprese che le costituiscono:

- la configurazione **Energy Pull**, ove la **realizzazione dell'impianto è “tirata” dalla richiesta di una società energetica “tradizionale”, attorno alla quale si costituisce un consorzio di competenze**, di natura scientifico-tecnologica e inge-

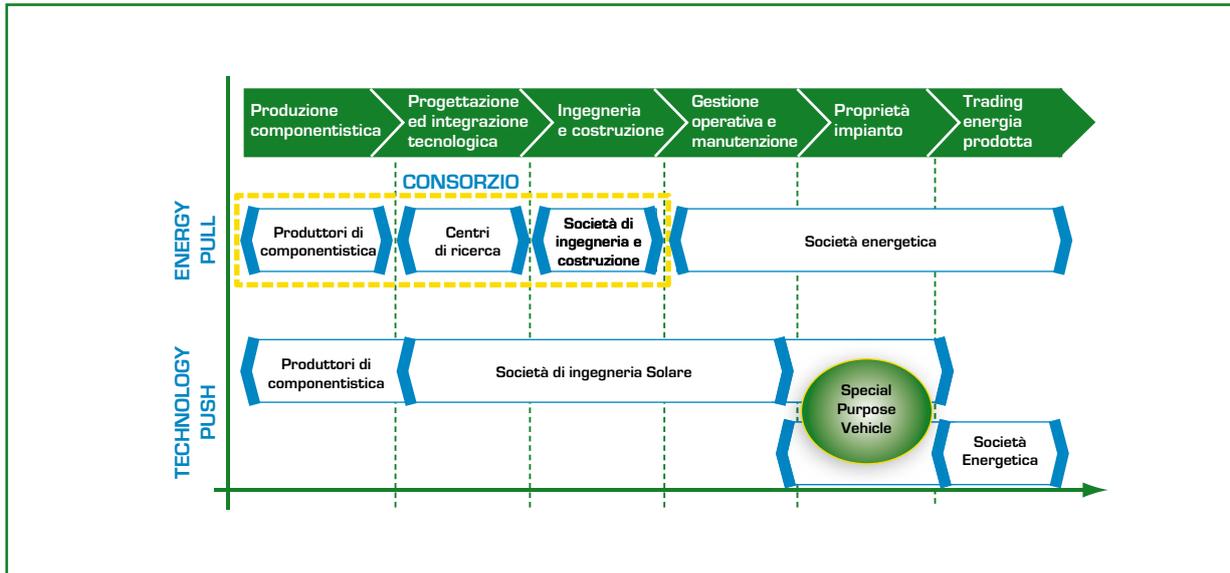
Figura 3.15

Il processo di realizzazione e gestione degli impianti solari termodinamici



Figura 3.16

Le configurazioni tipiche della realizzazione e gestione degli impianti solari termodinamici



- neristico-costruttiva, che coinvolge un numero anche significativo di imprese e centri di ricerca;
- la configurazione **Technology Push**, ove la realizzazione dell'impianto è invece "spinta" da una **società di ingegneria solare**, in grado di proporre – anche attraverso relazioni consolidate con i produttori di componentistica – una soluzione "autonoma", ovvero in cui anche la proprietà dell'impianto è resa indipendente – spesso attraverso la costituzione *ad hoc*, che si discuterà meglio nel seguito, di società giuridicamente autonome (*Special Purpose Vehicle*) – dalla società energetica che si limita ad acquistare l'energia prodotta.

Le due configurazioni tipo sono analizzate nel dettaglio nei paragrafi seguenti.

3.4.2 La configurazione Energy Pull

La configurazione Energy Pull, che ha nelle società energetiche il proprio ruolo chiave, è quella adottata nella realizzazione del Nevada Solar One (della spagnola Acciona) e nei progetti EuroSEGS (ancora di Acciona), Shams, Kuraymat Plant e Asharim (dell' Israel Electrical Company – IEC) e infine nel Puertollano Solar Plant (della spagnola Iberdrola).

Alla base della decisioni di realizzare un impianto solare termodinamico si possono riconoscere per una società energetica le seguenti motivazioni:

- sfruttare un contesto normativo favorevole, sia per quanto riguarda la disponibilità di meccanismi di incentivazione sia per quanto riguarda la possibilità concreta di individuazione di una area per la realizzazione dell'impianto. In questo secondo caso, in particolare, l'impiego di una fonte rinnovabile per un impianto anche di grandi dimensioni incontra minori resistenze sia da parte dell'opinione pubblica che da parte delle autorità locali;
- sviluppare competenze e reti di relazioni in un settore, che si potrebbe definire dell'ingegneria "solare", le cui previsioni di crescita per i prossimi anni – peraltro già discusse nel CAPITOLO 3.3 – sono estremamente significative ed ove la "taglia" degli impianti è perlomeno paragonabile con quella degli impianti "tradizionali" di produzione di energia elettrica;
- contribuire, potendo quindi avanzare legittime richieste di ulteriori semplificazioni legislative o di finanziamenti pubblici, al raggiungimento degli obiettivi "politici" di salvaguardia dell'ambiente (dal rispetto più generale del Protocollo di Kyoto⁸ alla normativa della Unione Europea sul 20-20-20⁹).

⁸ Il Protocollo di Kyoto, firmato nel dicembre 1997, rappresenta lo strumento attuativo della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite, approvata a New York il 9 maggio 1992, sui Cambiamenti Climatici.

⁹ Importante tappa del processo nato dal Protocollo di Kyoto è stata l'approvazione del "Pacchetto Ue" in tema di clima ed energia, con il risultato di fissare come obiettivi per il 2020 il cosiddetto programma "20-20-20": il taglio del 20% della Co2 rispetto ai livelli del 1990; il raggiungimento del 20% come quota di efficienza energetica del 20% come percentuale di energie da fonti rinnovabili nel mix energetico totale.

Tabella 3.7

I principali produttori mondiali di componentistica per impianti solari termodinamici

Impresa	Paese	Impianti	Componenti
Albiasa Solar	Spagna	Parabolic trough	Collettori
Flagsol	Germania	Parabolic trough	Collettori
Novatec BioSol	Germania	Fresnel linear	Collettori
Solar Power Group	Germania	Fresnel linear	Collettori
Solargenix Energy	USA	Parabolic trough	Collettori
Solel	Israele	Parabolic trough	Collettori
Schott	Germania	Parabolic trough	Tubi ricevitori
Alanod	Germania	Parabolic trough	Strutture di supporto
Almecco-TiNOX	Germania	Parabolic trough	Strutture di supporto
Flabeg	Germania	Parabolic trough	Specchi
Saint-Gobain	Francia	Parabolic trough	Specchi
MAN Turbo	Germania	Parabolic trough	Turbine
Siemens	Germania	Parabolic trough	Turbine

Nella realizzazione dell'impianto **le società energetiche sono affiancate da un consorzio di competenze** che comprende:

- i **produttori di componentistica**, nella maggior parte dei casi estremamente specializzati e dei quali si riportano in TABELLA 3.7 i nomi dei principali operatori;
- i **centri di ricerca**, cui spesso è demandata anche la progettazione dell'intero impianto e l'integrazione dei diversi componenti, e fra i quali è possibile citare fra i più famosi l'americano **NREL** (National Renewable Energy Laboratory), il tedesco **DLR** (Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt), lo spagnolo **CIEMAT** (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) e l'italiano **ENEA** (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente);
- le **società di ingegneria e costruzioni**, quali ad esempio la spagnola **ACS-Cobra**, che si occupano di coordinare le attività di costruzione dell'impianto.

3.4.3 La configurazione *Technology Push*

La configurazione *Technology Push* nasce invece dietro la spinta di una società di ingegneria solare, come la già citata (e a dire il vero sfortunata) **Luz International** responsabile dei primi impianti **SEGS**, la spagnola **Abengoa Solar** (con il **PS10**, già in funzione, ed una serie di altri progetti in via di realizzazione), la tedesca **Solar Millenium** (responsabile dei progetti **Andasol**), le americane

SES – Striling Energy Systems (con gli omonimi impianti in via di realizzazione) e **Ausra** (con l'impianto **Liddell**), fra le più attive.

Le **società di ingegneria solare** sono caratterizzate da:

- un'elevata specializzazione e forti competenze scientifiche e tecnologiche nel solare termodinamico, tanto che talora si spingono sino ad integrarsi verso la produzione di componenti (in particolare collettori), come accade ad **Abengoa** e alla tedesca **Solar Power Group**, o comunque a forme di co-sviluppo con i principali produttori di componenti;
- una forte propensione agli investimenti in **R&S per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche all'avanguardia**, soprattutto per quanto riguarda l'integrazione dei diversi componenti dell'impianto. In questo ambito, in particolare è interessante sottolineare la **creazione di network** che comprendono i principali centri di ricerca sul solare termodinamico a livello internazionale;
- una tendenza ad internazionalizzarsi, di cui l'approdo della spagnola **Abengoa** negli Stati Uniti è un esempio, che è destinata a crescere ulteriormente nel futuro e che proietta questi operatori – come peraltro comune alle grandi società di ingegneria del settore energetico – in una dimensione necessariamente globale.

