

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale Magistrale
Dipartimento di Scienze Aziendali

TESI DI LAUREA

**ANALISI DI FATTIBILITÀ DI UN PROGETTO DI
INVESTIMENTO NELL'AMBITO DELLE ENERGIE
RINNOVABILI**

Candidato:

RICCARDO BIONDI

Relatore:

Chiar.mo Prof. **ALESSANDRO GRANDI**

Sessione III

Anno Accademico: 2010/11

| | |
|---|-----------|
| INTRODUZIONE | 5 |
| LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA | 6 |
| 1.1 L'energia radiante o solare | 6 |
| 1.2 L'effetto fotovoltaico | 7 |
| 1.3 Gli impianti fotovoltaici | 8 |
| 1.3.1 Gli impianti stand-alone (isolati) | 8 |
| 1.3.2 Gli impianti grid-connected (collegati alla rete) | 9 |
| 1.3.3 Le caratteristiche degli impianti fotovoltaici grid-connected | 10 |
| 1.4 L'impatto ambientale | 11 |
| 1.5 Le soluzioni tecnologiche disponibili | 12 |
| 1.5.1 Le tecnologie di prima generazione | 12 |
| 1.5.2 Le tecnologie di seconda generazione | 14 |
| 1.5.3 I sistemi a concentrazione | 18 |
| LA NORMATIVA | 22 |
| 2.1 Il sistema di incentivazione | 22 |
| 2.1.1 Incentivi alla produzione | 22 |
| 2.1.2 Il Quarto Conto Energia | 29 |
| 2.1.3 Incentivi alla costruzione | 34 |
| 2.2 La valorizzazione dell'energia prodotta | 36 |
| 2.3 Le autorizzazioni e i procedimenti | 37 |
| IL MERCATO | 43 |
| 3.1 Il contesto internazionale | 43 |
| 3.2 Il contesto nazionale | 44 |
| 3.3 La segmentazione del mercato fotovoltaico | 47 |
| LA FILIERA | 60 |
| 4.1 L'articolazione della filiera fotovoltaica | 60 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 4.1.1 | Processo di produzione del silicio cristallino | 60 |
| 4.1.2 | Processi di produzione alternativi a quello del silicio cristallino | 62 |
| 4.2 | I player della filiera fotovoltaica italiana | 63 |
| | PERCHÈ È IMPORTANTE INVESTIRE NEL FOTOVOLTAICO | 66 |
| 5.1 | I benefici del fotovoltaico | 67 |
| 5.1.1 | I benefici per l'economia nazionale | 67 |
| 5.1.2 | L'impatto del fotovoltaico sulle bollette elettriche | 68 |
| 5.1.3 | L'integrazione del fotovoltaico nel mercato elettrico | 69 |
| 5.1.4 | La riduzione del prezzo dell'energia nel mercato elettrico | 71 |
| 5.1.5 | Riduzione dell'import di energia elettrica di fonte primaria fossile | 72 |
| 5.1.6 | Il supporto all'indipendenza del costo del petrolio | 73 |
| | UN CASO AZIENDALE | 75 |
| 6.1 | Il Gruppo Industriale Maccaferri | 75 |
| 6.2 | SECI Energia | 76 |
| 6.2.1 | SECI Energia: Fotovoltaico | 77 |
| 6.3 | Attività della Funzione Sviluppo | 78 |
| 6.3.1 | Principali obiettivi della funzione Sviluppo | 79 |
| 6.4 | Il Processo di Sviluppo nel Fotovoltaico | 81 |
| 6.4.1 | Le leve su cui agire durante il Processo di Sviluppo | 85 |
| 6.4.2 | Controllo del Portafoglio Progetti | 91 |
| 6.5 | Un caso reale: l'impianto Pippo in Puglia | 93 |
| 6.5.1 | Risorse e competenze distintive | 94 |
| 6.5.2 | Il piano finanziario | 96 |
| 6.5.3 | La proposta al potenziale Partner | 100 |
| | CONCLUSIONI | 102 |
| | BILIOGRAFIA | 103 |

INTRODUZIONE

Il sempre più crescente sentimento di tutela ambientale e il progressivo aumento del costo sul mercato globale delle fonti fossili stanno spingendo molti paesi ad una politica di incentivazione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Infatti la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili può fornire un contributo rilevante alla soluzione di diverse problematiche che affliggono il nostro paese quali la progressiva riduzione di emissioni di gas serra imposta dal protocollo di Kyoto e la necessaria diminuzione di consumo delle fonti fossili.

Il lavoro di tesi, che si svilupperà nei capitoli successivi, è il frutto dei tre mesi di lavoro in stage presso Seci Energia S.p.A., società del rinomato Gruppo Industriale Maccaferri della provincia di Bologna, la cui attività principale è la realizzazione di impianti industriali alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

La mia seppur breve, ma intensa, esperienza di lavoro, si è svolta all'interno della funzione "Sviluppo" che ha lo scopo di presidiare l'intero processo di sviluppo delle iniziative industriali nei settori di business delle energia rinnovabili (dalla definizione dei progetti alla loro cantierabilità), coerentemente con le strategie stabilite dalla Direzione aziendale. Questa funzione si può esplicitare in attività di scouting e localizzazione di opportunità di investimento, in valutazioni di fattibilità tecnico-economiche, nella gestione delle attività di progettazione e nel presidiare l'avanzamento dell'iter autorizzativo. Seguendo questo schema, il mio lavoro si è concentrato prevalentemente nello sviluppo di grandi impianti fotovoltaici a terra.

Questa tesi cercherà di analizzare i diversi aspetti che incidono nella valutazione di un investimento industriale nel settore del fotovoltaico, servendomi sia di analisi puramente teoriche che di esempi concreti derivanti dalla mia esperienza.

Nei capitoli successivi, dopo un breve richiamo del principio di funzionamento di un impianto fotovoltaico, verranno analizzate le più moderne tecnologie disponibili, si esaminerà la normativa italiana che regola questi investimenti, il mercato, la filiera e per finire l'analisi di un caso aziendale che mi ha coinvolto personalmente.

LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

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

1.1 L'energia radiante o solare

L'energia radiante è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole; essa si propaga nello spazio con simmetria sferica raggiungendo la fascia esterna dell'atmosfera con una energia specifica pari a 1353 Wh/m^2 (*costante solare*). Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare viene in parte riflessa all'esterno ed in parte diffusa nell'atmosfera stessa. L'assorbimento e la riflessione provocano un deciso abbassamento, rispetto alla costante solare, dell'energia solare diretta che arriva sulla superficie terrestre; inoltre nel momento in cui essa vi incide viene in parte assorbita ed in parte riflessa a seconda della riflettanza del suolo.

Pertanto l'energia incidente su una superficie al livello del suolo sarà costituita da tre componenti:

- diretta : I_{dir}
- diffusa : I_{dif}
- riflessa : I_{rif}

$$I = I_{dir} + I_{dif} + I_{rif} [\text{Wh/m}^2]$$

Mediamente la radiazione solare totale in condizioni di giornata soleggiata a mezzogiorno che incide su una superficie ortogonale ai raggi del sole è 1000 Wh/m^2 ; questo valore risulta però troppo aleatorio in funzione degli eventi meteorologici, pertanto per il progetto di impianti fotovoltaici, occorrerà utilizzare dati storici rilevati nella località prescelta o nelle sue vicinanze.

