

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria dei Sistemi
Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale



IL FOTOVOLTAICO NEL 2011

**Stato dell'arte e sviluppi attesi della tecnologia, normativa, mercato
e filiera**

RELATORE: Prof. Davide Chiaroni

CORRELATORE: Lorenzo Boscherini

TESI DI LAUREA DI: Federico Bestiani Matricola 766075

Anno Accademico 2011 – 2012

Sommario

ABSTRACT.....	1
1 Introduzione	3
1.1 I consumi energetici e il riscaldamento terrestre.....	3
1.2 La storia della sostenibilità.....	4
1.3 L'impegno dell'Europa	7
1.4 Le fonti energetiche rinnovabili	8
1.4.1 Energia idroelettrica.....	9
1.4.2 Energia marina	10
1.4.3 Energia eolica.....	12
1.4.4 Energia geotermica	14
1.4.5 Energia da biomasse.....	16
1.4.6 Energia solare.....	18
2 La metodologia di ricerca	26
2.1 Analisi della letteratura	26
2.2 Analisi empirica	26
3 La tecnologia.....	30
3.1 L'impianto fotovoltaico.....	30
3.2 I moduli di prima generazione.....	32
3.2.1 La tecnologia costruttiva	32
3.2.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D.....	34
3.2.3 Andamento dei prezzi di mercato	37
3.3 I moduli di seconda generazione	38
3.3.1 La tecnologia costruttiva	38
3.3.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D.....	39

3.3.3	Andamento dei prezzi di mercato	40
3.4	I moduli di terza generazione	41
3.4.1	La tecnologia costruttiva	41
3.4.2	Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D	42
3.4.3	Andamento dei prezzi di mercato	43
3.5	I moduli fotovoltaici a concentrazione	44
3.5.1	La tecnologia costruttiva	44
3.5.2	Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D	46
3.5.3	Andamento dei prezzi di mercato	47
3.6	Gli inverter fotovoltaici	49
3.6.1	La tecnologia costruttiva	49
3.6.2	Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D	50
3.6.3	Andamento dei prezzi di mercato	51
4	La normativa	54
4.1	Il Conto Energia	54
4.2	Il Nuovo Conto Energia	56
4.3	Il terzo Conto Energia	57
4.4	Il Decreto “Salva Alcoa”	59
4.5	Il Decreto Rinnovabili	60
4.6	Il Quarto Conto Energia	61
4.7	Il Quinto Conto Energia	66
5	Il mercato del fotovoltaico	68
5.1	Il mercato mondiale	68
5.2	Il mercato europeo	72
5.3	Il mercato italiano	75
5.4	Prospettive di mercato per il 2012	79
6	La filiera	81

6.1	Gli attori della supply chain del fotovoltaico	81
6.2	La supply chain globale.....	82
6.2.1	Area di business Silicio e Wafer	82
6.2.2	Area di business Celle e moduli.....	85
6.2.3	Area di business Inverter.....	89
6.3	La supply chain italiana.....	91
6.3.1	Area di business Celle e Moduli	91
6.3.2	Area di business Inverter.....	96
6.3.3	Area di business della Distribuzione.....	99
6.3.4	Area di business Progettazione e Installazione	101
7	Casi di studio: le strategie di reazione delle imprese italiane all'aumento di competitività e all'incertezza di mercato	105
7.1	Solsonica	105
7.1.1	Profilo di impresa.....	105
7.1.2	Le strategie di un'impresa produttrice di celle e moduli.....	106
7.2	Power-OneItaly	108
7.2.1	Profilo di impresa.....	108
7.2.2	Le strategie di un'impresa produttrice di inverter	109
7.3	MX Group	111
7.3.1	Profilo di impresa.....	111
7.3.2	Le strategie di un'impresa produttrice di moduli che si è integrata a valle.....	112
7.4	TerniEnergia.....	113
7.4.1	Profilo di impresa.....	113
7.4.2	Le strategie di un'impresa EPC integrata nella generazione di energia.....	114
8	Conclusioni	115
9	Bibliografia	118
10	Siti consultati.....	120

Indice delle figure

Figura 1.1 Un esempio di sistema geotermico, idrotermale, geopressurizzato e HDR.....	15
Figura 1.2 La giunzione PN nella cella fotovoltaica.....	24
Figura 3.1 Elementi principali che compongono di un impianto fotovoltaico.....	30
Figura 3.2 L'andamento dell'efficienza media atteso per i prossimi anni per i moduli di prima generazione.....	35
Figura 3.3 Schema grafico di una cella dotata del sistema SelectiveEmitter.....	36
Figura 3.4 Andamento nel 2011 del prezzo dei moduli monocristallini e policristallini in riferimento al mercato italiano.....	37
Figura 3.5 L'andamento dell'efficienza media atteso per i prossimi anni per i moduli di seconda generazione.....	39
Figura 3.6 Andamento nel 2011 del prezzo dei moduli in silicio amorfo, CdTe e CIS in riferimento al mercato italiano.....	40
Figura 3.7 Sistema fotovoltaico a bassa concentrazione.....	45
Figura 3.8 Sistema fotovoltaico a media concentrazione.....	45
Figura 3.9 Sistema fotovoltaico ad alta concentrazione.....	46
Figura 3.10 dei costi di un sistema fotovoltaico ad alta concentrazione.....	48
Figura 3.11 Andamento nel 2011 del prezzo degli inverter di taglia residenziale, commerciale e industriale in riferimento al mercato italiano.....	52
Figura 5.1 Andamento delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale. Fonte: EPIA.....	68
Figura 5.2 Andamento del cumulato delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale. Fonte: EPIA.....	69
Figura 5.3 Distribuzione del mercato fotovoltaico nel mondo.....	69
Figura 5.4 Andamento delle installazioni di impianti fotovoltaici in Europa. Fonte: EPIA.....	72
Figura 5.5 Andamento del cumulato delle installazioni di impianti fotovoltaici in Europa. Fonte: EPIA.....	72
Figura 5.6 Distribuzione del mercato fotovoltaico in Europa.....	73
Figura 5.7 Andamento delle installazioni e della realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia. Fonte: EPIA.....	75
Figura 5.8 Andamento del cumulato delle installazioni di impianti fotovoltaici in Italia. Fonte: EPIA.....	76
Figura 5.9 Potenza annuale realizzata nel corso del 2011 nelle diverse regioni italiane.....	77
Figura 5.10 Segmentazione per potenza degli impianti realizzati in Italia negli anni.....	78
Figura 5.11 Previsioni di installato mondiale al 2012.....	79
Figura 6.1 Quote di mercato dei maggiori produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale.....	82
Figura 6.2 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale negli ultimi due anni.....	83

Figura 6.3 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business Silicio e Wafer	84
Figura 6.4 Quote di mercato dei paesi con la maggiore produzione di Celle e Moduli a livello mondiale	86
Figura 6.5 Evoluzione della capacità produttiva dei paesi con la maggiore produzione di Celle a livello mondiale negli ultimi due anni	87
Figura 6.6 Evoluzione della capacità produttiva dei paesi con la maggiore produzione di Moduli a livello mondiale negli ultimi due anni	87
Figura 6.7 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business Celle e Moduli	88
Figura 6.8 Evoluzione della marginalità operativa media per i produttori di soli Moduli	88
Figura 6.9 Quote di mercato dei maggiori produttori di Inverter a livello mondiale	89
Figura 6.10 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Inverter a livello mondiale negli ultimi due anni	90
Figura 6.11 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business degli Inverter	90
Figura 6.12 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Celle e Moduli italiani negli ultimi due anni	92
Figura 6.13 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Celle e Moduli italiani negli ultimi due anni	92
Figura 6.14 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Moduli italiani negli ultimi due anni	93
Figura 6.15 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Moduli italiani negli ultimi due anni	94
Figura 6.16 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Inverter italiani negli ultimi due anni	96
Figura 6.17 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Inverter italiani negli ultimi due anni	96
Figura 6.18 Fatturato ottenuto nel 2011 dai maggiori Distributori fotovoltaici italiani	99
Figura 6.19 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business della Distribuzione con riferimento al mercato italiano	100
Figura 6.20 Potenza allacciata alla rete nel 2011 da parte dei maggiori operatori attivi nella Progettazione e Installazione che operano sul mercato italiano	101
Figura 6.21 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business della Progettazione e Installazione con riferimento al mercato italiano	102
Figura 7.1 Logo di Solsonica e Kopernico	105
Figura 7.2 Logo Power-One Italy	108
Figura 7.3 Logo di MX Group	111
Figura 7.4 Logo di Terni Energia	113

Indice della tabelle

Tabella 2.1 Imprese intervistate dell'area di business celle e moduli e modulisti	27
Tabella 2.2 Imprese intervistate dell'area di business Inverter	27
Tabella 2.3 Imprese intervistate dell'area di business Distribuzione	27
Tabella 2.4 Imprese intervistate dell'area di business System Integrator ed EPC	28
Tabella 2.5 Imprese intervistate dell'area della R&D nel fotovoltaico.....	28
Tabella 4.1 Quadro degli incentivi del (Primo) Conto Energia.....	55
Tabella 4.2: Tariffe del Nuovo Conto Energia per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2009.	57
Tabella 4.3: Tariffe feed-in stabilite dal Terzo Conto Energia.....	58
Tabella 4.4 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi tra Giugno e Agosto 2011.	62
Tabella 4.5 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi tra Settembre e Dicembre 2011.	62
Tabella 4.6 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi nel 2012.	63
Tabella 6.1 I principali produttori di celle e moduli a livello mondiale. Fonte: Energystrategy	85

ABSTRACT

Dopo un'introduzione sulle energie rinnovabili, la prima parte del lavoro consiste nella presentazione delle tecnologie fotovoltaiche di cui è composto un impianto, esponendo, per ciascun'area tecnologica, la descrizione del componente, il quadro delle innovazioni e dei miglioramenti di efficienza attesi nel medio termine e dei progetti di ricerca e sviluppo in corso, in modo da misurare le potenzialità di sviluppo di ciascuna tecnologia. È poi riportata un'analisi economica basata sullo studio delle dinamiche di prezzo della tecnologia in esame, nel corso dell'ultimo anno. In particolare, sono state analizzate le tecnologie di moduli di prima generazione (in silicio cristallino), di seconda generazione (a film sottile) e di terza generazione, così come i sistemi fotovoltaici che sfruttano la concentrazione solare, per poi passare, infine, all'analisi degli inverter fotovoltaici, che, anche se non realizzano una vera e propria conversione dell'energia da solare ad elettrica, costituiscono una parte essenziale dell'impianto fotovoltaico.

Successivamente, nel capitolo riguardante la normativa, sono stati esposti i differenti quadri normativi che hanno supportato il settore del fotovoltaico negli anni, evidenziando l'evoluzione delle tariffe incentivanti, descrivendo e commentando le più importanti manovre normative che hanno segnato lo sviluppo del mercato del fotovoltaico in Italia. Sono state, inoltre esposte e commentate le linee guida contenute nelle ultime bozze del Quinto Conto Energia, in modo da fornire un quadro il più attuale possibile del contesto normativo che, come noto, è un fattore altamente condizionante per lo sviluppo del mercato fotovoltaico italiano.

Come proseguimento dello studio, è stato analizzato in modo sistematico il mercato del fotovoltaico, dapprima a livello mondiale, per poi concentrarsi sull'Europa e, successivamente sulla sola Italia. Per ogni area di interesse è stato evidenziato l'andamento delle installazioni fotovoltaiche negli anni e individuati gli attori, caratterizzati da Paesi e regioni, che più hanno contribuito allo sviluppo del mercato stesso. Avendo poi rilevato la notevole importanza, soprattutto in ottica prospettica, dei Paesi extraeuropei come gli USA, l'India e la Cina, che, ragionevolmente avranno, nei prossimi anni, un ruolo fondamentale e contribuiranno allo spostamento del baricentro di mercato al di fuori del Vecchio Continente, è stata realizzata una panoramica delle aspettative di

mercato a livello mondiale per il 2012, individuando e caratterizzando quei paesi che, secondo le attese degli operatori del settore, giocheranno un ruolo da protagonista negli anni a venire.

Nella sezione finale è stata analizzata la filiera fotovoltaica, a livello mondiale e a livello italiano, dapprima caratterizzando i tipi di operatori presenti nella supply chain del fotovoltaico, per poi studiare le dinamiche che hanno interessato gli operatori stessi nel corso degli ultimi anni, con speciale riferimento al 2011. Questo studio è stato fatto individuando la marginalità media di ciascuna area di business negli ultimi anni, riportando i risultati operativi dei maggiori player mondiali e delineando i trend di sviluppo dell'industria fotovoltaica a livello mondiale e a livello italiano. Infine, passando attraverso la mappatura e lo studio delle caratteristiche degli operatori attivi nelle diverse aree di *business* del fotovoltaico in Italia, come frutto di uno studio basato sulle numerose interviste agli stessi operatori del settore, sono state illustrate le principali strategie con le quali gli operatori italiani, delle diverse aree di business, hanno fatto fronte ad un anno particolarmente ricco di criticità come il 2011, corredando l'analisi con una serie di casi di studio reali riguardanti imprese in diverse aree di business della filiera fotovoltaica.

1 Introduzione

1.1 I consumi energetici e il riscaldamento terrestre

Dalla seconda rivoluzione industriale, che ha introdotto la produzione di massa, lo sviluppo dell'economia mondiale ha avuto una crescita esponenziale, questa crescita è inevitabilmente accompagnata da una crescita dei consumi energetici, il cui trend è visibilmente insostenibile nel lungo periodo a causa della scarsità delle risorse di energia primaria sulla terra, e a causa delle notevoli emissioni prodotte dalla gran parte degli impianti di produzione di energia, quelli che si basano sull'utilizzo di fonti fossili, dette anche fonti energetiche tradizionali.

I più recenti risultati scientifici evidenziano la stretta correlazione tra il riscaldamento della terra e l'emissione di gas climalteranti, i cosiddetti gas a effetto serra (Greenhouse Gases), che comprendono diversi gas e vengono misurati in CO₂ equivalente. Il trend attuale delle emissioni di gas serra, se non modificato, potrebbe indurre cambiamenti irreversibili del sistema climatico, come la crescita delle temperature medie, aumento del ritiro dei ghiacciai e del livello del mare, con evidenti impatti negativi sulla disponibilità idrica, sugli ecosistemi, sulla produttività del settore agricoltura, sulle coste e sulla salute. I gas serra sono tuttavia, aumentati del 70% tra il 1970 e il 2004, e la crescita maggiore di queste emissioni proviene dal settore energetico.

Si è ipotizzato che il punto di non ritorno dei mutamenti climatici derivanti dall'effetto serra sia in corrispondenza di una concentrazione di 450 ppm di CO₂ equivalente, che determinerà un aumento della temperatura media del pianeta di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, oltre questo limite si potranno innescare delle reazioni a catena il cui effetto sarebbe devastante sull'ecosistema terrestre. Per rientrare in questa "zona di sicurezza" sarà tuttavia necessaria una riduzione delle emissioni del 25-40% al 2020 e del 80-95% al 2050 per i Paesi industrializzati mentre per i Paesi in via di sviluppo sarà necessaria una rapida diffusione della cultura di sviluppo sostenibile, basato su risorse quanto più "pulite" possibile.

1.2 La storia della sostenibilità

La consapevolezza dei potenziali effetti dannosi sul clima degli eccessivi consumi energetici è stata chiara già negli anni “del boom” del dopoguerra e si è per la prima volta ufficializzata nella Conferenza delle Nazioni Unite sull’ambiente umano di Stoccolma tenutasi nel 1972. Per la prima volta è stato infatti affrontato in maniera globale il problema ambientale, evidenziando la stretta relazione tra le politiche economiche e quelle ambientali. Nella stessa occasione ha preso forma il Programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP) che ha tuttora il compito istituzionale di promuovere e coordinare le iniziative ambientali all’interno dell’ONU.

A questo primo incontro, altri si sono succeduti nel tempo, ma è a partire dalla Conferenza di Rio de Janeiro del 1992 che si è registrata la vera svolta, grazie alla firma della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) la cui ratifica avrà luogo nel 1994 e che imponeva degli obiettivi non vincolanti nella riduzione della concentrazione dei gas serra da parte dei principali paesi industrializzati. Dalla nascita di questa convenzione, le istituzioni firmatarie (Parti) si incontrano ogni anno per una conferenza (COP) sul clima globale, che in genere si svolge a dicembre. La presidenza cambia annualmente, secondo gli accordi presi dai gruppi di Paesi.

Nell’ambito della terza Conferenza delle Parti del 1997, è stato firmato il Protocollo di Kyoto, che prevedeva impegni vincolanti di riduzione delle emissioni. Con la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, i Paesi industrializzati e le economie in transizione si impegnavano a raggiungere obiettivi quantificati di riduzione delle emissioni di gas serra, in media di 5,2% rispetto ai livelli del 1990, fra gli anni 2008-2012 (per i Paesi dell’UE-15 era prevista una riduzione maggiore pari nel complesso all’8%). L’entrata in vigore del Protocollo di Kyoto ha richiesto un separato e formale processo di ratifica da parte dei governi firmatari prima di entrare in vigore. Ad ottobre 2009 sono 184 le nazioni firmatarie responsabili per il 63,9% delle emissioni globali di gas serra. Gli Stati Uniti hanno firmato, ma hanno poi rifiutato di ratificare il trattato. Il protocollo di Kyoto prevedeva inoltre il ricorso a meccanismi di mercato, i cosiddetti Meccanismi Flessibili: il Clean Development Mechanism, che consente ai Paesi industrializzati di realizzare progetti nei Paesi in Via di Sviluppo che producano benefici in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo economico e sociale dei Paesi ospiti e nello stesso tempo generino crediti di emissione per i Paesi che promuovono gli interventi, il Joint Implementation che consente ai Paesi industrializzati di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas serra in un altro Paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il Paese ospite, l’Emissions Trading che

consente lo scambio di crediti di emissione tra Paesi industrializzati. L'obiettivo di tali procedimenti è quello di ridurre le emissioni al costo minimo possibile, ossia massimizzare le riduzioni ottenibili a parità di investimento.

Altra tappa importante nel cammino delle Conferenze delle Parti è la conferenza del 2009 a Copenhagen, in cui non si sono raggiunti impegni specifici vincolanti sulla riduzione delle emissioni di CO₂ né di breve termine (2020), né di lungo termine. L'Accordo di Copenhagen, non vincolante, contiene solo un riconoscimento della necessità di limitare l'aumento delle temperature di massimo 2°C.

Dopo il mancato successo in termini di risultati delle ultime conferenze, la Conferenza di Cancun, tenutasi nel dicembre 2010, si può interpretare come una ripresa sostanziale del dibattito per il raggiungimento dell'accordo finale. Tale conferenza infatti, sebbene non conclusiva ed esaustiva, ha posto le basi per superare l'empasse delle ultime conferenze internazionali, in primis quella di Copenhagen. Tuttavia, nonostante gli accordi di Cancun, non si è ancora raggiunta una visione condivisa tra i Paesi industrializzati e i Paesi in via di sviluppo soprattutto per gli aspetti legati alla ripartizione degli obblighi di riduzione delle emissioni, alle modalità di coinvolgimento dei Paesi in Via di Sviluppo ed ai finanziamenti. Nell'accordo (non vincolante) i governi promettono infatti un'azione urgente per evitare che le temperature globali salgano più di due gradi Celsius senza però specificare obiettivi precisi e vincolanti della riduzione di gas serra per tenere sotto controllo le temperature.

La Conferenza di Durban, tenutasi nel dicembre 2011, è stato finalmente approvato, dopo anni di insuccessi, un processo negoziale per la definizione di un trattato globale legalmente vincolante, un "protocollo di Kyoto 2", valido per tutti i paesi UNFCCC (194 Paesi). Questo processo sarà suddiviso in due fasi. Nella prima, che terminerà nel 2015, sarà redatta e messa a punto la bozza del trattato che sarà "adottato" alla fine del 2015. Nella seconda fase il trattato sarà aperto alla sottoscrizione e alle ratifiche nazionali secondo le procedure ONU in modo da poter entrare in vigore nel 2020. In questa conferenza si è inoltre deciso per il prolungamento del Protocollo di Kyoto oltre la scadenza del 2012 fino al 2017 o al 2020. Inoltre è stato avviato il "Green Climate Fund", fondo verde per aiutare i paesi in via di sviluppo a sostenere le azioni contro il riscaldamento globale con 100 miliardi di dollari al 2020. Per le specifiche su come questo fondo sarà alimentato e al suo funzionamento operativo, si rimanda alla prossima Conferenza delle Parti alla fine del 2012 in Qatar. Il successo di quest'ultima conferenza è sicuramente quello di aver coinvolto tutti i paesi compresi quelli più riluttanti come USA, Cina e India, a impegnarsi in un quadro legalmente

vincolante, per ridurre le proprie emissioni, solamente Giappone, Russia e Canada hanno negato l'impegno ad aderire a questo nuovo protocollo, e l'aver avviato il "green climate fund" come istituzione finanziaria, operativa, che tuttavia non aver definito quali siano le sue fonti di finanziamento appare, per ora una, come una scatola vuota.

1.3 L'impegno dell'Europa

Per quanto riguarda i paesi europei sono stati elaborati vincoli ancora più stringenti di quelli imposti nel protocollo di Kyoto: la commissione europea ha infatti approvato, nel 2008, il “pacchetto Clima Energia”, anche detto “Pacchetto 20-20-20”, che impone:

- La riduzione del 20%, entro il 2020, delle emissioni di gas serra derivanti dal consumo di energia nell'UE-27 rispetto ai livelli del 1990.
- Il raggiungimento di una percentuale del 20% di energia da fonti rinnovabili sul totale di quella consumata entro il 2020 e del 10% per i biocarburanti nel totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell'UE.
- Migliorare del 20% l'efficienza energetica (risparmio dei consumi energetici) dell'UE rispetto alle proiezioni per il 2020, quest'ultimo obiettivo non è vincolante.

L'Unione Europea, ha inoltre approntato una Roadmap per il 2050, una strategia di lungo periodo che prevede una tabella di marcia volta a fare dell'Unione europea un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio entro il 2050. L'obiettivo dell'UE al 2050, è infatti quello di ridurre le emissioni di gas a effetto serra dall'80 al 95% rispetto ai livelli del 1990, obiettivo in linea con quanto previsto negli accordi sottoscritti a Copenhagen, Cancun e Durban. Secondo la Roadmap 2050, la transizione a livello mondiale, verso un'economia a bassa emissione di carbonio ed efficiente nell'uso delle risorse comporterà notevoli vantaggi competitivi per l'UE, senza la necessità di attendere ulteriori progressi tecnologici, ma partendo dallo sviluppo delle tecnologie già oggi disponibili. La Roadmap mette a disposizione delle imprese e dei governi un quadro di lungo periodo per elaborare strategie di riduzione delle emissioni di CO₂. La Roadmap indica che, per realizzare riduzioni delle emissioni dell'80% entro il 2050 all'interno dell'UE, queste dovrebbero diminuire ad un tasso annuo di circa l'1% fino al 2020, dell'1,5% nella decade successiva e del 2% nelle ultime due decadi. La Roadmap evidenzia però che, con le politiche attualmente in campo si prevedono riduzioni delle emissioni solamente 40% entro il 2050.

1.4 Le fonti energetiche rinnovabili

È evidente che le due strade per raggiungere gli obiettivi che porteranno ad uno sviluppo sostenibile sono l'efficienza energetica, per minimizzare, a parità di esigenze i consumi energetici e, quindi, le emissioni, e l'utilizzo delle energie rinnovabili. Queste, sono definite come quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate (ad esempio le biomasse) oppure non sono "esauribili" nella scala dei tempi umani (come ad esempio il Sole).

Queste fonti energetiche vengono classificate come segue:

- Energia idroelettrica
 - Il mini idroelettrico
- Energia marina
 - Energia mareomotrice (o delle maree)
 - Energia delle correnti marine
 - Energia a gradiente salino (osmotica)
 - Energia del moto ondoso
 - Energia talassotermica (OTEC)
- Energia eolica
- Energia geotermica
- Energia da biomasse
 - Biocombustibili fossili
 - Biocarburanti liquidi
 - Biogas
- Energia solare
 - Fotovoltaico
 - Termico e termodinamico

1.4.1 Energia idroelettrica

L'energia idroelettrica è quella fonte di energia rinnovabile che sfrutta la trasformazione in energia cinetica dell'energia potenziale gravitazionale posseduta da masse d'acqua in quota. L'energia potenziale e cinetica dell'acqua viene trasformata, grazie con una turbina, in energia meccanica e, successivamente, con un alternatore, in energia elettrica. Questa fonte di energia è molto antica, ed è, tra le fonti rinnovabili, quella che possiede la maggiore importanza contribuendo alla generazione di circa il 20% dell'energia elettrica mondiale.

Gli impianti idroelettrici possono utilizzare un dislivello idrico creato da una diga artificiale o naturale (impianto a bacino) oppure possono essere costituite da due serbatoi, di cui uno in quota dove, nelle ore notturne, in cui le tariffe energetiche sono più economiche, l'acqua viene pompata dal serbatoio inferiore, per poi essere riutilizzata in una turbina per la produzione di energia elettrica nelle ore diurne, queste centrali dette ad accumulo o a pompaggio, sono attualmente uno dei mezzi più convenienti per l'immagazzinamento di grandi quantità di energia.

Altri impianti idroelettrici sfruttano la velocità delle correnti per l'azionamento delle turbine. Questi impianti si possono dividere in impianti ad acqua fluente, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua, risultano quindi totalmente dipendenti dalla disponibilità di portata del corso stesso, e impianti a condotta idrica ottenuti attraverso l'inserimento di una turbina all'ingresso di centrali per il trattamento delle acque o per il recupero dell'energia che andrebbe altrimenti dissipata. Questo tipo di impianti è molto più semplice da costruire e ben si adatta a scale di impianto più piccole, come accade nel mini-idroelettrico.

Il mini idroelettrico consiste in impianti di piccola taglia, sotto il MW, ed è ulteriormente scomponibile a seconda della potenza degli impianti: fino a 100 KW si parla di micro idroelettrico, mentre da 100 KW a 1 MW di mini idroelettrico.

Rispetto alle grandi centrali i vantaggi del mini-idroelettrico sono dovuti alla possibilità di una generazione distribuita dell'energia e ad un minore impatto negativo sugli ecosistemi idrici, insieme alla maggiore semplicità degli impianti che riduce i costi di installazione e manutenzione.

1.4.2 Energia marina

Il mare rappresenta una fonte di energia pulita immensa, fino ad ora utilizzata solo in minima parte. Tuttavia lo sfruttamento dell'energia del mare ai fini della produzione di energia elettrica presenta notevoli difficoltà, principalmente causate dall'azione corrosiva dell'acqua di mare e ai fenomeni di tempeste che impongono che l'impianto sia estremamente robusto per non essere spazzato via.

Ad oggi, gli impianti che utilizzano l'energia prodotta dal mare sono perlopiù di tipo sperimentale o prototipi, di cui alcuni già in grado di comportare una fattibilità economica.

L'energia ricavabile dal mare può essere classificata in base alle diverse soluzioni tecnologiche:

- **Energia mareomotrice:** o energia delle maree, è l'energia che viene prodotta sfruttando gli spostamenti d'acqua causati dalle maree che hanno origine dalle interazioni gravitazionali tra sole e luna. Questo tipo di energia è infatti l'unica fonte rinnovabile, insieme all'energia geotermica, a non dipendere, direttamente o indirettamente, dal sole.
- **Energia dal moto ondoso:** è la fonte di energia che comporta il maggior numero di prototipi, che sfruttano i principi più disparati, per convertire l'energia delle onde in energia elettrica, tra questi ricordiamo i sistemi a colonna d'acqua oscillante, i sistemi galleggianti e i sistemi sommersi.
- **Energia a gradiente termico oceanico:** gli oceani assorbono dal sole una grande quantità di calore, che però rimane negli strati più superficiali e non arriva a scaldare le acque profonde, che si mantengono ad una temperatura vicina ai 4° C. Per sfruttare questo gradiente termico naturale si utilizza un processo definito "Ocean Thermal Energy Conversion" (OTEC), che con un gradiente termico di 20 °C permette di produrre energia elettrica. L'acqua superficiale viene utilizzata per riscaldare e far evaporare ammoniacca che dopo aver espanso in turbina sarà fatta condensare con l'acqua fredda proveniente dal fondo del mare (ciclo chiuso), in alternativa si può utilizzare in turbina la stessa acqua di mare, vaporizzata con pesanti laminazioni, per poi condensarla con acqua fredda ottenendo, inoltre, acqua dissalata (ciclo aperto).
- **Energia dalle correnti sottomarine:** si tratta di una tecnologia basata su turbine poste sul fondo del mare che sfruttano gli stessi principi delle turbine eoliche, è una tecnologia con grandi potenzialità, si stima attorno ai 75 GW, in Europa dei quali 15.000 MW solo nello Stretto di Messina. Come nell'eolico si possono utilizzare turbine ad asse orizzontale o ad asse verticale. Le prime sono più adatte alle correnti marine costanti, come quelle presenti

nel Mediterraneo, mentre le seconde sono più adatte alle correnti di marea, per il fatto che queste cambiano direzione di circa 180° più volte nell'arco della giornata. Gli impianti pilota installati finora dimostrano una grande produttività degli impianti e un LCOE (Levelized costo of electricity), paragonabile alle tecnologie tradizionali, risulta invece ancora problematico il tema della corrosione degli impianti a causa dell'acqua di mare e delle incrostazioni biologiche.

- **Energia a gradiente salino:** energia ottenuta dalla differenza nella concentrazione del sale fra l'acqua di mare e l'acqua dolce: nel punto in cui avviene l'incontro tra le due masse d'acqua, tipicamente alla foce dei fiumi, si crea un flusso spontaneo di ioni tra le due soluzioni di diversa concentrazione. Per poter sfruttare questa energia si ricorre alla dialisi elettroinversa (RED) e la Pressure Retarded Osmosis (PRO) per mezzo di membrane selettive, che sono tuttora molto costose e necessitano di enormi superfici per garantire output di energia significativi.

1.4.3 Energia eolica

I sistemi ad energia eolica sfruttano l'energia delle masse d'aria in movimento da zone di alta pressione a zone di bassa pressione. Queste diverse zone si creano per il diverso riscaldamento di aree diverse della terra, dando luogo a venti perlopiù costanti e che coprono distanze di migliaia di chilometri, i venti sinottici, oppure sono legati a fenomeni locali, piogge, temporali oppure ancora al diverso riscaldamento, in prossimità delle zone costiere dell'aria sopra la terra e sul mare, a causa della diversa capacità termica della terra e del mare stessi, dando luogo alle brezze marine.

Un impianto eolico è costituito da uno o più aerogeneratori che attraverso un rotore ad asse orizzontale o verticale, trasformano l'energia cinetica del vento in energia meccanica. Questa energia viene trasferita ad un generatore elettrico, solitamente tramite un moltiplicatore di giri, che produce corrente trifase, la cui frequenza è solitamente convertita attraverso un inverter per poi essere immessa in rete.

Le macchine più diffuse attualmente sono aerogeneratori tripala ad asse orizzontale, che garantiscono la massima efficienza aerodinamica, una buona flessibilità e costi contenuti a data la tecnologia consolidata. Con l'andare degli anni, la potenza dei singoli aerogeneratori è andata aumentando, così come le loro dimensioni, che sono passate da un diametro del disco in media di 15 m negli anni ottanta fino a più di 100 m. Attualmente il più grande aerogeneratore in commercio è l'Enercon E-126 con un diametro del rotore di 126 m una torre alta 135 m e che sviluppa una potenza di 7,58 MW. Si stanno tuttavia diffondendo macchine ad asse verticale che, sebbene abbiano una potenza minore a parità di area spazzata dal rotore, rispetto alle macchine ad asse verticale, presentano alcuni vantaggi, quali la possibilità di posizionare il generatore elettrico a terra e il funzionamento con vento in tutte le direzioni senza la necessità di orientarsi.

È possibile classificare le macchine eoliche a seconda della potenza, secondo le norme dettate dal Gestore del Servizio Elettrico (GSE):

- Macchine di piccola taglia (1-200kW) che presentano un diametro del rotore che varia tra 1 e 20m e un'altezza della torre compresa tra 10 e 30 metri;
- Macchine di media taglia (200–800kW) che presentano un diametro del rotore che varia tra i 20 e i 50m e un'altezza della torre compresa tra 30 e 50 metri;
- Macchine di grande taglia (oltre1000kW) che presentano un diametro del rotore che varia tra i 55 e gli 80m e un'altezza della torre compresa tra 60 e 120 metri.

L'energia eolica è una delle fonti rinnovabili maggiormente utilizzate, con tassi di crescita molto elevati, una grande potenza installata ed una tecnologia matura, che permette di produrre elettricità a costi competitivi. Il mercato eolico a livello mondiale, a fine 2011, presenta, infatti, una potenza installata cumulata totale di 238GW, di cui 94 in Europa, soprattutto in Germania (29 GW) e Spagna (27 GW), mentre l'Italia si attesta al considerevole valore di 6,7 GW installati.

1.4.4 Energia geotermica

L'energia geotermica è l'energia che sfrutta il flusso termico proveniente dal nucleo terrestre, dove avvengono reazioni di fissione nucleare degli elementi radioattivi presenti. Il calore si propaga attraverso il mantello mediante moti convettivi di roccia "plastica", che si muove in celle convettive impiegando milioni di anni. Questo lento ma costante movimento causa degli attriti e delle tensioni sulla crosta terrestre che, in alcuni casi possono portare a spaccature e a risalite anomale di materiale caldo. Queste sono dette anomalie geotermiche, e si verificano in luoghi della terra interessati da un flusso geotermico straordinario. La presenza di un'anomalia geotermica, abbinata ad una conformazione favorevole del territorio rende possibile lo sfruttamento ai fini energetici del sito geotermico.

Questi siti possono essere di quattro tipi:

- **Sistema idrotermale:** in questo sistema, l'acqua meteorica che scende da alture circostanti viene intrappolata tra due strati di rocce impermeabili;
- **Sistema geopressurizzato:** in questa conformazione un serbatoio naturale situato a grande profondità, racchiude, attraverso rocce impermeabili, una certa quantità di acqua e vapore;
- **Sistema HDR "Hot Dry Rocks"**, il serbatoio è impermeabile ma non contiene acqua, che andrà iniettata artificialmente;
- **Sistemi magmatici**, dove si verifica la risalita di magma fino a uno strato di rocce impermeabili, non sono mai stati sfruttati.