Nella configurazione *Technology Push*, poi, l'energia elettrica prodotta viene spesso venduta con un contratto di tipo **PPA** (Power Purchasing Agreement) di durata pluridecennale ad una socie-

tà energetica, con l'obiettivo di garantirsi una forma di copertura e di ripagamento dell'investimento iniziale. **La proprietà dell'impianto** è affidata ad una società creata *ad hoc* (uno **Special Purpose Vehicle**) **solitamente partecipata dalla società di ingegneria solare e dalla società energetica** coinvolta nell'iniziativa.

3.4.4 Gli sviluppi attesi

Se si considera il complesso degli impianti e dei progetti di impianto solari termodinamici è possibile osservare **la chiara prevalenza della configurazione Technology Push, alla quale può essere ricondotto oltre l'80% della potenza installata e da installare**, con la configurazione Energy Pull che è destinata quindi ad assumere un ruolo marginale.

Fra le ragioni è possibile certamente sottolineare la **prevalenza della dimensione internazionale delle società di ingegneria solare** rispetto al maggior "legame" – soprattutto per quanto riguarda le politiche di investimento – con il territorio nazionale che è invece tipica delle società energetiche (e di quelle elettriche in particolare).

Anche la complessità degli impianti e l'elevata specializzazione richiesta appaiono favorire le società di ingegneria solare – e quindi una configurazione Technology Push – vista la loro maggiore possibilità, rispetto alle società energetiche, di sfruttare **economie di esperien-**

za e di fare leva sugli investimenti in sviluppo tecnologico.

Appare interessante sottolineare, tuttavia, come emerso dalle interviste effettuate, che **il raggiungimento dei vantaggi sopra menzionati passa necessariamente attraverso la realizzazione di (o l'accesso a) una adeguata piattaforma di testing**, ovvero di un'area tecnologica attrezzata ove le società di ingegneria solare possano **testare non soltanto i singoli componenti, ma anche e soprattutto la loro integrazione, in una sorta di mini-impianto pilota** che riproduca per quanto possibile le condizioni di funzionamento "reali" dell'impianto che deve essere realizzato (SI VEDA BOX 3.4).

Se è vero, infatti, che **il test della componentistica elettrotecnica, ottica e meccanica è una attività ormai piuttosto consolidata**, a cui si dedicano soggetti specializzati nei settori a cui fa riferimento il componente da testare, **il test funzionale** (ovvero del funzionamento dell'impianto) **non può invece contare su procedure standardizzate e non può essere eseguito in un ambiente artificiale, bensì richiede l'esecuzione di una prova "su campo" dell'impianto completo.**

L'importanza delle piattaforme di testing appare evidente anche dall'analisi della FIGURA 3.17, **ove i principali impianti e progetti di impianti solari termodinamici censiti sono attribuiti alle società energetiche** (nel caso in cui seguano la configura-

Box 3.4

Le principali piattaforme di testing

Le principali "piattaforme solari" di testing al mondo sono:

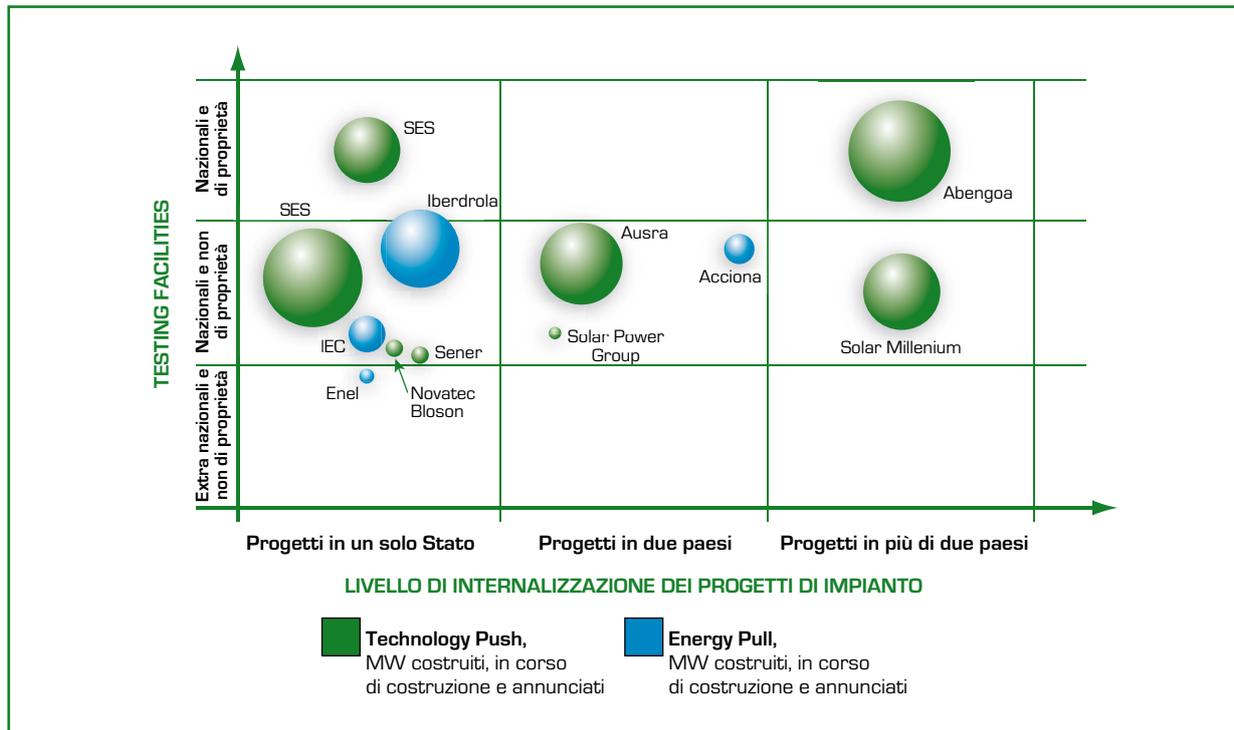
- **PSA** (Plataforma Solar de Almeria, Almeria, **Spagna**) parte del CIEMAT, che è dotata di due sistemi solar tower da 7 e 2,7 MW, un impianto *parabolic trough* da 1,2 MW, un impianto a dischi solari ed una serie di attrezzature tecnologiche di supporto che la rendono la più grande piattaforma di testing in Europa;
- **DLR Solar Furnace** (Colonia, **Germania**) di proprietà del DLR, con sistemi di concentrazione solare che permettono di raggiungere fattori di concentrazione di 5.200 soli;
- **NSTTF** (National Solar Thermal Test Facility, Albuquerque, New Mexico, **USA**) di proprietà dei Sandia National Laboratories, campo di prova principalmente dedicato alla tecnologia *solar tower*;
- **NREL Testing Facility** (National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, **USA**) che comprende

una fornace solare con fattore di concentrazione sino a 2500 soli, un laboratorio per i test ottici e per i materiali ottici avanzati, ed uno per lo studio dell'accumulo termico e dei collettori solari;

- **SEDC** (Solar Energy Development Center, Gerusalemme, **Israele**) di proprietà della Luz II e dedicato principalmente alla tecnologia solar tower.

In realtà anche in Italia è presente una piattaforma di testing anche se di minori dimensioni rispetto a quelle sopra citate. Si tratta del **Centro Ricerche Casaccia**, vicino a Roma, il più grande complesso di laboratori ed impianti dell'ENEA attivo sin dal 1959. Tra le varie attività del Centro, nell'ambito solare è necessario ricordare il PCS ("**Impianto Prova Collettori Solari**"): un impianto sperimentale, completamente operativo dal 2003, che consta di due linee di collettori da 50 metri ciascuna ed è in grado di operare con temperature sino a 500 °C .

Figura 3.17
Confronto fra le configurazioni *Technology Push* ed *Energy Pull*



zione Energy Pull) o alle **società di ingegneria solare** (nel caso Technology Push).

Sull'asse verticale, in particolare, è **presa in considerazione la presenza o meno sul territorio ove ha sede l'impresa di una piattaforma di testing**, che a sua volta può essere "controllata" (come ad esempio di fatto avviene nel caso di Abengoa per la PSA) o meno dall'impresa stessa.

La prevalenza del modello *Technology Push* – peraltro richiamata anche in precedenza – appare anche qui in modo evidente. Come evidente è la **correlazione fra la presenza di una piattaforma di testing**, se possibile anche "controllata", ed il **grado di sviluppo ed internazionalizzazione delle società di ingegneria solare**.