I dati storici disponibili sono i valori medi mensili ed annui della radiazione solare giornaliera media, espressa in kWh/m²/giorno, disponibili presso le banche dati dell'ENEA e riassunti nelle mappe isoradiative, le quali indicano i valori medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale di tutto il territorio italiano, oppure attraverso le norme UNI10349.

Per utilizzare l'energia solare al fine di produrre energia elettrica si utilizzano tecnologie basate sull'effetto **fotovoltaico** o più propriamente **fotoelettrico**, cioè basate sulla conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica mediante semiconduttori.

1.2 L'effetto fotovoltaico

Il principio di funzionamento di un impianto solare fotovoltaico si basa su un fenomeno fisico che ha luogo nei materiali semi-conduttori (quali ad esempio il silicio) quando vengono colpiti da radiazione luminosa.

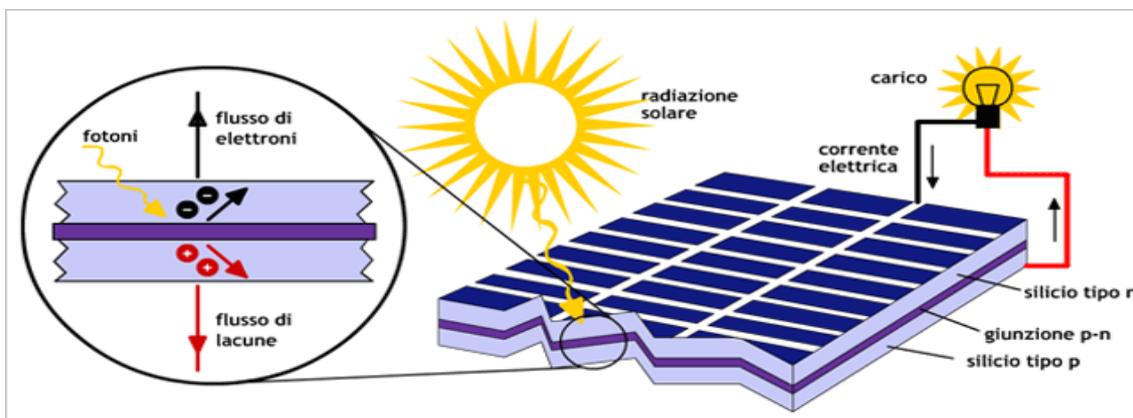


Figura 1, effetto fotoelettrico mediante il quale viene trasformata l'energia solare in energia elettrica

Nel silicio, ad oggi il materiale di gran lunga più usato negli impianti solari fotovoltaici, l'energia luminosa incidente provoca la "liberazione" di cariche elettriche, che possono essere ultimamente raccolte da un circuito chiamato diodo in cui si genera un campo elettrico. Il circuito elettrico elementare che viene usato a questo scopo prende il nome di cella fotovoltaica.

Sebbene l'effetto fotovoltaico sia naturalmente presente nel silicio, come in altri materiali semi-conduttori, è possibile incrementarne l'efficienza attraverso un processo detto drogaggio, che avviene mediante l'aggiunta di un altro elemento

chimico all'interno della matrice di silicio. Gli elementi droganti impiegati in genere sono il fosforo e il boro, che incrementano rispettivamente il numero di cariche negative (elettroni) e positive libere di muoversi e quindi il flusso di energia generato all'interno del materiale a parità di irraggiamento.

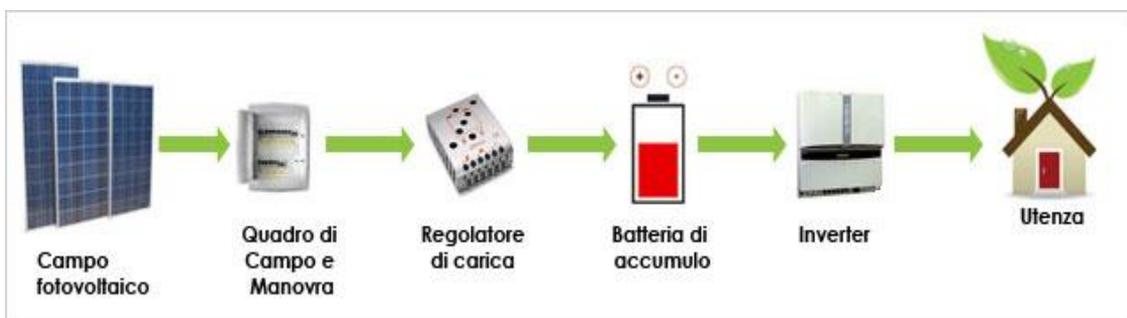
La prima applicazione commerciale di una cella fotovoltaica si ebbe nel 1954 negli Stati Uniti, quando i laboratori Bell realizzarono la prima cella fotovoltaica, in silicio monocristallino. Nonostante il rendimento (ovvero il rapporto tra l'energia prodotta e quella irraggiata) di questa cella fosse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

1.3 Gli impianti fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico è un impianto elettrico costituito da dispositivi di materiale semiconduttore (celle fotovoltaiche assemblate in moduli) e componenti elettronici (inverter, sistemi di protezione ed eventuali batterie) che permette di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico e di renderla fruibile all'utenza. Esistono due macrocategorie di impianti FV:

- **stand-alone**
- **grid-connected.**

1.3.1 Gli impianti stand-alone (isolati)



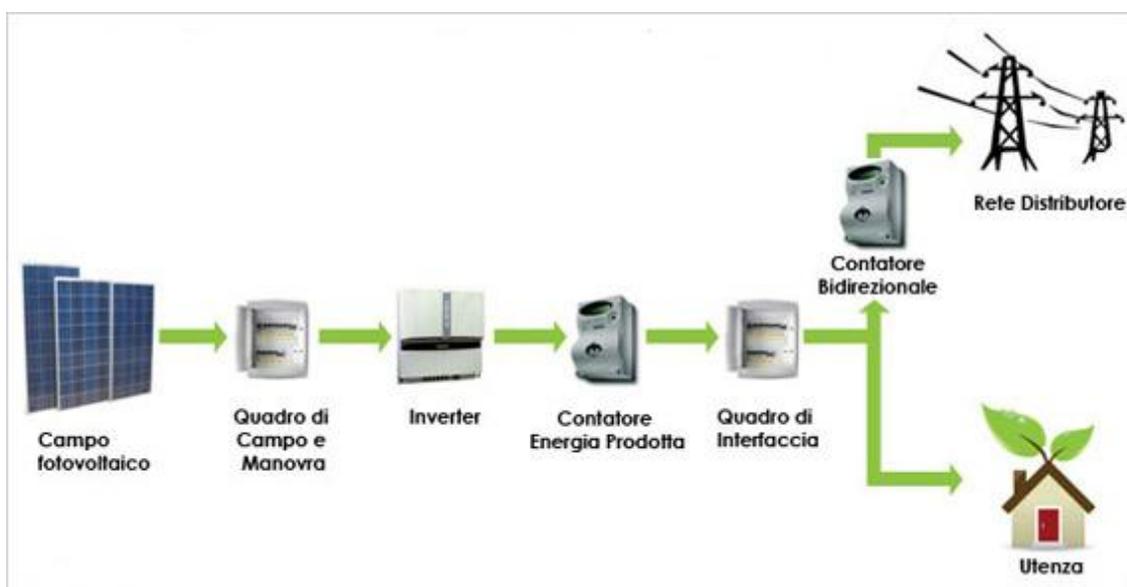
Sono tipici delle utenze isolate dalla rete elettrica come baite e rifugi di montagna. I principali componenti di questo tipo di impianto sono generalmente:

- **Campo fotovoltaico:** è costituito da una o più stringhe ovvero da un insieme di pannelli fotovoltaici connessi tra loro in serie e svolge la funzione di

trasformare l'energia solare direttamente in energia elettrica in tensione continua (DC) per effetto fotoelettrico;

- **Quadro di Campo e Manovra:** è un quadro elettrico in corrente continua in cui si effettuano le eventuali connessioni in parallelo delle stringhe e sono presenti i dispositivi di sezionamento e protezione del campo fotovoltaico e degli inverter a valle;
- **Regolatore di carica:** è un dispositivo elettronico in grado di massimizzare l'energia captata dal campo fotovoltaico e di ottimizzare i cicli di carica e scarica della batteria;
- **Batteria di accumulo:** immagazzina l'energia raccolta in presenza di irraggiamento solare per permetterne un utilizzo differito nel tempo da parte dei carichi elettrici dell'utenza;
- **Inverter:** è un dispositivo elettronico atto a convertire l'energia accumulata nella batteria (tensione DC) in energia fruibile in tensione alternata (AC).

1.3.2 Gli impianti grid-connected (collegati alla rete)



Per quel che concerne il lavoro di studio di questa tesi interesseranno soltanto gli impianti collegati alla rete.

Questo tipo di impianto è connesso direttamente all'utenza e alla rete elettrica nazionale e consente di accedere agli incentivi del Conto Energia e ai vantaggi dello Scambio Sul Posto o della Cessione in Rete. In questo tipo di impianto la rete elettrica

svolge la funzione di accumulatore: l'energia prodotta in eccedenza rispetto alle richieste dell'utenza (solitamente durante il giorno) viene immessa in rete mentre di notte, o comunque nel caso di richiesta da parte dell'utenza maggiore della produzione, l'energia viene prelevata dalla rete.

Le principali differenze di questo tipo di impianto rispetto a quelli isolate sono:

- **Quadro di Campo e Manovra:** è un normale quadro elettrico in cui ci sono le connessioni in parallelo delle stringhe e dei dispositivi di sgancio del campo fotovoltaico dal resto dell'impianto;
- **Inverter:** è un dispositivo elettronico che è in grado di massimizzare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico e di convertirla in energia alla tensione e frequenza di rete per renderla fruibile dall'utenza;
- **Quadro di Interfaccia:** è un quadro elettrico che contiene i dispositivi di manovra e protezione necessari per l'interfacciamento con la rete elettrica;
- **Contatore Energia Prodotta:** è un contatore collocato in uscita dall'inverter, che ha lo scopo di misurare l'energia prodotta dall'impianto. Il contributo in Conto Energia è erogato sulla base dell'energia letta da questo contatore;
- **Contatore Bidirezionale:** è un contatore posto nel punto di connessione tra l'utenza e la rete elettrica, che è in grado di misurare sia l'energia ceduta che l'energia prelevata dalla rete ed è funzionale allo Scambio sul Posto o alla Vendita dell'energia.

1.3.3 Le caratteristiche degli impianti fotovoltaici grid-connected

- ✓ *sono modulari:* si può pertanto facilmente dimensionare il sistema, in base alle particolari necessità, sfruttando il giusto numero di moduli;
- ✓ *non richiedono combustibile, né riparazioni complicate:* questa è la caratteristica che rende il fotovoltaico una fonte molto interessante;
- ✓ *non richiedono manutenzione:* è sostanzialmente riconducibile a quella degli impianti elettrici consistente nella verifica annuale dell'isolamento e della continuità elettrica. Inoltre i moduli sono praticamente inattaccabili dagli agenti atmosferici e si puliscono automaticamente con le piogge, come dimostrato da esperienze in campo e in laboratorio.

- ✓ *funzionano in automatico*: non richiedono alcun intervento per l'esercizio dell'impianto;
- ✓ *sono molto affidabili*: l'esperienza sul campo ha dimostrato una maggiore affidabilità rispetto ai generatori tradizionali alimentati da combustibili fossili;
- ✓ *hanno una lunga vita utile*;
- ✓ *consentono l'utilizzo di superfici marginali altrimenti inutilizzabili*.

1.4 L'impatto ambientale

Lo sfruttamento delle energie rinnovabili è una necessità improrogabile per lo sviluppo sostenibile dell'intero pianeta: attualmente circa il 90% dell'energia necessaria per le nostre attività è prodotta a partire da fonti fossili che, oltre ad essere esauribili, comportano l'emissione in atmosfera di un elevato quantitativo di gas serra.

L'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico può essere considerata come una mancata produzione di energia elettrica degli impianti tradizionali da fonte fossile (prevalentemente petrolio), di conseguenza risulta comodo esprimere l'energia risparmiata in TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio). Il valore espresso in TEP indica la quantità di petrolio che si deve impiegare per produrre una data quantità di energia elettrica:

$$1 \text{ TEP} = 4.545 \text{ kWh}_e$$

Considerato che un impianto fotovoltaico in Italia, a seconda delle latitudini, è in grado di produrre in un anno tra i 1.000 e i 1.500 kWh_e/kW_p, risulta che ogni kW_p di potenza installata genererebbe un risparmio annuo variabile tra i 0,2 e i 0,3 TEP, quindi un risparmio di 6 - 9 TEP nei 25 anni di vita media.

Nella tabella che segue sono riportati i valori di CO₂ generati per ogni kWh di energia termica (kWh_t) prodotta da alcuni combustibili impiegati nelle centrali termoelettriche.

| COMBUSTIBILE | FCO ₂ (kg/kWh _t) |
|--------------|---|
| Gas Naturale | 0,205 |
| Petrolio | 0,255 |
| Carbone | 0,340 |

Per ottenere la quantità di CO₂ che si eviterebbe di immettere in atmosfera con un impianto fotovoltaico va considerato il rendimento medio della conversione termoelettrica delle centrali e il peso relativo delle fonti impiegate per la produzione di energia elettrica. Facendo una stima si ottiene che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico potrebbe evitare l'emissione di 0,5 kg di anidride carbonica. Riprendendo quindi i dati precedenti, si può stimare che a seconda delle latitudini ogni kW_p di potenza installato è in grado di generare in un anno 1.000 - 1.500 kWh, di conseguenza eviterebbe l'emissione di 500 - 750 Kg di CO₂ all'anno.