L'energia geotermica viene annoverata tra le energie rinnovabili in quanto è una fonte non esauribile nella scala dei tempi dell'umanità e il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Tuttavia, lo sfruttamento intensivo di un sito geotermico può provocare l'esaurimento del pozzo che deve essere adeguatamente ripristinato con dei pozzi di re-iniezione.

L'energia geotermica può essere utilizzata sia per scopi termici, in abbinamento con pompe di calore, in tal caso non è necessaria la presenza di un'anomalia geotermica, oppure per la produzione di energia elettrica. In questo caso, a seconda del titolo di vapore del fluido geotermico presente nel sito (vapore dominante/liquido dominante) si possono utilizzare: impianti con turbina a contropressione, impianti a condensazione, impianti a lagone ed impianti binari.

La geotermia risulta essere molto interessante in quanto si sposa perfettamente con la cogenerazione o la trigenerazione e in quanto garantisce un numero altissimo di ore di funzionamento, in quanto la sorgente è disponibile tutte le ore, tutti i giorni dell'anno e gli unici fermi impianto sono a causa delle attività di manutenzione.

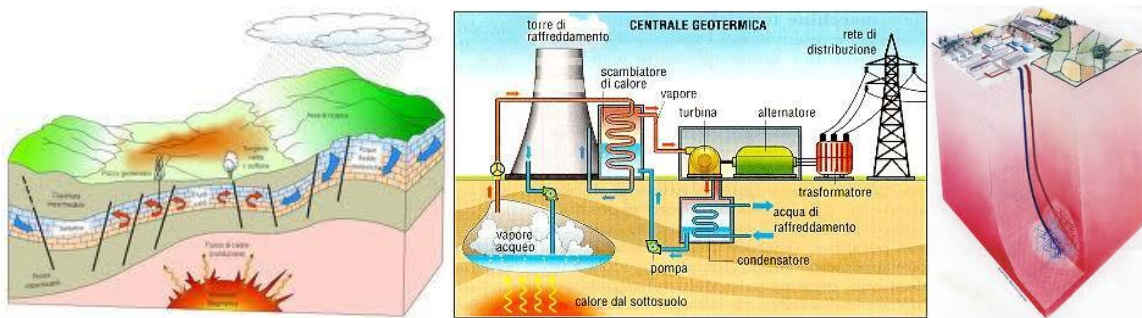


Figura 1.1 Un esempio di sistema geotermico, idrotermale, geopressurizzato e HDR.

1.4.5 Energia da biomasse

Per biomassa si intende “la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. Essa è una fonte rinnovabile che proviene indirettamente dal sole in quanto la sua energia è immagazzinata nelle piante, che utilizzano l’energia solare per crescere. È importante notare che l’emissione di CO₂ a seguito della combustione delle biomasse, non comporta un incremento dell’anidride carbonica presente nell’ambiente: la CO₂ emessa è infatti la medesima che le piante assorbono per svilupparsi e che alla loro morte ritornerebbe nell’atmosfera attraverso i normali processi di degradazione della sostanza organica.

La biomassa può essere utilizzata come combustibile direttamente, in forma solida, o a valle di una raffinazione, trasformandola in combustibili gassosi o liquidi.

- **Biocombustibili solidi:** sono principalmente le biomasse provenienti dal legno (scarti forestali, industriali ed agricoli) costituiscono la più antica forma di energia rinnovabile presente in natura. Tra le varie tipologie di biocombustibili legnosi troviamo il cippato (ovvero la legna ridotta a scaglie), le bricchette (ottenute dalla pressatura di residui legnosi) e il pellets (piccoli cilindri ottenuti con pressioni elevate).
- **I biocarburanti liquidi** sono idrocarburi derivanti da biomassa di origine principalmente vegetale ricavata da coltivazioni agricole. I biocarburanti liquidi possono essere utilizzati per l’autotrazione o per la produzione di energia elettrica, come nel caso degli oli vegetali. I biocarburanti liquidi più comuni sono il bioetanolo, che deriva dalla fermentazione di prodotti agricoli a base di zucchero o amido e che viene impiegato nei motori a benzina, il biodiesel, un combustibile ricavato da oli vegetali e grassi animali attraverso un processo chimico che “spezza” le molecole più grosse (transesterificazione) e che ha caratteristiche analoghe al gasolio, e l’olio vegetale, ottenuto dalla spremitura di piante oleaginose come soia, colza e girasole, col quale si riesce a produrre energia elettrica e termica attraverso la sua combustione in un motore cogenerativo.
- **Biocombustibili gassosi:** il biogas è un gas combustibile prodotto attraverso la decomposizione biologica della biomassa in assenza di ossigeno: fanghi di depurazione, fanghi di depurazione dal trattamento di acque reflue civili ed industriali, residui colturali, FORSU, scarti dell’industria agro-alimentare e della macellazione, deiezioni animali e

colture energetiche. Questo processo prende il nome di Digestione Anaerobica, questa può avvenire in ambiente controllato (digestore) con una produzione di biogas con percentuale di metano pari al 55-65%, o anche nelle discariche in seguito alla decomposizione dei rifiuti: in questo caso il biogas o gas da discarica contiene una percentuale di metano pari al 45%. Il biogas in genere composto da: metano, CO₂, acqua, azoto, con tracce di ossigeno, idrogeno, composti solforati e alogenati, ammoniaca e particolato in sospensione. Può essere bruciato direttamente per produrre calore o energia elettrica, oppure può essere trasformato in un combustibile ad alto contenuto di metano ($\geq 95\%$): il biometano, eliminando la CO₂ ed altre impurità e contaminanti presenti nel biogas grezzo. Il biometano, essendo completamente comparabile con il metano derivante dal gas naturale, può essere immesso nella rete nazionale dei gasdotti oppure usato come combustibile per l'autotrazione.

1.4.6 Energia solare

Il sole è la principale fonte di energia disponibile sulla terra, la quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è infatti migliaia di volte superiore al fabbisogno energetico mondiale, inoltre il sole è alla base di tutte le forme di energia rinnovabile, fatta eccezione di quella geotermica e quella mareomotrice. L'energia solare ha origine dalle reazioni di fusione nucleare dei nuclei di idrogeno presenti nel sole per formare nuclei di elio. Queste reazioni sviluppano una potenza complessiva di 3845×10^{14} GW, che tenendo conto del raggio terrestre e della distanza tra sole e terra determinano un irraggiamento sulla terra di circa 1325 - 1417 W/m², una parte di questa radiazione è poi assorbita dall'aria presente nei vari strati dell'atmosfera "air mass", ciò comporta che la radiazione realmente incidente sulla superficie terrestre sia ancora inferiore e dipendente dalla latitudine, alle nostre latitudini l'irraggiamento in una giornata limpida è infatti circa dell'ordine di 1000 W/m².

La potenza del sole può essere sfruttata in diversi modi nella produzione dell'energia, esistono tuttavia tre strade principali, che differiscono per la tipologia degli impianti, i metodi di funzionamento e il tipo di energia prodotta: questi sono il solare termico, il solare termodinamico e il solare fotovoltaico.

Il solare termico

Il solare termico è un insieme di tecnologie volte a trasformare l'energia solare in energia termica, la quale viene poi utilizzata per la produzione di acqua calda e per il riscaldamento o raffrescamento degli ambienti o per scopi sanitari o impieghi industriali. L'energia solare viene trasformata in energia termica attraverso dei collettori solari, che possono essere di diversa tecnologia e complessità ma che sono di norma rappresentabili come un fascio di tubi ricevitori dentro i quali scorre un fluido termovettore, che potrebbe essere aria, acqua o, più raramente, olio diatermico. Questo fluido attraversa il collettore per circolazione naturale o forzata, dove viene riscaldato dalle radiazioni solari, e viene poi raccolto in un accumulatore di calore, che permette di immagazzinare l'energia termica per utilizzarla quando richiesta. I collettori solari vengono connessi tra loro in serie e in parallelo fino a raggiungere la temperatura e la portata desiderata.

Come detto prima, esistono diverse tecnologie di collettori solari, le principali sono tre e differiscono principalmente per il costo, l'efficienza e le condizioni di lavoro:

- **Collettori scoperti:** sono la tecnologia più semplice, costituiti in genere da tubi in materiale plastico, dentro ai quali scorre l'acqua. Sono esposti direttamente al sole con evidenti problemi di dispersioni termiche per convezione quando la temperatura dei tubi inizia a discostarsi sensibilmente da quella esterna, sono quindi adatti ad un impiego estivo presso stabilimenti balneari, campeggi ecc.;
- **Collettori piani vetrati:** rappresentano la tecnologia largamente più diffusa, sono composti da tubi in materiale metallico, con una migliore conducibilità termica, racchiusi in un pannello costituito nella parte inferiore da una piastra assorbente, per massimizzare il calore immagazzinato, e nella parte superiore da una lastra di vetro, per evitare la dispersione del calore nell'ambiente, sono utilizzabili tutto l'anno con buone prestazioni, ideali per il settore residenziale;
- **Collettori sottovuoto:** in questi collettori ad alta efficienza, il tubo contenente il fluido termovettore è racchiuso dentro un tubo di vetro e nell'intercapedine viene fatto il vuoto oppure inserito un gas inerte a bassa pressione. Il tubo ricevitore può essere anche rivestito di uno speciale materiale che limita le perdite per irraggiamento del tubo, quando questo si trova ad alta temperatura ed emette raggi infrarossi, questo materiale si chiama "coating selettivo" ed è usato in tutti i tubi ricevitori degli impianti solari termodinamici. Il vuoto nell'intercapedine tra i due tubi serve sia a limitare le perdite convettive, sia a non rovinare il coating selettivo, che verrebbe danneggiato dall'ossigeno presente in aria. Grazie a questi accorgimenti, questo tipo di collettori permette di ottenere calore alle temperature più alte, fino a 200 °C, e garantisce una produzione fino al 20% superiore rispetto ai collettori vetrati, tutto ciò a fronte di un costo sensibilmente più alto.

L'impianto solare termico può essere "aperto", se il fluido termovettore che circola nei collettori è lo stesso del circuito di utilizzo, o "chiuso" se il fluido termovettore che circola nei collettori cede calore al fluido d'utilizzo tramite uno scambiatore. Si può inoltre distinguere in impianti a bassa temperatura (sotto i 100 °C), per produrre acqua calda per il riscaldamento di edifici e per la produzione acqua calda sanitaria o per calore a bassa temperatura per processi industriali e a media temperatura (tra i 100 e i 200°C) per fornire calore ad alcuni processi industriali.

Un'interessante applicazione del solare termico è l'abbinamento con macchine frigorifere ad assorbimento, che utilizzano cioè una fonte di calore per la produzione di energia frigorifera per il raffrescamento degli ambienti o per scopi industriali (come la conservazione di alimenti). Questa tecnologia è denominata "Solar Cooling" e presenta grandi potenzialità, considerando che la

maggior domanda di “freddo” per il condizionamento degli edifici si verifica nella stagione estiva, stagione caratterizzata dalla massima disponibilit  di radiazione solare. Questa tecnologia ha enormi potenzialit  soprattutto in Italia, essendo noi uno dei paesi europei con la maggior richiesta di energia per il condizionamento estivo. Fin ora sono pochi gli impianti realizzati con questa tecnologia, che per ora, consente dei vantaggi solo sulle larghe scale rispetto alla tecnologia tradizionale, in quanto il costo dei sistemi, soprattutto degli innovativi frigoriferi ad assorbimento,   ancora molto alto.

Il solare termodinamico

Con il termine solare termodinamico si intende la trasformazione dell’energia solare in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico. Tutte le tecnologie di questo tipo sfruttano il principio di utilizzare l’energia solare per riscaldare un fluido che ceder  poi la sua energia ad una turbomacchina o ad un motore, queste saranno poi collegate ad un generatore elettrico che convertir  la loro energia meccanica in energia elettrica. Esistono svariate tecnologie che sfruttano questo principio, una prima distinzione pu  essere fatta tra le tecnologie che concentrano la radiazione solare, tramite specchi o, pi  raramente, lenti, in modo da ottenere temperature pi  alte, e tecnologie che invece sfruttano l’energia solare non concentrata. Questi ultime tecnologie sono meno note e non sono ancora sviluppate a livello commerciale, le pi  interessanti sono:

- **Impianti a vasche solari “solar pond”:** le vasche solari sono composte da alcuni strati di soluzione di acqua e sali con differenti gradi di salinit  che, se esposti alla radiazione solare, permettono di ottenere gradienti termici di circa 70°C
- **Impianti a effetto camino:** questi impianti sono costituiti da una serra disposta attorno ad una grande torre con funzione di camino e uno o pi  generatori eolici alla base di essa.

I sistemi che sfruttano invece la concentrazione solare per ottenere temperature pi  alte, e quindi aumentare il rendimento dei cicli termodinamici associati sono notevolmente pi  diffusi e prendono il nome di CSP (Concentrated Solar Power). Le principali tecnologie costruttive di questo tipo di impianti sono quattro, a seconda del tipo di riflettori (specchi continui o segmentati) e a seconda della concentrazione (lineare o puntuale):

- **Impianti Parabolic Trough**

Impianti che sfruttano specchi parabolici continui, che inseguono il sole con un grado di libert , per concentrare la luce linearmente verso un tubo ricevitore in cui scorre un fluido termovettore , in

genere olio diatermico, l'acqua è invece sconsigliata in quanto, per avere temperature interessanti, dovrebbe raggiungere notevoli pressioni all'interno dei tubi che però sono collegati tra loro da giunti mobili, per permettere l'inseguimento del sole, con evidenti problemi di fuoriuscite. Il fluido diatermico viene poi stoccato in un accumulatore di calore, un serbatoio caldo, per garantire il funzionamento continuato anche durante il passaggio di nubi oppure alla sera. Questo serbatoio potrebbe anche contenere una miscela di Sali fusi, più economici e meno tossici dell'olio diatermico e che permettono di stoccare calore fino a 600 °C, ma che difficilmente possono essere utilizzati nel campo solare poiché solidificano a circa 210 °C. La configurazione impiantistica che sembra essersi affermata per questa tecnologia è quella a doppio fluido termico: all'interno dei tubi ricevitori nel campo solare scorre olio diatermico che, tramite scambiatori di calore, trasferisce l'energia termica al secondo fluido termovettore, composto da una miscela di sali fusi che funge da accumulo termico, permettendo alla centrale di funzionare fino a circa sette ore e mezzo in assenza di luce. La miscela di sali fusi è stoccata in due serbatoi: dal serbatoio caldo, a circa 390 °C, la miscela viene prelevata per trasferire la potenza termica al vapore che entrerà in turbina (tramite scambiatori), poi, viene depositata nel serbatoio "freddo", a circa 290 °C, dal quale verrà prelevata per ricevere il calore proveniente dal campo solare. Questa configurazione presenta il vantaggio dell'utilizzo dei sali fusi (economici e con buone prestazioni termiche) senza il problema del loro congelamento notturno (i sali cristallizzano a circa 250°C) , poiché i sali non entrano nel campo solare, inoltre, il sistema di accumulo garantisce la produttività dell'impianto i media di 3200 ore equivalenti all'anno (più del doppio di un impianto fotovoltaico). Questa tecnologia è largamente la più diffusa a livello mondiale, sono infatti stati in funzionamento 1,55 GW di impianti al 2011 corrispondenti all'86,7% della potenza complessiva degli impianti CSP. L'evoluzione della tecnologia di questo tipo di impianti, ha permesso un costo di installazione di circa 5,4 €/W.

- **Impianti a specchi di Fresnel**

Questi impianti sfruttano lo stesso principio dei Parabolic Trough, ma, in luogo di grossi specchi parabolici, sono composti da una serie di specchi piani che inseguono il sole con un grado di libertà. Il vantaggio di questo tipo di impianto, oltre al minor costo degli specchi di Fresnel rispetto a quelli parabolici, è il fatto di poter utilizzare un fluido in pressione nel campo specchi, poiché a differenza di quanto accade nella tecnologia parabolic trough, il tubo ricevitore non ruota, si possono quindi creare impianti dove lo stesso vapore che espande in turbina, attraversa anche il campo solare, questa configurazione prende il nome di Direct Steam Generation (DSG). Il 2011 ha visto l'entrata

in funzione dei primi impianti di scala industriale con la tecnologia a concentrazione lineare segmentata basata sugli specchi di Fresnel, il più grande è l'impianto di Puerto Errado 2, situato nei pressi di Murcia (Spagna), con una potenza di 30 MW, che porta il totale di installato a livello mondiale con questa tecnologia a 38 MW.

- **Impianti Solar Tower**

Questi impianti sono composti da una torre alla quale sommità è posto un ricevitore, che contiene un fascio di tubi nei quali scorre il fluido termovettore, la torre è circondata da una platea eliostati, specchi che inseguono il sole con due gradi di libertà e ne concentrano la luce verso il ricevitore. Con questo sistema si possono raggiungere fattori di concentrazione superiori rispetto ai collettori parabolici lineari, permettendo di raggiungere temperature più elevate (fino a 1000°C). Dal ricevitore, il fluido trasferisce il calore un ciclo termodinamico a vapor saturo o surriscaldato, che produrrà potenza elettrica attraverso una turbina collegata ad un generatore. Questi impianti solitamente utilizzano sali fusi come fluido termovettore e possono essere dotati di un sistema di accumulo termico tale da permettere il funzionamento dell'impianto anche nelle ore notturne. È il caso dell'impianto "Gemasolar" (20 MW), entrato in funzione nel 2011 a Fuentes de Andalucía, questo impianto, dotato di un sistema di accumulo a due serbatoi, che garantisce fino a 15 ore di autonomia, permettendo alla centrale di operare continuamente per 24 ore nei periodi estivi, questo consente all'impianto una produzione annua fino a 110 GWh/anno, che corrispondono a 6500 ore equivalenti di funzionamento all'anno. Il totale dell'installato mondiale di questa tecnologia si è attestato, a fine 2011, a 57,5 MW, tuttavia, le potenzialità di questa tecnologia, che si trova ad un grado di maturità molto minore rispetto al parabolic trough, sono evidenti agli operatori del settore, tanto che nei prossimi due anni verrà completata la costruzione di ben 510 MW di impianti a torre.

- **Impianti Solar Dish**

Questi impianti sono costituiti da uno specchio con forma di un paraboloide che insegue il sole con due gradi di libertà e ne concentra la radiazione nel suo fuoco, dove si trova il sistema che compie il ciclo termodinamico. Nonostante vi siano impianti con microturbine ORC o microturbine a gas, il sistema più utilizzato in questi impianti prevede di porre un motore a ciclo Stirling nel fuoco del paraboloide. Questa tecnologia si trova ancora in uno stato embrionale, la potenza totale installata al mondo rimane attorno ai 2 MW, dopo la costruzione dell'impianto "Maricopa Solar" in Arizona da

1,5 MW, completato nel 2010, non ci sono state altre installazioni di taglia commerciale. Nonostante questo sia il sistema che potenzialmente garantirebbe le più alte efficienze di conversione, in media superiori al 25%. I problemi di questa tecnologia riguardano soprattutto l'uso dei generatori Stirling per la produzione della potenza elettrica, in quanto hanno dimostrato di essere soggetti, soprattutto nel lungo periodo, a notevoli cali di rendimento, a surriscaldamento dei materiali, e a problemi di tenuta che causano la fuoriuscita del fluido di lavoro (idrogeno) che deve essere continuamente reintegrato.

- **Il mini CSP**

Con il termine di mini CSP o micro CSP, si intendono gli impianti solari termodinamici di potenza inferiore a 10 MW (mini) e a 1 MW (micro). La tecnologia utilizzata per questo tipo di impianti è prevalentemente a parabolic trough con specchi di taglia ridotta rispetto a quelli delle grandi centrali e struttura modulare, sono presenti anche sistemi di accumulo a basso costo in modo da ridurre il più possibile il costo dell'investimento. Essendo quest'applicazione particolarmente adatta a utenze commerciali e industriali i sistemi possono essere installati sul tetto degli edifici, essendo costruiti con materiali leggeri ma resistenti come specchi ultrasottili in lamina di alluminio o in materiali compositi di spessore inferiore a 1 mm. Questi impianti sono particolarmente adatti alla cogenerazione e alla trigenerazione, cioè la produzione di caldo, freddo ed energia elettrica. Date le modeste potenze in gioco, la produzione di energia elettrica con questi sistemi avviene attraverso microturbine ad alta efficienza, con taglie che partono da 30 kW, oppure con turbine ORC (Organic Rankine Cycle), adatte allo sfruttamento di calore a media temperatura e a potenze da 1 a 20 MW.

Il solare fotovoltaico

Questa tecnologia, che fu per la prima volta sperimentata nel 1883¹, permette la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotoelettrico. L'effetto fotoelettrico, la cui teoria fu pubblicata da Albert Einstein nel 1905, è un fenomeno per cui, in un opportuno materiale irradiato da luce, si verifica l'emissione di elettroni, che vengono "scalzati" dagli atomi quando sono colpiti da un fotone con sufficiente energia. Questi elettroni, se opportunamente canalizzati, danno luogo ad una corrente elettrica, detta corrente di illuminazione. I materiali semiconduttori

¹ Nel 1883, l'inventore statunitense Charles Fritz, produsse una cella solare a base di selenio con un'efficienza di conversione di circa l'1,5%.

sono notoriamente interessati da questo fenomeno, uno di questi materiali è il secondo elemento più abbondante sulla Terra e ne costituisce il 27,7% della massa: il Silicio.

Per sfruttare l'emissione di elettroni di questo elemento quando investito dalla luce, è necessario però sottoporre il materiale ad un processo detto "drogaggio". Questo processo prevede l'introduzione, nel reticolo atomico del silicio, che si ricorda essere un elemento del IV gruppo, di una piccola concentrazione di Boro o di Fosforo. Il Boro, elemento del terzo gruppo che presenta tre elettroni di valenza a differenza del Silicio, che ne ha quattro, quando viene introdotto nel reticolo metallico, crea una "lacuna", cioè un elettrone mancante che determina la creazione di una carica positiva nel materiale, che prende il nome di Silicio P (positivo). Un discorso analogo vale per il Fosforo, che avendo cinque elettroni di valenza determina una carica negativa nel materiale drogato, Silicio N (negativo). Questi due strati di materiale drogato, quando vengono giustapposti, danno luogo alla cosiddetta "giunzione PN", in prossimità di questa giunzione si crea un campo elettrico di grande intensità, che canalizza gli elettroni nella direzione desiderata e che costituisce il cuore della cella fotovoltaica.

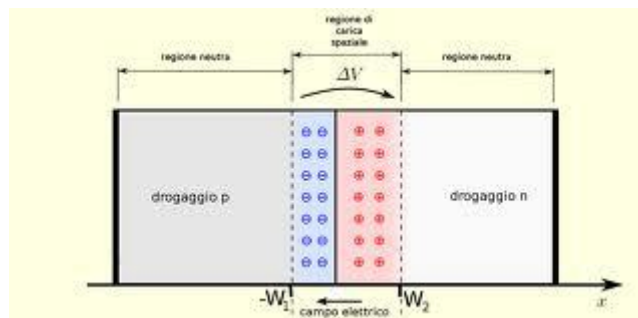


Figura 1.2 La giunzione PN nella cella fotovoltaica.

La cella fotovoltaica viene ricavata da una "fetta" di materiale semiconduttore, denominata wafer, ed è composta da:

- materiale semiconduttore (generalmente silicio): è l'elemento base della cella ed ha uno spessore di circa 0,25mm;
- contatti elettrici: possono essere in argento, oro o alluminio e costituiscono una superficie continua sul lato posteriore e una griglia su quello superiore. Il loro scopo è quello di convogliare la corrente elettrica all'esterno della cella;
- rivestimento antiriflettente: sottile strato di ossido di titanio che ha la funzione di minimizzare la radiazione riflessa;

- testurizzazione: la superficie non è piana, ma sagomata in minuscole piramidi per aumentare la superficie utile e favorire riflessioni reciproche.

2 La metodologia di ricerca

Nel presente lavoro di tesina, ha visto l'applicazione di diversi strumenti ed approcci operativi: i filoni di ricerca sono stati principalmente due: un'analisi di reportistica e articoli in formato cartaceo e multimediale, e un'analisi empirica.

2.1 Analisi della letteratura

Per comprendere i trend a livello mondiale su, tecnologia, prezzi delle materie prime, progetti pilota, strategie di business delle grandi imprese energetiche e mercati emergenti, è stata utile l'analisi di più di 11 report internazionali, di articoli di riviste specialistiche sul fotovoltaico e, per gli aspetti teorici, la consultazione di quattro manuali sulle tecnologie fotovoltaiche. Il materiale è stato prevalentemente reperito dal web o da abbonamenti alle riviste specialistiche. Le conoscenze maturate grazie all'analisi della letteratura, sono servite come punto di partenza per la redazione delle interviste e per l'interpretazione delle strategie di business delle imprese operanti in Italia, in comparazione ai trend mondiali.

2.2 Analisi empirica

Partendo dalle conoscenze maturate dalla consultazione della letteratura e dei report internazionali, sono stati redatti questionari, con domande mirate sui più recenti sviluppi della tecnologia, del mercato della normativa e della filiera fotovoltaica in Italia e nel mondo. Le interviste avevano una durata media di un ora e una media di dieci domande aperte, che differivano in base all'area di business e alle caratteristiche salienti dell'impresa. Essendo stato il 2011, un anno particolarmente problematico per il fotovoltaico, le strategie intraprese dalle diverse imprese, anche all'interno della stessa area di business sono state molteplici, per questo è stato scelto un nutrito campione di ben 35 tra aziende ed enti di ricerca. I player più importanti sono stati contattati più volte, iterativamente, in modo da triangolare l'informazione e giungere alla massima accuratezza.

Le imprese intervistate, suddivise per area di business sono state le seguenti:

- Area di business Celle e moduli e moduli:

Impresa	Paese	Area di Business	Ruolo dell'intervistato
Rec Solar	Norvegia	Celle e Moduli	Marketing Manager
Solsonica	Italia	Celle e Moduli	Chief Technology Officer
First Solar	Stati Uniti	Moduli	Sales Manager e Business Development
Energy Glass	Italia	Moduli	Chief Executive Officer
Mx Group	Italia	Moduli	Chief Executive Officer
Saint Gobain Solar Italia	Francia	Moduli	Chief Executive Officer
Solon	Germania	Moduli	Chief Executive Officer

Tabella 2.1 Imprese intervistate dell'area di business celle e moduli e moduli

- Area di business Inverter:

Impresa	Paese	Area di Business	Ruolo dell'intervistato
Power-One	Stati Uniti	Inverter	Sales Manager e Business Development
ABB	Svizzera	Inverter	Marketing Manager
Elettronica Santerno	Italia	Inverter	Marketing Manager
Fronius	Austria	Inverter	Chief Executive Officer
SMA	Germania	Inverter	Chief Executive Officer

Tabella 2.2 Imprese intervistate dell'area di business Inverter

- Area di business Distributori:

Impresa	Paese	Area di Business	Ruolo dell'intervistato
Enerpoint	Italia	Distributore	Marketing Manager
Saint Gobain Solar Systems	Francia	Distributore	Chief Executive Officer
Vp Solar	Italia	Distributore	Chief Executive Officer

Tabella 2.3 Imprese intervistate dell'area di business Distribuzione

- Area di business System Integrator ed EPC Contractor:

Impresa	Paese	Area di Business	Ruolo dell'intervistato
Schneider Electric	Francia	EPC Contractor	Senior Manager
Martifer Solar	Portogallo	EPC Contractor	Sales Manager e Business Development
Siemens	Germania	EPC Contractor	Sales Manager e Business Development
ABB	Svizzera	EPC Contractor	Product Manager Solar Inverter
Terni Energia	Italia	EPC Contractor	Marketing Manager
Conergy Italia	Germania	EPC Contractor	Chief Executive Officer
Enerray (Gruppo Maccaferri)	Italia	EPC Contractor	Chief Executive Officer
Kenergia	Italia	EPC Contractor	Chief Executive Officer
Mx Group	Italia	EPC Contractor	Chief Executive Officer
Sun System	Italia	System Integrator	Chief Executive Officer

Tabella 2.4 Imprese intervistate dell'area di business System Integrator ed EPC

- Enti di ricerca attivi in progetti R&D nel fotovoltaico:

Ente	Paese	Area di Business	Ruolo dell'intervistato
Università di Padova	Italia	Ricerca	Responsabile di ricerca
Università di Vicenza	Italia	Ricerca	Responsabile di ricerca
ENEA	Italia	Ricerca	Responsabile di ricerca

Tabella 2.5 Imprese intervistate dell'area della R&D nel fotovoltaico

Il contenuto delle interviste è stato poi analizzato, in modo da riuscire a delineare le strategie e le dinamiche caratterizzanti i diversi attori della filiera. Dalle informazioni ricavate si è potuto, in seguito, effettuare il confronto tra le imprese italiane e quelle straniere operanti sul territorio italiano.

Tuttavia le aziende riportate nelle tabelle, non sono le uniche ad essere state intervistate: per ricostruire le dinamiche della filiera sul mercato italiano, infatti, sono state rivolte interviste telefoniche, della durata di circa dieci minuti, ad un campione più vasto di aziende operanti sul territorio italiano. Le interviste, questa volta comprendevano domande standardizzate sui dati anagrafici delle imprese e sulle loro prestazioni economiche degli ultimi anni. Il campione di questa indagine è stato più vasto ed ha compreso, oltre alle aziende citate sopra, altre 44 aziende. L'elenco delle aziende a cui è stato rivolto il questionario è il seguente: *9REN, Albatech, Aros Solar Technology, Arse (Acea), Beasuoleil, Beghelli, Brandoni Solare, CCLG, Chemtech, Comet, Conergia, Copernico (Solsonica), CPL concordia, Danfoss, Dea, Donauer, Ecotrend, Ecoware (Gruppo Kerself), EDF ENR, Enel.si, Enereco, Energiebau, Energy resources, Eosolare, Espe Energia, Fedi Impianti, Galeo Energy, Helios Technology Isofoton, Juwi, Marchiol, NRG Agrivis, Proinso, Ravano Power, Renegies, Righi, Sacchi, Siel, Solar Green Energy, Sonepar, Sun Edison, Sunerg Solar, Tecnospot, Ubisol, Vona Costruzioni.*

3 La tecnologia

Nel seguente capitolo, dopo un 'introduzione sul sistema fotovoltaico, si esamineranno le parti più importanti, dal punto di vista tecnologico , cioè i moduli fotovoltaici, distinguendo in moduli di prima, seconda e terza generazione e i sistemi basati su moduli fotovoltaici a concentrazione, e infine, gli inverter fotovoltaici.

Le diverse componenti saranno presentati dal punto di vista della tecnologia costruttiva, dell'efficienza, delle innovazioni attese e sarà fornita inoltre una valutazione economica basata sullo studio dell'evoluzione del prezzo.

3.1 L'impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è composto dai seguenti componenti:

- moduli fotovoltaici (contenenti le celle);
- inverter: dispositivo in grado di convertire un flusso di corrente continua (prodotta dall'impianto) in uno di corrente alternata (utilizzata dalle apparecchiature elettriche);
- strutture di sostegno;
- quadri elettrici e cavi di collegamento;
- misuratore di energia.

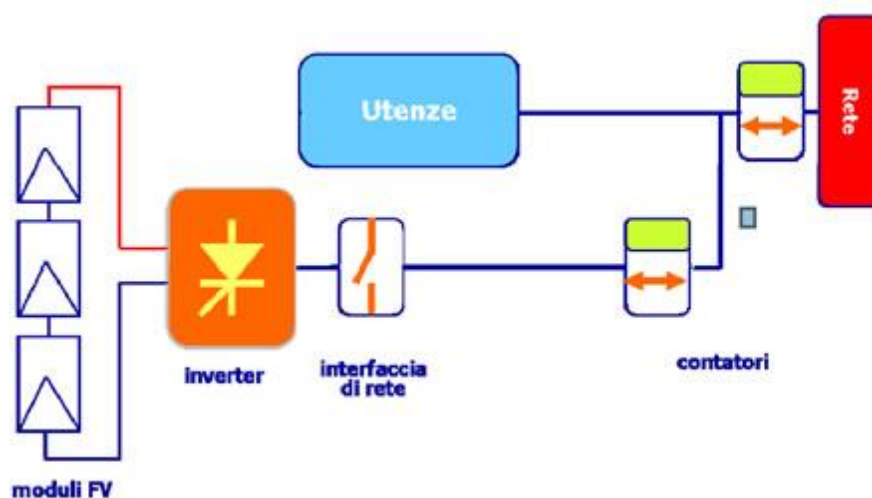


Figura 3.1 Elementi principali che compongono di un impianto fotovoltaico

I moduli sono collegati in serie per formare una serie di “stringhe”, la cui tensione è data dalla somma delle tensioni dei moduli che la compongono, queste stringhe sono poi collegate in parallelo.

Tutto il sistema è collegato ad un inverter, con la funzione principale di tramutare la corrente continua generata dai moduli, in corrente alternata, utilizzabile dall’utenza. L’inverter, inoltre, è dotato di un dispositivo detto MPPT (Maximum Power Point Tracker) che è in grado di variare la resistenza “vista” dai moduli fotovoltaici ai diversi livelli di irraggiamento, in modo da trovare, in ogni istante, il punto di funzionamento che garantisce la massima efficienza. L’inverter è un elemento nevralgico all’interno dell’impianto fotovoltaico

Oltre all’inverter, l’impianto è dotato di un complesso di ulteriori dispositivi detto “BOS” (Balance of System), solitamente composto principalmente da sistemi di monitoraggio e controllo, che permettono di controllare l’intero impianto, solitamente da remoto, e verificare la resa e diversi parametri quali la temperatura degli apparati, il livello di irraggiamento effettivo, la presenza di ombre, eventuali malfunzionamenti, vi sono poi sistemi di protezione elettrica, quadri, interfacce utente ecc.

Le parti più importanti, dal punto di vista tecnologico di un impianto fotovoltaico, sono i moduli e l’inverter. Per questo, in questo capitolo, verranno analizzati in modo più specifico, i moduli fotovoltaici, distinguendo in moduli di prima, seconda e terza generazione, i sistemi basati su moduli fotovoltaici a concentrazione, e infine, verranno descritti e analizzati gli inverter fotovoltaici.