L'Italia con il progetto "Archimede" – che segue la configurazione *Energy Pull* con Enel a "guidare" il Consorzio Solare XXI (SI VEDA BOX 3.3) – e nessun

altro impianto in fase di realizzazione, **appare al momento poter giocare un ruolo marginale nel solare termodinamico**, assai lontana dai primi posti nel ranking dei paesi "solari" termodinamici.

Nonostante questo, tuttavia, le opportunità da cogliere possono essere significative. L'impianto "Archimede" presenta **soluzioni tecnologiche all'avanguardia**, sia per quanto riguarda le tecnologie di accumulo che i fluidi termodinamici impiegati.

La strada da percorrere, quindi, dovrebbe essere quella – la stessa imboccata dalla spagnola Abengoa con la PSA – **di usare l'impianto anche come piattaforma** per sviluppare e testare nuove soluzioni tecnologiche e nuove competenze, **da sfruttare magari proprio in quei Paesi del bacino del Mediterraneo a noi tanto vicini e nei quali il "sole" è certo risorsa non scarsa.**

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Paolo Silva - *Technology Expert*

Federico Spada - *Project Manager*

Laura Bonini

Lucia Cantoni

Alberto Cavaliere

Vincenzo Losacco

Riccardo Terruzzi

Paolo Affaticati

Francesca Baiocchi

Chiara Camboni

Roberto Cicellini

Andrea D'Adamio

Giuseppe De Giorgi

Danilo Perrotta

Luca Piantanida

Linda Tassan-Mazzocco

Edoardo Trabucchi

Ilaria Zanetti

Giorgio Zuccotti

Metodologia

La ricerca i cui risultati sono raccolti nel Solar Energy Report 2008 è stata condotta utilizzando approcci metodologici diversi, ancorché complementari e tra loro interrelati. Ciò si è reso necessario data l'ampiezza ed eterogeneità delle tematiche che il Rapporto, per ciascuna forma di sfruttamento dell'energia solare (fotovoltaica, solare termica e termodinamica), ha affrontato: le potenzialità e gli sviluppi delle tecnologie, il quadro normativo in essere, i volumi d'affari e le caratteristiche del mercato, e infine l'articolazione della filiera industriale.

La tecnologia

I capitoli del Rapporto che approfondiscono le tematiche di natura tecnologica si basano principalmente su:

- l'analisi estensiva della letteratura scientifica sul tema e delle ricerche promosse dai principali centri ed istituti di ricerca a livello mondiale;
- i risultati dei progetti di ricerca che il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha portato avanti negli anni sulle tecnologie del solare;
- oltre 10 interviste dirette con ricercatori e professori universitari afferenti ad istituzioni diverse dal Politecnico di Milano.

La normativa

I capitoli del Rapporto che esaminano il quadro normativo in essere ed interpretano i suoi impatti sul business dell'energia solare si basano invece su:

- l'analisi estensiva della normativa relativa all'incentivazione della produzione di energia solare ed alle procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti in vigore in Italia e, in ottica comparativa, nei principali paesi europei e mondiali;
- il *Panel study* con le associazioni di categoria che hanno patrocinato la ricerca, ossia Aper, Assosolare, CTI e GiFi.

Il mercato

La stima dei volumi d'affari dei mercati del fotovoltaico, solare termico e termodinamico e l'analisi delle loro caratteristiche distintive sono state condotte attraverso:

- interviste dirette a oltre 80 operatori del settore (imprese produttrici di celle e moduli, imprese di progettazione e installazione, istituti di credito, esperti di settore, associazioni di categoria, rappresentanti di organismi di regolazione);
- l'analisi comparativa e l'interpolazione delle previsioni contenute in rapporti di ricerca o studi di settore, messi a punto da associazioni ed enti di ricerca italiani ed internazionali;
- lo sviluppo e l'applicazione di modelli di simulazione costruiti a partire da un'analisi del tasso di crescita della potenza installata sperimentato in altri paesi, e validati attraverso un confronto con esperti di settore.

La filiera

I capitoli del rapporto che approfondiscono l'articolazione della filiera industriale nei mercati dell'energia solare si basano su:

- il censimento e la raccolta di informazioni anagrafiche ed economiche (attraverso l'esame di siti web istituzionali, la consultazione del database AIDA, l'analisi di *annual report* e altra documentazione pubblica) di oltre 800 imprese operanti nei diversi stadi delle filiere industriali del fotovoltaico, solare termico e termodinamico;
- la realizzazione di oltre 100 casi di studio, condotti attraverso interviste dirette, a un campione di imprese selezionate tra quelle incluse nel censimento;
- il *Panel study* con i manager delle imprese partner della ricerca, ossia Armacell, Edison, Enel.si, Eni, Intesa Sanpaolo, Mitsubishi Electric, MPS Capital Services, Siemens, Sorigenia, Zurich.

Bibliografia

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

- APER (2007), *Report Fotovoltaico 2006-2007*
- APER (2008), *Report Fotovoltaico 2007-2008*
- APER e Università degli Studi di Padova (2007), *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*
- Centre for the Study of Energy Markets – University of California Energy Institute (2008), *The market value and cost of solar photovoltaic electricity production*
- CNES (2008), *Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale*
- CESI (2004), *Caratteristiche di costo e di esercizio degli impianti di generazione alimentati da fonti fossili, rinnovabili, assimilate, di cogenerazione e di generazione distribuita*
- Department of Business, Economic Development and Tourism – State of Hawaii (2006), *Photovoltaic Electricity in Hawaii*
- DLR (2005), *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region*
- Emerging Energy (2008), *Solar CSP Developers ... friends and foes*
- Emerging Energy (2008), *Solar PV Development Strategies in Europe, 2008-2020*
- ENEA (2006), *Il programma Enea sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura*
- ENEA (2008), *Finanza, Venture Capital e tendenze globali dell'investimento in energia sostenibile: quali sviluppi per l'Italia*
- EPIA (2008), *Global Market Outlook for Photovoltaics unit 2012 – Facing a Sunny Future*
- EPIA e Greenpeace (2007), *Solar Generation IV*
- EPIA e Greenpeace (2008), *Solar Generation V*
- ESTIF (2007), *Solar Thermal Action Plan for Europe*
- ESTIF (2007), *Solar Thermal Markets in Europe – Trends and Market Statistics 2006*
- ESTIF (2008), *Solar Thermal Markets in Europe – Trends and Market Statistics 2007*
- EuPDResearch (2007), *The Italian Photovoltaic Market*
- EurObserv'ER (2008), *Photovoltaic Energy Barometer*
- EurObserv'ER (2008), *Solar Thermal Barometer*
- European Commission (2004), *European Research on Concentrated Solar Power*
- European Commission (2007), *Concentrating solar power from research to implementation*
- European Commission, JRC e IES (2008), *PV Status Report – Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics*
- GSE (2008), *Incentivazione degli impianti fotovoltaici*
- IEA (2008), *Solar Heat Worldwide – Markets and Contribution to the Energy Supply 2006*
- IEA (2008), *Photovoltaics Power System Programs – Trends in Photovoltaic Applications*
- IEA (2007), *Trends in Photovoltaic Applications*
- Morgan Stanley (2007), *Asia/Pacific Solar Devices – New Competitors, More Choices*
- Morgan Stanley (2007), *Solar Devices – Crystalline Si: Long Life Ahead of It Yet*
- Morgan Stanley (2007), *Solar Devices – Climate Change: Need More Photovoltaic Systems*
- Morgan Stanley (2007), *Solar Devices – Climate Debate Heats Up*
- Morgan Stanley (2008), *Solar Devices – Growth at Lower Margin*
- MRS Bulletin (2008), *Solar Energy Conversion Toward 1 Terawatt*
- Nomisma Energia (2007), *Le nuove fonti rinnovabili per l'energia elettrica in Europa*
- NREL (2003), *Assessment of Parabolic Through and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*
- NREL (2005), *Sistemi di riscaldamento solare per acqua ad uso domestico in climi freddi: analisi del ciclo di vita e opportunità di riduzione dei costi*
- Prometheus Institute e Greentechmedia (2008), *Concentrating Solar Power – Technology, Costs and Markets*
- Prometheus Institute e Greentechmedia (2008),

- Polysilicon: Supply, Demand & Implications for the PV Industry*
- PV Policy Group (2006), *European Best Practice Report – Assessment of 12 national policy frameworks for photovoltaics*
 - Solarexpo Research Centre (2007), *Solar Thermal Take Off In Italy*
 - Solar Plaza (2008), *The Global PV Market*
 - US Department of Energy (2007), *Assessment of Potential Impact of Concentrating Solar Power for Electricity Generation*
 - Western Governors' Association (2006), *Solar Task Force Report*
 - World Bank (2008), *Assessment of the World Bank / GEF Strategy for the Market Development of Concentrating Solar Thermal Power*