1.5 Le soluzioni tecnologiche disponibili

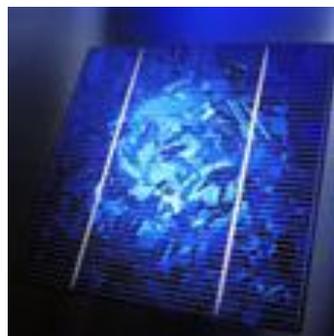
1.5.1 Le tecnologie di prima generazione

Le tecnologie che prevedono l'impiego di wafer di silicio (sottili fette di materiale semiconduttore), in forma mono- (**mono-si**) o poli-cristallina (**multi-si**), sono responsabili ad oggi di circa l'80-82% delle installazioni fotovoltaiche totali a livello mondiale.

Figura 2, cella *mono-si*



Figura 3, cella *multi-si*



Esse hanno raggiunto già da alcuni anni la completa maturità industriale e commerciale e risultano una tecnologia affidabile, come testimoniato dalla spiccata propensione degli istituti di credito a finanziare impianti che impiegano queste tecnologie, rispetto a quelle di seconda generazione. Questo è sicuramente uno dei motivi che ha ritardato, almeno fino ad oggi, la crescita delle installazioni in film sottile. Il prezzo dei moduli in silicio mono- e poli-cristallino, principalmente per effetto di un marcato fenomeno di *oversupply*, ha sperimentato un crollo vertiginoso nel corso del 2009 e nei primi mesi del 2010, con una diminuzione del valore di mercato nelle

contrattazioni spot di circa il 40% da gennaio 2009 a maggio 2010 (arrivando a toccare un prezzo di circa 1,5 €/Wp). A partire dal mese di giugno 2010, a causa di una ripresa della crescita della domanda tanto in Italia (per effetto degli incentivi particolarmente generosi assicurati dal Nuovo Conto Energia) quanto a livello internazionale, il prezzo sul mercato "a pronti" è cresciuto di circa il 12% fino ad ottobre 2010 (toccando un valore di 1,65 €/Wp sia per i moduli mono- e poli-cristallini).

Le attività di ricerca e sviluppo tradizionali sulle tecnologie di prima generazione si sono concentrate principalmente al miglioramento incrementale dei processi di fabbricazione, con l'obiettivo di ottenere efficienze sempre più elevate, unite ad una riduzione degli spessori dei wafer di silicio. I costruttori stimano che entro il 2015 le celle in silicio mono-cristallino raggiungeranno un'efficienza di conversione delle radiazione incidente del 24%, mentre quelle poli-cristalline del 22-23%. Si pensi che ad oggi SunPower produce celle mono-cristalline con un'efficienza pari al 22%, sebbene il valore medio di mercato si attesti su efficienze pari a circa il 19-20%. Un'interessante direzione di sviluppo, portata avanti ormai da qualche anno da alcuni importanti centri di ricerca a livello internazionale (tra cui l'Enea ed il Fraunhofer Institute), riguarda la messa a punto di celle al silicio cristallino caratterizzate da contatti sepolti, che permettono di aumentare, a parità di superficie totale delle celle, l'area riflettente di materiale assorbitore. In particolare, questo tipo di celle richiede l'uso di particolari processi di produzione caratterizzati dall'impiego di speciali strumenti laser (di precisione) e processi serigrafici ad alta risoluzione.

Interessanti strategie che sono in questi mesi allo studio per migliorare l'efficienza di celle e moduli di prima generazione riguardano:

- a) l'utilizzo di un back film altamente riflettente, in combinazione con una tonalità "alta" della cella, che permetta una maggiore riflessione della luce sulla cella stessa;
- b) la diminuzione della larghezza delle stringhe dei moduli, in modo da aumentare la superficie esposta alla luce.

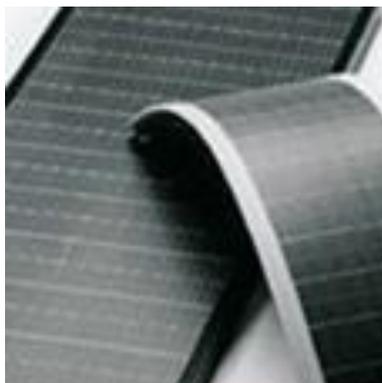
Nell'ottica di ridurre invece l'impiego di materia prima (ossia il polysilicon, che attualmente arriva a pesare per circa il 55% del costo finale del modulo), in particolare

per eliminare gli scarti di lavorazione che si originano nella fase di taglio dei wafers di silicio, sono state messe a punto le cosiddette celle **ribbon**. La tecnologia di produzione di queste celle consiste nell'ottenere uno strato di silicio poli-cristallino depositando il materiale in forma liquida su di un substrato di metallo o ceramica (per le alte temperature di fusione del silicio), realizzando quindi un nastro continuo, mediante crescita capillare o laminazione.

1.5.2 Le tecnologie di seconda generazione

Le celle a film sottile (thin film cells), o celle di seconda generazione, presentano sicuramente ampi spazi di miglioramento delle loro performance energetiche e di costo, diversamente da quelle di "prima generazione", che sembrano aver raggiunto una certa maturità commerciale.

Figura 4, cella a film sottile in a-Si



Le tecnologie fotovoltaiche a film sottile possono essere suddivise in tre grandi categorie, caratterizzate dall'utilizzo di diverse tipologie di materiali semiconduttori:

- **Celle in silicio amorfo (a-Si)**, ottenute dalla vaporizzazione e deposizione di un film sottile di silicio (circa $1,5 \mu\text{m}$) su superfici vetrate o plastiche. La configurazione più semplice per questo tipo di cella è a giunzione singola, costituita dalla sovrapposizione di tre strati del materiale assorbitore con differenti proprietà elettroniche. L'altro tipo di configurazione, che si è dimostrata più stabile ed efficiente, è la cella a giunzione multipla, costituita dalla sovrapposizione di più film sottili, caratterizzati da differenti Energy Gap, in cui il materiale è in grado di sfruttare un maggiore ampiezza dello spettro solare. I rendimenti di questo tipo di celle sono nell'intorno dell'8% per le celle a singola giunzione, con un decadimento delle prestazioni dopo i primi mesi di

esposizione alla luce solare (stimabile nell'ordine del 15-20% dopo le prime 1.000 ore di esposizione), che porta l'efficienza ad abbassarsi notevolmente;

- **Celle al CdTe**, che utilizzano come semiconduttore il tellururo di cadmio, che presenta una banda di assorbimento dello spettro solare maggiore rispetto ai semiconduttori al silicio e quindi un rendimento parzialmente superiore, sia a temperature elevate sia in presenza di radiazione diffusa. Questi moduli presentano un'efficienza variabile tra il 9 e il 12%.
- **Celle CIS/CIGS**, che impiegano diversi composti ternari 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 energia elettrica. L'efficienza dei moduli prodotti con questo tipo di tecnologia ha raggiunto un'efficienza dell'11-12%.