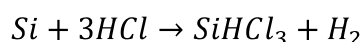
3.2 I moduli di prima generazione

I moduli di prima generazione sono costituite da celle cristalline di silicio drogato. Le celle possono essere sia monocristalline che policristalline. Le celle monocristalline, il cui vantaggio principale è l'alto rendimento sono però caratterizzate da un più alto costo di produzione. Sono facilmente riconoscibili in quanto, usualmente, presentano un'omogenea colorazione blu scuro. Le celle policristalline sono caratterizzate invece, da un rendimento inferiore di qualche punto percentuale rispetto alle celle precedenti ma presentano altresì un costo di produzione sensibilmente inferiore. Questo tipo di celle è riconoscibile dall'aspetto superficiale, grazie ad un disegno ben definito dovuto ai vari cristalli contenutivi.

3.2.1 La tecnologia costruttiva

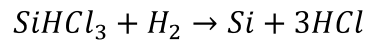
Per la fabbricazione delle celle fotovoltaiche, si utilizza, come materiale principale, silicio ad elevato grado di purezza, come succede nell'industria dell'elettronica. Nei primi anni, infatti, le celle fotovoltaiche erano prodotte con il silicio di scarto proveniente dall'industria dell'elettronica. In realtà, il grado di purezza del silicio richiesto per la fabbricazione delle celle fotovoltaiche, detto "Solar Grade", a cui corrisponde una concentrazione massima di impurità pari a 5 – 6 ppm, è sensibilmente inferiore rispetto al silicio utilizzato nell'industria dell'elettronica, che impone un massimo di impurità di 10^{-3} ppm². Per ottenere silicio di questo grado di purezza, sono necessarie una serie di lavorazioni che comportano una notevole spesa energetica.

Il materiale di partenza nel processo produttivo, è comune diossido di Silicio (Quarzo) che viene fatto reagire con il Carbonio a 1800°C in forni ad arco elettrico ottenendo Silicio puro al 98,5%, detto Silicio Metallurgico. Essendo tuttavia necessari livelli di impurità molto più bassi, il silicio metallurgico viene purificato attraverso il metodo Siemens, che consiste nel far reagire il Silicio metallurgico a 350°C con acido cloridrico, ottenendo come prodotto Idrogeno e triclorosilano.



²www.rsi-silicon.com

Dopo aver depurato, attraverso una distillazione, il triclorosilano, eliminando i composti aggiuntivi, questo viene gassificato e portato in speciali camere dove viene fatto reagire con l'Idrogeno, con una reazione inversa rispetto alla precedente.



In queste camere sono presenti delle barre tenute ad una temperatura di a 1100°C con delle resistenze elettriche, su queste barre avviene la reazione sopracitata e si deposita il silicio puro, sottoforma di lingotti. Le pareti della camera sono tenute a temperatura inferiore per evitare che il silicio si depositi anche su di esse, come si può notare, questo processo disperde una quantità enorme di energia.

Il Silicio ottenuto, presenta ora il grado di purezza adeguato, viene quindi fuso ad una temperatura di 1500°C ottenendo un bagno di Silicio fuso, a cui verrà aggiunta la giusta concentrazione di Boro, per avere Silicio drogato P. A questo punto il Silicio deve essere fatto solidificare, a seconda che si voglia ottenere silicio monocristallino o policristallino si utilizzeranno diversi metodi, per ottenere lingotti in silicio monocristallino si utilizzano in particolare due metodi:

- **Metodo Czochralski** : si utilizza per la produzione del Silicio monocristallino e consiste nell'inserimento, nel bagno di silicio fuso, mantenuto ad una temperatura di 1500°C, di una barra alla quale è applicato un seme monocristallino di silicio, attorno al quale si svilupperà il reticolo cristallino durante la solidificazione. La barra è interessata da lentissimi moti di sollevamento/rotazione che consente velocità di crescita tipiche del cristallo di alcuni millimetri al minuto. Come si può notare, questo metodo è estremamente costoso e lento ma è quello che consente la produzione di monocristalli della migliore fattura.
- **Metodo Floating Zone**: è un'alternativa al metodo Czochralski nella produzione del silicio monocristallino. Consiste nel far passare, all'interno di una spira percorsa da corrente alternata ad altissima frequenza (2 MHz), un lingotto di silicio sinterizzato. Le correnti indotte dalla spira nel silicio, provocano la fusione locale del lingotto, che si solidifica successivamente con una struttura monocristallina, di purezza tuttavia inferiore rispetto a quella ottenibile con il metodo Czochralski.

Per ottenere lingotti in silicio policristallino, invece, è sufficiente che il silicio fuso sia posto in opportune lingottiere e fatto raffreddare il più lentamente possibile, in modo da favorire la creazione di cristalli di dimensioni maggiori. Il silicio policristallino permette di raggiungere un'efficienza massima di cella minore di circa il 2-3% rispetto al silicio monocristallino, in quanto le zone di

connessione tra un cristallo e l'altro sono sede di perdite del flusso di elettroni, tuttavia, il processo di produzione è notevolmente più semplice ed economico, ed è per questo motivo che il silicio policristallino rappresenta ad oggi, la soluzione costruttiva maggiormente adottata dai produttori di celle e moduli fotovoltaici.

Una volta ottenuti i lingotti in silicio mono o policristallino, questi vengono tagliati con seghe disco o fili diamantati, ottenendo dei wafers di circa 200 μm di spessore. Questi wafers sono poi inseriti in una camera sottovuoto contenente fosfuro di idrogeno (PH_3) che investirà una sola faccia delle celle, mentre l'altra è protetta da un supporto metallico, ottenendo quindi, una faccia di silicio drogato N per ogni cella.

A questo punto, la superficie esterna della cella viene sagomata in micro piramidi, per diminuire la sua riflettanza. Questo processo prende il nome di testurizzazione e si ottiene con bagni di acido fosfidrico a 300°C o con trattamenti laser. La superficie viene poi trattata con ossido di stagno, che le conferisce un colore bluastro, per diminuire ulteriormente la sua riflettanza. Sotto la cella viene poi posta una piastra di alluminio conduttore mentre i contatti superiori, sempre in alluminio o più raramente in argento e la cui dimensione deve essere studiata per minimizzare le perdite ottiche senza aumentare eccessivamente la resistenza dei contatti stessi, vengono stampati sulla cella. A questo punto, ai contatti vengono attaccati dei "baffi" che permettono il collegamento in serie tra le celle.

Le celle sono poi collegate in serie e in parallelo con l'aggiunta, inoltre di un certo numero di diodi, che aiutano il funzionamento del modulo nel caso in cui una cella sia oscurata o danneggiata. Le celle e i collegamenti vengono poi inserite tra due strati di EVA e due strati di vetro, il sandwich di materiali che ne risulta è poi fatto passare in un forno a temperatura di 145°C per favorire la polimerizzazione dell' EVA. Una volta corredato con gli opportuni collegamenti e guarnizioni, il modulo fotovoltaico è pronto.

3.2.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D

Una delle caratteristiche più importanti di un modulo fotovoltaico la sua efficienza, questa viene calcolata come il rapporto tra la potenza elettrica in uscita dai morsetti del modulo stesso e la potenza della radiazione solare che incide sulla sua superficie totale, utilizzando un valore di

irraggiamento di riferimento pari a 1000 W/m^2 . Le principali direzioni di sviluppo dei moduli fotovoltaici sono quindi volte all'aumento dell'efficienza lasciando invariati i costi di produzione.

Attualmente l'efficienza media dei moduli presenti sul mercato mondiale si attesta al 15,5% per i moduli monocristallini e al 15,1% per i policristallini. Anche se i moduli sperimentali più avanzati permettono di raggiungere efficienze di laboratorio che arrivano fino al 20,5% e 19,5% rispettivamente. Queste efficienze sono tuttora le più alte rispetto alle altre tecnologie di moduli, soprattutto a causa della maturità di questa tecnologia.

Attraverso lo studio basato sulla raccolta sistematica delle opinioni degli operatori del settore, emerge come, nei prossimi anni, cioè prendendo come orizzonte temporale il 2014, la tecnologia tradizionale del silicio cristallino abbia ancora dei discreti margini di miglioramento dell'efficienza di conversione, raggiungendo, per entrambe le tipologie di celle, incrementi di efficienza superiori al 2% rispetto allo stato dell'arte, come mostra la Figura 3.2.

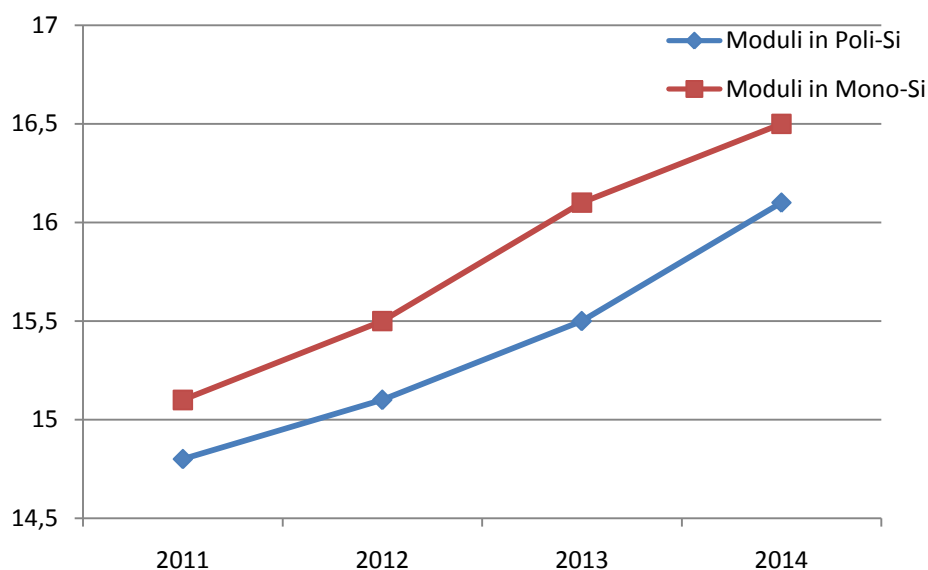


Figura 3.2 L'andamento dell'efficienza media atteso per i prossimi anni per i moduli di prima generazione

Le direzioni principali di ricerca per quanto riguarda i moduli di prima generazione più promettenti sono rappresentate dallo sviluppo delle celle quasi-monocristalline e dal sistema *selective emitter*:

- **Celle quasi-monocristalline:** queste celle sono, come suggerisce il nome, ricavate da silicio che presenta una struttura intermedia tra il mono- e il poli-cristallino. Il metodo per ottenere

lingotti di silicio quasi-mono è del tutto simile a quello per produrre silicio poli-cristallino, il che permette di replicarne di fatto anche i costi contenuti. In particolare, sul fondo del crogiuolo, dove viene fatto fondere il silicio per ricavare i lingotti di poli-cristallino, viene posto un cristallo di silicio mono-cristallino che funge da germe da cui si formeranno così cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere molto lento in modo da lasciare che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella direzione che va dal germe di silicio verso l'alto. Le celle risultanti da questo processo hanno un'efficienza intermedia tra le celle mono-cristalline e le poli-cristalline con un costo di produzione che è prossimo a quello della tecnologia poli-cristallina. Aziende come GCL Poly, Renesola, GET, Solartech, Trina Solar, Jinko Solar, Phoenix, Canadian Solar, Tainergy, Ja Solar, già realizzano celle quasi-mono raggiungendo valori di efficienza nell'intorno del 18%.

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

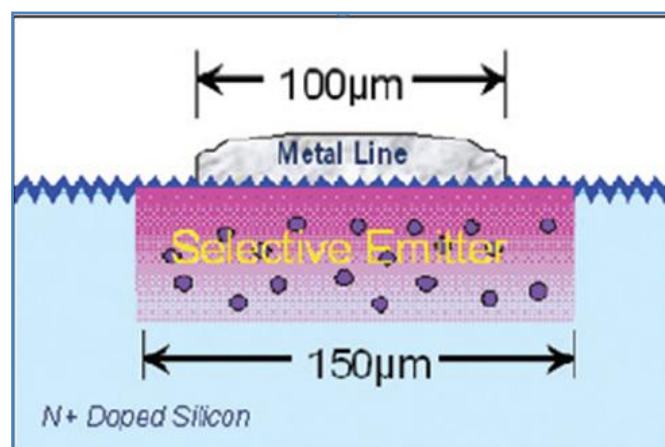


Figura 3.3 Schema grafico di una cella dotata del sistema Selective Emitter

3.2.3 Andamento dei prezzi di mercato

Il prezzo dei moduli tradizionali ha subito, negli anni, una costante diminuzione, tuttavia nel corso del 2011, per quanto riguarda i moduli tradizionali, in silicio mono- e poli-cristallino, si è verificata una drastica diminuzione dei prezzi per entrambe le tecnologie, con cali dei prezzi intorno al 41% per i moduli in silicio poli-cristallino e al 37% per i moduli mono-cristallini. Il motivo di questo repentino calo è da ricercarsi nel fenomeno di sovra offerta che ha caratterizzato il mercato del fotovoltaico del 2011. Tentati dalle installazioni da record del 2010, infatti, i produttori di moduli, celle, wafer e silicio, hanno predisposto notevoli aumenti della capacità produttiva, che hanno portato inevitabilmente ad uno squilibrio tra la domanda e l'offerta nel 2011 che ha comportato i crolli dei prezzi illustrati in Figura 3.4.

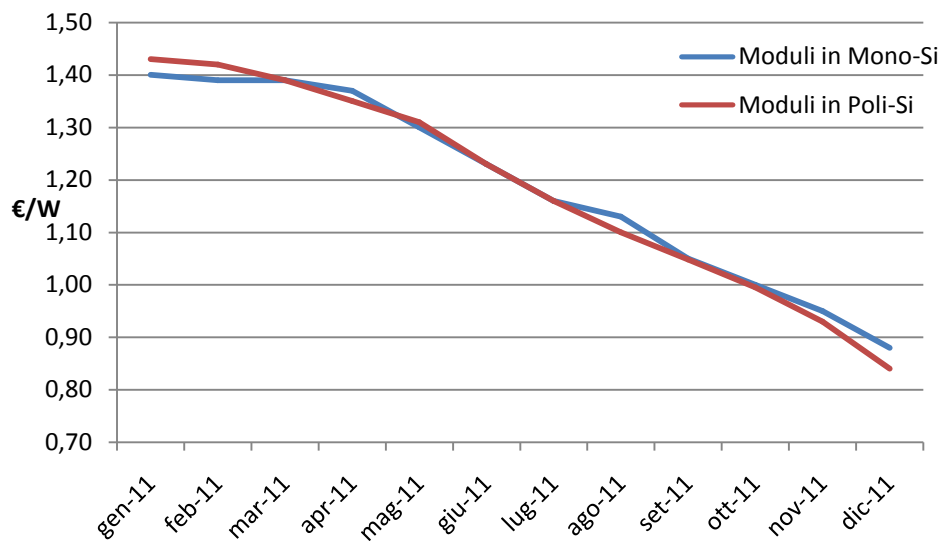


Figura 3.4 Andamento nel 2011 del prezzo dei moduli monocristallini e policristallini in riferimento al mercato italiano

3.3 I moduli di seconda generazione

I moduli di seconda generazione, detti anche “a film sottile”, sono caratterizzate da costi di produzione inferiori, una maggiore integrabilità architettonica, un minore decadimento di efficienza per effetto della temperatura, ed infine una buona efficienza di conversione della luce diffusa. A parità di potenza installata possono avere, quindi, un potenziale di generazione di energia superiore al cristallino classico.

3.3.1 La tecnologia costruttiva

Esistono diverse alternative costruttive per i moduli di seconda generazione, che differiscono principalmente per i materiali utilizzati. Le principali tipologie di moduli a film sottile presenti sul mercato sono le seguenti:

- **moduli in silicio amorfo (a-Si):** per la loro realizzazione vengono depositati strati di materiale su un supporto, tipicamente il vetro, in maniera disorganizzata (per l'appunto amorfa). Tra i vantaggi di questa tipologia di celle, rispetto a quelle cristalline, abbiamo un coefficiente di assorbimento molto superiore, un minor utilizzo del silicio (che si traduce in un minor costo di produzione), una più gradevole estetica e la possibilità di ottenere forme non piane. Gli svantaggi, invece, sono il rendimento inferiore (5-8%) ed il sensibile degrado dell'efficienza, prossimo al 20% nel corso del primo anno di vita,.
- **moduli CdTe:** sono ottenute utilizzando come semiconduttore il telloruro di cadmio. A differenza di quelle al silicio amorfo sono caratterizzate da una maggiore efficienza (7-11%) e da un più ampio margine di riduzione dei costi di produzione; il limite principale è legato alla pericolosità nella lavorazione del cadmio, vista la sua tossicità.
- **moduli CIS/CIGS:** il loro funzionamento si basa 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. Tra le celle a film sottile, sono quelle aventi il più alto rendimento (tra l'11% ed il 13%) e la maggiore stabilità delle prestazioni nel tempo; la nota dolente di questa tecnologia riguarda l'accessibilità alle materie prime, che può risultare critica nel caso di produzione su larga scala.

3.3.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D

Gli incrementi di efficienza attesi riguardo ai moduli di seconda generazione sono piuttosto eterogenei tra le diverse tecnologie fotovoltaiche. In particolare, per le tecnologie meno mature (tra cui ovviamente CIS e CdTe) sono attesi margini di miglioramento più ampi, come è facilmente intuibile. Ad esempio, ci si aspetta che i moduli CdTe possano arrivare a livelli di efficienza pari al 13,4% nel 2014, mentre i moduli CIS potrebbero addirittura toccare valori del 14,6%. A soli due punti percentuali dalle tecnologie a silicio cristallino, diventando la seconda tecnologia in termini di efficienza. Non sembra invece che gli operatori ritengano ci siano importanti margini di miglioramento dell'efficienza dei moduli in silicio amorfo, come illustrato in Figura 3.5.

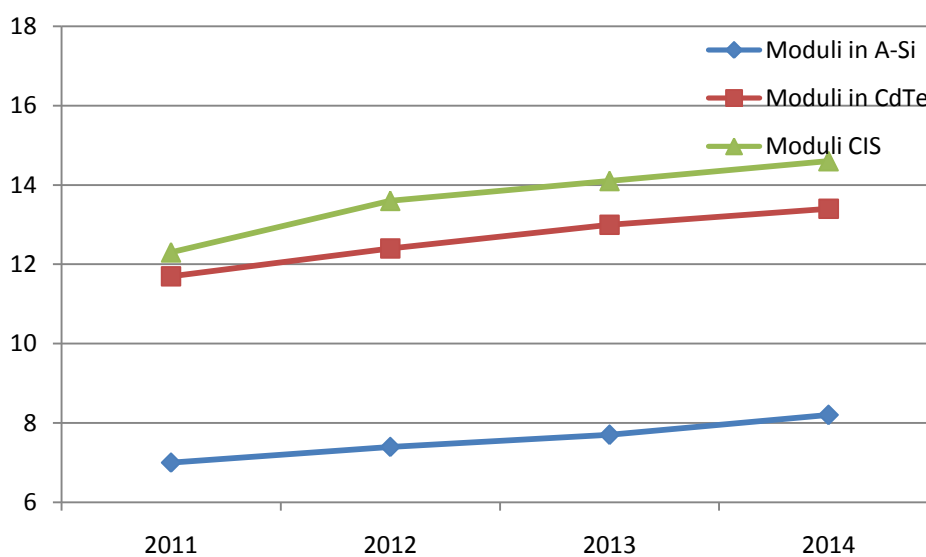


Figura 3.5. L'andamento dell'efficienza media atteso per i prossimi anni per i moduli di seconda generazione

Per quanto riguarda le attività di ricerca e sviluppo, un interessante direzione di ricerca si propone di aumentare notevolmente le caratteristiche di efficienza dei moduli in silicio amorfo attraverso l'introduzione di uno strato di silicio microcristallino, ottenendo le cosiddette celle "micromorfe".

Le **celle in silicio micromorfo** sono dette anche celle tandem e sfruttano la combinazione di una cella di silicio amorfo, che assorbe la luce visibile, con una cella di silicio micro-cristallino (con grani di silicio molto piccoli), che assorbe anche gli infrarossi, permettendo di sfruttare al meglio la

luce del sole. Queste celle garantiscono quindi un'ottima conducibilità e un ottimo intrappolamento della radiazione solare. Le efficienze raggiunte sono infatti interessanti: si parla dell'11,6% in laboratorio e del 9% in fabbrica. Questa tecnologia è stata già adottata da aziende come Pramac e Oerlikon con buoni risultati.

3.3.3 Andamento dei prezzi di mercato

Anche per i moduli di seconda generazione, il 2011 ha comportato un brusco calo dei prezzi, che sono stati “trascinati”, dai prezzi dei moduli di prima generazione, che rappresentano l'alternativa nella costruzione dell'impianto. Come si può notare da Figura 3.6, il prezzo di vendita dei moduli al CdTe (Telloruro di Cadmio) è diminuito, tra inizio e fine 2011, del 33,3%, attestandosi ad un valore di fine anno pari a 0,74 €/W, i moduli in silicio amorfo hanno sperimentato una diminuzione del prezzo durante l'anno nell'ordine del 44,6% mentre per quanto riguarda infine i moduli di seconda generazione CIS (Diseleniuro di Indio e Rame), la riduzione di prezzo nel corso del 2011, si è attestata attorno al 43%.

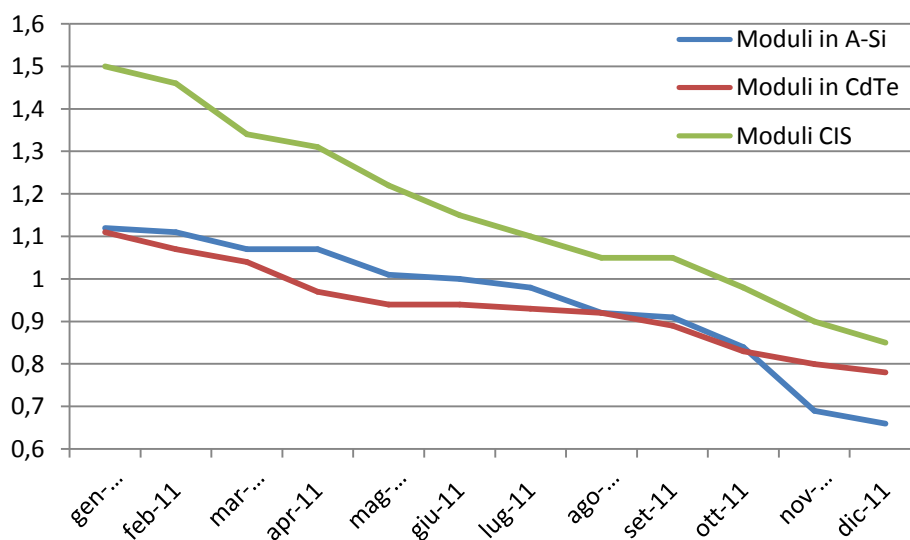


Figura 3.6 Andamento nel 2011 del prezzo dei moduli in silicio amorfo, CdTe e CIS in riferimento al mercato italiano

Tuttavia il processo produttivo di questo tipo di moduli, risulta fortemente automatizzato, poco dipendente dal costo delle materie prime quanto dal costo di ammortamento delle attrezzature. Questa grande prevalenza di costi fissi ha comportato notevoli difficoltà per alcuni produttori storici

di moduli a film sottile che hanno visto ridursi drasticamente i margini di contribuzione. È il caso della produttrice storica di moduli CdTe, l'americana First Solar.

3.4 I moduli di terza generazione

Questi nuovi moduli, ancora poco diffusi sul mercato e dal carattere fortemente innovativo, sono basati sulle cosiddette “celle a polimeri” la cui realizzazione non richiede l'uso del silicio o di altri preziosi materiali semiconduttori: questo permette da un lato di abbassare molto i costi di produzione e dall'altro uno smaltimento più facile. I vantaggi del fotovoltaico organico sono, dunque, il minor costo rispetto al fotovoltaico classico in silicio, un ottimo funzionamento anche con la luce diffusa, ed infine una facilità di smaltimento non paragonabile con le tecnologie precedenti. Va però detto che queste tecnologie fanno riferimento ad applicazioni tecnologiche che, ad oggi, sono ancora oggetto di studio prevalentemente in laboratorio e in alcuni impianti pilota.

3.4.1 La tecnologia costruttiva

Anche in questo caso, vi sono diversi tipi di celle di terza generazione, che differiscono in base ai materiali utilizzati e al processo produttivo. Queste celle si possono distinguere in tre principali famiglie in base ai materiali costitutivi e ai principi di funzionamento:

- **Celle organiche:** comprendono tutti quei dispositivi la cui parte fotosensibile 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.
- **Celle ibride:** ottenute dalla deposizione di materiali organici e 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. 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%.

- **Celle DSSC (DyeSensitized Solar Cells):** (di cui si parlerà in seguito) sono celle solari elettrochimiche in cui l'assorbimento di luce avviene tramite una molecola di colorante (dye) legata ad un elettrodo di TiO₂ (ossido di titanio) nanostrutturato. Le celle prodotte con questa tecnologia, permettono di raggiungere elevati valori di efficienza e rappresentano la strada più promettente per lo sviluppo delle tecnologie di terza generazione.

3.4.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D

L'applicazione più interessante e che garantisce le efficienze più alte tra le tecnologie di terza generazione, sono senza dubbio le celle DSSC. Le celle *dye sensitized* (letteralmente celle a colorante sensibilizzato), dette anche celle di *Greatzel*, sono l'evoluzione più promettente delle celle fotovoltaiche di terza generazione. Queste celle sfruttano un principio fisico simile a quello della fotosintesi clorofilliana, con il materiale fotosensibile che è rappresentato da un colorante di origine vegetale. L'efficienza di queste celle ha raggiunto livelli assolutamente interessanti ed è in continua crescita: l'efficienza massima misurata in laboratorio è del 12,3% e del 10% per applicazioni commerciali, rendendo questo tipo di tecnologia assolutamente competitiva per applicazioni quali il BIPV – *Building Integrated Photovoltaics*. Oltre alla buona efficienza, le celle DSSC hanno un ulteriore vantaggio: non sono soggette alle perdite per ricombinazione, fenomeno di notevole importanza in condizioni di scarso irraggiamento, come in presenza di cielo coperto, il che le rende funzionanti anche in presenza di un'illuminazione minima. Il loro livello di irraggiamento minimo di *cut-in*, richiesto per innescarne il funzionamento, è notevolmente inferiore a quello delle celle tradizionali in silicio. Per questo il loro utilizzo è stato proposto anche per applicazioni *indoor*, raccogliendo energia dalle luci della casa.

3.4.3 Andamento dei prezzi di mercato

Lo sviluppo delle celle DSSC è principalmente portato avanti dalla *joint venture* tra Dyesol, azienda australiana pioniera di questa tecnologia, e il colosso Tata Steel che hanno già realizzato una linea di produzione pilota che si basa su tecniche di stampaggio del *dye* direttamente sull'acciaio. E' in corso di realizzazione anche un impianto pilota presso il *Sustainable Building Envelope Centre* (SBEC) a Shotton, in Inghilterra, un centro di ricerca e incubatore di nuove tecnologie a “emissioni zero” per gli edifici. Altri progetti di industrializzazione di questa tecnologia sono portati avanti dall'americana Konarka Technologies, dalla tedesca Siemens, dalla svizzera STMicroelectronics e dall'americana Nanosolar. I risultati di questi sforzi di innovazione sembrano decisamente promettenti: pare che i costi su larga scala potrebbero essere tali da permettere un prezzo di vendita dei moduli inferiore a 0,5 €/W, con un *pay-back* energetico degli stessi di appena 3 mesi.

3.5 I moduli fotovoltaici a concentrazione

I moduli fotovoltaici a concentrazione (CPV, Concentrating Photo-Voltaic) sfruttano il principio della concentrazione della luce, attraverso apposite ottiche, per irraggiare le celle di silicio. Utilizzando questa tecnologia si ottengono diversi vantaggi, come una diminuzione delle quantità di materiali semiconduttori impiegati (che tra l'altro rappresentano l'onere maggiore di un impianto fotovoltaico). Questo è possibile grazie all'utilizzo di sistemi ottici di concentrazione, che possono essere basati sul meccanismo della riflessione (specchi) oppure, sempre più spesso, su quello della rifrazione (lenti). Il secondo vantaggio è legato ad un rendimento della cella più elevato (il record appartiene alla cella a tripla giunzione GaInP/GaInAs/Ge di 41,6%) rispetto a tutte le altre tipologie, in quanto, nonostante l'effetto negativo legato alle più alte temperature di lavoro, in queste condizioni aumenta la corrente di illuminazione che si genera per effetto fotovoltaico, quindi l'efficienza della cella. Da notare poi che, grazie alla modesta superficie di celle impiegate, risulta molto spesso interessante adottare celle di elevato rendimento, come per esempio le celle multi-giunzione, nonostante il loro costo maggiore. Il principale svantaggio è invece dovuto alla necessità di meccanismi di movimentazione (tracking) per l'inseguimento solare: a differenza delle celle fotovoltaiche tradizionali, queste possono convertire in energia elettrica solo la radiazione diretta proveniente dal Sole, e ciò fa sì che un loro utilizzo risulti maggiormente indicato in zone con forte insolazione diretta, come le zone desertiche o sub-tropicali.

3.5.1 La tecnologia costruttiva

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione, come accennato prima, sono costruiti in modo diverso rispetto agli impianti tradizionali. I moduli a concentrazione, infatti, hanno necessità di “vedere” solamente la radiazione solare diretta, e per questo, devono essere supportati da un sistema mobile che garantisca l'inseguimento della luce diretta del sole in tutti gli istanti della giornata. Questi sistemi prendono il nome di sistemi di tracking o “eliostati”, e possono inseguire il sole con uno o due gradi di libertà. I sistemi fotovoltaici a concentrazione, presentano caratteristiche fortemente eterogenee tra loro, soprattutto per quanto riguarda il fattore di concentrazione, che può essere concepito come il numero di soli che “vede” la cella fotovoltaica.

Si può infatti distinguere tra:

- **Sistemi a bassa concentrazione** (con un fattore di concentrazione 2x-3x), che sono basati su sistemi riflettenti molto semplici, costituiti da “alette” di alluminio poste ai lati di un tradizionale modulo fotovoltaico (si veda la Figura 3.16). Sono stati concepiti in particolare nel 2007 e 2008 per far fronte ad un fenomeno di *shortage* di moduli fotovoltaici sul mercato, ma oggi sono praticamente in disuso se non per installazioni di nicchia, quali il fotovoltaico galleggiante, di cui si parlerà nel BOX 3.2;



Figura 3.7 Sistema fotovoltaico a bassa concentrazione.

- **Sistemi a media concentrazione** (con fattore di concentrazione 10x-200x), che utilizzano celle in silicio monocristallino o a film sottile, spesso abbinate ad un sistema di *tracking* ad un grado di libertà e a concentratori a specchio parabolico (si veda figura 3.17). Questa configurazione è normalmente utilizzata nel caso di realizzazione di un sistema cogenerativo.



Figura 3.8 Sistema fotovoltaico a media concentrazione.

- **Sistemi ad alta concentrazione** (con fattore di conversione 400x-1000x), che utilizzano celle con standard qualitativi elevati, normalmente a tripla giunzione ed alta efficienza (in alcuni casi superiore al 44%), ottiche *point focus* che concentrano la radiazione in un solo punto, costituite da lenti convesse o di fresnel e da un accuratissimo sistema di *tracking* a due gradi di libertà. Queste tecnologie permettono di raggiungere un'efficienza complessiva del sistema che supera il 30% (si veda figura 3.18).



Figura 3.9 Sistema fotovoltaico ad alta concentrazione.

3.5.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D

La tecnologia del fotovoltaico a concentrazione è vista con grande interesse, numerosi sono infatti i progetti di ricerca e sviluppo finanziati in ambito europeo ed internazionale. I più interessanti sono il progetto “ECOSOLE”, che richiede un investimento di 12 mln €, di cui 7 finanziati dall’Unione Europea, ha l’obiettivo di realizzare un sistema ad alta concentrazione basato su ottiche a riflessione, celle multi giunzione, sistemi di raffreddamento innovativi ed efficienti algoritmi di *tracking*. Tutto questo assieme alla messa a punto di una linea di produzione efficiente, capace di minimizzare i costi industriali attraverso il ricorso spinto all’automazione. Degno di nota è anche il progetto “NGCPV” “*A new generation of concentrator photovoltaic cells, modules and systems*”, si tratta di un progetto nato da un accordo tra Europa e Giappone che prevede un investimento di circa 7 mln € e si pone gli obiettivi di realizzare un prototipo di cella per impianto a concentrazione con il 43% di efficienza ed elaborare una *roadmap* tecnologica per il raggiungimento della soglia del 50%, realizzare un modulo per impianto a concentrazione con efficienza del 35% ed elaborare una

roadmap per raggiungere l'obiettivo del 40, sviluppare *tools* per la caratterizzazione dei processi manifatturieri di celle e moduli fotovoltaici a concentrazione ad alta accuratezza, mettere a punto accurati modelli previsionali per l'*energy rating* dei sistemi fotovoltaici a concentrazione, ovvero il calcolo della produzione attesa annuale dell'impianto in funzione del luogo d'installazione. Infine la convenzione ENEA-MATTM³ mira allo sviluppo di sistemi ibridi fotovoltaici-termici a concentrazione, con efficienza complessiva del 65%, in grado di produrre calore a temperatura superiore di 100°C sviluppando un rapporto tra potenza elettrica e potenza termica di 1:4. Il progetto è stato finanziato direttamente dal Ministero con un investimento di 1,1 Mln €, ma si trova ancora nella sua prima fase di implementazione.

3.5.3 Andamento dei prezzi di mercato

I costi di un sistema fotovoltaico a concentrazione sono sensibilmente più alti rispetto ai sistemi tradizionali. Infatti, sebbene il modulo fotovoltaico in sé abbia un costo paragonabile ai sistemi tradizionali, i componenti aggiuntivi che un sistema a concentrazione richiede, aumentano notevolmente il costo dell'impianto, ed è bene analizzarli più nello specifico. I costi per un sistema ad alta concentrazione con inseguimento biassiale, calcolato con un fattore di irraggiamento diretto standard ($G_d = 900 \text{ W/m}^2$), sono attualmente di circa 3-3,5 €/W, essi sono però diminuiti notevolmente, basti pensare che si attestavano a 4-4,5 €/W alla fine del 2009.

Il fotovoltaico a concentrazione ha quindi ancora interessanti margini di miglioramento sia dal punto di vista delle performance ottenibili (in particolare in termini di incremento dell'efficienza delle celle e della precisione dei sistemi di inseguimento) che dei costi di produzione.