Elenco delle organizzazioni intervistate

Si ringraziano infine, per la disponibilità e le informazioni forniteci, le imprese e le organizzazioni intervistate nel corso della ricerca:

- ABB
- ACAM CLIENTI
- ACCOMANDITA
- ACTELIOS
- AET
- AIMAG
- ALEO SOLAR
- ALMECO-TINOX
- AMBIENTA
- API ENERGIA
- ARMACELL
- AROS
- ATMOS
- B&T IMPIANTI
- BE SOLAR
- BUDERUS
- CEMI
- CENTROSOLAR
- CESI RICERCA
- CIICAI
- CNR ISMAC MILANO
- CONERGY
- CONSORZIO SOLARE XXI
- COPERNICO SISTEMI
- COSTRUZIONI SOLARI
- CPL CONCORDIA
- CPOWER
- C.V.A. TRADING
- DEA
- DECA
- DEPASOL
- ECODOMUS
- ECOJOULE
- EDISON
- ELETTRGREEN
- ELETTRONICA SANTERNO
- ELETTRO SANNIO
- ELIOSOLE
- ENEA
- ENEL
- ENERGIA FUTURA
- ENERGYGLASS
- ENERPOINT
- ENERRAY
- ENI
- ESAENERGIE
- ESPERIA
- ET SOLAR
- EU ENERGY
- FEA
- FEDI IMPIANTI
- FINTERM
- GASCOM
- GE ENERGY
- GEHELIN
- GREEN NETWORK
- GREEN UTILITY
- HELIOS TECHNOLOGY
- HIENERGY
- IBERSOLAR ENERGIA
- IDROSISTEMI
- INERGIA
- INTESA SANPAOLO
- ISOFOTÓN
- ITAL GREEN ENERGY
- JUWI
- KHOS
- LA220
- MITSUBISHI ELECTRIC
- MONTE DEI PASCHI DI SIENA
- OFFICINE CAVALLO
- OMNIASOLAR ITALIA
- PARADIGMA ITALIA
- P.M. SERVICE
- POWER-ONE
- POZZALI MAGAZZINI GENERALI
- PRAMAC
- PVENERGY
- RENERGIES ITALIA
- RIELLO
- RIMINI FIERA
- SISTEMI ENERGIE RINNOVABILI
- SCENERG
- SCHEUTEN SOLAR
- SCHNEIDER ELECTRIC
- SCHÜCO INTERNATIONAL
- SELTRADE
- SERVIZI UNINDUSTRIA MULTIUTILITIES
- SHAP
- SHARP
- SIEL
- SIEMENS
- SIRCI GROUP
- SMA ITALIA
- SOLAR GREEN TECHNOLOGY
- SOLAR POWER
- SOLAR VENTURES
- SOLARDAY
- SOLAREX ITALIA
- SOLON
- SOLSONICA
- SONNENKRAFT
- SORGENIA
- SPS ISTEM
- STAES
- SUNERG SOLAR
- SUNPOWER
- SUNTEK
- TCVVV
- TECNOFIMES
- TECNO PROGET ENGINEERING
- TECNOSPOT
- TORELLI PIERLUIGI
- UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI FERRARA
- UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI VERONA
- UTILITÀ
- VAILLANT
- VIESSMAN
- VPSOLAR
- WIELAND ELECTRIC
- XELIOX
- XGROUP
- ZURICH

La School of Management e l'Energy & Strategy Group



School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la business school del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.

Energy & Strategy Group

L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili in Italia, con l'intento di censirne gli operatori, analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group intende presentare i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, nucleare, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, generazione distribuita di energia, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

Le imprese partner

Armacell
Edison
Enel.si
Eni
Intesa Sanpaolo
Mitsubishi Electric
MPS Capital Services
Siemens
Sorgenia
Zurich



Armacell Group è il leader mondiale, con 27 stabilimenti produttivi e uffici direzionali dislocati in tutto il mondo, nella produzione di schiume tecniche adatte per l'isolamento termico ed acustico e per molteplici applicazioni industriali.

Il famoso Armaflex®, l'isolante elastomerico flessibile di colore nero, è stato inventato nel 1957 negli Stati Uniti ed oggi viene prodotto ed utilizzato nei 5 continenti.

Dal 2006 il gruppo appartiene alla banca d'investimento del sultanato del Bahrain, Invest Corp Ltd.

Armacell è sempre stata in prima linea nello sviluppo di soluzioni dirette al risparmio energetico ed alla salvaguardia ambientale. Da oltre 9 anni è protagonista nel settore dello sfruttamento dell'energia solare in Europa, con una gamma di prodotti all'avanguardia e con una strategia di in-

formazione e formazione sulle applicazioni delle tecnologie in uso.

Il business model di Armacell prevede un'interazione forte con tutti gli attori della filiera del solare termico mediante approcci personalizzati alle diverse esigenze; ingenti investimenti, in termini di ricerca e sviluppo, nella progettazione, congiunta con i più importanti produttori di sistemi, di soluzioni ottimali per l'impiantistica; una forte partnership con la distribuzione al fine di rendere il servizio di disponibilità del materiale ai massimi livelli ed una costante attenzione e supporto tecnico all'installazione.

Anche grazie all'importante apporto di risorse fresche del nuovo investitore istituzionale, Armacell group sta realizzando ingenti investimenti nel settore delle rinnovabili con piani di sviluppo di lungo termine e di respiro internazionale.



Edison è il secondo operatore italiano nel settore dell'energia, con attività che spaziano dall'approvvigionamento alla produzione e vendita di energia elettrica e gas.

Edison dispone (dati 2007) di una capacità di generazione di circa 12.000 MW ed è storicamente attiva nel settore delle fonti rinnovabili, con una capacità installata pari a circa 1.800 MW nell'idroelettrico e circa 300 MW nell'eolico per un totale di 2.100 MW (18% della capacità totale).

Edison prevede di investire circa 1 mld € nei prossimi sei anni per la realizzazione di nuovi parchi eolici in Italia e all'estero, per lo sviluppo di nuovi impianti idroelettrici di piccola taglia (mini-hydro) e per l'installazione di impianti fotovoltaici. Tale investimento consentirà di diversificare il fuel mix del proprio parco centrali e di contribuire alla copertura del proprio fabbisogno di Certificati Verdi.

Negli ultimi anni lo sviluppo Edison nelle fonti rinnovabili si è concentrato soprattutto nel settore eolico coerentemente con una tendenza che si sta affermando in Italia dove la capacità totale installata a fine 2008 ammontava a circa 3700 MW (fonte ANEV), con una crescita di circa 1.000 MW nel solo 2008.

Secondo il nuovo piano industriale Edison arriverà entro il 2014 all'obiettivo di 660 MW di nuova capacità eolica installata. Già alla fine del primo trimestre 2009 la potenza complessiva raggiungerà i 354 MW con l'entrata in esercizio del campo eolico di Melissa/Strongoli in Calabria.

Entro il 2014 si prevede inoltre un ulteriore potenziamento della capacità eolica del gruppo con lo sviluppo green field di parchi eolici all'estero, con particolare attenzione al sud est europeo (Romania e Grecia). L'obiettivo è quello di una capacità aggiuntiva di 150 MW.

Nel fotovoltaico il target è quello di raggiungere una capacità installata pari a 25 MW. È in corso di ultimazione l'impianto fotovoltaico di 3,3 MW che è stato realizzato accanto alla centrale a ciclo combinato di Altomonte, in Provincia di Cosenza: avviato a fine 2008, l'impianto entrerà in esercizio commerciale nel primo trimestre 2009.

Da gennaio 2009 è entrato in esercizio un impianto fotovoltaico di 20 kW installato sulla copertura della sede di Foro Buonaparte. L'impianto è stato realizzato con le più moderne tecnologie disponibili utilizzando moduli in silicio monocristallino in grado di assicurare un'efficienza del 18%.

La competenza maturata da Edison nel fotovoltaico viene messa anche a disposizione dei clienti che desiderano ottimizzare i loro consumi utilizzando l'energia solare. Edison infatti è in grado di valutare la fattibilità tecnico-economica di un impianto fotovoltaico e, in particolare, di progettare e realizzare a spese proprie l'impianto cedendo al cliente l'energia prodotta ad un prezzo fisso e predeterminato per tutta la durata del contratto.

Nel settore idroelettrico proseguono le attività di ripotenziamento e riammodernamento delle centrali storiche di Edison ed Edipower, con investimenti previsti per circa 380 mln € nell'arco di piano. La capacità installata del gruppo è prevista crescere dagli attuali 1.700 MW a 1.800 MW nel 2014.