Come già accennato, le tecnologie a film sottile sono caratterizzate da una serie di vantaggi rispetto alla tecnologia tradizionale (silicio mono e poli-cristallino). Il principale di questi è legato sicuramente al loro minor costo di produzione, che deriva innanzitutto dalla possibilità di realizzare celle con spessori estremamente ridotti di materiale assorbitore (nell'ordine di pochi micron, a differenza della tecnologia tradizionale che richiede wafer di silicio di spessore pari a 200 μm) ed alla riduzione degli scarti di materiale durante il processo (nelle celle di prima generazione la percentuale di scarti di silicio si aggira sul 40-50%). Inoltre, il processo di produzione delle celle a film sottile si presta ad una maggiore automazione (richiamando le caratteristiche dei tradizionali processi di stampa). In particolare, è possibile implementare il processo industriale nella forma di una produzione in continuo, anziché a lotti, come avviene per la tecnologia tradizionale. Per esempio, per la realizzazione di celle in silicio amorfo, si rilevano interessanti analogie produttive con i processi per la produzione di schermi piatti LCD. Per poter ridurre significativamente i costi unitari, è in ogni caso necessario che questo tipo di tecnologie possa sfruttare consistenti economie di scala, attestandosi su produzioni di centinaia di MW all'anno.

Il minor costo di produzione si rispecchia in un prezzo di mercato già oggi leggermente inferiore rispetto alle celle di prima generazione, anche se questa differenza di prezzo si amplierà ragionevolmente nel prossimo futuro, visto il diverso grado di maturità

raggiunto dalle tecnologie. In particolare, ad ottobre 2010 il prezzo dei moduli in silicio amorfo è arrivato a toccare quota 1,3 €/Wp, in seguito ad un leggero aumento di prezzo nei mesi di maggio e giugno, dovuto al generale innalzamento del prezzo dei moduli sul mercato, mentre quelli in Tellururo di Cadmio hanno sperimentato un aumento ancora superiore nei mesi di giugno e luglio 2010, per arrivare a toccare valori di 1,6 €/Wp a fine agosto dello stesso anno.

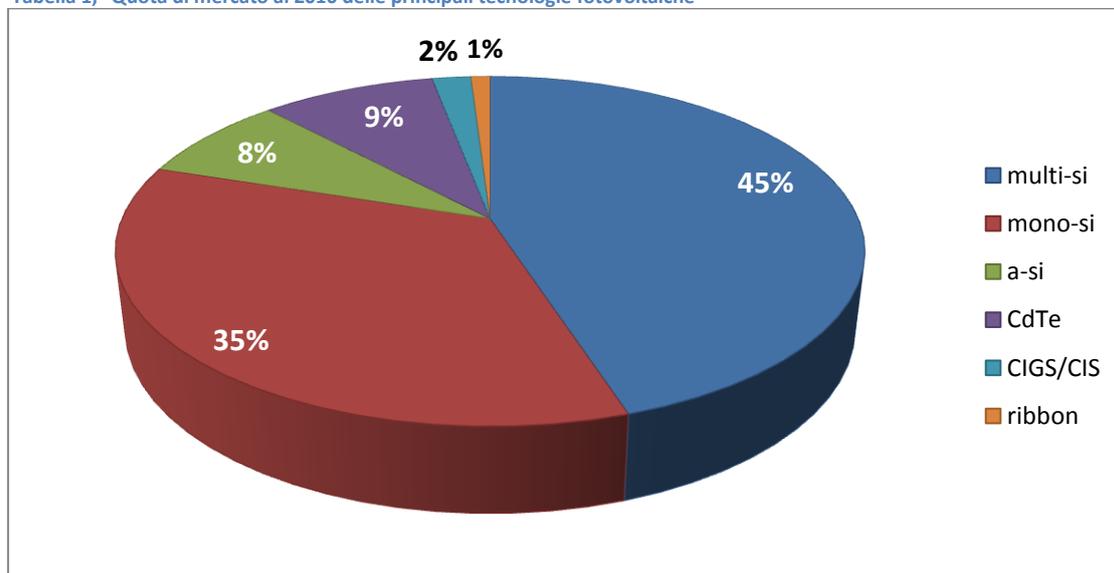
Altri punti di forza delle tecnologie di seconda generazione sono anche un decadimento dell'efficienza di conversione in presenza di alte temperature di oltre il 50% inferiore rispetto alle tecnologie tradizionali, una miglior efficienza di conversione in condizioni di luce diffusa ed una maggiore flessibilità, che permette di depositare il materiale assorbitore su superfici curve e trasparenti. Esistono tuttavia anche degli svantaggi, che spiegano in larga parte la limitata diffusione che queste celle hanno sperimentato fino ad oggi. Su tutti, i bassi rendimenti raggiunti, come discusso in precedenza. Altro aspetto importante è legato alla mancanza di un "*track record*" di installazioni che assicuri l'investitore sull'entità del decadimento delle performance energetiche nel tempo, che non è ancora possibile ad oggi valutare compiutamente.

Queste tecnologie hanno un ambito di applicazione, date le proprietà che già oggi le caratterizzano, particolarmente importante e promettente, anche e soprattutto per il nostro paese. Si tratta dell'integrazione architettonica, ossia del cosiddetto Building Integrated Photovoltaics (BIPV), che prevede l'installazione del sistema fotovoltaico in sostituzione di un convenzionale componente architettonico. Esistono oggi diversi prodotti BIPV già disponibili commercialmente, che vanno dai *solar roofs*, guaine isolanti di materiale polimerico da utilizzare per l'impermeabilizzazione dei tetti, alle tegole fotovoltaiche, fino alle vetrate. La maggiore flessibilità della tecnologia del film sottile permette a queste celle di adattarsi ottimamente a superfici curve o con forme particolari, richieste frequentemente nella realizzazione di tegole o vetrate. Questo oltre al rendimento particolarmente alto delle celle di seconda generazione in condizioni di luce diffusa, caratteristica particolarmente importante visto che le soluzioni di BIPV non possono contare su un'esposizione ed un orientamento all'irraggiamento solare ottimale. Ci si attende quindi che il film sottile potrà registrare

una crescita ed una diffusione particolarmente marcate, specialmente in questo comparto ancora di nicchia del mercato fotovoltaico.