³ Ministero Dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

La Figura 3.10 riporta un'indicazione di massima della ripartizione dei costi di un impianto fotovoltaico a concentrazione ad alta concentrazione.



Figura 3.10 dei costi di un sistema fotovoltaico ad alta concentrazione

- Celle fotovoltaiche: hanno un costo che si aggira attorno ai 0,21 €/W, non è una componente critica dal punto di vista dei costi poiché, anche utilizzando celle molto costose, la quantità fisica di materiale fotovoltaico per produrre 1W di potenza è piccolissima. Si pensi che una cella di 2-3 cm², in un modulo fotovoltaico ad alta concentrazione, sviluppa più di 40 W di potenza.
- Sistema ottico: il suo costo è compreso tra gli 0,15 e 0,20 €/W, anche questa non rappresenta una criticità nel sistema a concentrazione poiché si basa prevalentemente su tecnologie consolidate: lenti convesse o segmentate, di tipo fresnel.
- Inverter: il suo costo si attesta attorno agli 0,3 €/W con problematiche del tutto simili a quelle dei sistemi tradizionali.
- Installazione: il costo dell'installazione dell'impianto varia a seconda della morfologia del territorio ma in media si aggira attorno agli 0,3 €/W
- Modulo: la fabbricazione e l'assemblaggio dei diversi componenti del modulo comporta tuttora un costo di circa 1 €/W e rappresenta una delle voci più critiche: la causa è prevalentemente la maggiore complessità di un modulo a concentrazione rispetto un modulo tradizionale, in quanto, il modulo a concentrazione richiede che il posizionamento delle ottiche, delle celle e del sistema di raffreddamento venga effettuato con la massima precisione, provocando un aumento dei costi che, tuttavia possono essere notevolmente ridotti utilizzando sistemi di assemblaggio automatizzati ad alta precisione ed economie di scala.
- Eliostato: con eliostato si intende la struttura portante in acciaio a due gradi di libertà, due motori elettrici con relativi riduttori meccanici, sensori di puntamento e sistemi di allineamento collegati al sistema di controllo e strutture di fondazione tutto questo rappresenta la parte più critica dei costi del sistema a concentrazione attestandosi al valore di circa 1,05 €/W. Mentre i sistemi di controllo e i software di puntamento sono costituiti da schede elettroniche a basso

costo, e quindi incidono minimamente sul costo dell'eliostato, la parte maggiore di questi costi è imputabile alle componenti meccaniche: i motori elettrici, riduttori ma soprattutto struttura portante, che deve sopportare grossi carichi e comporta quindi un notevole esborso derivante dal peso in acciaio della struttura. Questa voce di costo è quindi molto difficile da ridurre, anche in presenza di economie di scala.

3.6 Gli inverter fotovoltaici

L'inverter è il componente elettronico che trasforma la corrente continua, in uscita dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata, adatta ad essere immessa nella rete elettrica. La rilevanza assunta dagli inverter sull'efficienza dell'impianto fotovoltaico è fondamentale giacché un punto percentuale di efficienza dell'inverter migliora notevolmente l'efficienza e la produttività dell'impianto fotovoltaico, dando la possibilità di guadagnare fino allo 0,5% in più nella redditività dell'investimento fotovoltaico.

3.6.1 La tecnologia costruttiva

Come detto, l'inverter è un dispositivo che trasforma la corrente continua in corrente alternata di forma sinusoidale, per effettuare questa trasformazione, gli inverter utilizzano il principio " (PWM), che si basa su un meccanismo composto da una serie di interruttori che si aprono e si chiudono ad altissima frequenza, in modo da far passare solamente opportuni impulsi della corrente e della tensione che sono richiesti. Questi impulsi sono poi ricostruiti per formare l'onda della frequenza desiderata. A valle del circuito vengono messi un trasformatore e un sistema capacitivo, che fungono da filtro. Tecnologicamente gli inverter sono composti da transistor di potenza che fungono da interruttori comandati elettronicamente. A seconda della taglia, l'inverter può essere dotato di sistemi ausiliari, che garantiscano la sicurezza, il raffreddamento e l'ottimizzazione del carico elaborato.

3.6.2 Sviluppi tecnologici attesi e progetti di R&D

Un inverter fotovoltaico produce energia elettrica grazie all'energia fornita dal generatore fotovoltaico. L'efficienza di un inverter è il rapporto tra quanto erogato verso la rete elettrica (in corrente alternata), e l'energia in ingresso all'inverter stesso prodotta dal generatore fotovoltaico, questo rapporto sarà ovviamente minore di uno in quanto l'inverter presenta un consumo di energia più o meno costante, detta autoconsumo. L'efficienza di un inverter, come per quanto accade per i moduli, è costante: alle prime luci dell'alba, quando il generatore eroga una potenza minima, il rendimento è minore, in quanto l'energia necessaria all'inverter per il proprio funzionamento risulta essere una quota importante dell'energia elaborata. Crescendo l'irraggiamento solare, e con esso l'energia del generatore, l'efficienza cresce fino a raggiungere picchi elevatissimi, l'efficienza massima può infatti raggiungere valori del 97-98%. Tuttavia è importante che l'inverter abbia un rendimento alto già a una potenza di ingresso minima, in modo da sfruttare al meglio anche le ore di minor irraggiamento. Per questo l'efficienza dell'inverter viene calcolata tenendo conto della uniformità di rendimento al variare della potenza, attraverso una media "pesata" che costituisce la formula per il calcolo dell'"efficienza europea". L'efficienza europea è naturalmente inferiore a quella massima ed è l'indicatore più utilizzato per caratterizzare l'efficienza di un inverter.

Gli inverter ad oggi in commercio hanno un valore di efficienza europea che dipende dalla taglia dell'inverter in questione e che in genere si attesta a circa il 97% per un inverter di taglia commerciale.

Un'interessante direzione di sviluppo messa in atto da alcuni produttori americani ed europei riguarda la messa a punto di **micro-inverter** per il mercato fotovoltaico. Si tratta di macchine di piccolissima taglia (180-320W), che possono essere installate su ogni singolo modulo.

L'uso del microinverter presenta alcuni vantaggi significativi:

- Aumento della produttività dell'impianto. Associando infatti ad ogni modulo un inverter, con il proprio sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), si permette ad esso di lavorare alle sue massime prestazioni, indipendente dalle condizioni di funzionamento degli altri moduli che quindi, ad esempio in caso di ombreggiamento, non compromettono le prestazioni dell'intera stringa o dell'intero impianto, come accade negli impianti realizzati con inverter centralizzati. Bisogna notare tuttavia che questo beneficio sulla produttività è

rilevante solo se i moduli sono soggetti a diversi valori di irraggiamento a causa di inclinazioni diverse od ombre, situazione che spesso si presenta negli impianti residenziali;

- Aumento dell'affidabilità dell'inverter che, lavorando ad una potenza molto inferiore rispetto ai sistemi tradizionali, non ha bisogno di sistemi di raffreddamento, quali ventole o altre parti in movimento, che sono spesso le più soggette ai guasti. In questo modo la probabilità di guasto annuo del singolo micro-inverter può essere fino a 40 volte inferiore rispetto a quella di un inverter tradizionale;
- Semplicità di cablaggio e di progettazione dell'impianto. Da un lato, tutti i cablaggi dell'impianto sono realizzati in AC e non sono quindi necessari componenti elettrici per la DC. Dall'altro, non è necessario alcun dimensionamento ottimale e bilanciamento delle stringhe, il che riduce il tempo di progettazione e installazione.

Esistono tuttavia una serie di svantaggi, legati a:

- I costi sensibilmente più alti, legati da un lato alla scarsa maturità della tecnologia, dall'altro all'impossibilità di sfruttare economie legate all'acquisto di macchine di grande taglia;
- L'efficienza massima del micro-inverter in condizioni "ottimali" è inferiore a quella degli inverter tradizionali a causa della taglia ridotta, con una differenza di circa il 3-4%. Come accennato in precedenza, questo aspetto li rende quindi vantaggiosi solo in presenza di installazioni dove è impossibile per la maggior parte dell'anno avere una condizione di irraggiamento prossima a quella nominale, a causa dell'inclinazione dei moduli non ottimale e della presenza di ombre.

3.6.3 Andamento dei prezzi di mercato

A differenza dei moduli fotovoltaici, il cui prezzo è fortemente influenzato dall'andamento del prezzo della materia prima fondamentale, ossia il silicio di grado solare, nel caso degli inverter ha un peso molto importante il processo produttivo e la convenienza dell'approvvigionamento dei molteplici componenti di cui è costituito. Questo comporta che il trend al ribasso del prezzo dei moduli fotovoltaici, di cui si è discusso nei paragrafi precedenti, sebbene abbia interessato anche l'inverter, questo componente ha risentito in misura minore delle dinamiche di prezzo che hanno subito i moduli fotovoltaici. Basti considerare che la riduzione media del prezzo degli inverter a

livello internazionale nel corso del 2011 è stata del 27%, con importanti differenze in funzione della taglia del prodotto:

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

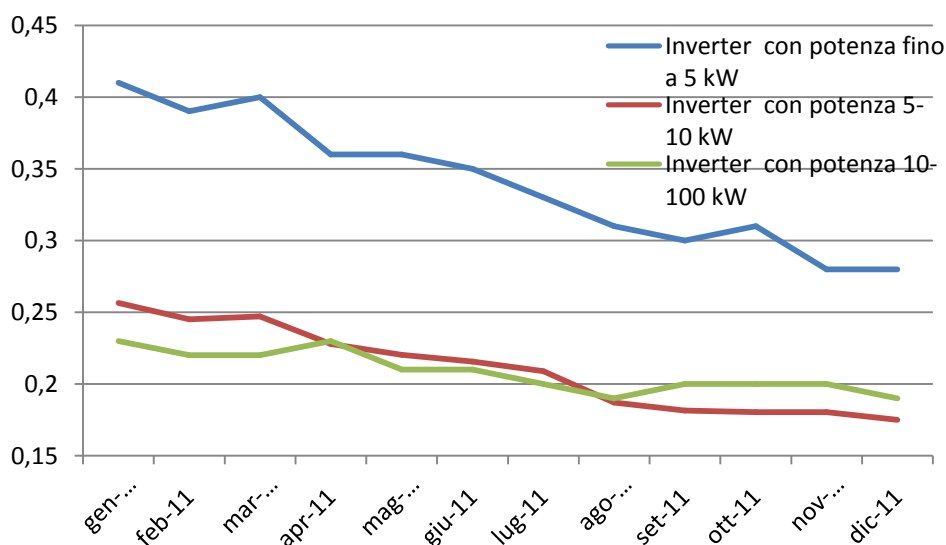


Figura 3.11 Andamento nel 2011 del prezzo degli inverter di taglia residenziale, commerciale e industriale in riferimento al mercato italiano

La riduzione del prezzo dell'inverter, soprattutto nella prima parte dell'anno, è stata causata da un fenomeno di sovra-offerta che ha coinvolto innanzitutto il mercato tedesco e che ha poi influenzato a cascata molti mercati europei. Si stima che a inizio 2011 ci fossero circa 2,5 GW di inverter stoccati nei magazzini tedeschi, probabilmente per scongiurare un altro fenomeno di *shortage* di prodotti simile a quello che si era verificato nel corso del 2010. Quando i produttori di inverter si

sono resi conto che la domanda del 2011 sarebbe stata notevolmente inferiore alle previsioni, gli inventari stoccati sono stati venduti, in alcuni casi, a prezzi decisamente ribassati, con l'obiettivo di liberarsi di capitali immobilizzati che comportavano notevoli oneri di mantenimento a scorta.

4 La normativa

In questo capitolo si illustrerà brevemente il quadro normativo relativo al settore fotovoltaico in Italia nel 2011, e del 2012. L'importanza della regolamentazione risiede, senza dubbio, nell'essere uno dei fattori chiave dal quale può dipendere l'espansione di un settore o la completa paralisi del mercato: è quindi fondamentale, per poter analizzare e comprendere al meglio il comportamento delle imprese, studiarne i principi e le conseguenze che il quadro regolatorio determina sulle diverse aree di business che compongono la filiera.

4.1 Il Conto Energia

Attraverso il Decreto Ministeriale 28 Luglio 2005 entra in vigore, in Italia, la possibilità di usufruire di incentivi per la realizzazione di impianti fotovoltaici secondo il meccanismo definito conto energia, di ispirazione tedesca, che prevede dei premi in denaro per la produzione di energia elettrica da fonte solare. A differenza degli anni precedenti, infatti, in cui l'incentivazione all'utilizzo delle fonti rinnovabili avveniva mediante assegnazioni di finanziamenti a fondo perduto che coprivano fino al 75% delle spese relative alla realizzazione degli impianti, il meccanismo del Conto Energia è assimilabile ad un finanziamento in conto esercizio. Il proprietario dell'impianto percepisce incentivi in funzione dell'energia effettivamente prodotta dall'impianto, gli incentivi sono infatti in €/kWh. La tariffa incentivante varia a seconda della taglia e della tipologia dell'impianto e, in aggiunta, il soggetto responsabile gode della piena disponibilità dell'energia, che può utilizzare direttamente oppure vendere a prezzo di mercato al gestore della rete. Il beneficio ottenibile dal Conto Energia è dunque duplice: composto sia dall'incentivo pubblico che dal valore economico effettivo dell'energia elettrica (autoconsumo o vendita).

La tariffa incentivante viene erogata per i primi 20 anni di vita dell'impianto, e applicata alla produttività di quest'ultimo, che viene misurata tramite un apposito contatore. L'importo e la durata degli incentivi sono tali da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio. Il proprietario può decidere se beneficiare del regime di scambio sul posto oppure vendere alla rete elettrica il surplus. 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. In questo caso si può immaginare la rete come una batteria di capacità infinita e a costo nullo, dove il produttore immette l'energia in eccesso e la preleva in caso di necessità, senza oneri aggiuntivi. 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 incentivi previsti nel conto energia, sono differenti per le diverse taglie di impianto ed in particolare crescenti con la taglia dell'impianto.

Impianto PV	Potenza(kW)	Tariffe incentivanti(€/kWh)
Classe 1	$1 \leq P \leq 20$	0,445 (<i>scambio sul posto</i>)
		0,460 (<i>cessione in rete</i>)
Classe 2	$20 < P \leq 50$	0,460
Classe 3	$50 < P \leq 1000$	0,490

Tabella 4.1 Quadro degli incentivi del (Primo) Conto Energia.

Il conto energia presentava, però alcuni limiti significativi come, ad esempio:

- imposizione di un tetto massimo annuo alla potenza ammissibile agli incentivi di soli 85MW;
- eccessiva burocratizzazione dei processi autorizzativi;
- valore degli incentivi crescente con la taglia dell'impianto che favoriva la costruzione di grandi impianti a terra, in contrasto con la logica, più virtuosa, di una generazione distribuita;
- concessione degli incentivi prima dell'entrata in esercizio dell'impianto.

Questi motivi hanno portato, nel 2006, ad una revisione delle principali caratteristiche del sistema di incentivazione, portando all'elaborazione di un nuovo piano di incentivazione.

4.2 Il Nuovo Conto Energia

Con il D.M. del 19 febbraio 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico delinea, quindi, i nuovi criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Il Nuovo Conto Energia diventa operativo a seguito della pubblicazione della delibera A.E.E.G. n. 90/07, avvenuta il 13 aprile 2007 e prevede una serie di novità rispetto al precedente Conto Energia. Come prima cosa, viene introdotta una distinzione degli impianti in funzione dell'integrazione architettonica, distinguendo in impianti a terra, parzialmente integrati e totalmente integrati. Inoltre, in favore di una logica di generazione distribuita, le tariffe più elevate sono assegnate agli impianti di piccola dimensione (fino a 3kWp) e totalmente integrati architettonicamente. Altre novità introdotte dal Nuovo Conto Energia sono:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti. La richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante può essere così inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1200 MW;
- la definizione di tariffe differenziate oltre che per la taglia dell'impianto anche sulla base dell'integrazione architettonica;
- l'introduzione di un premio abbinato agli impianti fotovoltaici per l'uso efficiente dell'energia, che consisteva in una maggiorazione della tariffa incentivante;
- l'abolizione del limite del MW quale potenza massima incentivabile per ogni singolo impianto;

A titolo indicativo, sono forniti i valori degli incentivi previsti dal Nuovo Conto Energia per le diverse tipologie di impianto, per gli impianti entrati in esercizio dal 1° Gennaio 2009 al 31 Dicembre 2010.

Potenza nominale dell'impianto (kW)	Non integrato (€/kWh)	Parzialmente integrato (€/kWh)	Integrato(€/kWh)
$1 \leq P \leq 3$	0,392	0,4312	0,4802
$3 \leq P \leq 20$	0,3724	0,4116	0,4508
$P > 20$	0,3528	0,392	0,4312

Tabella 4.2: Tariffe del Nuovo Conto Energia per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2009.

4.3 Il terzo Conto Energia

Con il Decreto Ministeriale 06/08/2010 viene approvato, dopo un periodo di transizione piuttosto turbolento, il Terzo Conto Energia, ovvero un decreto con validità triennale (2011-2013) il quale definiva il meccanismo di incentivazione in materia di energia fotovoltaica e che, dal 1° Gennaio 2011, andrà a sostituire il Nuovo Conto Energia, le nuove tariffe interesseranno quindi gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2011.

Il limite di potenza incentivabile previsto dal Terzo Conto Energia viene posto pari a 3 GW. Al superamento di questa potenza cumulata incentivabile, il Decreto stabilisce che un nuovo provvedimento emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare definirà le nuove tariffe incentivanti.

Rispetto al Nuovo Conto Energia sono abolite le tre classi di incentivazione (integrato, parzialmente integrato e non integrato) a favore di una ripartizione in impianti fotovoltaici su edifici e non, viene poi introdotta la classe di potenza relativa agli impianti sopra ai 5 MW. Vengono inoltre assegnati 300 e 200 MW di potenza incentivabile, rispettivamente ad impianti fotovoltaici architettonicamente integrati con caratteristiche innovative e ad impianti fotovoltaici a concentrazione. Vengono invece mantenuti alcuni elementi già presenti nel Nuovo Conto Energia, come ad esempio il sistema di feed-in premium, che riconosce al titolare dell'impianto, oltre agli incentivi, il valore dell'energia elettrica venduta alla rete.

Potenza (kW)	Impianti entrati in esercizio tra Gennaio ed Aprile 2011		Impianti entrati in esercizio tra Maggio ed Agosto 2011		Impianti entrati in esercizio tra Settembre e Dicembre 2011	
	su edificio [€/ kWh]	a terra [€/ kWh]	su edificio [€/ kWh]	a terra [€/ kWh]	su edificio [€/ kWh]	a terra [€/ kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,38	0,333
3 ≤ P ≤ 20	0,377	0,339	0,36	0,322	0,342	0,304
20 ≤ P ≤ 200	0,358	0,321	0,341	0,303	0,323	0,285
200 ≤ P ≤ 1000	0,355	0,314	0,335	0,309	0,314	0,266
1000 ≤ P ≤ 5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,257
P > 5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,244

Tabella 4.3: Tariffe feed-in stabilite dal Terzo Conto Energia.

Come si evince dalla tabella le tariffe prevedono un diverso valore sia per quanto riguarda la taglia degli impianti che per il quadrimestre nel quale gli stessi entravano in esercizio. La riduzione delle tariffe, in base quadrimestrale, ha il principale scopo di promuovere la ricerca da parte delle imprese di soluzioni tecnologiche che permettano di produrre e realizzare impianti ad un costo sempre minore e tiene, per l'appunto, conto delle prospettive di decrescita dei costi.

Il Terzo Conto Energia prevede, poi, un ulteriore taglio delle tariffe del 6% annuo nel 2012 e nel 2013, senza una diminuzione graduale per quadrimestri. È, quindi, facilmente intuibile che le nuove tariffe definite dal Terzo Conto Energia siano significativamente più basse rispetto a quelle fissate dal precedente Nuovo Conto Energia.

Oltre alle tariffe appena illustrate, sono definiti dei premi aggiuntivi per gli impianti fotovoltaici integrati su edifici, e con caratteristiche innovative che operano in regime di scambio sul posto, qualora essi siano abbinati ad un uso efficiente dell'energia. Questi premi possono raggiungere il 30% della tariffa base e vengono riconosciuti, al decorrere dall'anno solare successivo alla data di presentazione della richiesta e per il periodo residuo di diritto alla tariffa incentivante.

Infine, la normativa prevede anche la possibilità di cumulare le tariffe incentivanti con altri benefici e contributi pubblici (contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento e finanziamenti a tasso agevolato), secondo specifiche modalità.

4.4 Il Decreto “Salva Alcoa”

La legge n. 129 del 13/08/2010, meglio nota come Decreto “Salva Alcoa”, viene introdotta per rimediare alla situazione critica che si sarebbe verificata con l’entrata in vigore del Terzo Conto Energia dopo il 31/12/2010. Questo perché il Nuovo Conto Energia, che elargiva tariffe incentivanti più alte rispetto al Terzo Conto Energia, prevedeva il riconoscimento degli incentivi agli impianti che presentavano la domanda al GSE a valle del loro allacciamento alla rete elettrica da parte del distributore locale ed entro 60 giorni dall’entrata in esercizio dell’impianto. Nel 2010, però, il tempo per l’allacciamento degli impianti, che era già estremamente dilatato e variabile, peggiorò ulteriormente a causa dell’incapacità del distributore locale di far fronte alle numerose domande di allacciamento che gli pervennero: ciò avrebbe avuto come diretta conseguenza il fatto che numerosi impianti, seppur completati con largo anticipo rispetto alla fine del 2010, non sarebbero stati allacciati alla rete e quindi non avrebbero potuto beneficiare degli incentivi previsti dal Nuovo Conto Energia. Ciò sarebbe scaturito in probabili rivalse dal punto di vista legale: è proprio per evitare questo che viene introdotto il decreto. Con il Decreto “Salva Alcoa” il legislatore stabilisce che le tariffe incentivanti previste nel 2010 dal Nuovo Conto Energia sarebbero state riconosciute a tutti gli impianti che avessero terminato i lavori di installazione elettrici e strutturali, nonché presentata un’opportuna dichiarazione al GSE, entro il 31 Dicembre 2010 e che avrebbero ottenuto l’allacciamento alla rete entro il 30 Giugno 2011. Con l’entrata in vigore del decreto si genera quindi, una forsennata corsa alle installazioni da parte degli operatori, tanto che le domande pervenute al GSE riguardavano complessivamente una potenza di 4 GW a fronte dei circa 2,1 GW di potenza totale installata e già allacciata nel corso del 2010. Vista l’enormità delle domande presentate, il sospetto di richieste irregolari fa avviare al GSE verifiche ispettive e controlli a campione: si prevede che l’entità di questo fenomeno di speculazione sia tra il 15-40% delle domande presentate.

4.5 Il Decreto Rinnovabili

Il 3 Marzo 2011 il Consiglio dei Ministri approva il decreto definitivo di recepimento della direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili, denominato Decreto Rinnovabili. Il Decreto “definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili” (Art.1).

Le disposizioni stabilite da questo decreto nei confronti del settore del fotovoltaico italiano sono:

- Blocco della validità degli incentivi fissati del Terzo Conto Energia per quegli impianti che al 31 maggio 2011 non abbiano ancora ultimato l’allacciamento alla rete elettrica;
- L’incentivazione per gli impianti entranti in esercizio dopo il 31 maggio 2011 definita da un nuovo Conto Energia che dovrà essere emanato entro il 30 Aprile 2011;
- eliminazione del tetto di 8 GW;
- La regolamentazione dell’uso della superficie: si stabilirono vincoli per le installazioni fotovoltaiche a terra su terreni agricoli: la potenza degli impianti installati dovrà essere inferiore al MW con una occupazione di una superficie non superiore al 10% della superficie del terreno agricolo;
- La definizione di requisiti e specifiche tecniche per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ai fini dell’accesso agli incentivi nazionali: in particolare, per quanto concerne il fotovoltaico, l’accesso ai regimi incentivanti sarà riservato esclusivamente agli impianti i cui moduli erano garantiti per almeno 10 anni;
- L’imposizione del possesso della qualifica professionale specifica da parte degli installatori per poter eseguire le attività di installazione e manutenzione straordinaria;
- Lo stabilimento dell’obbligo di installazione di impianti di potenza pari ad 1 kW ogni 80 mq per quanto riguarda gli edifici di nuova costruzione a partire dal 2013.

Infine, il Decreto Rinnovabili prevede che a partire dal 1 gennaio 2013 verrà introdotto un nuovo sistema integrato di incentivazione della produzione di energia da fonte rinnovabile, il quale andrà a sostituire i meccanismi di incentivazione oggi in essere, tra cui i Certificati Verdi, la tariffa omnicomprensiva ed i feed in premium stabiliti dal Conto Energia. In particolare, per gli impianti di potenza inferiore ai 5 MW gli incentivi, differenziati a seconda della taglia di potenza dell’impianto, verranno corrisposti sulla base di un contratto di diritto privato tra il GSE ed il soggetto

responsabile dell'impianto; per gli impianti sopra ai 5 MW gli incentivi saranno assegnati dal GSE attraverso l'esecuzione di aste al ribasso.

4.6 Il Quarto Conto Energia

Il Quarto Conto Energia, approvato il 5 Maggio 2011 dal Consiglio dei Ministri, si applica a tutti quegli impianti che entrano in esercizio dal 31 maggio 2011 fino al 31 dicembre 2016.

L'obiettivo del decreto è quello di raggiungere una potenza installata in Italia pari a circa 23 GW, ponendo nel contempo le basi per uno sviluppo di medio-lungo periodo del comparto ed accompagnandolo al raggiungimento dell'autosufficienza economica. Il tutto attraverso la razionalizzazione ed una progressiva riduzione delle tariffe, in modo da poter meglio controllare e impiegare con maggiore efficacia l'onere a carico di cittadini e imprese.

L'esborso cumulato annuo degli incentivi per lo Stato è previsto pari a circa 7 miliardi di euro, ma naturalmente, come per gli altri conti energia, vi è una differenziazione dell'entità dell'incentivo in base alla taglia degli impianti ed alla tipologia (impianti realizzati su edifici o a terra).

Potenza [kW]	Giugno		Luglio		Agosto	
	impianti sugli edifici [€ / kWh]	altri impianti fotovoltaici [€ / kWh]	impianti sugli edifici [€ / kWh]	altri impianti fotovoltaici [€ / kWh]	impianti sugli edifici [€ / kWh]	altri impianti fotovoltaici [€ / kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3 ≤ P ≤ 20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20 ≤ P ≤ 200	0,388	0,306	0,331	0,3	0,321	0,291
200 ≤ P ≤ 1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000 ≤ P ≤ 5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,28	0,25
P > 5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

Tabella 4.4 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi tra Giugno e Agosto 2011.

Potenza [kW]	Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre	
	Impian ti sugli edifici [€/kW h]	altri impian ti [€/kW h]	impianti sugli edifici [€ /kWh]	altri impiant i [€ / kWh]	impian ti sugli edifici [€ /kWh]	altri impianti [€ / kWh]	impian ti sugli edifici [€ /kWh]	altri impianti [€ / kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,32	0,281	0,298	0,261
3 ≤ P ≤ 20	0,325	0,289	0,31	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20 ≤ P ≤ 200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,24	0,253	0,224
200 ≤ P ≤ 1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,21	0,246	0,189
1000 ≤ P ≤ 5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P > 5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Tabella 4.5 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi tra Settembre e Dicembre 2011.

Potenza [kW]	1° Semestre 2012		2° Semestre 2012	
	impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€ / kWh]	[€ / kWh]	[€ / kWh]	[€ / kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,274	0,24	0,252	0,221
3 ≤ P ≤ 20	0,247	0,219	0,227	0,202
20 ≤ P ≤ 200	0,233	0,206	0,214	0,189
200 ≤ P ≤ 1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000 ≤ P ≤ 5000	0,182	0,156	0,164	0,14
P > 5000	0,171	0,148	0,154	0,133

Tabella 4.6 Tariffe incentivanti del quarto Conto Energia per gli impianti connessi nel 2012.

Rispetto alle tariffe incentivanti fissate dal Terzo Conto Energia la diminuzione media delle tariffe a dicembre 2011 è pari al 24,5% per gli impianti su edificio e di 25,5% per gli altri impianti, mentre ancor più netti sono i tagli delle tariffe al dicembre 2012 con una diminuzione pari al 34,2% per gli impianti su edificio e del 35% per gli altri impianti.

A partire dal primo semestre del 2013 le tariffe assumeranno un valore omnicomprensivo e sarà attribuita una tariffa specifica sulla quota di energia auto consumata.

E' previsto, inoltre, un incremento della tariffa incentivante del:

- 5% per gli impianti ubicati in zone industriali, cave, miniere, o discariche esaurite, aree di pertinenza di discariche o siti contaminati;
- 5% per i piccoli impianti realizzati dai Comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti;
- 10% per gli impianti ove almeno il 60% dell'investimento, ad esclusione della manodopera, sia costituito da componenti realizzati all'interno dell'Unione Europea;
- €cent/KWh per gli impianti sugli edifici in sostituzione di eternit o amianto.

Una novità molto importante introdotta dal Quarto Conto Energia è la fissazione di un limite di costo per quanto riguarda la concessione delle tariffe incentivanti. Innanzitutto, il decreto prevede una nuova distinzione tra piccoli impianti e grandi impianti: rientrano nella prima categoria gli impianti con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto, quelli realizzati su edifici con una potenza non superiore al MW ed infine tutti gli impianti di qualsiasi potenza realizzati su edifici o aree delle Amministrazioni pubbliche.

Per gli anni 2011 e 2012 la concessione della tariffa incentivante ai grandi impianti ha un limite di spesa pari a:

- 300 ML€ per gli impianti che entrano in esercizio dal 01/06/2011 al 31/12/2011;
- 150 ML€ per gli impianti che entrano in esercizio nel 1° semestre 2012;
- 130 ML€ per gli impianti che entrano in esercizio nel 2° semestre 2012.

Inoltre i grandi impianti devono essere iscritti presso un particolare registro che sarà tenuto dal GSE.

I grandi impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011 accedono direttamente alle tariffe, senza incorrere nel limite di spesa e senza necessità di iscrizione nel registro. Per gli anni 2011 e 2012 la concessione della tariffa incentivante ai piccoli impianti non è sottoposta ad alcun limite di spesa e non è necessaria l'iscrizione in alcun registro, mentre a partire dal 2013 anch'essi dovranno seguire le procedure sotto riportate relativamente ai grandi impianti.

I grandi impianti per accedere agli incentivi per gli anni 2011 e 2012 devono essere iscritti in un registro tenuto dal GSE e devono rientrare nella graduatoria stilata dal GSE medesimo. La graduatoria è necessaria giacché è previsto, come già evidenziato precedentemente, un limite di spesa per gli incentivi.

- Per l'anno 2011 la richiesta di iscrizione nel registro deve avvenire nella finestra temporale dal 20 maggio al 30 giugno 2011.
- Per il 1° semestre 2012 la richiesta deve avvenire nella finestra temporale dal 1° al 30 novembre 2011.
- Per il 2° semestre 2012 la richiesta deve avvenire nella finestra temporale dal 1° al 28 febbraio 2012.

Per chiedere l'iscrizione gli impianti devono essere almeno autorizzati ed aver ottenuto la soluzione di connessione alla rete. Il GSE forma la graduatoria entro 15 giorni dalla chiusura delle iscrizioni al registro (la graduatoria per il 2011 sarà pubblicata entro il 15 luglio 2011).

I criteri per la formazione della graduatoria sono i seguenti e saranno applicati in ordine gerarchico:

1. impianti entrati in esercizio (questo criterio non potrà trovare applicazione per l'anno 2011 perché se un impianto è entrato in esercizio al 30 giugno 2011 accede direttamente all'incentivo);
2. 2011 perché se un impianto è entrato in esercizio al 30 giugno 2011 accede direttamente all'incentivo;
3. direttamente all'incentivo;
4. impianti con lavori di costruzione terminati (anche questo criterio non potrà trovare applicazione perché se un impianto è completato al 30 giugno vi è la tempistica per l'entrata in esercizio entro il 31 agosto);
5. applicazione perché se un impianto è completato al 30 giugno vi è la tempistica per l'entrata in esercizio entro il 31 agosto);
6. l'entrata in esercizio entro il 31 agosto);
7. precedenza nel rilascio del titolo autorizzativo;
8. minore potenza dell'impianto;
9. precedenza della richiesta di iscrizione al registro.

Se un impianto in graduatoria entra in esercizio entro il 31 agosto 2011 viene cancellato dalla graduatoria e si procede ad ammettere gli impianti che seguono in graduatoria in funzione delle risorse liberatesi. Per accedere all'incentivo l'impianto deve essere ultimato entro 7 mesi, se di potenza inferiore a 1 MW, e 9 mesi, se di potenza superiore 1 MW, dalla pubblicazione della graduatoria.

Altre novità introdotte dal decreto riguardano:

- gli inverter che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012, che dovranno tenere conto delle esigenze della rete;
- gli impianti che entrano in esercizio in data successiva al 30 giugno 2012, per i quali sarà obbligatorio trasmettere al GSE certificati riguardanti il riciclo dei moduli e le ispezioni di fabbrica;
- lo stabilimento di un premio aggiuntivo per quei piccoli impianti che presentano un uso efficiente dell'energia pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita;
- la definizione di un limite di costo per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative per gli anni 2013-2016 (equivalente ad una potenza installata pari a 320 MW) ed una diminuzione delle tariffe in media inferiore del 3% rispetto al Terzo Conto Energia;
- la fissazione di un limite di costo per gli anni 2013-2016 per gli impianti fotovoltaici a concentrazione (corrispondente ad una potenza installata pari a 320 MW), con tariffe pressoché costanti rispetto al Terzo Conto Energia.

Il Quarto Conto Energia, aveva in animo di rappresentare dal punto di vista della longevità, il degno erede del Secondo Conto Energia: imponendosi ex ante un orizzonte di pianificazione che riguardava il 2016. La scadenza temporale, però, non era l'unica considerata per questo schema di incentivazione che –inaugurando un nuovo corso per la politica italiana in questo settore – conteneva anche un limite di spesa, al superamento del quale tutto si sarebbe di nuovo messo in discussione. Il livello limite è tuttavia stato quasi raggiunto nel primo semestre del 2012, che si è chiuso con un esborso cumulato di circa 5,9 mld €, portando all'inesorabile elaborazione di un nuovo quadro normativo: il Quinto Conto Energia.