Edison dedica particolare attenzione all'attività di innovazione nel settore delle energie rinnovabili ed in particolare nel campo del fotovoltaico di terza generazione e del solare termodinamico. È stata inoltre allestita una area test, vicino all'impianto fotovoltaico di Altomonte, per la sperimentazione ed il confronto di sistemi fotovoltaici tradizionali, innovativi ed a concentrazione.



Enel è la più grande azienda elettrica in Italia, che produce, distribuisce e vende energia elettrica e gas in Europa, Nord America e America Latina. Nel dicembre 2008 l'azienda ha creato Enel Green Power, la società del gruppo dedicata allo sviluppo della capacità installata da fonti rinnovabili in tutto il mondo. Enel Green Power detiene il 100% del capitale sociale di Enel.si, impresa nata nel 2000 con l'obiettivo di operare nei settori del fotovoltaico, del solare termico, dei prodotti ad alta efficienza (climatizzatori e caldaie) e delle fonti rinnovabili in genere.

Nel settore fotovoltaico Enel.si sta operando in tre principali direzioni:

- progettazione, installazione e manutenzione di impianti chiavi in mano di diversi livelli di potenza. Quest'attività è svolta da Enel.si attraverso una rete di 400 punti vendita presenti su tutto il territorio nazionale, legati ad Enel da un contratto di franchising; questa fitta rete di installatori è il principale punto di forza dell'impresa. Gli impianti di potenza inferiore a 1 MW vengono progettati e realizzati dai concessionari, nel 2008 sono stati realizzati impianti per una potenza pari a circa 29 MW. Mentre gli impianti di maggiori dimensioni sono seguiti direttamente da Enel.si, che dispone al suo interno di un ufficio di ingegneria e una struttura commerciale dedicati;
- realizzazione di grandi centrali per la produzione di energia elettrica per Enel stessa. Un primo impianto da 6 MW dovrebbe entrare in funzione nel corso del 2009, a Montalto di Castro. Altri sono previsti nel futuro, tra cui uno in partnership con Sharp;
- integrazione a monte della filiera. Nel maggio 2008 è stato siglato a questo proposito un accordo preliminare con Sharp per la realizzazione di un impianto produttivo di moduli a film sottile in Italia. La decisione definitiva verrà presa nei

primi mesi del 2009 e, se l'accordo andrà a buon fine, l'impianto dovrebbe entrare in funzione nella seconda metà del 2010. La capacità produttiva prevista è piuttosto elevata, con l'obiettivo di servire il mercato italiano e parte di quello europeo, destinando la produzione parte all'autoconsumo per la realizzazione degli impianti chiavi in mano e parte alla vendita al mercato.

Per quanto concerne l'offerta di impianti chiavi in mano, l'impresa si occupa di formare i propri concessionari dal punto di vista tecnico-commerciale, fornisce loro un servizio di assistenza tecnica online e tutti gli strumenti necessari ad effettuare la preventivazione, la simulazione degli impianti ed il calcolo dei ritorni economici. Inoltre, per garantire prefissati standard di qualità, Enel.si seleziona, acquista e fornisce agli affiliati i principali componenti degli impianti (moduli, inverter e strutture di supporto), che si procura attraverso bandi ed accordi diretti, e delega ai concessionari unicamente l'acquisto dei componenti minori (cavi e quadri elettrici).

Enel.si inoltre garantisce alla propria rete una intensa attività di comunicazione su media nazionali e locali finalizzata a promuovere le fonti rinnovabili e l'uso efficiente dell'energia.

L'impresa è in grado di fornire ai propri clienti, tramite la propria rete di concessionari, finanziamenti per l'acquisto di impianti fotovoltaici. Questo è possibile grazie alle convenzioni stipulate, tra gli altri, con il Gruppo Deutsche Bank per l'ambito retail e con il Gruppo Montepaschi e la Banca Popolare di Sondrio per gli impianti di dimensioni più consistenti. Enel.si offre, sempre attraverso la rete di affiliati, impianti solari termici, prevalentemente per il mercato domestico. Enel Green Power è attiva anche nel campo del solare termodinamico con il progetto Archimede, di cui si è parlato ampiamente nel Rapporto.



Il gruppo Eni opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica, dell'ingegneria e delle costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. Nel 1999 è stata costituita EniPower, società controllata al 100% da Eni, che dal 2006 ha incorporato tutte le attività nel settore delle tecnologie fotovoltaiche, che in precedenza facevano capo a EniTecnologie.

Nel comparto fotovoltaico, EniPower dispone di un unico sito produttivo in Italia, localizzato a Nettuno, nei pressi di Roma, dove si realizzano celle e moduli mono e multi-cristallini. La linea di produzione di questo impianto ha raggiunto nel 2008 una capacità di 10 MW e la società ha in programma investimenti per un suo significativo incremento. Lo stabilimento si estende su una superficie di circa 34.000 m² di cui 8.000 m² coperti, divisi in aree produttive, uffici e laboratori, aree di servizio tecnico, magazzini ed aree didattiche. L'impianto è in grado di produrre celle solari ad alta efficienza a base di silicio mono e multi-cristallino, fornire moduli fotovoltaici mono e multi-cristallini, mediante l'utilizzo di moderne tecnologie. Le linee di produzione dello stabilimento sono costituite da una serie di apparecchiature automatiche che sottopongono la materia prima acquistata sul mercato ("fette" di silicio o wafer dello spessore di circa 200 micron) a un trattamento chimico-fisico per la trasformazione in cella fotovoltaica, con una serie di processi consecutivi.

Eni, che ha iniziato fin dal 1982 un'attività di produzione di celle e moduli, oggi commercializzati con il marchio Eurosolare®, ha recentemente avviato un processo di integrazione a valle lungo la filiera fotovoltaica, con l'obiettivo di fornire impianti chiavi in mano principalmente alle piccole-medie imprese già clienti della divisione Gas&Power. Per quanto riguarda le competenze necessarie a sostenere questo processo di integrazione, Eni al momento si serve di società esterne solamente per la fase di installazione. Per la fornitura dei diver-

si componenti dei moduli (EVA, vetri e cornici in alluminio) e dell'impianto (inverter e componentistica elettrica), inoltre, l'impresa indice delle gare d'appalto cui partecipano clienti pre-selezionati che hanno la possibilità di ottenere contratti di fornitura di lungo periodo.

Oltre alla realizzazione di una serie di impianti fotovoltaici su pensiline di stazioni di distribuzione carburanti a marchio Agip, al momento Eni annovera nel suo portafoglio due centrali a produzione fotovoltaica, una in Italia, a Nettuno, e una in Algeria. Il primo impianto, che applica una tecnologia innovativa, è stato costruito con il principale obiettivo di creare un prototipo replicabile in altri siti industriali. Il secondo fa parte di una centrale ibrida con capacità produttiva fotovoltaica ed eolica.

Fra le energie rinnovabili, Eni ha individuato il solare e le biomasse come le fonti energetiche dotate delle migliori potenzialità di sfruttamento su larga scala, in modo economicamente sostenibile nel medio termine. A questo scopo Eni ha promosso dal 2007 il programma "Along with Petroleum" che prevede l'impegno in 7 progetti avviati dai Centri di Ricerca Eni (Istituto Donegani e San Donato Milanese), collaborando con università e centri di eccellenza di rilevanza internazionale. Per quanto riguarda in particolare l'energia fotovoltaica, al fine di renderla competitiva nel lungo termine si intende ridurre il costo delle celle solari nella produzione su larga scala pervenendo alla sostituzione, totale o almeno parziale, dei semiconduttori tradizionali con materiali polimerici o con combinazioni nanostrutturate di materiali organici e inorganici. Per questo Eni ha intrapreso, proprio sul solare, un'intensa attività di ricerca sottoscrivendo anche un importante accordo con il Massachusetts Institute of Technology (MIT) basato sul programma "Solar Frontiers". Oltre a centri internazionali, le collaborazioni di Eni in ricerca e sviluppo si estendono naturalmente anche alle università italiane, come per esempio i Politecnici di Milano e Torino.



Il Gruppo Intesa Sanpaolo è tra i gruppi bancari leader in Italia nei settori retail, corporate e wealth management.

Intesa Sanpaolo guarda con particolare attenzione, sin dall'introduzione del Primo Conto Energia, al settore delle fonti rinnovabili, in particolare al comparto del fotovoltaico. Il ventaglio di offerte in questo campo è piuttosto ampio e si suddivide tra prodotti per installazioni residenziali, per imprese o per il finanziamento diretto di grandi impianti.

Nel campo dei prodotti retail, il "Prestito ecologico" è lo strumento destinato a soggetti privati e utilizzato tra l'altro per finanziare l'installazione di impianti fotovoltaici e di pannelli solari termici. Tale prestito può avere una durata massima di dodici anni ed un importo finanziabile massimo di 75.000 €.