Alla luce delle potenzialità di questa tecnologia, una serie di progetti di tipo industriale stanno vedendo la luce anche nel nostro paese. Un esempio molto importante in questo senso riguarda l'entrata in funzione, a fine 2011, di un impianto, localizzato a Catania e realizzato da una joint-venture formata da Enel, Sharp ed ST Microelectronics, per la produzione di pannelli in vetro e film sottile di nuova generazione. Questi nuovi moduli si baseranno su una tecnologia a film sottile tutta in silicio, ma articolata in differenti strati. Si tratta della tecnologia triple-junction messa a punto da Sharp (che comprende uno strato di silicio amorfo più due di silicio microcristallino a diversa geometria), capace di catturare energia dai tre colori della luce solare. L'obiettivo è il raggiungimento del 15% di efficienza di conversione, ma con costi di produzione, a regime, pari a meno della metà rispetto alla tecnologia tradizionale di prima generazione. Il nuovo stabilimento sarà operativo a partire dal 2011, con una capacità iniziale di 160 MW all'anno. Si prevede che la produzione annuale possa raggiungere circa 400 MW negli anni successivi. Lo stabilimento di 3Sun (è questo il nome della joint-venture), che verrà conferito da ST Microelectronics, sarà il secondo impianto di produzione al mondo di pannelli solari a film sottile in silicio, dopo l'impianto Sharp in Giappone, ed i suoi pannelli verranno utilizzati dai player attivi nel progetto, per servire un mercato internazionale che si estende dall'Europa al Medio Oriente fino all' Africa.

Tabella 1, "Quota di mercato al 2010 delle principali tecnologie fotovoltaiche



Ad oggi la quota di mercato della tecnologia a film sottile è pari a circa il 16% (con il Tellururo di Cadmio ed il Silicio Amorfo che si giocano la leadership del mercato). Secondo uno studio dell'Enea, la tecnologia a film sottile potrebbe raggiungere una penetrazione pari a circa il 25% al 2012, con la tecnologia del silicio amorfo a giocare la parte del leone con il 13% del mercato.

Anche se ad oggi si trovano ad uno stadio di sviluppo ancora sperimentale, stanno suscitando una crescente attenzione le cosiddette **celle fotovoltaiche di terza generazione**. In queste celle fotovoltaiche, dette anche organiche, la componente foto-attiva comprende composti organici del carbonio, tipicamente polimeri o piccole molecole. La struttura fondamentale di una cella organica viene detta a sandwich ed è composta da un substrato, generalmente vetro oppure plastica flessibile, e da una o più pellicole sottilissime, che contengono i materiali foto-attivi, interposte tra due elettrodi conduttivi di cui almeno uno trasparente. Al momento non sono ancora disponibili modelli commerciali di queste celle: si tratta infatti di tecnologie studiate in laboratorio o, in alcuni casi, di prototipi dimostrativi. Si stima però che i primi modelli commerciali saranno disponibili tra 2-3 anni, con un costo di produzione atteso inferiore a 0,5 €/Wp.

1.5.3 I sistemi a concentrazione

La tecnologia fotovoltaica a concentrazione consiste nell'impiego di sistemi ottici (specchi o più spesso lenti) che concentrano la radiazione solare incidente con fattori che vanno da 2x - 3x nei sistemi a bassa concentrazione, per arrivare anche sopra 500x nelle soluzioni ad alta e altissima concentrazione. Così facendo, l'area del semi-conduttore utilizzato nelle celle, a parità di potenza elettrica nominale, viene ridotta di un fattore pari alla concentrazione. Poiché il materiale semi-conduttore costituisce la parte prevalente di costo di un impianto fotovoltaico, i sistemi a concentrazione riescono a contenere significativamente l'investimento totale. In particolare i sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione permettono l'utilizzo di celle che presentano un costo maggiore, ma una più alta efficienza di conversione. Inoltre questa tecnologia presenta un minor degrado di prestazione ai climi caldi, un minor costo del kWh prodotto e la possibilità di sostituire uno o più moduli in caso di guasto. Dato che essi sono in grado di trasformare in energia elettrica la sola componente diretta della

radiazione solare, è necessario prevedere un accurato sistema di inseguimento o *tracking*. Questi ultimi, per permettere un corretto funzionamento dell'impianto devono essere molto precisi ma soprattutto devono garantire lo stesso livello di precisione per tutti gli anni di funzionamento dell'impianto. Per quanto riguarda il materiale semi-conduttore utilizzato, nei sistemi a maggiore concentrazione si impiegano prevalentemente celle ad etero giunzione, mentre negli impianti a media e bassa concentrazione dei tradizionali moduli di silicio mono- o poli-cristallino.

Le tipologie principali dei sistemi fotovoltaici a concentrazione sono:

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

Le principali aree di costo della tecnologia a concentrazione sono:

- **Il sistema ottico**, in cui si cerca di migliorare l'automazione del processo produttivo, incrementare l'efficienza ottica a livelli superiori all'85%, aumentare la durata nel tempo. Il costo target si aggira tra i 0,4 e 0,6 €/W;
- **Le celle fotovoltaiche**, per le quali si stanno sperimentando diverse alternative tecnologiche. In particolare, le celle più utilizzate soprattutto per sistemi ad alta e media concentrazione sono del tipo multi-giunzione. Nei sistemi con livelli di concentrazione attorno ai 100x si utilizzano invece celle mono-cristalline di prima generazione.
- **Il sistema di inseguimento**, che richiede livelli di accuratezza dell'allineamento particolarmente elevati. Per questo motivo vengono sfruttati sempre più inseguitori bi-assiali molto sofisticati, in cui il comando giunge da un microprocessore che riesce a stabilire in ogni momento l'esatta posizione del sole. Questo tipo di pilotaggio garantisce una maggiore produttività, soprattutto nelle giornate di bassa radiazione solare a causa delle nuvole quando l'orientamento basato sui sensori di luce è impossibile. Queste tecnologie sono caratterizzate però da elevati costi di produzione, arrivando a

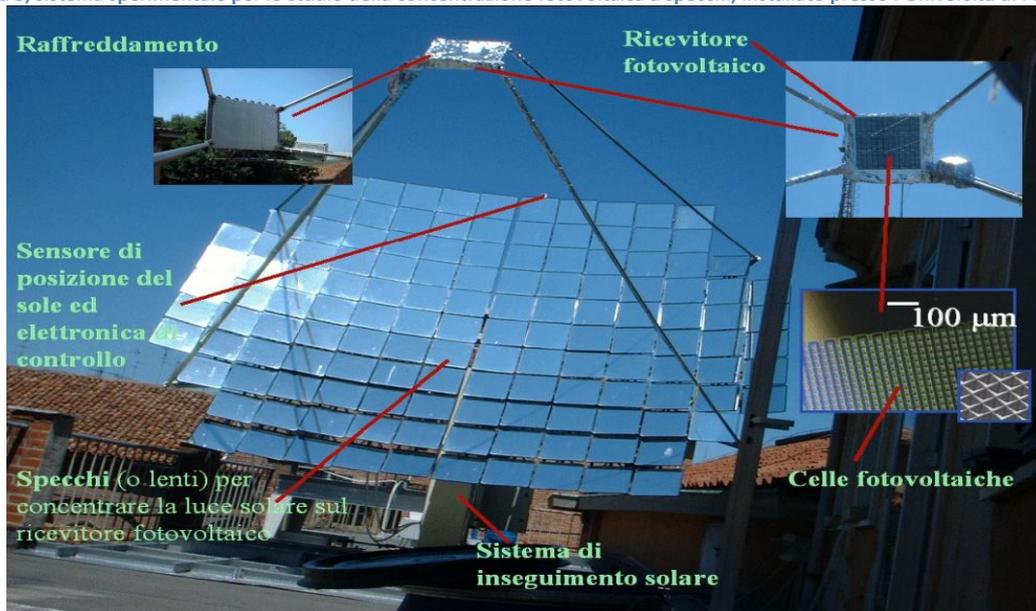
pesare quasi il 20% del costo totale dell'impianto, con un costo target di 0,6 - 0,7 €/W;

- **Il sistema di raffreddamento.** Dati gli elevati livelli di concentrazione, in questi impianti c'è l'esigenza di raffreddare le celle fotovoltaiche, per evitare che un sensibile incremento della temperatura comprometta il loro rendimento, problema particolarmente sentito con le tecnologie di prima generazione.