4.7 Il Quinto Conto Energia

Con ogni probabilità nel Settembre del 2012 entrerà in vigore il nuovo schema di incentivazioni di cui sono già state pubblicate le prime bozze, in assenza di una versione definitiva ufficiale, non verranno presentati i “numeri” presenti nelle bozze, ma saranno invece esposti i principi cardine su cui sembra essere basato il nuovo impianto normativo.

Il primo criterio attorno a cui pare ispirarsi il Quinto Conto Energia è l'irrigidimento del vincolo di spesa, con un limite semestrale di potenza incentivabile basato sul costo di incentivazione di volta in volta richiesto per le nuove installazioni. Nulla di nuovo rispetto al Quarto Conto Energia se non che, a rendere decisamente più gravoso il vincolo, vi è la proposta di estendere il meccanismo di accesso tramite “registro” per tutti gli impianti. In particolare, per poter ottenere la tariffa incentivante anche gli impianti appartenenti al segmento residenziale, anche se paiono esentati quelli di potenza inferiori o pari a 10 kW, dovrebbero rientrare all'interno di una graduatoria prevista in un apposito “registro” che dovrà essere aperto con qualche mese di anticipo (nell'attuale versione 6 mesi) rispetto all'inizio di un dato periodo semestrale di incentivazione.

Un altro punto basilare del Quinto Conto Energia, questa volta invece potenzialmente positivo, o per lo meno in coerenza con la politica del Governo degli ultimi anni rispetto al fotovoltaico è la presenza di un premio per quegli impianti che auto-consumano energia prodotta. Si tratta di una norma quindi, come già discusso in precedenza mutuata dal sistema tedesco dove ha dimostrato di funzionare, che favorisce il consumo locale dell'energia ed ha un impatto positivo anche sulle infrastrutture di rete, potenzialmente meno “congestionate” dall'energia immessa dagli impianti

fotovoltaici. A beneficiare maggiormente di questo premio sono poi proprio quegli utenti residenziali, commerciali e industriali di piccola e media taglia che rappresentano, almeno nelle dichiarazioni d'intenti, per il nostro Governo i titolari "ideali" di impianti fotovoltaici.

Un ultimo punto chiave del Quinto Conto Energia sono ovviamente le nuove tariffe incentivanti, per le quali è previsto, a seconda della taglia, ma anche delle diverse "versioni" di cui si dispone un "taglio" che va da un minimo del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio nel secondo semestre del 2012 ad un massimo del 45-50% per gli impianti che entreranno in esercizio nel 2013 rispetto a quanto già comunque previsto dal Quarto Conto Energia.

5 Il mercato del fotovoltaico

In questo capitolo verranno illustrate le dinamiche che hanno caratterizzato lo sviluppo del mercato del fotovoltaico a livello mondiale, europeo ed italiano, effettuando un confronto con la storia recente del settore e delineando i possibili scenari futuri, individuando i segmenti di mercato e i Paesi più promettenti per lo sviluppo del mercato fotovoltaico.

5.1 Il mercato mondiale

Il 2011 si è rivelato ancora un anno di crescita a doppia cifra per il fotovoltaico a livello mondiale. Analizzando infatti, l'andamento delle connessioni in rete, ovvero la vera e propria entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici, il quadro che emerge è decisamente positivo con un totale di “nuovi” impianti di quasi 28 GW in crescita di oltre l'86% rispetto al precedente anno 2010, come mostra la Figura 5.1:

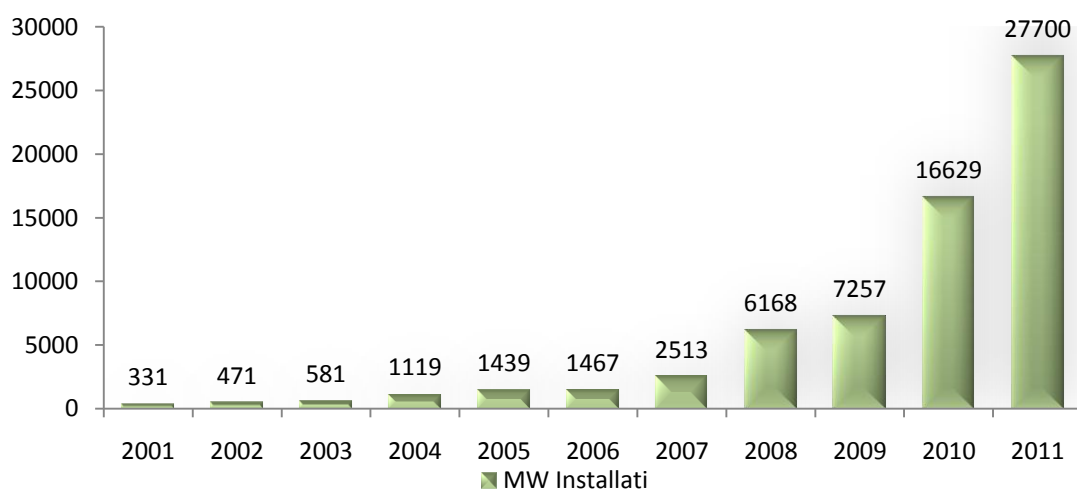


Figura 5.1 Andamento delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale. Fonte: EPIA

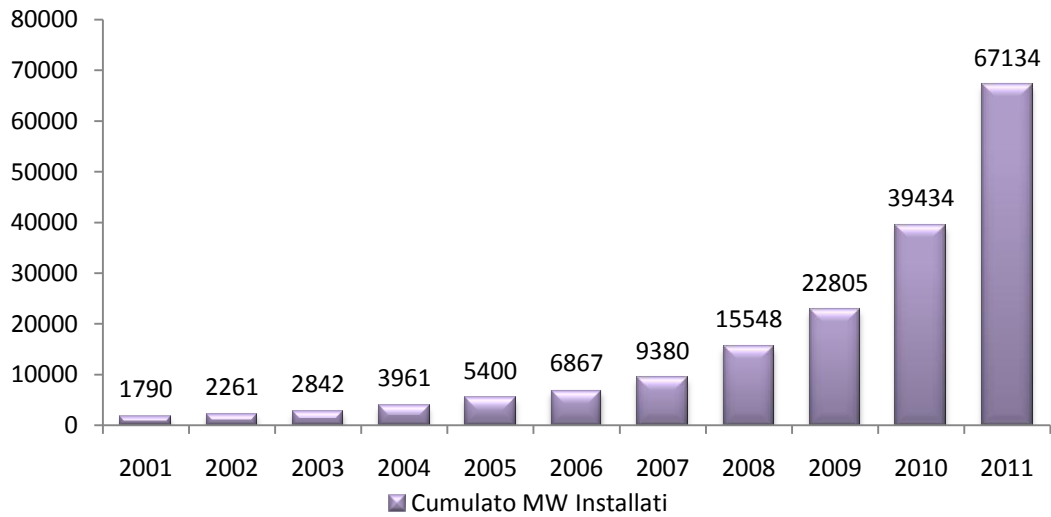


Figura 5.2 Andamento del cumulato delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale. Fonte: EPIA

Gli impianti allacciati alla rete nel 2011, hanno portato a più di 67 GW la potenza installata cumulata mondiale, oltre 3 volte quella misurata alla fine del 2009 e con previsioni di crescita che sfiorano i 94 GW (con un ulteriore balzo quindi del 40%) nel corso del 2012.

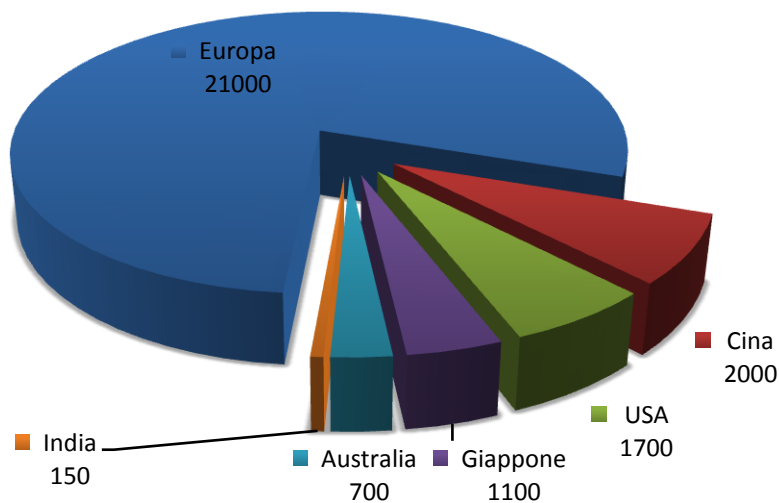


Figura 5.3 Distribuzione del mercato fotovoltaico nel mondo

La crescita di questo business nel 2011, come si evince dalla Figura 5.3, è ancora dovuta principalmente all'Europa, a conferma dei trend registrati a partire dal 2007: solo nel 2011 sono stati installati nel continente impianti per una potenza pari a 21 GW. L'Europa, se si analizza numero delle nuove installazioni nel 2011, ha un peso percentuale estremamente ragguardevole, pari ad oltre il 79%. È però necessario prestare particolare attenzione all'interpretazione di questi numeri. Appare indispensabile, infatti, affiancare all'analisi fatta sino ad ora, i dati relativi agli impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011. La differenza principale fra i due valori, è legata alla presenza di effetti "distorsivi"1 ingenerati da "deroghe" normative, quali quella ormai famosa del Decreto "Salva Alcoa" in Italia o quella, forse meno nota, che ha interessato il mercato francese. In entrambi i casi vi è una differenza significativa fra gli impianti effettivamente installati nel corso del 2011 (5,65GW circa in Italia e 220 MW in Francia) e quelli allacciati in rete (9,3 GW, + 63% in Italia e 1,5 GW, quasi sette volte tanto in Francia).I nuovi impianti fotovoltaici effettivamente installati nel Mondo nel corso del 2011 sono, quindi, in potenza pari a 23 GW (16,7 dei quali realizzati in Europa). Questo comporta una situazione di mercato sostanzialmente diversa prima di tutto riguardo alla crescita sperimentata a livello mondiale rispetto al 2010, che è pari quindi ad un più "misero" 16%. Si tratta pur sempre di una crescita "a due cifre" ed in un contesto complessivo di crisi economica che certo non favorisce i nuovi investimenti, ma è evidente come la sproporzione rispetto al +86% misurato sulla base delle entrate in esercizio debba fare riflettere. La seconda considerazione che si può fare riguarda la posizione di leadership dell'Europa, che pure mantenendo di gran lunga quota di maggioranza dei nuovi impianti fotovoltaici realizzati nel 2011 (16,3 GW, ovvero il 71% dei 23 GW a livello mondiale), segna invece un calo di circa il 3,4% rispetto al 2010. Un segnale di rallentamento che induce a più di qualche cautela nell'analisi e che si confronta invece con uno scenario extra-europeo di particolare fermento.

Nel 2011, infatti, si sono manifestati positivi segnali di crescita da parte delle aree geografiche extraeuropee. Se guardiamo al continente americano, possiamo notare come, nonostante gli Stati Uniti siano ancora acciacciati dalla crisi, il settore del fotovoltaico abbia registrato un'ottima crescita del 93% (in lieve flessione rispetto al 2010 dove si era attestata al 95%), con una potenza installata che è passata dai 880 MW del 2010 agli 1700 del 2011. Gli U.S.A. hanno così raggiunto una potenza cumulata pari a 4,2 GW. Grazie a questi numeri senza precedenti, la quota di mercato degli USA è salita dal 5% del 2010, al 6% del 2011.

Il Giappone ha, nel corso del 2011 installato 1,1 GW, incrementato le installazioni fotovoltaiche annue del 10%, in decrescita rispetto al boom del 2010, dove le installazioni fotovoltaiche del paese del sol levante erano incrementate del 100% rispetto all'anno precedente. I nipponici arrivano così ad una potenza installata cumulata di 4.750 MW. Da notare è che la maggior parte delle nuove installazioni è costituita dal comparto residenziale, in linea con gli obiettivi posti dal governo giapponese, che ha approvato, nel 2011, il cosiddetto Eastern Japan Solar Belt, ovvero un progetto il cui obiettivo è quello di dotare, entro il 2020, di impianti fotovoltaici l'80% delle nuove case, arrivando ad una copertura del 100% entro il 2030.

La Cina nel 2011, ha invece ottenuto un risultato sensazionale, installando ben 2 GW, circa quattro volte le installazioni del 2010, che si erano attestate a 500 MW. Tutto ciò è in linea con quanto stabilito dal governo cinese che, nel luglio 2010, aveva presentato un piano di sviluppo "quinquennale" nel quale venivano posti come obiettivi nazionali il raggiungimento di 5 GW di potenza installata entro il 2015 per arrivare addirittura a quota 20 GW nel 2020.

Per concludere l'analisi del continente asiatico, è interessante riportare il piano del governo indiano, che, nonostante abbia installato solamente 150 MW nel 2011, prevede l'installazione di 22 GW di capacità solare entro il 2020. Di conseguenza, anche l'India si candida ad una posizione di primo piano nel settore del fotovoltaico.

5.2 Il mercato europeo

Dopo aver già accennato al ruolo preponderante svolto dall'Europa per quanto riguarda il settore del fotovoltaico, dai grafici sotto riportati è possibile notare quanto, a partire dal 2007, sia stata forte la spinta in questo settore, con una crescita esponenziale della potenza installata.

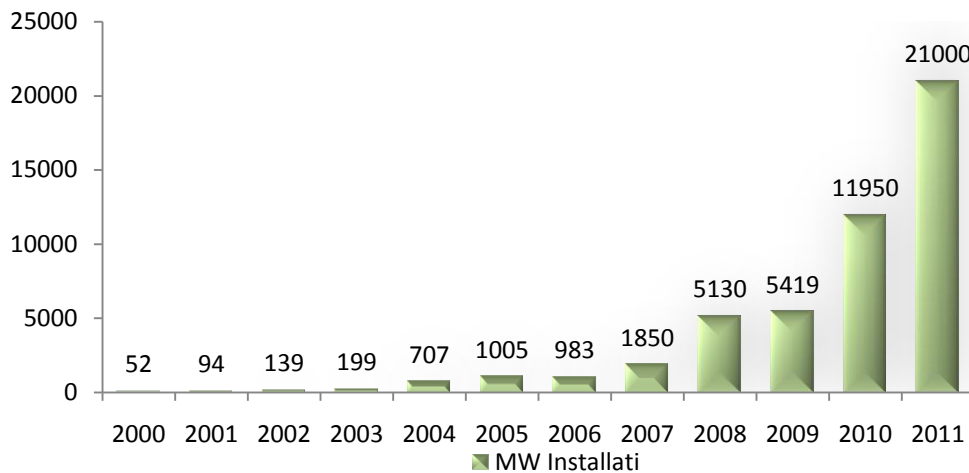


Figura 5.4 Andamento delle installazioni di impianti fotovoltaici in Europa. Fonte: EPIA

Da quanto si può desumere da Figura 5.4, il mercato del fotovoltaico in Europa è aumentato di quasi il 76%, tenendo però conto che, se si considerano le installazioni effettivamente realizzate nel corso del 2011, queste corrispondono solo a 16.270 MW rispetto ai 21.000 MW allacciati, si registra quindi un calo del 3,4% circa rispetto al 2010.

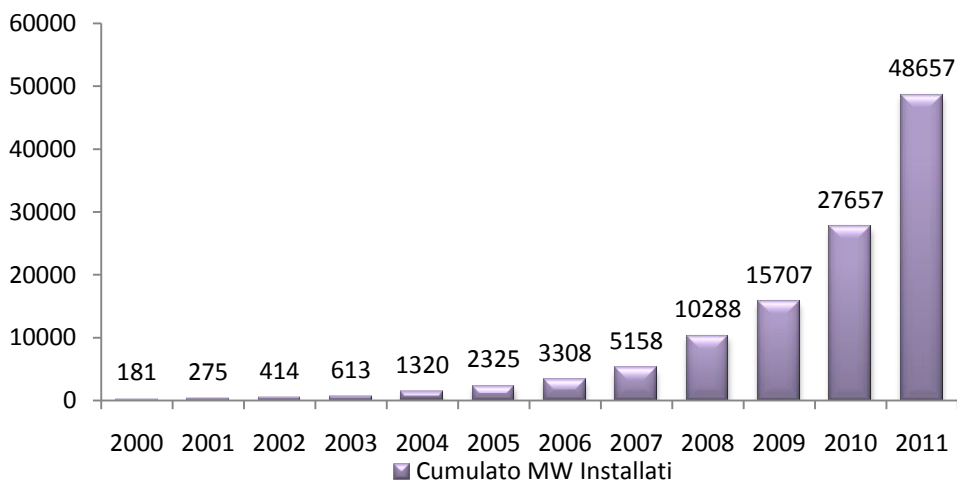


Figura 5.5 Andamento del cumulato delle installazioni di impianti fotovoltaici in Europa. Fonte: EPIA

La Figura 5.6 illustra invece la distribuzione del mercato fotovoltaico in Europa:

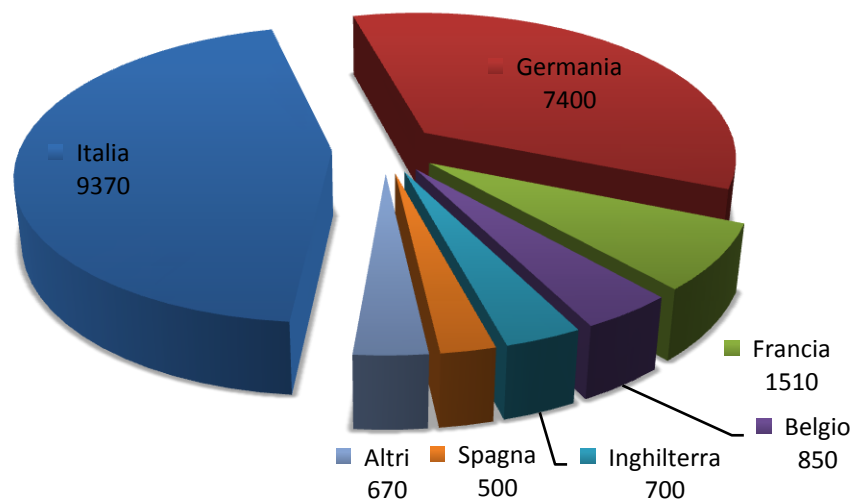


Figura 5.6 Distribuzione del mercato fotovoltaico in Europa

Al nostro Paese spetta, nel 2011, il primato degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel Mondo, ben 9,37 GW di potenza (il 44,6% di quota in Europa, oltre il 33,8% nel Mondo), contro i “soli” 7,4 GW relativi al mercato tedesco. Tuttavia analizzando gli impianti effettivamente realizzati, vi è una differenza significativa a ribasso: infatti, nel corso del 2011, solamente 5,65GW circa sono stati installati in Italia, contro ben 9,3 GW allacciati in rete, per una distorsione di circa il 63%. La situazione reale in Italia è ben meno rosea, l’Italia, infatti, sconta in maniera pesantissima l’effetto del “Salva Alcoa” e la turbolenza normativa del 2011, con un calo di oltre il 6,6% nella nuova potenza installata, interrompendo quel percorso di crescita “straordinaria” che aveva fatto dell’Italia un “caso di studio” a livello mondiale.

La Germania, con un totale di impianti allacciati nel 2011 che ammonta a 7,4 GW, sembra quindi aver segnato il passo, e questa sensazione è rafforzata dall’analisi comparata rispetto al dato 2010: la Germania è l’unico Paese europeo a segnare un sostanziale “stallo” nell’entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici (o per la precisione un calo dello 0,14%). Tuttavia, analizzando gli impianti effettivamente realizzati nel 2011 la leadership della Germania, sia in Europa che di conseguenza nel Mondo, appare quanto mai “salda”. Quello che era possibile giudicare come uno “stallo” guardando ai nuovi allacci in rete appare invece come una “tenuta” rispetto al calo ben più deciso degli “inseguitori”: l’Italia e la Francia, che misura un “crollo” dei nuovi impianti realizzati da oltre 2 GW a poco più di 200 MW. In questa classifica poi la Germania è ancora il primo

mercato mondiale del fotovoltaico con una quota sulle nuove installazioni che è pari a oltre il 45,5% in Europa e il 32% nel Mondo, quasi per ironia della sorte percentuali molto simili a quelle che per l'Italia erano riferite all'allacciato in rete.

La Spagna e l'Inghilterra registrano invece un ottimo risultato, dopo anni di stallo, infatti, il mercato spagnolo è passato dai 100 MW del 2010 ai ben 500 MW del 2011, con un incremento del 400%. L'Inghilterra realizza un risultato ancor più eclatante, passando dai MW del 2010 ai 700 MW del 2011 con un sensazionale incremento del 1300%, tuttavia, va detto che il ministro dell'Energia britannico Greg Barker, ha annunciato alla fine del 2011, che a partire da Aprile 2012, le tariffe incentivanti per il fotovoltaico inglese, saranno ridotte di circa la metà, con il fine di non creare squilibri con le altre fonti rinnovabili. Questa manovra, di certo ridurrà le aspettative di crescita del mercato inglese per i prossimi anni.

5.3 Il mercato italiano

Il 2011 è stato, senza dubbio alcuno, un anno controverso per il fotovoltaico italiano, dopo un boom del mercato del 2010 parzialmente inaspettato anche dagli stessi operatori, il 2011 ha portato in Italia il primato mondiale sugli allacciamento in rete degli impianti nel corso del 2011, con ben 9,37 GW. Questo dato, tuttavia, nasconde la “fragilità” e la complessità del nostro mercato, caratterizzato, nel 2011 da un lato dal l’ “onda lunga” del Salva Alcoa e, dall’altro lato dalle turbolenze normative esposte nel Capitolo 4. Il numero impressionante di installazioni avvenute nel 2011 in realtà mascherato dalla moltitudine di impianti realizzati nel 2010 ed allacciati in ritardo sotto la ricca incentivazione del Nuovo Conto Energia, come previsto dal decreto Salva Alcoa. L’approvazione di questo decreto, ha infatti imposto un’accelerazione anomala delle installazioni nel 2010 che, da un lato, ha permesso al mercato italiano di “saltare le tappe” verso una scala dimensionale comparabile a quella tedesca, dall’altro lato, ha anche bruciato parte delle opportunità più redditizie di crescita, arrivando di fatto a “cannibalizzare” la domanda del 2011, che infatti si è assestata attorno ai 5,8 GW (in maniera analoga a quanto accaduto alla Germania ma su un livello che nello scorso biennio è stato attorno ai 7 GW).

Per meglio evidenziare questa dinamica, viene riportato in Figura 5.7, sia il totale degli impianti allacciati alla rete, di quelli effettivamente realizzati:

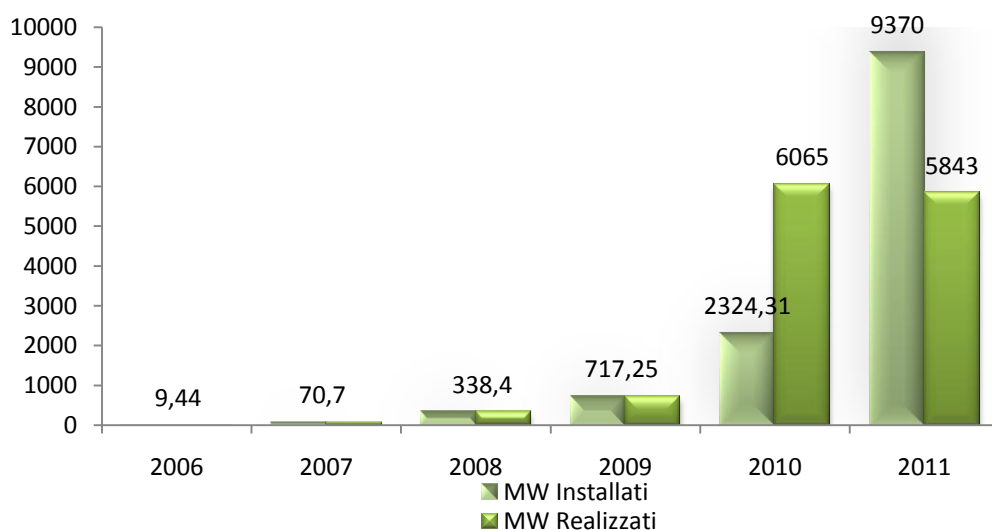


Figura 5.7 Andamento delle installazioni e della realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia. Fonte: EPIA

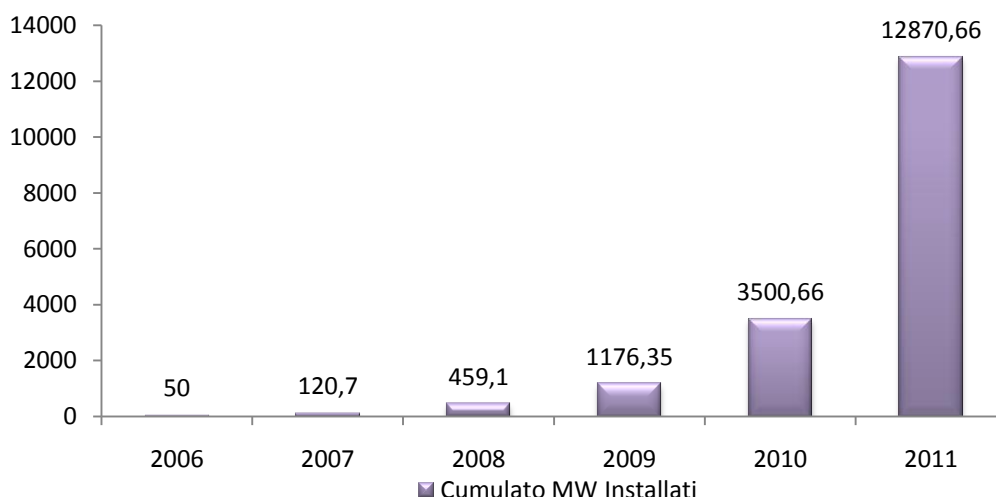


Figura 5.8 Andamento del cumulo delle installazioni di impianti fotovoltaici in Italia. Fonte: EPIA

Sia considerando gli impianti allacciati che quelli realizzati, la crescita dell'ultimo biennio appare comunque "impressionante", come dimostra anche la Figura 5.8. Tuttavia sostanzialmente diversa è l'interpretazione che da essa si può trarre. Nel caso si guardi agli allacciamenti in rete, si potrebbe erroneamente concludere che i diversi tagli che sono stati operati sui meccanismi di incentivazione nel corso dell'ultimo biennio non hanno intaccato il percorso di crescita ed anzi hanno solo parzialmente contenuto l' "esplosione" del fotovoltaico nel nostro Paese. La visione, come già ricordato in precedenza, più "realistica", ovvero quella che prende in esame gli impianti effettivamente realizzati, mostra invece i segni della "fatica" del nostro mercato, che ha ancora da smaltire le "tosine" del Salva Alcoa.

Per analizzare ulteriormente la situazione di mercato italiana, la Figura 5.9, illustra la potenza effettivamente realizzata nel corso del 2011, suddivisa per regioni:

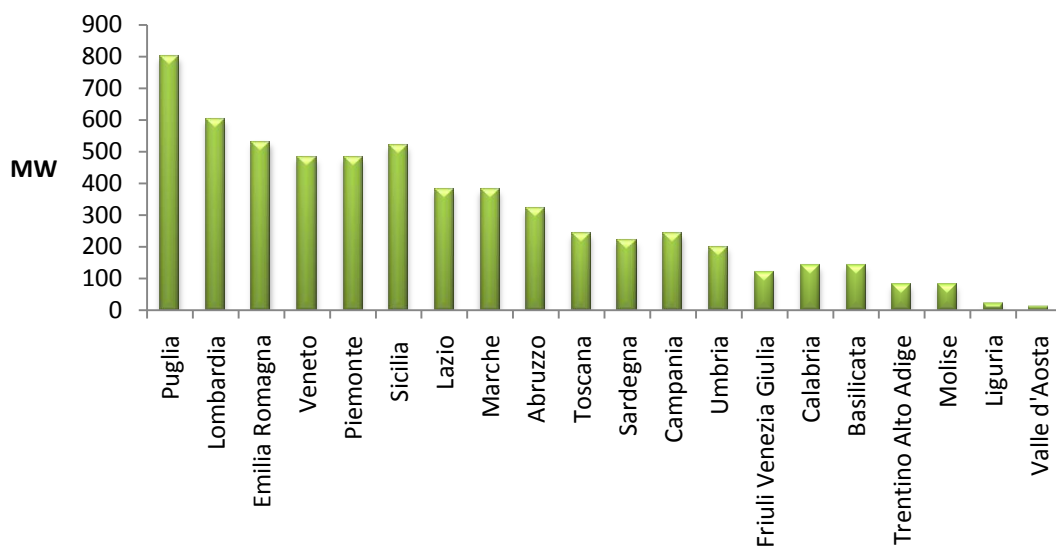


Figura 5.9 Potenza annuale realizzata nel corso del 2011 nelle diverse regioni italiane

La figura mostra chiaramente che la Puglia è la regione che mantiene saldamente la *leadership* delle installazioni in Italia, sia se si guarda agli impianti effettivamente realizzati (785 MW, il 13,4% del totale) che riguardo agli impianti entrati in esercizio (1.502 MW, il 16% del totale), seguita dalla Lombardia e dall'Emilia Romagna. Tuttavia, se si considerano i tassi di crescita degli impianti entrati in esercizio, la Regione che ha sperimentato la maggior crescita nel corso del 2011 è indubbiamente il Molise, con un incremento record del 1.263% (ma un installato totale pari comunque a 606 MW). Seguono nella classifica Abruzzo (+821%), Basilicata (+736%) e Sicilia (+548%), mentre il Trentino è l'unica regione italiana che non cresce sull'allacciato a "tre cifre" fermandosi solo al 20%.

Per quanto riguarda la segmentazione in base alla taglia d'impianto, a fronte di un obiettivo legislativo di ridurre la taglia media degli impianti, in favore di una logica di generazione distribuita, se di guardano i dati relativi agli impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011 e li si confrontano con quanto avvenuto nel 2010 e negli anni precedenti (Figura 5.10), si possono fare alcune importanti considerazioni:

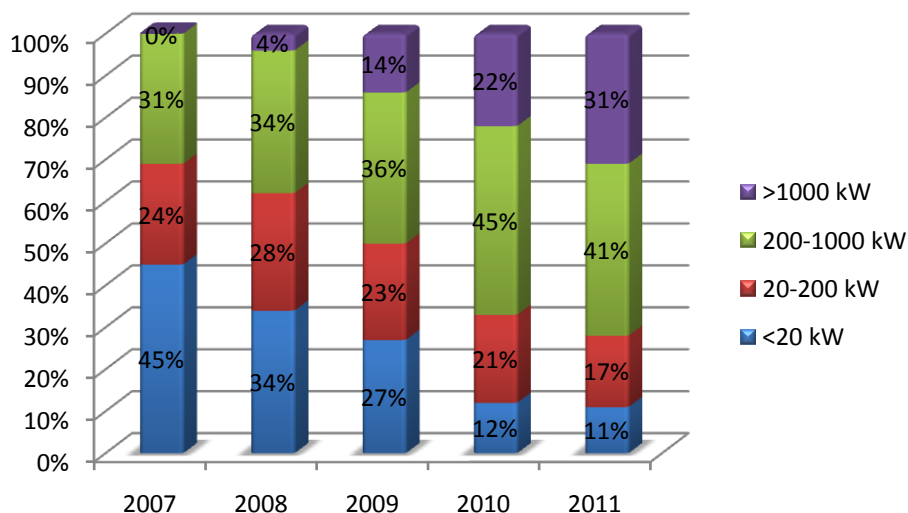


Figura 5.10 Segmentazione per potenza degli impianti realizzati in Italia negli anni

Negli anni è incrementata la quota delle “centrali fotovoltaiche”, ovvero gli impianti di taglia superiore a 1 MW, che è passata solo negli ultimi due anni, dal 22% al 31% con una crescita relativa di oltre 40 punti percentuali. Questo fenomeno può essere spiegato dalla volontà degli investitori che avevano “tentato” (senza successo) di usufruire del Salva Alcoa di terminare comunque i lavori di realizzazione dei loro impianti in tempo per scongiurare gli effetti negativi dell’attivazione nel settembre 2011 del “Registro Grandi Impianti”. In altre parole si è assistito all’ennesima corsa per completare i lavori di installazione e allaccio entro il 31 Agosto 2011. Anche la quota degli impianti “grandi”, ovvero sopra i 200 kW è aumentata nel tempo, nel corso del 2010, infatti, ne sono stati installati 1.271, per il corrispondente 67% del totale della nuova potenza, mentre nel 2011 tale percentuale è salita al 71%. Il segmento “commerciale”, ovvero degli impianti tra 20 e 200 kW di potenza, ha invece risentito in maniera maggiore dell’effetto della crisi economico-finanziaria sulla capacità di investimento dei soggetti/ clienti coinvolti registrando una costante diminuzione negli ultimi tre anni mentre è rimasta sostanzialmente invariata nel biennio la quota relativa agli impianti di taglia residenziale (circa 634 MW di potenza e 101.300 impianti nel 2011), che costituiscono una sorta di “zoccolo duro” del totale delle nuove installazioni. Per questo tipo di impianti, la convenienza economica alla realizzazione è comunque garantita e significativa anche al variare del sistema di incentivazione, anche se, su base annuale questa componente della domanda non può crescere oltre una certa misura.

5.4 Prospettive di mercato per il 2012

Come illustrato nei paragrafi precedenti, nel 2011 si è assistito ad una sensibile “frenata” del mercato europeo rispetto al resto del Mondo, questo trend, secondo le aspettative degli operatori del settore, è destinato ad essere confermato anche per i prossimi anni. Riguardo all’anno 2012, si prevede a livello mondiale una installazione di ulteriori 21 GW di nuovi impianti fotovoltaici (Figura 5.11), in diminuzione rispetto al 2011 a causa della frenata dei mercati tedesco ed italiano, con un cambio di peso piuttosto rilevante a favore dei Paesi-extraeuropei.