Il "Finanziamento energia business" è lo strumento pensato per piccole imprese e liberi professionisti che intendono realizzare un impianto fotovoltaico. Esso prevede un finanziamento fino al 100% dell'ammontare complessivo, IVA esclusa, con la possibilità di prefinanziare fino al 60% dell'investimento per massimo sei mesi. Il prestito può avere un importo variabile tra 20.000 e 500.000 €, con una durata compresa tra due e quindici anni.

Uno strumento di finanziamento per le imprese che abbiano intenzione di installare un impianto fotovoltaico è il "Finanziamento fotovoltaico imprese". Questo può avere una durata fino a quindici anni ed un importo finanziabile variabile tra 75.000 € e 6 mln €. Il finanziamento può coprire fino al 100% dell'investimento, IVA esclusa.

"Leasenergy" è il leasing nato per professionisti, artigiani e imprese di qualunque dimensione che intendono utilizzare fonti rinnovabili per la produzione di energia, quindi anche impianti fotovoltaici. Lo strumento ha una durata di 180 mesi, con canoni prevalentemente mensili.

Il prodotto "Finanziamento energia imprese" è rivolto a tutte le imprese che intendono, tra l'altro, investire in impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il finanziamento è compreso tra 250.000 € e 6 mln €, con una durata tra i 5 e i 10 anni.

Nel campo del fotovoltaico opera anche la divisione di Project & Industry Specialized Lending, che ha come clienti potenziali grandi imprese e fondi infrastrutturali o di private equity. In entrambi i casi Intesa Sanpaolo si occupa degli aspetti finanziari del progetto, ma senza per questo prescindere dalle tematiche strettamente industriali degli impianti. La strutturazione in project finance di un parco fotovoltaico risulta essere interessante al raggiungimento di una certa massa critica, mentre per impianti più piccoli il cliente viene indirizzato in una delle divisioni del Gruppo sopra citate come ad esempio il leasing o il retail. Nel project financing Intesa Sanpaolo ricopre sia il ruolo di advisor finanziario nella fase di strutturazione dell'operazione sia il ruolo di lender nella fase di arranging. In questo tipo di finanziamento è fondamentale per il cliente rivolgersi alla banca essendo già in possesso di un accurato business plan e delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione del parco solare. La banca, dopo aver effettuato un primo screening della proposta, nel caso di esito positivo sottopone il progetto ad un'analisi approfondita, che si avvale della competenza di consulenti esterni. Tra i principali requisiti di bancabilità di un EPC contract fotovoltaico, oltre alla solidità finanziaria dell'azienda, vi è la presenza delle seguenti garanzie: l'advance payment bond, che viene rilasciato dall'EPC contractor all'owner dell'impianto, dietro corresponsione anticipata di circa il 20% - 30% del costo del contratto, il performance bond, che garantisce la buona esecuzione dei lavori di costruzione dell'impianto fino al suo collaudo, ed infine il warranty bond, che garantisce l'impianto da difetti dei materiali e dei componenti per circa i due anni successivi al collaudo. Il fotovoltaico ha tipicamente un orizzonte

di rientro per lo sponsor di meno di dieci anni e assicura un rendimento superiore al 10% per i clienti industriali e per i fondi. Per quanto riguarda il contratto di manutenzione (O&M contract), questo deve essere a prezzo fisso e per la durata del progetto con una controparte solida in grado di garantire sia dal punto di vista tecnico che finanziario la capacità dell'impianto di produrre energia.

Altro approccio al business del fotovoltaico da parte di Intesa Sanpaolo consiste nell'intervento diretto nell'equity di altre aziende. Un esempio in questo senso è rappresentato da Equiter, investment company del Gruppo dedicata al settore delle infrastrutture che detiene il 20% del capitale di Enerpoint, impresa leader nella progettazione e installazione di impianti solari. Altro caso rilevante è Solar Express, newco partecipata al 40% da Intesa Sanpaolo e al 60% dal Gruppo Pramac, che ha in corso installazione di impianti fotovoltaici a terra o sui tetti di edifici industriali e commerciali. Questi ultimi rappresentano un'interessante variante alla più tradizionale installazione di impianti a terra. Nel settore equity Intesa Sanpaolo è principalmente interessata alle fasi downstream della filiera, ossia alla titolarità dei parchi e alla produzione di energia che viene venduta indirettamente, con un orizzonte di permanenza nel capitale stimato in circa cinque anni.

Intesa Sanpaolo si dimostra anche interessata a sostenere la crescita di imprese emergenti focalizzate sullo sviluppo di nuove tecnologie nel campo del fotovoltaico - quali ad esempio materiali o componenti di nuova concezione - investendo direttamente nel capitale delle imprese attraverso un fondo di venture capital, dedicato alle tecnologie in generale, denominato Atlante Ventures. Il Fondo, effettuata una approfondita verifica della tecnologia, del mercato e delle competenze del management dell'impresa, può investire fino a 1-2 mln € in ogni singola operazione e tipicamente prevede un'uscita dall'investimento in 4-5 anni tramite vendita della propria quota o del 100% ad un gruppo industriale o finanziario ovvero tramite quotazione in Borsa della società partecipata. Sempre a supporto delle aziende che investono

in nuove tecnologie fotovoltaiche, opera Intesa Sanpaolo Eurodesk, società del Gruppo Intesa Sanpaolo con sede a Bruxelles che fornisce assistenza tecnica ed istituzionale nell'accesso ai finanziamenti a fondo perduto erogati dalla Commissione Europea per progetti di R&S nel campo delle energie rinnovabili.

Per quanto riguarda il settore del Public Finance, infine, il Gruppo Intesa Sanpaolo opera attraverso Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo (BIIS) finanziando progetti fotovoltaici che hanno come soggetti proponenti prevalentemente gli Enti Locali e le Multiutilities. BIIS è la banca interamente dedicata al Public Finance e alla collaborazione tra Pubblico e Privato, nata il 1° gennaio 2008 dall'integrazione dei centri di eccellenza nel Public Finance dei gruppi Intesa (BIIS) e Sanpaolo Imi (Banca OPI).

Sugli Enti Locali, oltre ai classici prodotti di finanziamento, BIIS propone la formula del Leasing Immobiliare Pubblico (o "Leasing costruendo"). Il finanziamento, generalmente assistito dalla cessione in garanzia del Conto Energia, può avere una durata contrattuale compresa tra i 15 e 18 anni. Caratteristica peculiare dell'operazione è la partecipazione della Banca alla procedura di selezione pubblica in A.T.I. con primarie imprese del settore specializzate nella realizzazione e gestione di impianti fotovoltaici. Il prodotto ben si adatta al finanziamento di parchi fotovoltaici di medie dimensioni (potenza tra 1-3 MW).

Anche le Multiutilities appaiono fortemente attratte dall'investimento nel settore del fotovoltaico e a tal fine stanno costituendo dei veicoli *ad hoc* finalizzati alla realizzazione e gestione di parchi fotovoltaici. Il finanziamento di queste start-up è assistito in una prima fase da un ricorso totale sull'azionista, successivamente, una volta che l'impianto sia entrato in funzione e sia stata stipulata la convezione con il GSE per il riconoscimento delle tariffe incentivanti, le garanzie fornite dall'azionista si attenuano ed il rimborso del debito è affidato prevalentemente alla capacità dell'impianto di produrre cash flow.



Mitsubishi Electric è nata nel 1921 in Giappone ed oggi è leader mondiale nella produzione, nel marketing e nella commercializzazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche. Presente in 34 paesi, ha iniziato la sua attività in Europa nel 1969 e dal 1985 ha creato una filiale in Italia che opera in cinque divisioni commerciali, tra cui quella "Photovoltaic – inverter fotovoltaici e pannelli fotovoltaici".

L'ingresso di Mitsubishi Electric nel mercato dei sistemi fotovoltaici per applicazioni residenziali risale al 1996. Nel 1998 è stato inaugurato lo stabilimento produttivo di Iida, destinato alla produzione di celle e moduli, mentre il sito produttivo di Kyoto ha iniziato la sua attività nel 2003. Nel 2007 lo stabilimento di Iida è stato interamente destinato alla produzione di celle, mentre l'assemblaggio di moduli è stato concentrato a Kyoto. Nel settembre 2008 il presidente di Mitsubishi Electric ha annunciato l'imminente costruzione di un ulteriore impianto produttivo di celle fotovoltaiche localizzato a Iida.

Lo stabilimento dovrebbe essere completato nel dicembre 2009 e sarà dotato di un impianto fotovoltaico che consentirà una discreta autonomia energetica e la conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ nel processo di produzione delle celle. Questo nuovo sito produttivo, che richiede un investimento di circa 50 miliardi di yen, contribuirà a portare la capacità produttiva complessiva di Mitsubishi a 600 MW nel 2012,

un valore 10 volte superiore rispetto alla capacità installata nel 2003.