Ad oggi il costo di un sistema a concentrazione è indicativamente stimabile in 4 - 4,5 €/W, ma stime di settore prevedono che tale costo scenderà fino ad aggirarsi a 2 - 2,5 €/W, con un maggior livello di maturità della tecnologia nell'arco di circa 5 anni.

Le efficienze di conversione che oggi raggiungono questi impianti dipendono sensibilmente dal grado di concentrazione e dal tipo di cella utilizzata. Esse sono stimabili nell'intorno del 20% per le celle con sistemi a concentrazione 100x.

Figura 5, sistema sperimentale per lo studio della concentrazione fotovoltaica a specchi, installato presso l'Università di Ferrara



Ad oggi esistono diversi progetti di ricerca e sviluppo attivi in Italia sul tema del fotovoltaico a concentrazione. Tra di essi, è possibile citare:

- **Il progetto Apollon**, sviluppato congiuntamente da Enea (molto attiva nella ricerca sulle celle multi giunzione, originariamente sviluppate per le applicazioni spaziali, che potrebbero toccare efficienze intorno a valori del 30%), Erse (ex Cesi Ricerche), Enel e l'Università di Ferrara, oltre a diversi altri enti di ricerca di minori dimensioni. L'obiettivo ultimo è quello di sviluppare

sistemi fotovoltaici a concentrazione con target di costo dell'ordine dei 2-2,5 €/Wp. In particolare, Il progetto Apollon focalizza l'attenzione sullo sviluppo, in parallelo, di due fra le tecnologie più promettenti nell'ambito della concentrazione fotovoltaica: (i) l'utilizzo di lenti per concentrare la luce su ogni cella del modulo fotovoltaico (sistemi "point focus"); (ii) l'utilizzo di specchi e filtri diecrici, costituiti da due lastre piane e parallele di vetro le cui facce interne sono rese semiriflettenti da uno strato sottile e trasparente di argento o altro conduttore, per concentrare la radiazione solare su due o più target composti da celle realizzate con materiali in grado di assorbire e convertire porzioni complementari dello spettro solare (sistemi "dense array").

- **Il progetto Scoop** (Italian Solar Concentration technologies for Photovoltaic Systems), sostenuto da Enel, che ha l'ambizioso obiettivo di sviluppare quattro prodotti differenti destinati a coprire alcune aree di mercato di interesse dei sistemi di generazione fotovoltaica. Le applicazioni spaziano dai prodotti avanzati, capaci di fornire efficienze dell'ordine del 30%, ad applicazioni per la generazione elettrica su vasta scala, fino a tecnologie dedicate a piccole e medie attività industriali ed al settore residenziale. Scoop è un progetto che prevede un investimento complessivo di 15 mln €, finanziato per 7 mln dal Ministero per lo Sviluppo Economico nell'ambito del programma Industria 2015. Al progetto partecipano 15 partner, ossia Enea, Cesi, ERSE, Centro Ricerche Plast-optica, Istituto Nazionale di Ottica Applicata, Catania Ricerche, Centro Ricerca Energie Alternative e Rinnovabili, Angelantoni Industrie, SGS future, Alitec, Calzavara, Riello, Savio, Saret, ST.

LA NORMATIVA

Questo capitolo analizza la normativa che regola e incentiva l'installazione e l'uso di impianti fotovoltaici in Italia. Verranno dapprima illustrati gli incentivi a supporto dell'installazione e uso di impianti fotovoltaici, attraverso un'analisi storica dei passaggi che hanno portato dal Primo Conto Energia all'attuale meccanismo di incentivazione (Quarto Conto Energia). Vengono poi approfondite le modalità attraverso cui l'energia fotovoltaica prodotta può essere valorizzata, nonché le procedure autorizzative per la costruzione e messa in esercizio dell'impianto.

2.1 Il sistema di incentivazione

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

2.1.1 Incentivi alla produzione

Il primo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fotovoltaico è stato varato in Italia nel 2005. Si tratta del **Primo Conto Energia** (DM 28 luglio 2005 e DM 6 febbraio 2006) che ha introdotto un sistema di tariffe *feed-in*, ossia compensi di ammontare predeterminato e costante nel tempo, riconosciuti al titolare dell'impianto per ogni kWh di energia elettrica prodotto. Il Primo Conto Energia è stato lo strumento che ha sancito nei fatti la nascita del mercato fotovoltaico in Italia. Il primo periodo di funzionamento del Conto Energia è stato caratterizzato dalla presenza di una fase preliminare di ammissione alle tariffe, dall'esistenza di limiti annuali sulla potenza incentivabile e da obblighi, a carico del titolare dell'impianto ammesso all'incentivazione, derivanti da una serie di adempimenti successivi all'ammissione. Tale periodo si è esteso dal 19 settembre 2005 al 30 giugno 2006. Agli impianti ammessi all'incentivazione e realizzati nell'ambito del primo Conto Energia sono state riconosciute, per un periodo di venti anni, le tariffe incentivanti riportate nella Tabella 1.

Durante il periodo di validità di questa prima fase del Conto Energia sono emerse alcune criticità, connesse alla presenza di limiti annuali della potenza incentivabile, che hanno di fatto bloccato il meccanismo, rendendo necessaria una revisione delle regole con la pubblicazione del nuovo Decreto del 19/02/07.

| Impianto fotovoltaico | Potenze in kW | Tariffe incentivanti €/kWh |
|-----------------------|--------------------|----------------------------|
| Classe 1 | $1 \leq P \leq 20$ | 0,460 |
| Classe 2 | $20 < P \leq 50$ | 0,460 |
| Classe 3 | $50 < P \leq 1000$ | 0,490 |

Tabella 2, tariffe incentivanti valide per il Primo Conto Energia

Il DM 19/02/07 (**Secondo Conto Energia**), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 23/02/2007, è subentrato ai precedenti DM 28/07/2005 e 6/02/2006. Tale DM è diventato operativo dopo la pubblicazione della delibera dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG) n. 90/07, che ha definito le condizioni e le modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti. Quest’ultimo fu il principale responsabile della rapidissima crescita della potenza fotovoltaica installata in Italia tra gli anni 2008 e 2010.