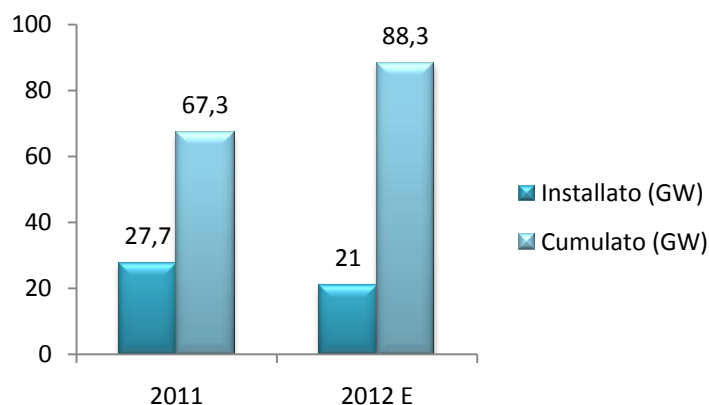


Figura 5.11 Previsioni di installato mondiale al 2012

In accordo con le previsioni di mercato mondiale per il 2012, vengono ora presentati i paesi che avranno un ruolo di primo piano nel mercato fotovoltaico dei prossimi anni:

- **Germania:** le installazioni stimate del 2011 sono in linea con quelle dell’anno precedente, si stimano infatti 7,5 GW nel 2011 contro 7,4 GW installati nel 2010. Nel Gennaio 2011, infatti, gli incentivi sono stati tagliati tra l’11 e il 13% e si pianifica un’ulteriore riduzione tra il 3 e il 12% nel 2012. Questo, come si può immaginare frenerà notevolmente la crescita di questo mercato, che rimane comunque attualmente il più grosso al mondo.
- **Stati Uniti:** questo mercato, grazie agli stabili tassi di crescita, sta raggiungendo una dimensione interessante, arrivando nel 2011 a ben 1885MW di installazioni. Nel 2012, gli USA potrebbero diventare uno dei tre mercati più attrattivi al mondo, soprattutto per le grandi installazioni utility-scale. I paesi più attrattivi sono, ovviamente la California, ma anche il New Jersey, l’Arizona, il Colorado, Il New Mexico e il Nevada.

- **Francia:** dopo aver sperimentato un'eccezionale crescita nel 2010, lo schema di incentivazione è stato rivisto similmente a ciò che è accaduto in Italia e in Germania, creando però un'insieme complesso di regole che non garantiscono la certezza del ritorno economico di un investimento fotovoltaico. Si stima che le installazioni del 2012 si attesteranno su valori inferiori al GW di potenza.
- **Giappone:** negli ultimi tre anni, il tasso di crescita del mercato giapponese si è mantenuto stabilmente attorno al 100% raggiungendo 991 MW di installazioni nel 2010. Il governo sta supportando le installazioni fotovoltaiche soprattutto per il settore residenziale ed industriale, combinando vantaggiosi incentivi (0,38 €/kWh per impianti su tetto fino a 100 kW), ad un alto target di installazioni ed ad un basso rischio dell'investimento. Si stima che nel 2012 si supereranno i 2,2 GW.
- **India:** dopo aver installato 80 MW nel 2010 e 200 MW nel 2011, il governo ha posto l'obiettivo ambizioso di 20 GW di potenza installata entro il 2020 da fotovoltaico e CSP
- **Cina:** un mercato potenzialmente enorme ed in grado di assorbire gran parte della capacità produttiva interna. Nel 2010 le installazioni si sono attestate a 500 MW, nel 2011 attorno ai 2 GW mentre per il 2012 si prevede un valore dell'ordine di 2,5 GW.
- **Grecia:** nonostante le vicissitudini economiche, le installazioni fotovoltaiche sono aumentate del 90% tra il 2010 e il 2011 e si prevede per il 2012 l'installazione di circa 0,5 GW. Per questo viene vista con interesse da molti operatori del settore.
- **Sud Africa:** senza dubbio uno dei mercati emergenti piú interessanti, sia per le condizioni di insolazione favorevoli, sia per i lusinghieri incentivi di 0,35 €/kWh. Nel 2011 le installazioni si sono attestate solo a 45 MW, ma si prevede un netto aumento per il 2012 anche in virtù di un piano nazionale che prevede l'installazione di 8,5 GW di solo fotovoltaico entro il 2030.

6 La filiera

L'obiettivo di questo capitolo è quello fornire un quadro della supplychain del fotovoltaico a livello mondiale e a livello italiano, attraverso la mappatura e lo studio delle caratteristiche degli operatori attivi nelle diverse aree di *business* del fotovoltaico. Per poi studiare le dinamiche che hanno interessato la filiera del fotovoltaico in Italia nel corso degli ultimi anni ed individuare le strategie principali messe in campo dalle aziende del settore per fare fronte alla situazione di grande criticità rivelatasi nel 2011.

6.1 Gli attori della supply chain del fotovoltaico

In questo paragrafo verranno identificati i diversi tipi di player che operano nel settore del fotovoltaico, le loro caratteristiche e peculiarità ed i trend operativi, tra cui le marginalità, che caratterizzano le diverse aree di business di cui è composta la filiera.

Inizialmente è opportuno eseguire una classificazione degli operatori della filiera fotovoltaica in base all'attività "*core*" svolta dall'azienda, che li differenzia in cinque aree di business principali:

- **Silicio e wafer:** include tutte le fasi produttive per la produzione di wafer di silicio, dalla purificazione del silicio metallurgico al taglio dei lingotti in wafer, e rappresenta lo stadio iniziale di lavorazione della materia prima;
- **Celle e moduli:** in questa fase, a partire dai wafer di silicio, avviene la produzione di celle, le quali vengono poi assemblate in moduli;
- **Inverter:** comprende le fasi produttive necessarie alla realizzazione del dispositivo, il quale ha lo scopo di convertire la corrente continua prodotta dagli impianti in corrente alternata utilizzata dalle apparecchiature elettriche e dalla rete;
- **Distribuzione:** racchiude le attività di distribuzione dei componenti, in quest'area di business avviene il contatto tra la filiera produttiva e il mercato finale, soprattutto per quanto riguarda i clienti di taglia residenziale e commerciale;
- **Progettazione e installazione:** area di business che comprende le attività di progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici. Gli operatori appartenenti a quest'area di business si possono ulteriormente dividere, in base alla taglia degli impianti realizzati, in *System Integrator*, che si occupano della progettazione e installazione di impianti di scala

residenziale, commerciale e industriale, ed *EPC Contractor*, che si occupano invece della progettazione e costruzione di grandi impianti, spesso forniti al cliente attraverso la formula “chiavi in mano”.

6.2 La supply chain globale

Questo paragrafo ha il fine di presentare i maggiori operatori mondiali attivi nelle aree di business del silicio e wafers, celle e moduli e inverter, storicamente caratterizzate da un mercato globalizzato. Per ogni area di business saranno identificati gli operatori più attivi sul mercato dal punto di vista dei risultati operativi. Sarà poi analizzata la crescita della capacità produttiva complessiva per ciascuna area di business a cui si è assistito tra il 2010 e il 2011, per poi identificare la marginalità media all'interno dell'area di business.

6.2.1 Area di business Silicio e Wafer

La Figura 6.1 Quote di mercato dei maggiori produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale Figura 6.1 illustra la ripartizione del mercato in base al fatturato del 2011, dei principali produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale:

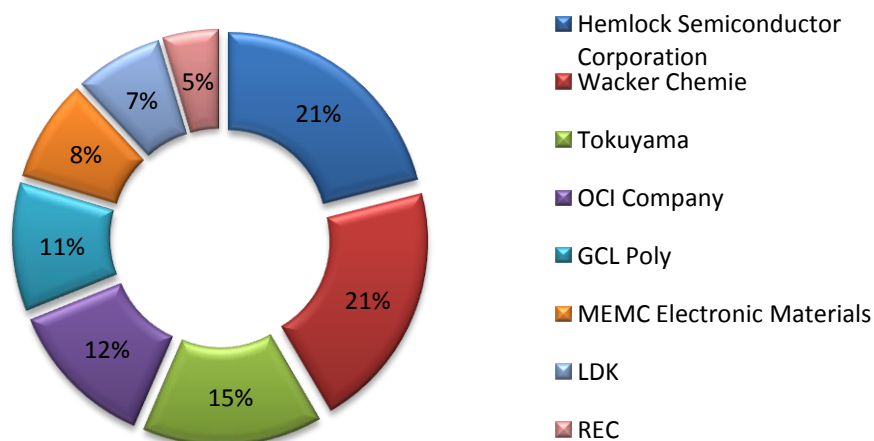


Figura 6.1 Quote di mercato dei maggiori produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale

Per quanto concerne le posizioni di mercato, la Figura 6.1 mostra come la *leadership* del settore rimanga nelle mani dell'americana Hemlock, seguita a non grande distanza dalla Wacker Chemie, entrambe con fatturati nell'ordine dei 5 mld €. La giapponese Tokuyama guadagna la terza posizione nel mercato di quest'area di business, con un fatturato di circa 3,5 mld €.

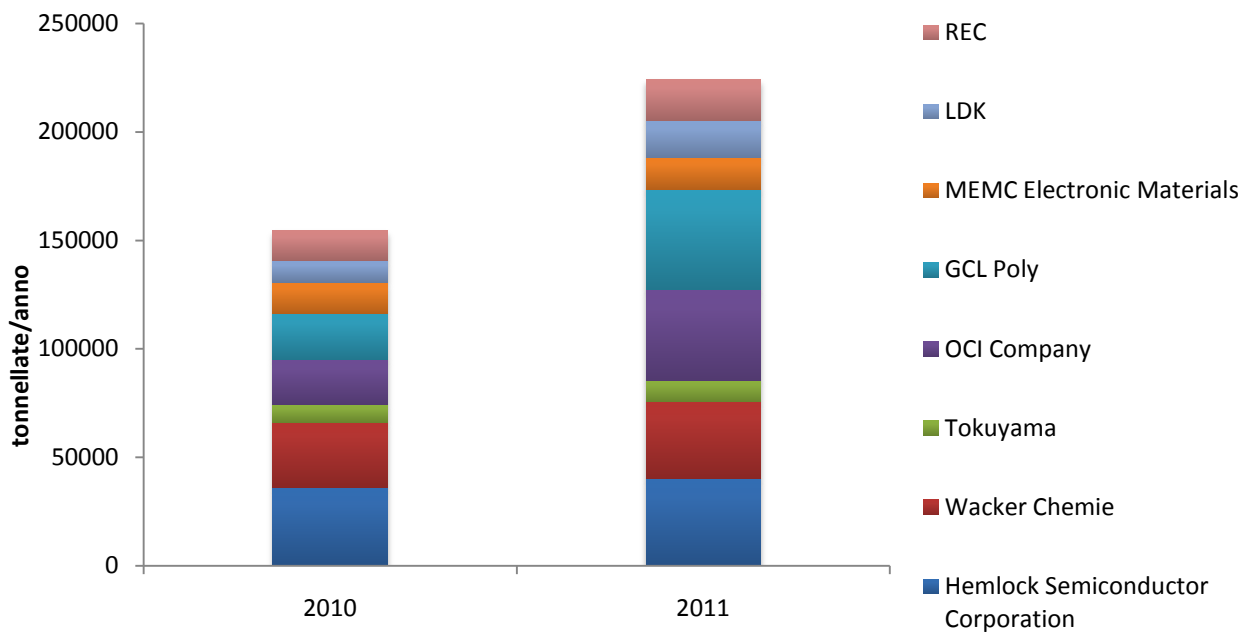


Figura 6.2 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Silicio e Wafer a livello mondiale negli ultimi due anni

Come si può notare dalla Figura 6.2, la capacità installata nel corso del 2011 dai top player è aumentata in media del 58% con incrementi del 100% per alcune imprese orientali operanti in questa area di business (come GCL Poly). La produzione mondiale di silicio nel corso del 2011 ha superato le 210.000 t, sufficienti per poco meno di 20 GW di installato mondiale rispetto alle circa 150.000 t di silicio di grado solare prodotte nel 2010. Circa l'80% della produzione è destinata al settore solare. La parte rimanente viene destinata al settore dei semiconduttori. Inoltre è interessante notare come oltre il 60% delle forniture di *polysilicon* provengano dall'America e dalla Cina. Se sommiamo la sola capacità produttiva dei top 8 player internazionali si superano le 220.000 t per una produzione che a livello mondiale si attesta sulle 210.000 t. Segno che, sebbene la produzione aumenti per soddisfare il mercato del solare, la quota parte di capacità installata risulta essere ancora piuttosto elevata. Un trend messo in atto da molte imprese del settore nel corso del 2010 e che è proseguito anche nel corso del 2011, in particolare da quelle orientali, è stato il processo di

integrazione a valle verso le attività di produzione di wafer. Ad esempio, la GCL Poly ha aumentato notevolmente la sua capacità produttiva di wafer diventando il produttore numero uno al mondo.

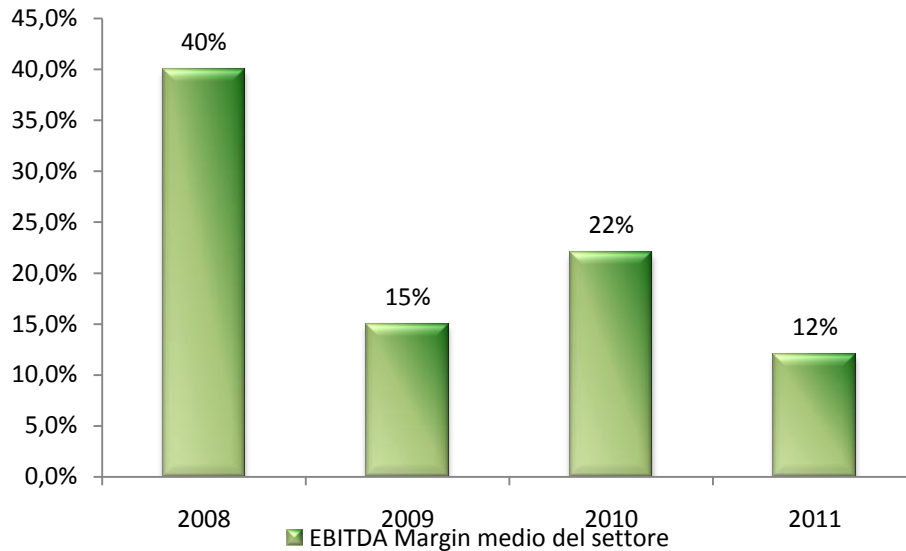


Figura 6.3 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business Silicio e Wafer

Per quanto riguarda la marginalità operativa, i produttori di silicio e wafer continuano ad avere un andamento altalenante: le marginalità medie nel 2011 si sono attestate nell'intorno del 12% mentre nel 2010 avevano raggiunto il 22% e nel 2009 erano rimasti al 15%. Basti pensare che i margini a fine 2008 viaggiavano su valori nell'intorno del 40%, ben 30 punti percentuali in più rispetto ai valori di fine 2011. Una causa certa del brusco calo dei margini operativi è il crollo del prezzo del silicio, che è passato da valori di 57 €/kg di fine 2010 a valori di 26 €/kg a fine 2011 presentando un'estrema variabilità nel corso dell'anno. Si ricorda poi che per questi produttori, la marginalità al netto dell'ammortamento dei macchinari è notevolmente minore, essendo questa voce molto consistente in questo settore che è notoriamente *capital intensive*. Inoltre il valore medio presenta una grande variabilità: ci sono imprese come la coreana OCI Company che ha registrato una marginalità del 24%, mentre altre, come MEMC che hanno avuto marginalità fortemente negativa.

6.2.2 Area di business Celle e moduli

In questa area di business, presenta una composizione del mercato più frammentata, essendo quindi molte le imprese operanti, sono state esposte le più attive in una tabella, per poi studiare la potenzialità produttiva dei produttori in base alla loro area geografica. La Tabella 6.1 riporta alcune informazioni relative ai principali operatori attivi, a livello mondiale, nella produzione di celle e moduli fotovoltaici, comprendendo sia i produttori integrati che gli assemblatori di soli moduli.

Impresa	Tipologia di impresa	Nazione	Capacità produttiva celle 2010 (MW)	Capacità produttiva moduli 2010 (MW)	Capacità produttiva celle 2011 (MW)	Capacità produttiva moduli 2011 (MW)	Ricavi 2010 (mln €)	Ricavi 2011 (mln €)
Suntech	Integrata + wafer	Cina	1800	1800	2400	2400	2070	2365
First Solar	Integrata	USA	1500	1500	2300	2300	1830	1981
Yingli Solar	Integrata + wafer	Cina	1000	1000	1700	1700	1351	1753
LDK Solar Co. Ltd	Integrata + wafer	Cina	180	1500	1260	2500	921	1692
Trina Solar	Integrata + wafer	Cina	1200	1200	1700	1700	1845	1539
Canadian Solar	Integrata + wafer	Cina	980	1000	2000	2000	1495	1429
JA Solar	Integrata + wafer	Cina	2000	300	3000	1200	1271	1278
SolarWorld	Integrata	Germania	250	940	800	1400	1305	1047
Q-Cells	Integrata	Germania	1100	-	1200	230	1354	1023
HanwhaSolarOne	Integrata + wafer	Cina	500	900	1300	1500	1140	882
Solon	Moduli	Germania	-	450	-	439	555	500
Aleo Solar	Moduli	Germania	-	280	-	390	553	462

Tabella 6.1 I principali produttori di celle e moduli a livello mondiale. Fonte: Energystrategy

Come si può notare da un'analisi dei dati in Tabella 6.1, le top 7 imprese per ricavi sono tutte cinesi ad eccezione di First Solar che si classifica seconda per ricavi al 2011 ma che rimane in testa per quantità di moduli venduti (oltre 2 GW venduti contro 1,9 GW venduto da Suntech). Questo è dovuto al prezzo dei moduli al CdTe che è stato evidentemente inferiore rispetto ai moduli a tecnologia tradizionale. Q-Cells viene sorpassata da Yingli, LDK, Trina, Canadian, JA e SolarWorld. Tra le top 10 per ricavi, 7 sono imprese cinesi, una americana e due tedesche. Infine è interessante notare come tutte le imprese orientali siano integrate nella produzione di celle e moduli mentre i puri modulistri sono solo imprese europee, le più grandi tedesche. Inoltre è interessante notare come tutti i produttori orientali abbiano allargato la strategia di integrazione verticale a

monte aumentando la capacità installata di wafer fino a coprire la quasi totalità dei fabbisogni interni.

La Figura 6.4 illustra invece le quote di mercato dei produttori delle diverse aree geografiche a livello mondiale, notando che più del 60% del mercato delle celle e dei moduli è in mano ai produttori cinesi.

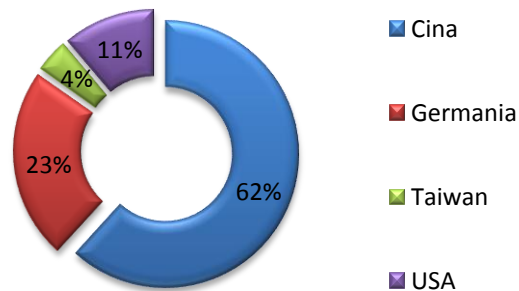


Figura 6.4 Quote di mercato dei paesi con la maggiore produzione di Celle e Moduli a livello mondiale

Come si può notare dalla Figura 6.4, la prepotente entrata dei produttori cinesi nel mercato, ha avuto delle ripercussioni negative molto importanti sulla competitività dei produttori occidentali. Si pensi che le imprese tedesche riportate in Tabella 6.1, hanno visto diminuire i loro ricavi complessivi, tra il 2010 e il 2011, di oltre il 16%, proprio per la loro incapacità di controbilanciare la diminuzione dei prezzi dei moduli con un aumento più che proporzionale delle vendite. Molte di loro per la prima volta hanno sperimentato nel 2011 margini operativi netti negativi (ad esempio, -365 mln € di EBIT a fine Settembre 2011 per Q-Cells, -230 mln € a Dicembre 2011 per Solarworld, -105 mln € a fine Settembre 2011 per Conergy, -3 mln € a fine Settembre 2011 per Centrosolar). Senza contare i numerosi casi di fallimento, con Solon che ha attivato la procedura fallimentare a fine 2011 e l'inglese BP Solar che, dopo la razionalizzazione della produzione di moduli realizzata nel corso del 2009, nel 2011 ha deciso di abbandonare il settore.

Un quadro generale dell'importante aumento della capacità produttiva a livello mondiale è offerto dalle figure Figura 6.5 e Figura 6.6:

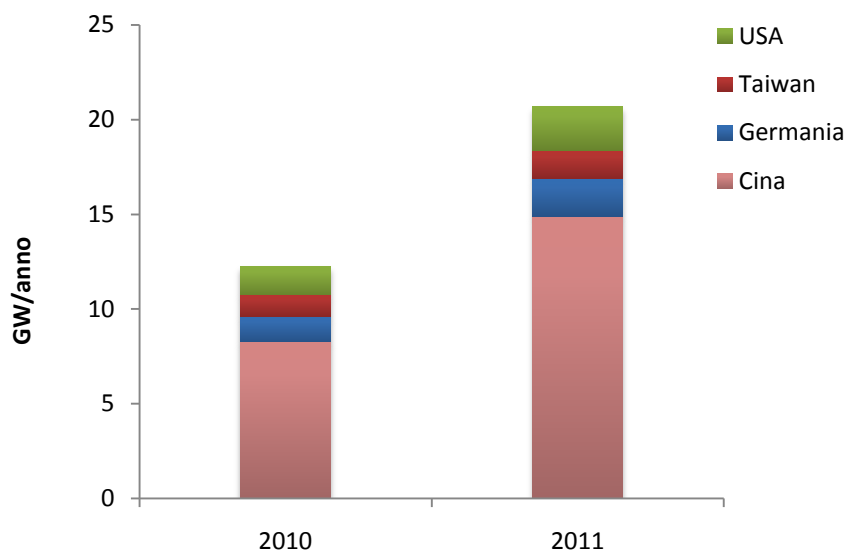


Figura 6.5 Evoluzione della capacità produttiva dei paesi con la maggiore produzione di Celle a livello mondiale negli ultimi due anni

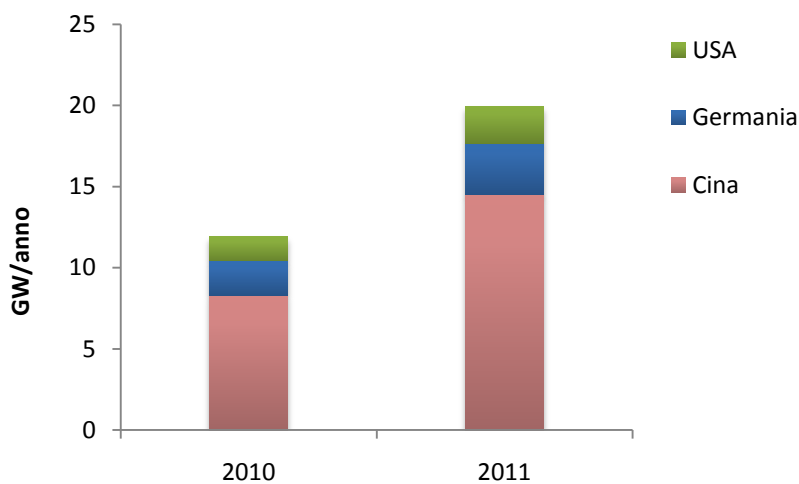


Figura 6.6 Evoluzione della capacità produttiva dei paesi con la maggiore produzione di Moduli a livello mondiale negli ultimi due anni

Come si evince dalle figure sopra, le imprese del *Far East* ed alcune imprese europee hanno aumentato notevolmente le capacità produttive. In particolare, grazie agli investimenti delle imprese cinesi, l'incremento è stato superiore al 120%. Si pensi che per alcune imprese quali Jinko Solar, Hawnka Solar e Solarworld è arrivato anche a superare il 150%. Come nel caso dell'India, che oltre a rappresentare un mercato estremamente attrattivo per il fotovoltaico nel prossimo futuro, ha visto importanti incrementi di capacità produttiva delle sue imprese in quest'area di business.

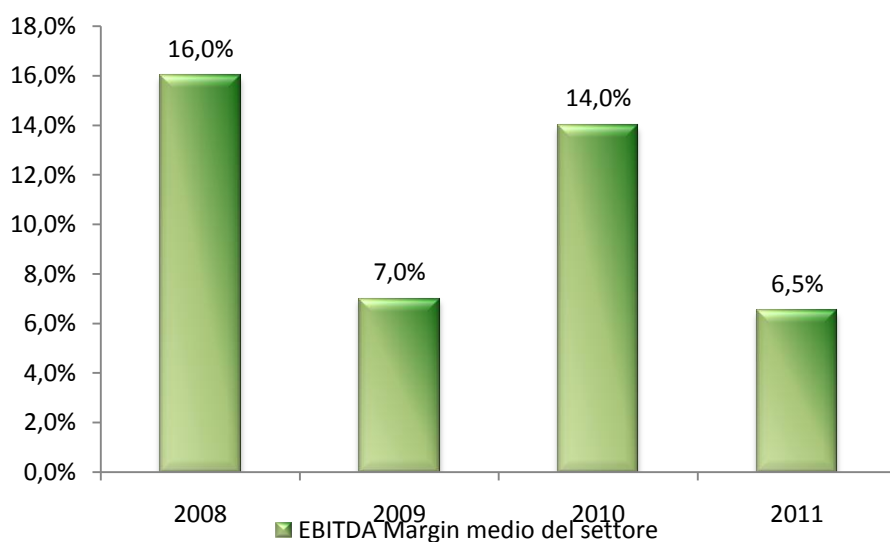


Figura 6.7 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business Celle e Moduli

Riguardo alle marginalità operative medie all'interno dell'area di business, illustrate in Figura 6.7, con una dinamica simile a quella dei produttori di silicio e wafer, i produttori integrati di celle e moduli, hanno registrato nel 2011 una marginalità notevolmente inferiore (pari al 6,5%) rispetto a quella dell'anno precedente (che si attestava su livelli del 14%), con un andamento fortemente altalenante negli anni. Molto più risicati sono stati i margini medi dei produttori di soli moduli, che hanno sperimentato nel corso del 2011 un EBITDA *Margin* medio pari a solo l'1,5%, in "caduta libera" rispetto al 7% dell'anno precedente, come illustrato in Figura 6.8. Non mancano casi di imprese europee che hanno avuto costantemente marginalità negative (si pensi a Solarworld, Centrosolar ed Aleosolar), il che ha messo in crisi la loro stessa sopravvivenza.

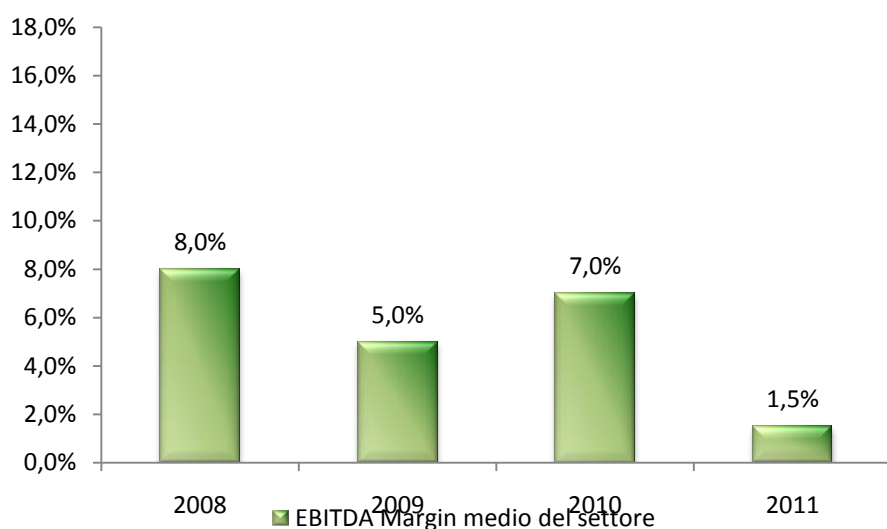


Figura 6.8 Evoluzione della marginalità operativa media per i produttori di soli Moduli

6.2.3 Area di business Inverter

Per quanto riguarda l'area di business degli inverter, la Figura 6.9 riporta i top 6 produttori di inverter a livello mondiale:

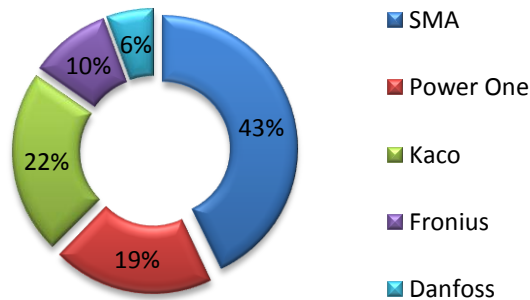


Figura 6.9 Quote di mercato dei maggiori produttori di Inverter a livello mondiale

Come si nota dalla Figura 6.9, SMA mantiene saldamente la prima posizione, seguita da Power-One, e Kaco. Interessante è il fatto che, sebbene attualmente, sul panorama internazionale, vi siano poco più di 150 fornitori di inverter, i top 6 produttori principali hanno controllato nel corso del 2011 una quota di mercato che oscilla tra il 70 e il 75% dell'installato mondiale. Inoltre, sembra che questo numero non sia destinato a cambiare significativamente almeno per i prossimi due anni. In questo segmento, infatti, gli operatori principali sono relativamente pochi a livello globale, poiché il brand, è ancora un elemento essenziale nella scelta del componente che oggi rappresenta circa il 10-12% dei costi totali del sistema fotovoltaico. Inoltre, questi operatori sono stati gli unici nel corso del 2011 a mantenere una marginalità significativamente superiore rispetto a quelli attivi in altre aree di business, l'effetto scala e la presenza internazionale sono stati, nel 2011, fattori chiave per ottenere marginalità più elevate, come illustrato dalla Figura 6.11.

La Figura 6.10, illustra invece, la capacità produttiva complessiva dei top 6 produttori di inverter a livello mondiale, che, a fine 2011, ha raggiunto complessivamente, più di 28 GW.

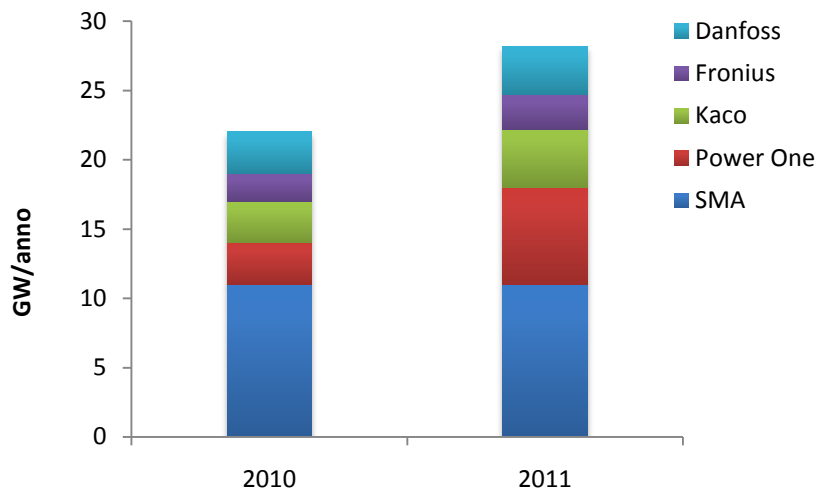


Figura 6.10 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Inverter a livello mondiale negli ultimi due anni

In particolare SMA ha mantenuto la capacità installata già esistente nel 2010, mentre Power-One, ha aumentato la sua capacità produttiva da 3 a 7 GW, aprendo tre stabilimenti negli USA (1 GW), Canada (500 MW) e Cina (1 GW), che, nel 2011 hanno prodotto complessivamente 670 MW. Anche Kaco ha aumentato notevolmente la capacità produttiva, raggiungendo i 4,2 GW con l'apertura di un nuovo stabilimento da 2 GW a London, Ontario (Canada) che, nel 2011 ha già prodotto circa 700 MW destinati soprattutto al mercato canadese.

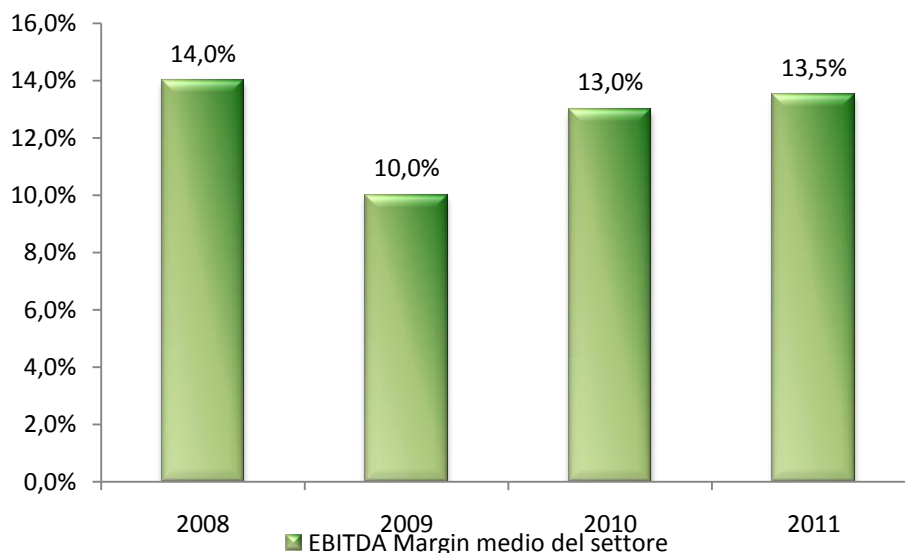


Figura 6.11 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business degli Inverter

Considerando ora le marginalità operative medie all'interno dell'area di business, i produttori di inverter sono stati gli unici a registrare nel 2011 dei margini in crescita attestandosi sul valore medio del 13,5%, in crescita di mezzo punto rispetto all'anno scorso e superiore anche al margine medio del 10% registrato nel 2009. Anche in questo caso si registra grande variabilità in quanto il valore massimo, imprese leader nel settore, come SMA e PowerOne, nel corso del 2011 hanno sperimentato un *EBITDA Margin* medio rispettivamente del 23,2% e del 26,8%, nettamente superiore rispetto alla media del settore.

6.3 La supply chain italiana

Analogamente a quanto fatto per la filiera globale, in questo paragrafo saranno presentati i più importanti player della supply chain del fotovoltaico operanti in Italia. L'analisi si concentrerà sulle aree di business caratterizzate da una forte presenza sul mercato locale, come la produzione di Celle e Moduli e di Inverter, molto presenti in Italia, la distribuzione dei componenti fotovoltaici e la progettazione e installazione di impianti.

6.3.1 Area di business Celle e Moduli

In questo paragrafo verrà analizzata la filiera italiana dei produttori di celle moduli e dei produttori di soli moduli, identificando la potenzialità produttiva della filiera italiana e la reale produzione degli ultimi due anni. Avendo già analizzato i problemi del calo della marginalità che hanno interessato questo settore, anche a livello globale, verranno presentate le strategie messe in atto dalle aziende italiane per cercare di arginare gli effetti negativi indotti da una situazione di mercato particolarmente critica, come quella che ha interessato il 2011.