Per quanto riguarda l'articolazione del modello di business, Mitsubishi acquista lingotti di silicio e produce internamente celle (destinate interamente all'autoconsumo) e moduli in silicio policristallino, realizzati con tecnologia multilayer ad elevata qualità. Dal settembre 2006 Mitsubishi ha inoltre completato la sua offerta per il mercato fotovoltaico europeo attraverso la fabbricazione e distribuzione di inverter monofase per uso residenziale.

La produzione è totalmente centralizzata in Giappone e la filiale italiana, che nel 2008 impiegava 15 addetti, si occupa esclusivamente della vendita dei moduli, principalmente a grandi installatori e system integrator, e dell'assistenza tecnica. In Italia il target dell'azienda è equamente suddiviso tra mercato industriale e mercato residenziale: nel 2007 sono stati venduti moduli per 12 MW e nel 2008 per circa 24 MW, con un incremento del fatturato del 100%.

Per quanto riguarda gli inverter, al momento l'azienda è presente sul mercato con tre prodotti di piccola taglia e destinati ad usi residenziali, che diventeranno nove entro la primavera del 2009. Mitsubishi ha venduto in Italia, nel 2007, circa 2 MW di inverter, mentre nel 2008 questo volume di vendita è più che raddoppiato. L'azienda sta inoltre mettendo a punto un kit fotovoltaico costituito da modulo più inverter, che potrebbe arrivare a breve sul mercato.



La Banca Monte dei Paschi di Siena è oggi a capo di uno dei primi cinque gruppi bancari italiani con quote di mercato di rilievo in tutte le aree di business in cui opera.

L'operatività del Gruppo Montepaschi spazia dall'attività bancaria tradizionale all'Asset Management e Private Banking, dall'investment banking fino alla finanza innovativa d'impresa cioè le attività di project finance, merchant banking e consulenza finanziaria.

Il Gruppo Monte Paschi da diversi anni considera la sostenibilità socio-ambientale uno dei punti di forza del proprio modello di business ed ha messo in atto in tale ambito una politica di intervento articolata su diverse direttrici.

Oltre alla gestione ambientale dei propri impatti, certificando sia Banca Monte dei Paschi di Siena che MPS Capital Services secondo la norma ISO 14001:2004, una delle direttrici più importanti di questa politica è sicuramente l'attenzione alle esigenze del cliente riguardo queste tematiche che si è tradotta nella messa a disposizione di prodotti finanziari dedicati, tra cui lo sviluppo di una ampia gamma di tipologie di finanziamento degli investimenti nel settore energetico.

Considerando il settore energetico ed in particolare quello delle energie rinnovabili, un settore con contenuti e peculiarità tutte proprie, il Gruppo ha sviluppato un team dedicato, presente in MPS Capital Services, all'interno del quale è in continuo sviluppo la formazione di skill adeguati.

Nei tanti anni di attività il Gruppo Montepaschi ha realizzato molteplici investimenti nell'ambito dell'energia. I primi passi sono stati compiuti con le privatizzazioni delle GENCO: qui il sistema bancario è intervenuto partecipando all'equity, ai finanziamenti corporate sia per le acquisizioni che per il revamping degli impianti.

Gli interventi si sono poi estesi sia a finanziamenti con struttura project financing, relativi ai nuovi impianti, oltre che alla concessione di finanziamenti corporate per gli impianti di piccola e media dimensione.

Negli ultimi tre/quattro anni il business si è focalizzato sul finanziamento degli impianti da energie rinnovabili, con una prima fase quasi esclusivamente orientata all'eolico e più recentemente, con l'evolversi della normativa, anche verso le biomasse ed il fotovoltaico.

Il Gruppo Monte Paschi ha massicciamente investito nel settore energia, sia in termini di patrimonio che per quanto riguarda l'utilizzo di risorse specializzate, ed oggi, anche tramite l'attività svolta da MPS Capital Services - la società del Gruppo specializzata nelle soluzioni finanziarie e creditizie del mondo corporate-, intende consolidare il proprio posizionamento.

Le competenze e le esperienze di MPS Capital Services sono tali da consentire al Gruppo di intervenire, oltre che attraverso la tradizionale attività di finanziamento, anche lungo tutta la filiera sino all'utente impresa, ai privati giungendo fino al ruolo di garante sui flussi di pagamento.

A dimostrazione del forte interesse in questo settore, l'operatività del Gruppo, ed in particolare di MPS Capital Services, per l'anno 2008 nel settore dell'energia da fonti rinnovabili ha registrato un consistente incremento.

Nell'anno 2008, nel settore dell'energia fotovoltaica sono stati perfezionati due finanziamenti:

- il primo alla realizzazione di tre impianti in Puglia per complessivi 1,05 MW;
- il secondo all'installazione di una serie di oltre 250 piccoli impianti da 20 kW ciascuno -per un totale di 5,2 MW- nella Provincia di Trapani;
- è stato inoltre acquisito il mandato di financial advising relativo al finanziamento di un impianto da 4,7 MW in Piemonte.

Il Gruppo Montepaschi è in grado di rispondere alle diverse esigenze per la realizzazione di impianti fotovoltaici, facendo intervenire le varie società del Gruppo a seconda del tipo di impianto: dai finanziamenti dedicati agli impianti domestici, al prodotto per i piccoli e medi impianti (Welcome Energy), alle operazioni di leasing fino

all'assistenza più specialistica di MPS Capital Services per impianti di medie e grandi dimensioni, per i quali le forme di finanziamento spaziano da quelle su base corporate alla finanza di progetto (project financing), per gli impianti di grandi dimensioni.

Gli impianti di dimensioni minori, a scopo residenziale, possono essere finanziati attraverso un prestito personale concesso da Monte Paschi per un importo compreso tra 15.000 e 50.000 € e una durata da 48 a 120 mesi.

Alle aziende od ai privati che intendono installare un impianto fotovoltaico è stato riservato il prodotto "Welcome Energy", disponibile presso le Banche Commerciali del Gruppo MPS, che può arrivare a finanziare il 100% del costo dell'impianto "chiavi in mano" per potenze superiori a 1 kW. La durata massima del finanziamento è 18 anni e ad esso è affiancata la polizza assicurativa "Ecoenergy" di AXA MPS, che garantisce l'indennizzo nel caso di danni materiali e diretti causati all'impianto fotovoltaico da un qualunque evento accidentale.

E' disponibile anche il finanziamento in leasing che si caratterizza come operazione "promiscua" strumentale/immobiliare, strutturata per i singoli impianti ed attrezzature e il terreno dove verrà realizzato l'impianto. L'importo minimo finanziabile è 20.000 € e non sono previsti limiti massimi, mentre la durata del finanziamento è stata fissata 12 anni.

L'MPS PATTO è un contratto di credito attraverso cui la banca si impegna a sostenere finanziariamente un piano d'impresa per la durata di 5 anni, deliberando nell'immediato una o più linee di credito a medio/lungo termine.

All'interno di questo prodotto possono essere inseriti anche programmi di investimento per l'utilizzo di fonti di energia pulite, tra cui il fotovoltaico.

L'azienda può quindi fin da subito stabilire le tipologie di finanziamento, i relativi importi e durate oltre alle condizioni economiche. Ciò le consente di fissare il costo del servizio del debito e conseguentemente di predisporre con maggior esattezza i conti economici prospettici.

L'importo finanziabile è solitamente superiore a 300.000 €.

La MPS Capital Services è la società del Gruppo MPS specializzata nelle soluzioni finanziarie e creditizie del mondo corporate e ha messo a punto prodotti dedicati alle diverse fonti rinnovabili per la produzione di energia.

Il prodotto denominato "fotovoltaico" si caratterizza per un finanziamento, solitamente superiore a 3 mln €, arriva a coprire fino all'80% dell'investimento e può durare fino a 18 anni. Per impianti di grandi dimensioni MPS Capital Services prevede la possibilità di finanziamenti con la tecnica del project financing.

In entrambe le forme di finanziamento sono previste delle specifiche due diligence tecniche, affidate a consulenti esterni indipendenti. Nel caso del project financing sono previsti la valutazione degli aspetti legali-contrattuali (due diligence legale) comprensivi anche di quelli ambientali-autorizzativi, oltre a quelli assicurativi (due diligence assicurativa) ed eventualmente fiscali.