La Figura 6.12 illustra l'evoluzione della capacità produttiva installata dai maggiori produttori integrati di celle e moduli italiani, mentre la Figura 6.13 illustra la produzione effettiva realmente realizzata dai produttori stessi:

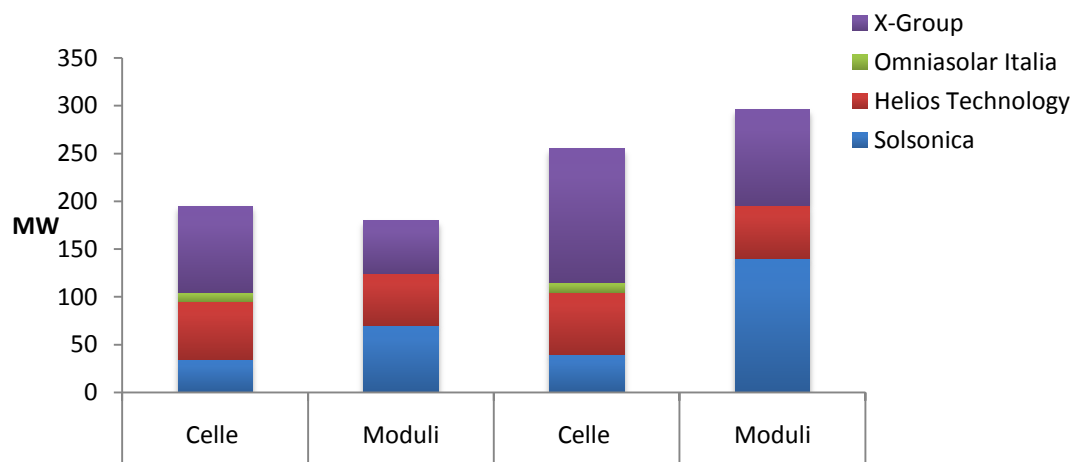


Figura 6.12 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Celle e Moduli italiani negli ultimi due anni

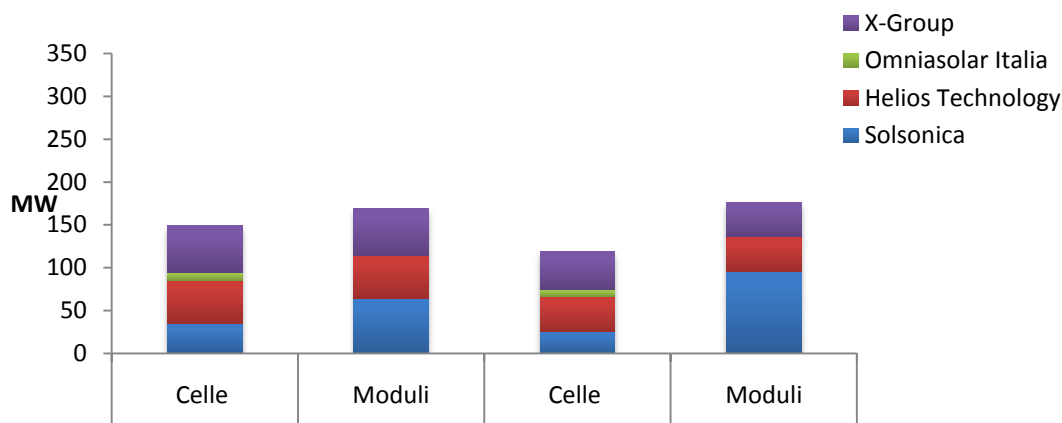


Figura 6.13 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Celle e Moduli italiani negli ultimi due anni

Analizzando nello specifico la situazione dei produttori integrati italiani, è possibile identificare quali sono stati i rapporti di forza nel corso del 2011 e le principali problematiche che essi hanno dovuto affrontare. Ad esempio, Solsonica si è confermato il principale produttore integrato in Italia, con una produzione di moduli in crescita del 48% rispetto al 2010, che si era chiuso con una produzione di 64 MW. L'impresa ha invece diminuito la produzione di celle del 28% nel corso del 2011, rispetto ai 35 MW del 2010, ricorrendo maggiormente all'approvvigionamento. Solsonica, pur avendo dovuto far ricorso alla cassa integrazione ordinaria per circa 200 persone a partire da fine Marzo 2011 fino ai primi di Maggio ed aver bloccato l'acquisto di materie prime nei mesi di Marzo ed Aprile, sembra essere riuscita a rimanere tra le imprese italiane più competitive in questa area di *business* nel corso degli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012. Questo anche grazie alla capacità di rinegoziare dei contratti di fornitura del silicio nel 2011 che, viste le dinamiche dei prezzi, erano ormai divenuti insostenibili. Già da fine 2011, la produzione ha ripreso le sue attività a

pieno regime. La Helios Technology, che già a Novembre 2010 aveva messo in cassa integrazione 190 dei 200 dipendenti a causa della mancanza di liquidità per acquistare le materie prime necessarie alla produzione (in seguito alla causa persa con LDK Solar3) ha attraversato momenti delicati nel corso del 2011, bloccando ripetutamente la produzione. I segnali però sono incoraggianti perché dai primi mesi del 2012 ha iniziato nuovamente a produrre a pieno regime e le previsioni di produzione per il 2012 sono maggiori rispetto al dato di fine 2011. Una situazione critica è quella che sta vivendo X-Group Spa: nel novembre del 2011, l'agenzia regionale Sviluppo Veneto, che deteneva il 7,5% del capitale della società, si è dissociata pretendendo il pagamento delle azioni che deteneva. Questo problema, accompagnato da una diminuzione rilevante dei volumi richiesti e da problemi di liquidità, ha comportato il blocco degli impianti di San Pietro in Viminario (per quanto riguarda la produzione di celle) e di Cisterna di Latina (per quanto riguarda la produzione di moduli) ed il ricorso alla cassa integrazione. Attualmente è in atto una ristrutturazione societaria.

Le Figure 6.14 e 6.15 illustrano invece, rispettivamente, l'evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Moduli italiani e la loro produzione effettiva negli ultimi due anni:

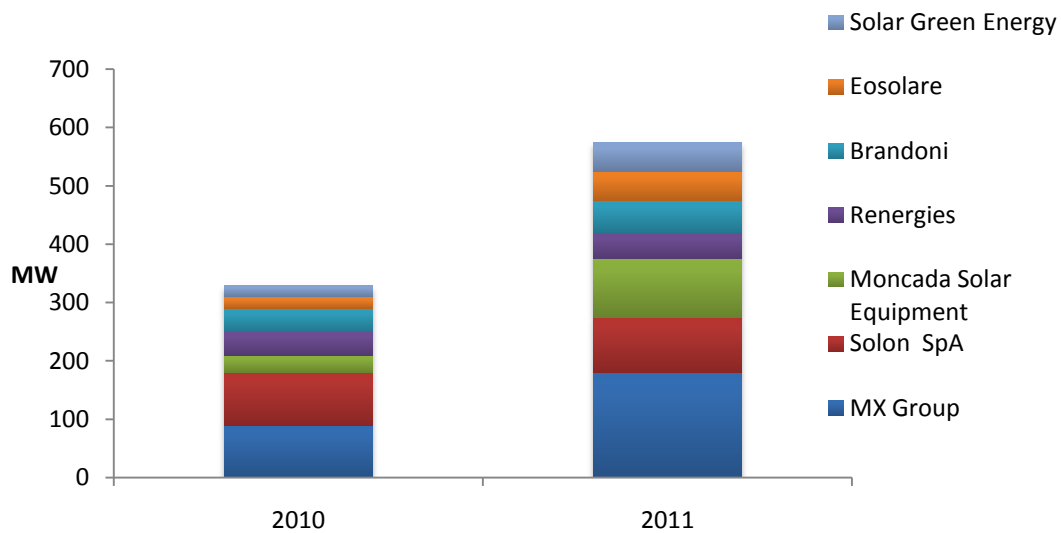


Figura 6.14 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Moduli italiani negli ultimi due anni

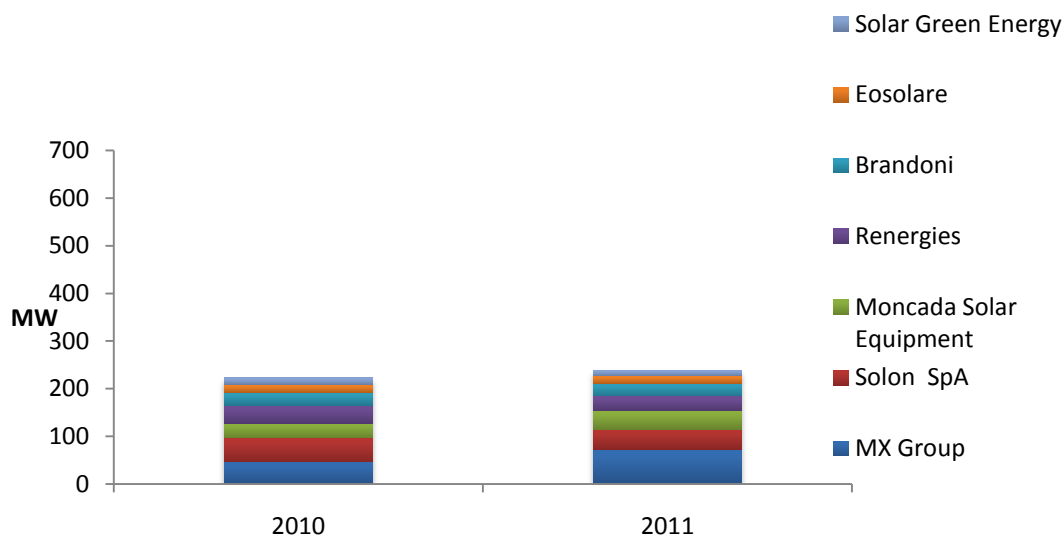


Figura 6.15 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Moduli italiani negli ultimi due anni

Come si può notare dalle Figure 6.14 e 6.15, compare la tedesca Solon in quanto, pur avendo casa madre in Germania, opera nel nostro Paese attraverso un'impresa italiana, Solon Spa. Nel 2011 l'impresa, nonostante sia uno dei principali produttori di soli moduli in Italia, ha spostato il suo *core-business* dalla produzione di moduli alla progettazione, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici, attività che ha determinato più della metà del suo fatturato. Sul finire dell'anno, inoltre, si sono acuiti i problemi della casa madre e le difficoltà di liquidità della *subsidiary* italiana, che hanno portato Solon a decidere di abbandonare la produzione dello stabilimento di Carmignano del Brenta (Padova), con oltre settanta addetti, dedicandosi unicamente alla progettazione, sviluppo, realizzazione e manutenzione di impianti fotovoltaici chiavi in mano. Per quanto riguarda gli altri operatori, MX Group, grazie anche al completamento dell'acquisizione di Solarday, si riconferma il primo modulista puro italiano (secondo in assoluto solo a Solsonica), mentre Renegies e Brandoni Solare mantengono la loro produzione su livelli non dissimili dal 2010. Così come le imprese integrate anche i produttori di moduli, a valle dell'approvazione del Decreto Rinnovabili, si sono trovati costretti a fermare completamente le linee produttive, a diminuire i turni di lavorazione con l'utilizzo della cassa integrazione, e, in alcuni casi, anche ad effettuare tagli di personale. Nel caso di MX Group, dopo due mesi di cassa integrazione che ha coinvolto solo un terzo delle risorse coinvolte, a metà Novembre 2011 l'impresa è riuscita a riprendere la produzione, su due turni anziché su tre.

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

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

- ricercare opportunità di differenziazione ed unicità del “sistema” fotovoltaico, piuttosto che puntare sul semplice costo e sull’efficienza dei moduli, creando dispositivi che si adattino ad esigenze particolari, soprattutto nel segmento residenziale e industriale. Un esempio in questo senso è rappresentato dai moduli fotovoltaici con celle colorate, che possono adattarsi a ogni tipo di costruzione, sviluppati da Brandoni Solare. L’impresa di Castelfidardo (AN) ha proposto sul mercato moduli con celle “rosso mattone”, supportati da fissaggi dello stesso colore, per favorire la mimetizzazione dei moduli sugli edifici e riducendo notevolmente l’impatto visivo. Altro esempio è quello dei moduli ibridi fotovoltaico-termici, che consentano la produzione congiunta di acqua calda ed energia elettrica, su cui hanno lavorato sia Brandoni Solare che Fototherm, società che opera presso Udine e che ha sviluppato un brevetto di modulo ibrido fotovoltaico termico ottenuto modificando un modulo commerciale (fornito dalla Canadian Solar). Sempre in questa direzione va il tentativo di puntare su sistemi fotovoltaici integrati architettonicamente, come accade con le vetrate fotovoltaiche completamente integrate prodotte da Energy Glass e Union Glass;
- puntare ancora di più sull’internazionalizzazione, cercando di valorizzare la qualità del prodotto *made in Italy* e puntando su quei segmenti che richiedono un prodotto di gamma medio-alta, poiché è diventato ormai impossibile competere sul prezzo dei moduli, almeno per quanto riguarda le tecnologie di prima generazione. Ad esempio MX Group, dopo aver aperto nel Dicembre 2010 lo stabilimento americano MX Solar USA, che nel 2011 ha contribuito al 26% della produzione (in MW di moduli) e al 24% del fatturato complessivo, sta pianificando di aprire un nuovo stabilimento produttivo in Serbia nel corso del 2012, per realizzare l’enorme commessa da 1 GW di impianti che si è aggiudicata nel 2012. Anche gli altri produttori di moduli sono alla ricerca di importanti commesse, principalmente dai mercati dell’Est in via di sviluppo con la speranza che contribuiscano ad incrementare la saturazione della loro capacità produttiva. Certo sull’internazionalizzazione i produttori italiani devono ancora lavorare molto. Si pensi che, nel complesso, considerando sia i produttori di celle e moduli che i modulisti puri, l’incidenza media sul fatturato delle esportazioni si è attestata nel corso del 2011 intorno al 5%.

6.3.2 Area di business Inverter

Anche per quest'area di business, verrà esposta, in questo paragrafo, l'evoluzione della capacità produttiva e la produzione effettiva realizzata dagli inverteristi italiani nel corso del 2010 e del 2011, come illustrato nelle figure 6.16 e 6.17:

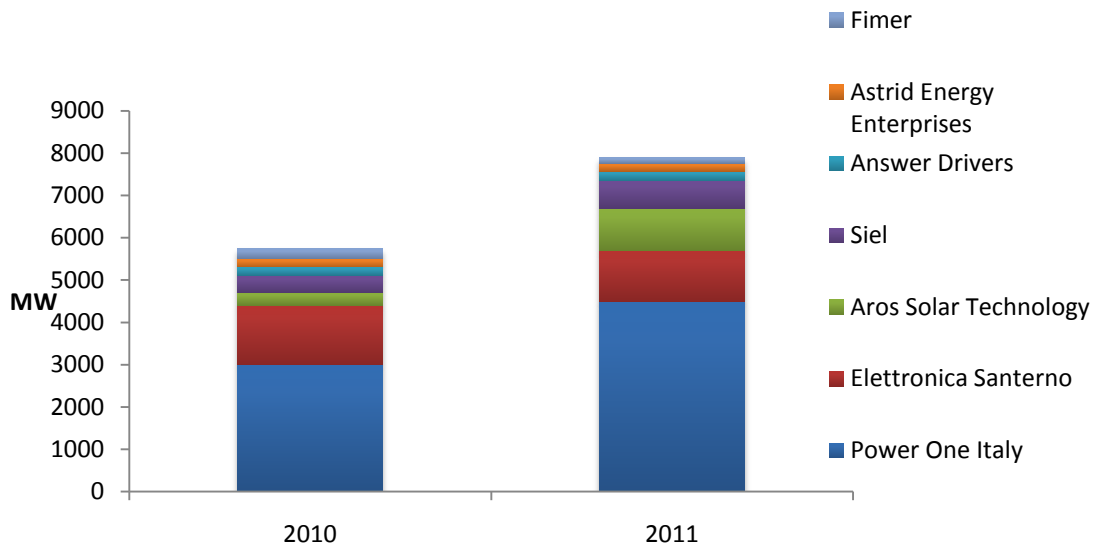


Figura 6.16 Evoluzione della capacità produttiva dei maggiori produttori di Inverter italiani negli ultimi due anni

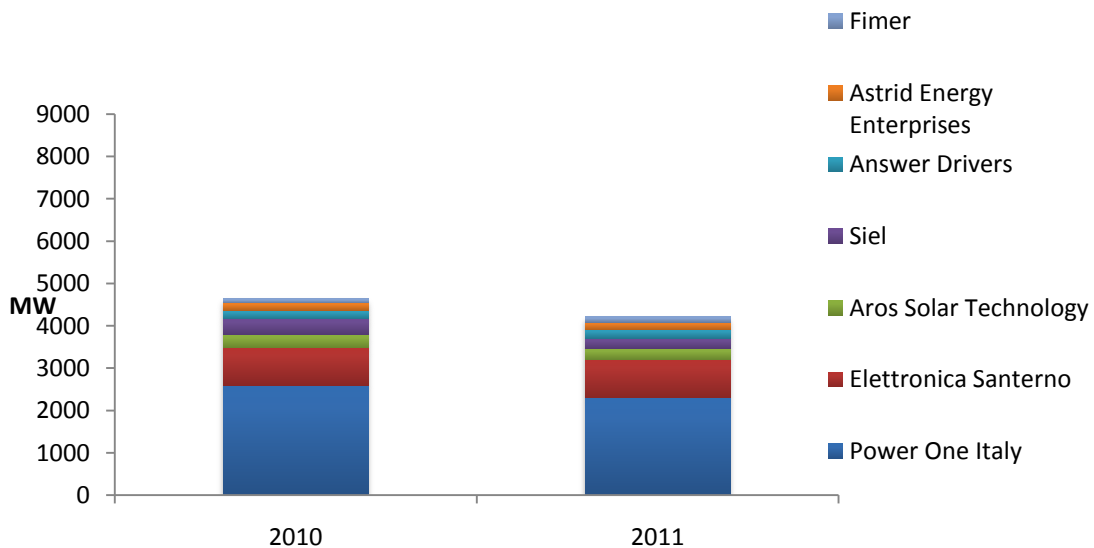


Figura 6.17 Produzione effettiva annua dei maggiori produttori di Inverter italiani negli ultimi due anni

Come si può evincere dall'osservazione delle figure sopra, la capacità produttiva disponibile di inverter in Italia a fine 2011, supera gli 8 GW, mentre la produzione complessiva *made in Italy* di inverter nel corso del 2011 si è attestata su 4,7 GW, livello leggermente inferiore rispetto ai valori del 2010 (-2%). La prima posizione di questa classifica resta occupata da PowerOne, che ha prodotto in Italia 2,55 GW di potenza fotovoltaica in lieve flessione rispetto allo scorso anno (-50 MW), nel corso del 2011, l'azienda ha effettuato un processo di assestamento dopo il boom del 2010, ridimensionando l'organico da 950 unità nel 2010 a 850 nel 2011, l'azienda si avvale poi di 1100 addetti esterni (di aziende subfornitrici) per coprire i picchi di produzione. Elettronica Santerno, nonostante le vicissitudini passate nel 2011, riguardo ad una possibile cessione (parziale) dell'azienda imolese ad un investitore terzo (poi definitivamente chiuse verso la fine dell'anno), e nonostante il ricorso alla cassa integrazione, ha mantenuto una produzione di 900 MW in linea con l'anno scorso. È interessante notare che il 51% della produzione totale in Italia è ad opera di PowerOneItaly mentre la quasi totalità della parte rimanente (47,5%) se la spartiscono i top 10 produttori italiani, esclusa Power-One. Circa 65 MW, cioè il restante 1,5% della produzione nazionale, è, invece, ad appannaggio di una decina di imprese di piccole dimensioni.

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

Le strategie messe in campo dagli operatori italiani di quest'area di business sono state principalmente le seguenti:

- Sfruttare in modo importante le opportunità di esportazione sul mercato internazionale. L'*export* rappresenta infatti una parte vitale del business di questi operatori. Si stima che la quota delle esportazioni sul loro fatturato abbia raggiunto il 20% nel corso del 2011, valore più elevato nei primi mesi dell'anno, quando il mercato interno era pressoché bloccato per

effetto dell'approvazione del Decreto Rinnovabili. Tali livelli di esportazione sono stati raggiunti grazie all'apertura di filiali commerciali all'estero, in modo da garantire una forte presenza locale. Emblematica in questo caso l'esperienza dell'imolese Elettronica Santerno, presente nel Mondo con sette tra filiali e uffici commerciali localizzate nei paesi di maggior interesse, e precisamente in Spagna, Russia, USA, Brasile, Cina, Germania, India e Canada. Nel 2011, l'azienda ha avuto un'incidenza delle esportazioni sul fatturato vicina al 30%, ma l'obiettivo dell'impresa è di arrivare fino al 70% di esportazioni nei prossimi due anni. In questo senso, i produttori di inverter italiani saranno probabilmente più in grado, rispetto ai modulatori, di far fronte al possibile ulteriore ridimensionamento delle installazioni che interesserà nei prossimi mesi il mercato italiano.

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

6.3.3 Area di business della Distribuzione

In questo paragrafo verrà analizzata l'area di business della distribuzione dei componenti fotovoltaici in Italia, identificando, dapprima gli operatori principali che operano nel nostro Paese, per poi studiarne l'evoluzione della marginalità realizzata negli ultimi anni, identificando le dinamiche che hanno influito su questo settore nel corso degli ultimi anni.

La Figura 6.18 illustra i risultati operativi ottenuti dai principali operatori italiani attivi nella sola attività di distribuzione, ordinati rispetto al fatturato ottenuto nel corso del 2011:

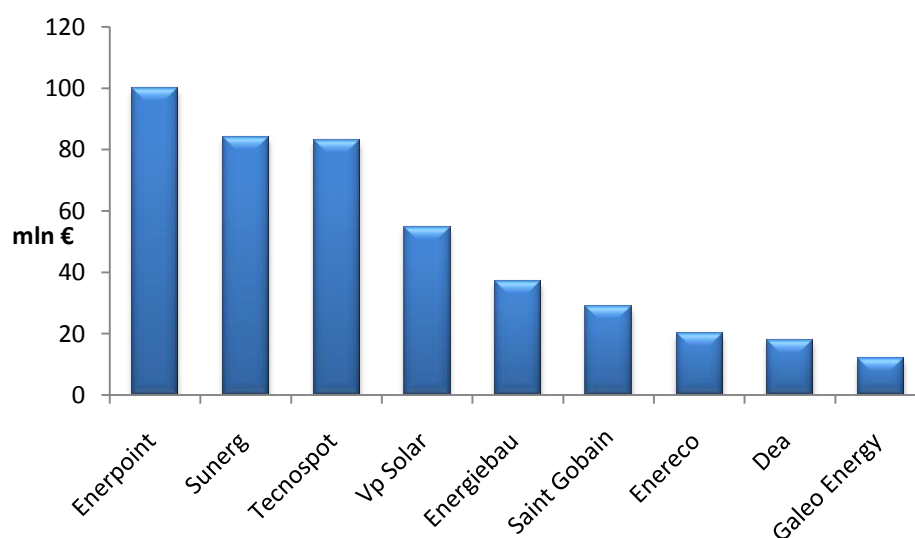


Figura 6.18 Fatturato ottenuto nel 2011 dai maggiori Distributori fotovoltaici italiani

È importante notare che gli operatori italiani presentati in Figura 6.18, non hanno in mano la totalità del mercato italiano di quest'area di business. Nel corso del 2011, infatti, si è accresciuta la competizione internazionale, soprattutto rappresentata dagli operatori tedeschi e spagnoli (EnergieBau, IBC Solar, Krannich Solar e Proinso), la cui quota di mercato in Italia si è attestata attorno al 20-25%. A ciò si è aggiunto un fenomeno più recente, quello dei *broker* fotovoltaici, imprese di piccole dimensioni sia attive nel fotovoltaico da pochi anni che in settori diversi che hanno colto l'opportunità data dall'abbassamento dei prezzi del settore e hanno acquistato nel corso del 2011 grandi *stock* di moduli (soprattutto asiatici) per rivenderli agli installatori a prezzi molto bassi e spesso senza la dovuta assistenza e livello di servizio.

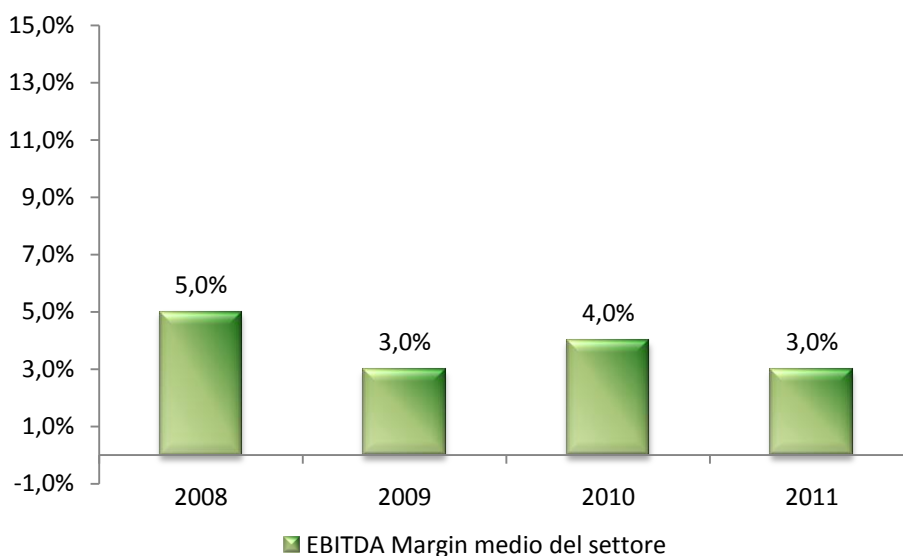


Figura 6.19 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business della Distribuzione con riferimento al mercato italiano

Analizzando la marginalità media ottenuta dagli operatori del settore della distribuzione, si nota, nel 2011, un leggero calo rispetto al 2010, dove già il margine raggiungeva solo il 4%, attestandosi al 3,5%, valore, leggermente più alto rispetto al picco negativo registrato nel 2009, ma che conferma che questa fase sia la più “critica” dal punto di vista della marginalità.

Per reagire a questa situazione, caratterizzata da una competizione sempre crescente e dalle marginalità sempre più “sottili”, i distributori hanno messo in atto delle strategie che con ogni probabilità si rafforzeranno nei prossimi mesi.

- Gli operatori con le competenze interne necessarie hanno rafforzato la loro presenza nelle attività a valle, di progettazione ed installazione di impianti di medio-grandi dimensioni. Per esempio, Enerpoint, che ha ottenuto più del 52% del proprio fatturato nel corso del 2011 attraverso le attività di progettazione e installazione. E' altresì vero che queste attività diventeranno sicuramente meno redditizie già a partire dal 2012 con il rischio di un eccesso nell'offerta di servizi (soprattutto per il segmento dei grandi impianti e delle centrali) rispetto al mercato effettivo previsto per questi segmenti di mercato.
- Altri hanno cercato di riproporre il concetto di pacchetto fotovoltaico “tutto compreso”, per impianti di taglie *standard* (ad esempio 3 a 20 kW). È il caso di Galeo Energy, che ha

cominciato a commercializzare un kit delle dimensioni di un pallet contenente tutti i componenti dell'impianto, dai moduli all'inverter ai sistemi di fissaggio.

- Infine, altri distributori italiani hanno cercato di stipulare accordi di collaborazione, o addirittura di acquisizione e fusione, con i grandi operatori stranieri, con l'obiettivo di sfruttare sinergie ed economie di scala nell'attività di *procurement*. È il caso di Tecnospot, che nel 2011 ha siglato un accordo con il colosso della distribuzione tedesco BayWa, società con 7,9 mld € di fatturato che opera nella logistica, distribuzione e vendita nel settore dell'agricoltura, dei materiali da costruzione e dell'energy, che ha acquisito il 70% della società altoatesina. In particolare, nel settore energy, l'azienda si occupa di attività di distribuzione nel settore delle rinnovabili.

6.3.4 Area di business Progettazione e Installazione

Passando all'ultima fase della supply chain del fotovoltaico, riguardo all'attività di progettazione ed installazione degli impianti, nella Figura 6.20 sono presentati gli operatori più attivi sul mercato italiano nel corso del 2011, ordinati a seconda della potenza degli impianti allacciati alla rete durante l'anno:

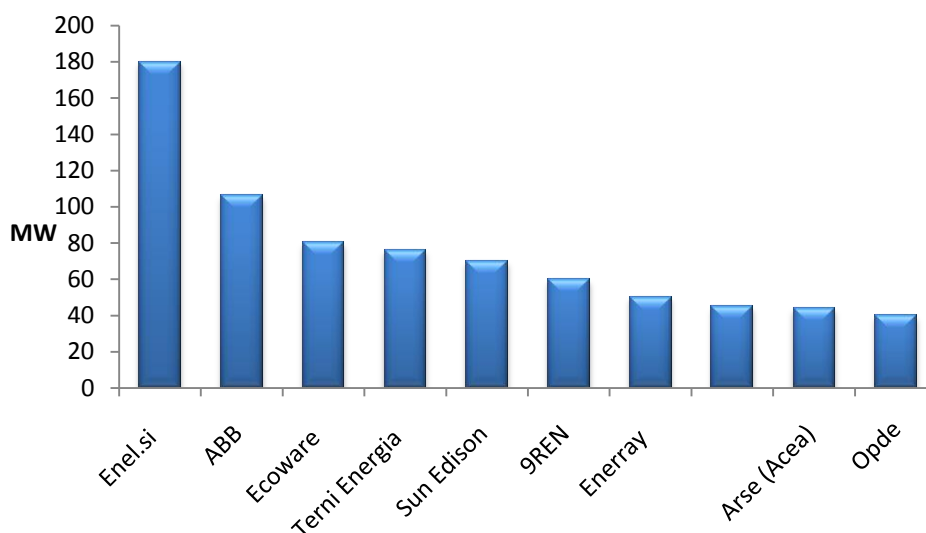


Figura 6.20 Potenza allacciata alla rete nel 2011 da parte dei maggiori operatori attivi nella Progettazione e Installazione che operano sul mercato italiano

Analizzando la Figura 6.20, per quanto riguarda i System Integrator si nota un consolidamento della leadership di Enel.si che raggiunge i 180 MW di installato totale ampliando la sua rete di franchising con oltre 700 installatori. La formula del franchising utilizzata da Enel.si è coerente con lo sviluppo futuro del fotovoltaico verso la diffusione di molti impianti residenziali, i piccoli impianti realizzati dalla sua rete in franchising non necessitano infatti di grossi progetti ingegneristici, mentre i costi dei componenti sono tenuti bassi aggregando la domanda complessiva degli installatori e stipulando grossi contratti quadro con vantaggi in termini di sconti su volumi. Da notare è anche la posizione di ABB che, specializzandosi in centrali sopra 1 MW di potenza, ha cavalcato l'onda degli impianti autorizzati col decreto "Salva Alcoa" e allacciati nel 2011. Ecoware e Terni energia occupano la terza e la quarta posizione attestandosi su valori di installato in linea con l'anno scorso. La strategia di questi due operatori, in particolare Terni Energia, è stata quella di costruire una serie di impianti chiavi in mano, quando gli incentivi erano più alti.

La Figura 6.2, illustra invece l'evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business della Progettazione e Installazione negli ultimi anni:

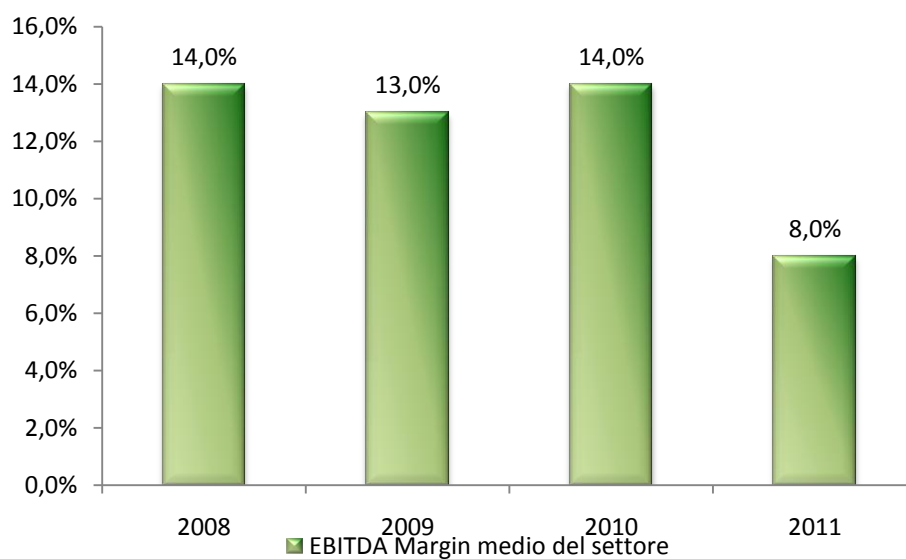


Figura 6.21 Evoluzione della marginalità operativa media all'interno dell'area di business della Progettazione e Installazione con riferimento al mercato italiano

Come si può desumere dalla Figura 6.21, il settore della progettazione ed installazione, che comprende sia i System Integrator che gli EPC ha registrato, nel 2011, dei margini in netto calo rispetto al 14% del 2010, attestandosi su valori del 9%, inferiori anche a quelli registrati nel corso

del 2009 (11%). A soffrire sono soprattutto i grandi EPC che nel 2010 avevano registrato i margini più alti, subendo la contrazione del mercato dei grandi impianti a terra.