Infine, per favorire le relazioni ed incrementare la visibilità fra gli operatori del settore sono state, inoltre, sottoscritte alcune convenzioni con importanti società che progettano, realizzano e commercializzano impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

SIEMENS

Il Gruppo Siemens, con un'organizzazione focalizzata su tre Settori - Energia, Industria e Sanità- è presente a livello globale con oltre 400.000 dipendenti e un fatturato di circa 78 mld €. Siemens S.p.A., attiva in Italia dal 1899, rappresenta una delle più importanti realtà multinazionali industriali con oltre 6.000 dipendenti e un fatturato superiore a 3 mld € nell'anno fiscale 2007/08.

La richiesta di eco-sostenibilità ha suggerito a Siemens lo sviluppo dell'offerta per il segmento delle rinnovabili. Per quanto riguarda la generazione da fonte rinnovabile, la tecnologia Siemens è utilizzata da tutti i principali operatori del settore eolico, fotovoltaico, solare a concentrazione, biomasse e geotermico. Nel fotovoltaico, Siemens si propone sia come partner per la progettazione esecutiva, dimensionamento, realizzazione e ottimizzazione in esercizio di centrali chiavi in mano, sia come fornitore delle componenti tecnologiche fondamentali per la gestione efficiente dell'impianto: inverter, quadri e trasformatori elettrici, sistemi scada (*supervisory control and data acquisition*) di monitoraggio elettronico e sistemi di videosorveglianza. La modularità e l'integrazione dell'offerta Siemens rappresentano i principali fattori del suo successo.

Per sfruttare le potenzialità del mercato fotovoltaico

co Siemens adotta tre principali approcci a questo business:

- Approccio “Chiavi in Mano”: consiste nella progettazione esecutiva, dimensionamento e realizzazione di un impianto chiavi in mano di potenza superiore a 500 kW, comprensivo dei moduli fotovoltaici, che Siemens non annovera nel suo portafoglio prodotti. Questo modello è adottato principalmente per clienti “centrali” e industriali.
- Approccio “EPC elettrico”: consiste nell'ingegnerizzazione, fornitura e commissioning di sistemi elettrici e di automazione (Balance of Plant) per l'efficienza, la flessibilità e la continuità degli impianti industriali e civili di potenza superiore ai 500 kW.
- Approccio “Fornitura prodotti”: consiste nella fornitura della tecnologia Siemens attraverso la tradizionale rete commerciale dei distributori per installatori e system integrator locali che progettano e sviluppano impianti di taglia medio-piccola, senza la diretta supervisione di Siemens.

Con la sua offerta scalabile, Siemens è in grado di coprire tutte le principali fasi dello sviluppo dell'impianto fotovoltaico: dalla progettazione esecutiva, al dimensionamento e messa in servizio di sistemi e tecnologie che ottimizzano l'efficienza operativa dell'impianto e quindi il suo ritorno dall'investimento.



Il Gruppo Sorgenia è il primo operatore privato del mercato italiano dell'energia ed uno dei principali protagonisti del mercato libero italiano del gas. L'azienda opera nelle fasi di approvvigionamento e vendita diretta sia nel comparto elettrico sia in quello del gas naturale. Nel 2007 il Gruppo ha registrato un fatturato di 1,8 mln €.

L'azienda è molto sensibile al tema della produzione di energia da fonti rinnovabili e al momento opera nei comparti dell'idroelettrico, eolico e fotovoltaico. Dell'attività fotovoltaica di Sorgenia si occupa la società Sorgenia Solar, che comprende circa 45 addetti. L'azienda, leader del mercato fotovoltaico italiano per impianti installati di proprietà, si rivolge al mercato degli impianti fotovoltaici chiavi in mano composto da grandi investitori quali banche e fondi di investimento che hanno progetti per grandi centrali solari, imprese e gruppi industriali italiani che intendono installare impianti nelle proprie aree produttive e, infine, al mercato domestico. Attraverso la propria produzione di moduli fotovoltaici, Sorgenia fornisce il suo prodotto al mercato degli installatori e dei distributori. Sorgenia collabora con istituti di credito come il Gruppo Sella e società di leasing come Locat leasing del Gruppo Unicredit per quanto concerne gli aspetti finanziari e assicurativi associati alla fornitura dell'impianto. Fino ad oggi la progettazione dell'impianto è stata svolta internamente, ma è attualmente allo studio la possibilità di servirsi delle competenze di società di ingegneria specializzate, specialmente per gli impianti di grandi dimensioni.

Negli anni Sorgenia ha affiancato a questo modello di business la vendita di materiali e tecnologie a business partner monomarca, che integrano tali componenti in impianti chiavi in mano di potenza tipicamente inferiore a 50 kW destinati al mercato residenziale, comportandosi di fatto come di-

stributori per i prodotti Sorgenia. In questo caso l'azienda rifornisce i propri partner di:

- pannelli mono e poli cristallino prodotti internamente o acquistati principalmente sul mercato europeo;
- quadri elettrici prodotti internamente;
- celle, inverter, cavi e altre strutture di cui Sorgenia si approvvigiona da fornitori esterni.

La capacità produttiva di moduli nel 2008 è stata di circa 10 MW, valore destinato a crescere significativamente già nel corso del 2009, anno in cui dovrebbe avviarsi la produzione in un nuovo impianto da 20-25 MW.

Sorgenia costruisce quindi anche impianti solari che integra nel proprio parco centrali e che contribuiscono a raggiungere la quota del 2% di energia da fonti rinnovabili che è chiamata ad immettere in rete. Ad oggi Sorgenia dispone di 15 centrali, di cui 11 già in funzione, tutte con una taglia di 1 MW e situate nel sud Italia. Attualmente ha in fase di costruzione o in fase autorizzativa altri impianti di dimensione minima per ogni singolo impianto pari a 1 MW. La realizzazione di queste centrali solari è stata effettuata sulla base di un modello "cherry picking". Questi impianti sono stati finanziati interamente con capitale proprio, e il loro tempo di pay-back stimato è di circa 8-9 anni.

L'azienda dimostra anche un forte interesse per la tecnologia dei moduli a film sottile, con un contratto pluriennale sottoscritto con il fornitore First Solar. Tali moduli saranno utilizzati sui propri impianti e costituiranno una nuova area di business per Sorgenia già a partire dal 2009. L'impresa partecipa al fondo di investimento Noventi, con sede in California, che finanzia l'attività di ricerca in nuove tecnologie, tra cui il fotovoltaico, di società statunitensi, cinesi, taiwanesi e indiane.



Zurich Financial Services Group (Zurich) fornisce servizi finanziari a nucleo assicurativo e dispone di una rete globale di sedi e filiali situate in Nordamerica e in Europa nonché nell'Area asiatica del Pacifico, in America Latina ed in altri mercati. Fondato nel 1872, il Gruppo ha la propria sede centrale in Svizzera a Zurigo. Si avvale di circa 60.000 collaboratori dedicati ad una clientela dislocata in oltre 170 paesi.

In Italia Zurich opera dal 1902 e si avvale della collaborazione di oltre 1.200 dipendenti e di 730 agenti.

Zurich in Italia annovera 1.900.000 clienti di cui 80.000 aziende.

Zurich è attenta alla crescente diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e per questo motivo negli anni ha messo a punto diversi prodotti assicurativi a 360°, che si adattano alle esigenze di molteplici potenziali clienti. La proposta assicurativa rivolta al settore dell'energia include, oltre a soluzioni *ad hoc* riservate alle fonti classiche non rinnovabili, proposte specifiche per impianti idroelettrici, eolici, a biomasse, a biogas, fotovoltaici e termodinamici.

Zurich è leader in Italia nei prodotti assicurativi rivolti al segmento del fotovoltaico, ed è stata anche la prima Compagnia ad aver ideato e sviluppato prodotti *ad hoc* per le esigenze di questo mercato. I premi assicurativi legati al solo fotovoltaico rappresentano per Zurich circa il 10% di quelli del comparto fonti rinnovabili, e più generalmente circa il 4% di quelli del settore power. In termini di polizze concluse, il fotovoltaico è di gran lunga il comparto a più alte performance. Al principio della sua attività nel fotovoltaico, i clienti di Zurich erano prevalentemente proprietari di piccoli impianti ad uso residenziale. La differenziazione della domanda ha portato Zurich ad offrire la tutela per gli impianti fotovoltaici attraverso due vie: per tutta la clientela residenziale, è possibile acquistare la garanzia direttamente nella polizza incendio per la propria abitazione mentre per la clientela aziendale, le utilities, gli installatori e gli enti finanziatori (istituti di credito e società di leasing), Zurich offre il prodotto "SolarPower All Risks", dedicato ad impianti tipicamente di taglia medio-grande.

Al momento la Compagnia sta studiando l'eventualità di lanciare un prodotto weather risk che copra dalla variabilità dell'irraggiamento solare.

**Copyright 2009 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale
Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano**

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

**Progetto grafico e impaginazione: ADM Studio
Stampa: Litogi**

Partner



Con il patrocinio di



www.energystrategy.it