Durante il 2011, questo settore è stato pesantemente influenzato da due principali fattori. Prima di tutto il buco normativo nei primi mesi dell'anno e la riduzione a "scaglioni" delle tariffe incentivanti del quarto conto energia hanno contribuito ad aumentare enormemente l'incertezza sui ritorni economici attesi di un impianto fotovoltaico, soprattutto parlando di impianti di grande taglia: un ritardo nei lavori o nelle procedure autorizzative avrebbe comportato il passaggio allo scaglione successivo, con incentivi molto più bassi. Con conseguenti effetti sull'aumento della rischiosità dell'investimento. In secondo luogo, la stretta sul credito, la crisi finanziaria, il clima di sfiducia delle banche, uniti all'aumento dell'incertezza dell'investimento sopra riportato, hanno determinato un aumento notevole dei tassi di interesse richiesti per il finanziamento di questo tipo di investimenti, che si sono attestati mediamente in un intorno dell'8% nel corso del 2011. Oltre all'aumento dei tassi, si sono registrate grandi riluttanze da parte delle banche ad erogare fisicamente il credito. Spesso succedeva che la banca imponesse come clausola per il finanziamento, l'obbligo di rivolgersi a EPC con una solida struttura finanziaria, fattore di cui hanno approfittato grossi operatori diversificati come Siemens e ABB. Non è stata rara la situazione in cui, l'unico modo per l'EPC di poter realizzare l'impianto era di trasformarsi egli stesso nel finanziatore, concedendo il pagamento dilazionato e a tasso d'interesse agevolato, offrendo quindi soluzioni di *vendor finance*, attraverso una forte dilazione dei pagamenti dovuti, a tassi di interesse agevolati.

In questo contesto, i principali operatori attivi nel campo della progettazione ed installazione hanno messo in atto una serie di strategie volte a mantenere un livello di redditività accettabile. Le principali strategie messe in atto dai maggiori operatori sono state principalmente:

- la riduzione della taglia degli impianti realizzati: una diminuzione delle taglie d'impianto è stata sperimentata da praticamente tutti gli operatori, che hanno visto calare la dimensione media degli ordini di impianto da 2-3 MW a 400-500 kW. Scendendo verso taglie più piccole il discorso cambia: gestire gli ordini piccoli di taglia commerciale e residenziale, non è infatti cosa a portata di tutte le aziende: serve una struttura articolata che garantisca efficienza della logistica, capacità di risposta, presenza sul territorio e capacità di gestire grandi volumi di piccoli ordini. Alcuni operatori come la milanese SunSystem, che ha installato ben 1000 impianti di taglia media di 20 MW, sono stati in grado di servire anche le taglie più piccole altri hanno preferito rifocalizzarsi su altre attività.

- la costruzione di grandi impianti su tetto: molti EPC che l'anno scorso si erano specializzati nei grandi impianti a terra hanno dovuto rifocalizzarsi su questi tipo di mercato, incontrando più complessità tecniche, legate anche alla visione del tetto fotovoltaico come parte integrante dell'efficienza energetica dell'edificio, ma leggermente meno complessità burocratiche rispetto agli impianti a terra, essendo i tetti fotovoltaici meno soggetti al “mercato della carta” e sfruttando la collaborazione di società di real-estate e società di rimozione dell'amianto.
- la rifocalizzazione sul settore dell'O&M: sviluppando in-house sistemi di monitoraggio e SCADA per la gestione integrata di parchi fotovoltaici di propria costruzione o costruiti da terzi. Alcuni operatori, come Martifer Solar, sono andati oltre la sola attività di O&M, acquisendo impianti già esistenti dopo una due diligence, svolgendo un'attività di performance improvement per aumentare il valore dell'impianto che hanno poi rivenduto sul mercato secondario.
- l'internazionalizzazione: il settore dell'EPC è sicuramente interessato da grande sforzo per l'internazionalizzazione verso paesi più promettenti dal punto di vista dell'installazione di impianti fotovoltaici, soprattutto di grande taglia e a terra, la cui realizzazione in Italia sta diventando sempre più difficile. La modalità privilegiata per allargare la propria presenza anche all'estero è, anche in questo caso, l'apertura di filiali nei paesi di interesse, solitamente in partnership con imprese locali in modo da poter “sondare il terreno”. È il caso di Enerpoint che ha acquisito la società israeliana Friendly Energy fondando EnerpointIsrael conquistando circa un decimo del mercato israeliano, oppure come Terni Energia che ha fondato ad Atene la sua filiale greca. Terni Energia Hellas e infine come la padovana Ecoware che ha fondato Ecoware Sud Africa. Impossibile non citare Mx Group che aprirà nel corso di quest'anno una società EPC e una fabbrica di moduli in Serbia per soddisfare la gigantesca commessa di una serie di impianti per una potenza complessiva di 1 GW da realizzarsi tra il 2013 e il 2015.

7 Casi di studio: le strategie di reazione delle imprese italiane all'aumento di competitività e all'incertezza di mercato

7.1 Solsonica



Figura 7.1 Logo di Solsonica e Kopernico.

7.1.1 Profilo di impresa

Solsonica nasce nel 2007 dal gruppo EEMS con l'obiettivo di divenire una delle aziende più importanti nelle attività di produzione di celle e moduli in Italia. Oggi Solsonica, che ha sede a Cittaducale (RI), conta 264 dipendenti. Grazie ad una quarantennale tradizione industriale in un settore altamente competitivo come quello dell'elettronica di consumo, Solsonica ha da sempre portato avanti progetti di ricerca di prodotti e soluzioni innovative, la capacità produttiva di Solsonica è cresciuta molto nel corso degli anni, nel 2010 la capacità di celle era pari a 35 MW e quella di moduli a 70 MW. Durante il 2010 sono stati realizzati degli investimenti che hanno portato la capacità produttiva dell'azienda nel 2011 a 40 MW di celle e 140 MW di moduli. La vera crescita di Solsonica è evidente anche nelle sue vendite che sono passate da 38 mln del 2009 ai 108 mln del 2010, per poi mantenersi a un livello di 106 mln nel 2011, nonostante le difficoltà che hanno caratterizzato il mercato in quell'anno. Inoltre, nel 2009 nasce Kopernico, una joint venture paritaria tra Solsonica ed ESPE Rinnovabili, con l'obiettivo di divenire un EPC contractor per impianti superiori ai 500 kW. Nel 2010 si costituisce inoltre Solsonica Energia, la cui attività principale è l'offerta di soluzioni fotovoltaiche chiavi in mano direttamente ai clienti finali, siano essi privati o aziende.

7.1.2 Le strategie di un'impresa produttrice di celle e moduli

Durante il 2011, per fare fronte al calo repentino dei prezzi dei moduli, l'azienda ha dovuto ridurre significativamente i suoi costi di produzione fino al 37,6%, con riferimento al costo dei moduli policristallini. La composizione dei costi di produzione dei moduli è grossolanamente scomponibile in costo di acquisto delle celle, che rappresenta circa il 70% del costo totale di produzione, e costi di produzione del modulo, che rappresentano il rimanente 30% e possono essere a loro volta suddivisi in: costo di acquisto degli altri componenti del modulo (vetro, eva, ribbon, junction box), ammortamenti dei macchinari, costo del lavoro e costo dell'energia e altre utenze.

La riduzione dei costi cui si è assistito durante il 2011 è quindi imputabile, ad un efficientamento del processo produttivo, che ha permesso, ad alcuni operatori, di ridurre i costi di produzione dei moduli di circa il 10%, ma soprattutto alla riduzione del costo di acquisto delle celle, il cui prezzo di mercato, nel corso del 2011, è diminuito di circa il 40% per effetto del crollo del prezzo del silicio per applicazioni solari.

Data questa situazione estremamente critica, il settore della produzione di celle e moduli è quello nel quale le imprese italiane, come Solsonica, hanno più sofferto, dovendo ricorrere in più occasioni alla cassa integrazione, alla riduzione del personale, e addirittura alla cessazione della produzione, la causa di tutto questo è, come spiegato nei capitoli precedenti, da ricercarsi nel brusco calo del prezzo dei moduli fotovoltaici causato soprattutto dalla massiccia concorrenza degli operatori asiatici. In questo contesto estremamente critico, Solsonica si è comunque confermato il principale produttore integrato in Italia, con una produzione di moduli in crescita del 48% rispetto al 2010, che si era chiusa in una produzione di 64 MW. L'impresa ha invece diminuito la produzione di celle del 28% nel corso del 2011, rispetto ai 35 MW del 2010, ricorrendo maggiormente all'approvvigionamento.

Solsonica, pur avendo dovuto far ricorso alla cassa integrazione ordinaria per circa 200 persone a partire da fine Marzo 2011 fino ai primi di Maggio ed aver bloccato l'acquisto di materie prime nei mesi di Marzo ed Aprile, sembra essere riuscita a rimanere tra le imprese italiane più competitive in questa area di *business* nel corso degli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012. Questo anche grazie alla capacità di rinegoziare dei contratti di fornitura del silicio nel 2011. Questo, nonostante abbia comportato una pesante penale nei confronti dell'azienda, si è rivelato una mossa vincente con il crollo del prezzo del silicio e delle celle ed ha permesso all'azienda di rimanere sul mercato

sebbene con margini molto risicati . Già da fine 2011, la produzione ha ripreso le sue attività. Un'altra strategia di reazione alla situazione di mercato è stato lo spostamento del business a valle, potenziando i canali di progettazione e costruzione di grandi impianti, con la controllata Kopernico, e di piccoli impianti, con la controllata Solsonica Energia. Questa strategia è stata seguita da molti produttori di moduli tra cui MX Group, di cui si parlerà in seguito.

7.2 Power-OneItaly



Figura 7.2 Logo Power-OneItaly.

7.2.1 Profilo di impresa

Power-OneItaly è un'azienda italiana leader mondiale nel mercato dei prodotti di elettronica di potenza e impegnata da tempo nella realizzazione di sistemi per il risparmio energetico e lo sfruttamento di energie alternative. Nel settore delle energie alternative Power-OneItaly si pone ai vertici mondiali per la produzione di sistemi power-wind e di inverter fotovoltaici, ai livelli più elevati del mercato per l'efficienza e la resa energetica. Completano la gamma i sistemi a cella a combustibile ed i generatori di potenza a microturbina. Power-OneItaly S.P.A. è controllata al 100% dall'azienda americana Power-OneInc, la quale è quotata al Nasdaq. All'interno di Power-OneInc. sono presenti due business unit ufficialmente separate, Power e Renewable Energy, dove la prima si occupa della conversione tradizionale dell'energia, mentre la seconda gestisce la parte del fotovoltaico e mini-eolico, anche se vi possiamo trovare applicazioni per eolico di grande taglia, con inverter custom realizzati per i clienti su commessa. Pur essendo di proprietà di un'impresa americana, possiamo definire Power-OneItaly come un'azienda italiana, in quanto fino al 2006 era di proprietà di Magnetece Power Electronic Group, aziende poi acquisite da Power-OneInc. , ed era già presente nel campo delle rinnovabili. Per quanto concerne Power-OneItaly ed il business del solare fotovoltaico, il 2010 è stato un anno di forte crescita: il fatturato registrato dall'impresa nel 2010 è stato pari a 715.400.000 \$, a fronte dei 127 milioni del 2009 e dei 65 milioni del 2008. Questo incremento, in parte inaspettato nelle sue proporzioni, è dovuto ad una crescita della domanda che ha portato Power-OneItaly a soddisfare ordini per una potenza totale di 2,6 GW, di molto superiori ai 202 MW spediti nel 2008 ed ai 450 MW del 2009. Ma non solo il fatturato è cresciuto, anche il numero di addetti è aumentato esponenzialmente: nel 2008 lavoravano in Power-OneItaly 450 addetti, passati poi nel 2009 a 490 nel 2010 a quota 950, per poi assestarsi, nel 2011 a 850 addetti, senza contare anche gli addetti assunti attraverso un contratto interinale. Naturalmente

per poter soddisfare il boom di domanda che l'impresa ha registrato nel corso del 2010, anche la capacità produttiva dell'unico stabilimento produttivo dell'impresa, ovvero quello nel Valdarno, è stata incrementata, passando dai 600 MW del 2009 ai 3 GW del 2010; oltre a questo, è prevista per il 2011 un'ulteriore espansione pari a 2,5 GW e l'apertura di due nuovi stabilimenti negli USA ed in Cina che apporteranno altri 1,5 GW, permettendo a PowerOne di raggiungere i 7 GW di capacità produttiva.

Possiamo catalogare i prodotti realizzati dall'impresa per il settore fotovoltaico in due famiglie: inverter di stringa per piccoli apparati, che vanno dai 2 kW fino ai 12 kW e destinati al mercato residenziale ed industriale e inverter centralizzati per grandi impianti, con una taglia di potenza compresa tra i 55 ed i 330 kW. Le due famiglie di prodotto pesano rispettivamente all'interno del portafoglio dell'azienda, in termini percentuali sul fatturato, 55% e 45%. Il prodotto di punta dell'impresa è l'inverter di stringa trifase, il quale da solo realizza il 50% del fatturato della famiglia degli inverter a stringa. I canali utilizzati dall'impresa per distribuire i propri prodotti sono essenzialmente due: il 75% del business è realizzato tramite la distribuzione e, questo, permette all'impresa di non avere uno stock di prodotti, in quanto i distributori tramite un supply agreement si impegnano a prendersi carico di una certa quantità di MW all'anno, mentre Power-One si impegna a rispettare i tempi di consegna. Il restante 25% è legato alla vendita diretta ad installatori ed EPC.

7.2.2 Le strategie di un'impresa produttrice di inverter

In un contesto turbolento come il 2011, Power-OneItaly è riuscita a mantenere una marginalità (EBITDA Margin) del 26,8%, straordinariamente alta rispetto alle altre imprese del settore. La strategia principale scelta da Power-OneItaly, come da molte altre imprese produttrici di inverter è l'*export*, che rappresenta, infatti, una parte vitale del business di questi operatori. Si stima che la quota delle esportazioni sul fatturato dell'azienda abbia superato il 30% nel corso del 2011, valore più elevato nei primi mesi dell'anno, quando il mercato interno era pressoché bloccato per effetto dell'approvazione del Decreto Rinnovabili. Tali livelli di esportazione sono stati raggiunti grazie all'apertura di filiali produttive all'estero che, nel 2011 hanno raggiunto la loro piena attività.

Un'altra strategia aziendale dei grandi produttori di inverter è la ricerca di sistemi di controllo e monitoraggio e di *smart* inverter, col fine non solo di adeguarsi alla normativa vigente, ma di anticipare le esigenze dei futuri clienti che non potranno più usufruire del regime di scambio sul

posto e che dovranno auto-consumare più energia possibile di quella prodotta dal loro impianto. Per lo sviluppo di inverter “*smart*”, capaci cioè di dialogare in modo attivo con la rete, scegliendo i momenti ottimali per la cessione di energia alla rete e per l’autoconsumo, con l’ausilio degli accumulatori, si dovrà tuttavia aspettare i primi mesi del 2013, anche perché questi sistemi necessitano di un sistema elettrico diverso da quello attuale, un sistema che non dipenda solo dalla produzione di energia *production driven* ma anche e soprattutto dai consumi *consumer driven*. Power-OneItaly è inoltre una delle aziende europee ad aver promosso lo sviluppo dei micro-inverter per il mercato fotovoltaico, macchine di piccolissima taglia (180-320W), che possono essere installate su ogni singolo modulo. Questi microinverter dovrebbero garantire un aumento della produttività dell’impianto, associando infatti ad ogni modulo un inverter, con il proprio sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), si permette ad esso di lavorare alle sue massime prestazioni, indipendente dalle condizioni di funzionamento degli altri moduli che quindi, ad esempio in caso di ombreggiamento, non compromettono le prestazioni dell’intera stringa o dell’intero impianto, come accade negli impianti realizzati con inverter centralizzati. Bisogna notare tuttavia che questo beneficio sulla produttività è rilevante solo se i moduli sono soggetti a diversi valori di irraggiamento a causa di inclinazioni diverse od ombre, situazione che spesso si presenta negli impianti residenziali. Un altro vantaggio è la semplicità di cablaggio e di progettazione dell’impianto. Da un lato, tutti i cablaggi dell’impianto sono realizzati in AC e non sono quindi necessari componenti elettrici per la DC. Dall’altro, non è necessario alcun dimensionamento ottimale e bilanciamento delle stringhe, il che riduce il tempo di progettazione e installazione.

7.3 MX Group



Figura 7.3 Logo di MX Group.

7.3.1 Profilo di impresa

MX Group S.p.A. è una società italiana con sede a Villasanta (MB) che opera nel settore fotovoltaico. Il progetto MX Group nasce diversi anni fa come idea imprenditoriale per affrontare il problema energetico italiano, trovando nel fotovoltaico la strada da intraprendere. Con una rapida crescita negli anni, oggi si afferma come leader del settore nella produzione di moduli fotovoltaici e nell'attività di EPC Contractor. Per quanto riguarda la produzione di moduli, il gruppo detiene una capacità produttiva suddivisa in due stabilimenti in Brianza di 180 MW. Inoltre a luglio 2011 MX Group rileva le quote di minoranza di Solarday S.p.a., la quale produce moduli in silicio policristallino, arrivando a detenerne il 90% del capitale sociale e incrementando ulteriormente la sua capacità. Per l'attività di EPC Contractor MX Group fornisce impianti chiavi in mano al cliente, fornendo alte competenze grazie al suo ufficio tecnico, seguendo il cliente in ogni fase del progetto e della vita dell'impianto, per assicurare un alto livello di servizio. Inoltre alla fine del 2010 la società ha varcato la frontiera atlantica avviando un nuovo stabilimento negli Stati Uniti per la produzione di silicio policristallino con un investimento di oltre 14 milioni di dollari. L'azienda si chiama MX Solar USA e possiede una capacità di 65 MW, portata a 130 MW nel 2011, impiegando oltre 190 persone e permettendo così di servire il mercato nordamericano. Il 2011 è stato un anno di notevole incremento del fatturato aziendale, raggiungendo i 108 mln, con un aumento del 30% rispetto al 2010 dove si era attestato a 83 mln. Il fatturato di MX Holding S.p.A. supera invece quota 150 mln. Per quanto riguarda l'attività di EPC Contractor, MX Group ha installato impianti per oltre 9 MW, il doppio rispetto al 2009.

7.3.2 Le strategie di un'impresa produttrice di moduli che si è integrata a valle

Date le situazioni di mercato esposte nei precedenti capitoli, le marginalità delle aziende produttrici di moduli si sono notevolmente assottigliate. Una tendenza riscontrata in molti operatori del settore è quindi la scelta strategica di integrarsi a valle, introducendo e potenziando l'area di business della progettazione ed installazione. Esempio eclatante di questa strategia è senza dubbio MX Group, che intenzionata a raggiungere, entro il prossimo anno una quota del 50% del fatturato dall'attività di EPC soprattutto attraverso commesse internazionali verso i paesi con un tasso di crescita del mercato elevato, come i Balcani, la Grecia, la Turchia, Israele, l'India, la Cina e gli USA, dove tra l'altro l'impresa ha una filiale produttiva che funziona a pieno regime, e dove il mercato del fotovoltaico sta seguendo una crescita sostenuta e costante negli ultimi anni arrivando nel 2011 a ben 1885MW di installazioni. Nel 2012, gli USA potrebbero diventare uno dei tre mercati più attrattivi al mondo, soprattutto per le grandi installazioni utility-scale.

Per ottenere i risultati auspicati, le strategie intraprese dall'azienda sono, prima di tutto, puntare ancora di più sull'internazionalizzazione, cercando di valorizzare la qualità del prodotto *made in Italy* e puntando su quei segmenti che richiedono un prodotto di gamma medio-alta, essendo diventato ormai impossibile competere sul prezzo dei moduli, almeno per quanto riguarda le tecnologie di prima generazione, con questa politica, l'azienda ha ottenuto un libello di esportazione verso la Germania, dove esiste un mercato di nicchia per i moduli di alta gamma *made in Italy*, di circa 18 MW, quasi il 15% della produzione totale, l'obiettivo è di incrementare questa percentuale fino al 20% nel 2012.

La politica intrapresa da MX Group sembra essere stata premiante, l'azienda si è infatti aggiudicata un'enorme commessa da 1 GW di impianti, da installare tra il 2013 e il 2015. L'azienda brianzola si occuperà delle attività proprie di EPC *Contractore* anche della produzione e fornitura di moduli. Il committente di questo enorme impianto è la società lussemburghese Securum Equity Partners Europe SA che ha sottoscritto un accordo quadro con la Repubblica di Serbia per un investimento complessivo pari a circa 1,75 mld €. Si tratta infatti del parco solare più grande del Mondo, denominato "Onegiga Project", costituito da cento impianti da 10 MW ciascuno, installati in prossimità degli elettrodotti e su terreni non agricoli. Questa enorme commessa garantirà, per i prossimi anni, un'attività di produzione di moduli e di progettazione e installazione degli impianti in linea con le strategie aziendali oltre ad un enorme sviluppo della società dal punto di vista internazionale.

7.4 TerniEnergia



Figura 7.4 Logo di TerniEnergia.

7.4.1 Profilo di impresa

Fondata nel 2005 e parte del Gruppo Terni Research, l'azienda opera sia come *EPC Contractor*, realizzando impianti chiavi in mano per clienti terzi, sia come produttore di energia da fotovoltaico. A partire dal 2008, TerniEnergia è quotata sulla Borsa Italiana e, nel 2010, sul segmento Star. Come EPC, l'impresa si occupa di tutte le attività necessarie per la costruzione dell'impianto, dalla progettazione, all'installazione, telecontrollo, monitoraggio e manutenzione, specializzandosi soprattutto in impianti di taglia industriale e centrali. Dal 2007, il Gruppo è operativo anche nel settore della produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica, attraverso le *Joint Venture* con EDF Energies Nouvelles Italia S.p.A. Inoltre, attraverso la controllata Lukos Alternative Energies, opera nello sviluppo di impianti di efficienza energetica. Il Gruppo TerniEnergia si rivolge ad una clientela rappresentata principalmente da grandi gruppi industriali, società elettriche municipalizzate o nazionali, enti locali, investitori privati e fondi di investimento. Al 31 Dicembre 2011 il Gruppo ha all'attivo 193 MW di installazioni fotovoltaiche, di cui 76 installati nel 2011 tra impianti di proprietà e impianti realizzati per terzi. In particolare, a fine 2011 il Gruppo gestisce circa 62 MW di impianti fotovoltaici (61 impianti) di proprietà attraverso 12 *Joint Venture* paritarie che hanno garantito nel corso del 2011 una produzione di circa 80 mln kWh. Il gruppo vanta inoltre una forte presenza all'estero, in particolare in Sud Africa ed in Grecia, dove ha già realizzato 10 MW di impianti fotovoltaici.

7.4.2 Le strategie di un'impresa EPC integrata nella generazione di energia

La strategia perseguita dalla società prevede di focalizzarci sull'EPC per il mercato interno, senza realizzare piccoli impianti, non avendo le economie di scala adeguate e a causa della grande concorrenza in questo settore. Sul mercato estero, invece, l'obiettivo è di espandersi, dapprima realizzando impianti in compartecipazione con operatori internazionali, in modo da sondare il terreno. I mercati visti con maggiore interesse dall'azienda sono sicuramente: l'India, che, dopo aver installato 80 MW nel 2010 e 200 MW nel 2011, il governo ha posto l'obiettivo ambizioso di 20 GW di potenza installata entro il 2020 da fotovoltaico e CSP, la Grecia, che nonostante le vicissitudini economiche, le installazioni fotovoltaiche sono aumentate del 90% tra il 2010 e il 2011 e si prevede per il 2012 l'installazione di circa 0,5 GW. Per questo viene vista con interesse da molti operatori del settore, e infine il Sud Africa, senza dubbio uno dei mercati emergenti più interessanti, sia per le condizioni di insolazione favorevoli, sia per i lusinghieri incentivi di 0,35 €/kWh. Nel 2011 le installazioni si sono attestate solo a 45 MW, ma si prevede un netto aumento per il 2012 anche in virtù di un piano nazionale che prevede l'installazione di 8,5 GW di solo fotovoltaico entro il 2030.

L'acquisizione della società di ingegneria Lukos Alternative Energies, sposta il core business della società dal solo fotovoltaico alla generazione di energia rinnovabile ed il risparmio energetico, in linea con gli obiettivi 20-20-20, essendo impossibile, nel futuro, secondo molti operatori del settore, trarre un profitto accettabile da un'attività di EPC puro. La società ha inoltre l'obiettivo della proprietà di 50 MW di impianti, avviando una attività di M&A con società che hanno grossi impianti.

Per l'attività di EPC, il modello di business della società è basato sulla mobilitazione del capitale circolante, attraverso joint venture con EDF per mettere a disposizione l'investimento iniziale, per la costruzione dell'impianto, supportati da un istituto di credito, e quando l'impianto viene allacciato, tutto il capitale viene liberato, con la formula del leasing. Questo permette subito di reinvestirlo in un altro impianto. Questa tipologia di contratto è molto più leggera rispetto ai contratti di *project financing* basati sulle prestazioni, che vincolano il capitale per molti anni. Questo modello ha permesso alla società di aumentare di più del 2000% il fatturato in 5 anni, contenendo inoltre le perdite rispetto al settore in un 2011 ricco di criticità.

8 Conclusioni

Giunti alla fine di questo elaborato, si vuole riassumere brevemente quali sono stati i punti principali affrontati nello studio per poi concludere con alcune considerazioni:

Partendo da un'analisi riguardo ai componenti dell'impianto fotovoltaico, soprattutto per quanto riguarda i moduli, si è notato come negli ultimi anni e, soprattutto nel 2011, essi siano stati interessati da una discesa del prezzo. Questa diminuzione del prezzo, tuttavia, non è che in minima parte correlata con il miglioramento delle tecnologie costruttive e all'efficientamento di processo, quanto piuttosto, da dinamiche di domanda e offerta a livello globale che interessano il prodotto in tutte le sue fasi di lavorazione, dal silicio solare al modulo fotovoltaico. Queste dinamiche hanno comportato, soprattutto nel 2011, un'estrema variabilità del prezzo dei componenti fotovoltaici mettendo in crisi la grande maggioranza degli operatori del settore.

Il contesto normativo non è andato, negli anni, in aiuto a questa situazione. Esistono chiaramente alcuni paesi in cui il sistema di incentivazione a sostegno del mercato fotovoltaico è stato ha seguito uno sviluppo "virtuoso", con un quadro normativo caratterizzato semplicità burocratica e da tariffe incentivanti non troppo elevate che garantissero uno sviluppo armonico del mercato, come, ad esempio la Germania, tuttavia la maggior parte dei Paesi, tra cui l'esempio per eccellenza è l'Italia, sono stati caratterizzati da continui cambi normativi, che alternavano periodi di elevatissima profittabilità di mercato, data da tariffe incentivanti fin troppo "generose", a momenti di stallo o di vuoto legislativo che hanno portato inevitabilmente ad un andamento di mercato "a singhiozzo", contribuendo ad aumentare l'incertezza e il rischio per gli operatori del settore che hanno quindi incontrato ulteriori difficoltà.

Questo contesto ha portato ad uno sviluppo del mercato di non semplice interpretazione: da un lato, il mercato mondiale è in continuo ed esponenziale sviluppo per quanto riguarda gli impianti entrati in esercizio, facendo registrare, a fine 2011, un totale di installazioni di 27,7 GW a livello mondiale, di cui 21 GW in Europa e ben 9,37 GW in Italia, che nel 2011 si guadagna la prima posizione a livello mondiale per quanto riguarda l'entrata in funzione di nuovi impianti. Questo record non è però ottenuto dall'Italia grazie ad un mercato del fotovoltaico particolarmente fiorente nel 2011, bensì da uno squilibrio normativo introdotto principalmente dal decreto "Salva Alcoa", che ha amplificato enormemente le realizzazioni di impianti nel 2010, la maggior parte dei quali costruita a solo scopo di investimento finanziario, questa moltitudine di impianti è stata connessa alla rete solo

nel 2011, tenendo conto dei lunghi tempi di allacciamento, ed ha contribuito in modo significativo alla ragguardevole cifra di 9,37 GW di impianti entrati in funzione nel 2011. Questa dinamica appare quanto mai poco virtuosa per il mercato italiano per una serie di motivi: innanzitutto la corsa forsennata alla realizzazione di impianti nel 2010 ha “cannibalizzato” la naturale domanda del 2011, che si è infatti attestata a livelli più bassi, in secondo luogo, questi impianti realizzati sotto il decreto Salva Alcoa, godono di tariffe incentivanti estremamente ricche che pesano in modo sostanziale sulle casse dello Stato, che si è quindi visto costretto ad effettuare continui e pesantissimi tagli degli incentivi nel corso del 2011, sfavorendo la creazione di domanda di impianti per i prossimi anni. Analizzando ancor più nello specifico la situazione, ci si accorge, tuttavia, che purtroppo vi sono altri lati negativi che emergono da questa dinamica di mercato: lo sviluppo dirompente avvenuto in Italia negli ultimi due anni, non è stato neanche lontanamente sostenibile dall’industria fotovoltaica italiana, ma si è invece “alimentato” con tecnologia a basso costo proveniente dai produttori asiatici, che hanno quindi potuto utilizzare i sostanziosi ricavi, per aumentare la loro capacità produttiva, con effetti devastanti sull’industria fotovoltaica europea. Un altro aspetto negativo più “sottile”, è la logica con la quale è stata costruita circa il 70% della potenza fotovoltaica italiana negli ultimi due anni, cioè quella puramente finanziaria, che ha favorito la diffusione incontrollata di grandi centrali fotovoltaiche a terra, in completo disaccordo con la visione di una generazione distribuita che costituisce l’applicazione più virtuosa della tecnologia fotovoltaica, con effetti negativi sul congestionamento delle reti elettriche, sull’occupazione del suolo agricolo e sull’impatto ambientale. Questi effetti hanno inoltre condizionato l’opinione pubblica riguardo al fotovoltaico, che risulta ora, in molti casi, malvisto, soprattutto a causa dell’ingente spesa pubblica che gli incentivi comportano alla collettività, ma anche, paradossalmente, a causa del suo impatto ambientale percepito con la grande diffusione delle grandi centrali a terra.

In un contesto tutt’altro che roseo, l’industria fotovoltaica mondiale, si trova in un momento di grande criticità. La filiera delle aziende italiane, in particolare, sta vivendo, come si può facilmente immaginare, un momento seriamente problematico, che vede contemporaneamente, da un lato un calo della domanda interna, dato principalmente dalla riduzione drastica delle tariffe incentivanti, dall’altro, la disponibilità sul mercato globale di prodotti a bassissimo costo provenienti dal mercato asiatico. Questa situazione è assolutamente insostenibile soprattutto per gli operatori più a monte nella filiera fotovoltaica italiana. Per cercare di rompere questo circolo vizioso, le aziende italiane stanno tentando di mettere in atto strategie di risposta alla situazione corrente. Analizzando queste diverse strategie di business, si nota la presenza di alcuni fattori chiave comuni. Una tendenza riscontrata in molte strategie aziendali è, ad esempio, l’integrazione a valle, effettuata con la

speranza di aumentare i margini ormai risicati, in quasi tutte le aree di business del settore, aumentando il valore aggiunto fornito al prodotto integrandolo con servizi all'utente finale. Tuttavia questa strategia, comportando la costruzione e la gestione di una "rete" che serva i clienti finali, comporta dei tempi e dei costi di implementazione notevoli e può garantire i risultati auspicati solamente nel lungo periodo, comportando invece, nell'immediato, una serie di costi che possono mettere in crisi la liquidità aziendale in una situazione quale quella odierna. Un'altra tendenza, riscontrata da parte degli operatori del settore, è l'internazionalizzazione con il fine di ampliare la base di clienti serviti, a fronte di un mercato italiano ormai in contrazione dopo il boom degli scorsi anni. Le imprese italiane di tutte le aree di business del fotovoltaico, dopo aver maturato, nel corso degli ultimi anni di "boom", un *know how* tra i più sviluppati al mondo, hanno, nel corso del 2011, puntato sempre di più sulle loro filiali estere, in modo da "seguire" l'andamento dei mercati più redditizi a livello globale, riscontrando, inoltre, buoni risultati. Nella situazione attuale, infatti, l'internazionalizzazione risulta, senza dubbio, una strategia chiave per continuare a mantenere una redditività che permetta la sopravvivenza e il continuo sviluppo dell'industria del "Paese del Sole" per eccellenza.

9 Bibliografia

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

- A. BERTOLAZZI (2006), *Le energie rinnovabili*
- ADOLF GOETZBERGER (2005), *Photovoltaic Solar Energy Generation*
- ANEST (2011), *Il Barometro del Solare Termodinamico*
- APER (2010), *Report Fotovoltaico applications*
- CSP Today (2012), *CSP Markets Report*
- EASAC (2011), *CSP Report*
- ENF (2012), *ENF China Price Report*
- EPIA (2011) *Solar photovoltaics competing in the energy sector – on the road to competitiveness*
- EPIA (2011), *Global market Outlook for Photovoltaics until 2015*
- EPIA (2011), *Solar Generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world 2011*
- EPIA (2012), *Annual Report 2011*
- EPIA (2012), *Market Report 2011*
- EurObserv'ER (2011), *Photovoltaic Energy Barometer*
- EurObserv'ER (2011), *Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer*
- European Commission (2011), *Study on Photovoltaic Panels supplementing the impact assessment for a recast of Weee directive*
- European Commission, JRC e IES (2011), *PV Status Report*
- GSE (2011) *Rapporto Statistico 2010*
- GSE (2012) *Dati statistici impianti a fonti rinnovabili in Italia*
- GTM Research (2011), *Concentrating Photovoltaics 2011: technology, costs and markets*
- GTM Research (2011), *US Solar Market Insight*
- IEA (2011), *Solar Energy Perspective*
- IEA (2011), *World Energy Outlook 2011*
- IEA (2012), *World Energy Outlook 2012*
- NREL (2011), *2010 Solar Technologies Market Report. Energy Efficiency&Renewable Energy*
- NREL (2011), *Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives*
- SARASIN (2011), *Solar industry: Survival of the fittest in a fiercely competitive Marketplace*

- SCHLAICH BERGERMANN UND PARTNER (2008), Design of Commercial Solar Updraft Tower Systems
- SOLARBUZZ (2011), *PV Solar Report*
- SOLARPRINT (2011), *Comparison of DSSC and A-Si Module Behaviour in Indoor Environments*

10 Siti consultati

- National Renewable Energy Laboratory (NREL)
www.nrel.gov
- FraunhoferInstitute
www.fraunhofer.de/en.html
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA) - Home
www.epia.org
- GSE S.p.A.
www.gse.it/
- Solarbuzz | Solar Market Research and Analysis
www.solarbuzz.com
- PV-Tech
www.pv-tech.org
- Sustainable Building Envelope Centre
www.sbec.eu.com
- QualEnergia, il portale dell'energia sostenibile
www.qualenergia.it
- ANEST - Associazione Nazionale Energia Solare Termodinamica
www.anest-italia.it/
- GTM Research
www.greentechmedia.com/research/
- APER Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili

www.aper.it/

- ENEA

www.enea.it/

- Spectrolab

www.spectrolab.com