Rispetto alla precedente normativa sono state introdotte importanti novità, quali:

- l’abolizione della fase istruttoria preliminare all’ammissione alle tariffe incentivanti, sostituita dall’obbligo di far pervenire al GSE la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell’impianto fotovoltaico;
- l’abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1200 MW; è stato previsto un periodo di moratoria di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici titolari degli impianti) con inizio dalla data di raggiungimento del limite;
- la differenziazione delle tariffe sulla base dell’integrazione architettonica oltre che della taglia dell’impianto;
- l’introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all’uso efficiente dell’energia;
- l’abolizione del limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- nessuna limitazione all’utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

Gli impianti entrati in esercizio dopo il 13/04/07 (data di pubblicazione della Delibera AEEG n. 90/07) e prima del 31 dicembre 2008 hanno avuto diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente Tabella 2.

| Potenza impianto (kW) | Non integrato | Parzialmente integrato | Integrato |
|-----------------------|---------------|------------------------|-----------|
| $1 \leq P \leq 3$ | 0,40 | 0,44 | 0,49 |
| $3 < P \leq 20$ | 0,38 | 0,42 | 0,46 |
| $P > 20$ | 0,36 | 0,40 | 0,44 |

Tabella 3, tariffe incentivanti (€/kW) suddivise per classe di potenza e tipologia di integrazione

Il DM 19/02/07 stabiliva che le suddette tariffe, per gli impianti entrati in esercizio negli anni successivi al 2008, fossero decurtate del 2% annuo. Pertanto, gli impianti fotovoltaici, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2010, hanno avuto diritto ai valori della tariffa incentivante riportati nella Tabella 3.

| Potenza impianto (kW) | Non integrato | Parzialmente integrato | Integrato |
|-----------------------|---------------|------------------------|-----------|
| $1 \leq P \leq 3$ | 0,384 | 0,422 | 0,470 |
| $3 < P \leq 20$ | 0,365 | 0,403 | 0,442 |
| $P > 20$ | 0,346 | 0,384 | 0,422 |

Tabella 4, tariffe incentivanti (€/kWh) per l'anno 2010 (ridotte del 4% rispetto al 2008)

La tariffa incentivante è erogata per un periodo di venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, e rimane costante in moneta corrente per l'intero periodo.

Il DM 19/02/2007 definisce tre tipologie d'intervento ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante:

- impianto con *integrazione architettonica* (moduli che sostituiscono materiale da costruzione);
- impianto *parzialmente integrato* (moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano);
- impianto *non integrato* (moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti).

La **Legge 13 agosto 2010, n. 129** ha stabilito che le tariffe incentivanti previste per l'anno 2010 (Tabella 3) sono riconosciute a tutti i soggetti che hanno concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2010. Per usufruire di tale beneficio è inoltre necessario che, entro la medesima data, sia stata comunicata all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al

GSE la comunicazione asseverata di conclusione dei lavori, nonché di esecuzione degli stessi nel rispetto delle pertinenti normative, e che l'entrata in esercizio non avvenga oltre il 30 giugno 2011.

Questo *boom* fotovoltaico subì un'ulteriore impennata nel **travagliato transitorio**, tra il Secondo e il **Terzo Conto Energia**, a seguito dell'approvazione del DM 6 agosto 2010. Quest'ultimo decreto stabiliva che, a partire dal 1° gennaio 2011, si applicassero ai produttori di energia fotovoltaica le nuove tariffe *feed-in*, decurtate rispetto a quelle previste per il 2010 dal Secondo Conto Energia. Il Terzo Conto Energia prevedeva una distinzione degli impianti fotovoltaici, suddividendoli in quattro specifiche categorie:

- gli impianti fotovoltaici ("su edifici" o "altri impianti");
- gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- gli impianti fotovoltaici a concentrazione;
- gli impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Per ogni categoria è stato definito un limite di potenza incentivabile:

- 3000 MW per gli impianti fotovoltaici;
- 300 MW per gli impianti fotovoltaici integrati architettonicamente con caratteristiche innovative;
- 200 MW per gli impianti fotovoltaici a concentrazione.

Rispetto alla precedente normativa la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante deve essere inviata al GSE entro 90 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Di seguito si riportano le tariffe riconosciute per l'anno 2011 suddivise per categoria:

| Potenza (kW) | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011 | | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011 | | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011 | |
|-----------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|
| | Impianti su edifici | Altri impianti fotovoltaici | Impianti su edifici | Altri impianti fotovoltaici | Impianti su edifici | Altri impianti fotovoltaici |
| 1 ≤ P ≤ 3 | 0,402 | 0,362 | 0,391 | 0,347 | 0,380 | 0,333 |
| 3 < P ≤ 20 | 0,377 | 0,339 | 0,360 | 0,322 | 0,342 | 0,304 |
| 20 < P ≤ 200 | 0,358 | 0,321 | 0,341 | 0,309 | 0,323 | 0,285 |
| 200 < P ≤ 1000 | 0,355 | 0,314 | 0,335 | 0,303 | 0,314 | 0,266 |
| 1000 < P ≤ 5000 | 0,351 | 0,313 | 0,327 | 0,289 | 0,302 | 0,264 |
| P > 5000 | 0,353 | 0,297 | 0,331 | 0,275 | 0,287 | 0,251 |

Tabella 5, tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici

| Potenza (kW) | Tariffa |
|---------------------|---------|
| $1 \leq P \leq 20$ | 0,44 |
| $20 < P \leq 200$ | 0,40 |
| $200 < P \leq 5000$ | 0,37 |

Tabella 6, tariffe incentivanti (€/kWh) per impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative

| Potenza (kW) | Tariffa |
|----------------------|---------|
| $1 \leq P \leq 200$ | 0,37 |
| $200 < P \leq 1000$ | 0,32 |
| $1000 < P \leq 5000$ | 0,28 |

Tabella 7, tariffe incentivanti (€/kWh) per impianti fotovoltaici a concentrazione

In base alle procedure da rispettare per accedere agli incentivi del Secondo Conto Energia, la presentazione della domanda al GSE doveva avvenire a valle dell'allacciamento dell'impianto alla rete elettrica da parte del distributore locale (generalmente Enel), in particolare entro 60 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto. Il tempo che intercorre tra il completamento dei lavori elettrici e strutturali dell'impianto, ed il suo allacciamento in rete, è sempre stato in Italia estremamente dilatato e variabile ed è peggiorato nel corso del 2010, a causa delle difficoltà del distributore locale di far fronte ad una mole significativa di domande di allacciamento. Sin dall'inizio del 2010 si profilava l'eventualità che, vista la corsa alle installazioni che la futura scadenza del Secondo Conto Energia avrebbe verosimilmente causato, molti investitori che avrebbero avviato la costruzione dell'impianto negli ultimi mesi dell'anno e seppur capaci di terminare la stessa con largo anticipo rispetto al 31 dicembre 2010, non sarebbero stati in grado di allacciare l'impianto alla rete, e quindi di presentare la domanda di accesso agli incentivi al GSE, entro la fine dell'anno. Essi avrebbero così perso il diritto di accedere alle tariffe incentivanti più premianti stabilite per il 2010, per cause imputabili sostanzialmente al distributore locale. Di fronte all'eventualità non inverosimile di dover fronteggiare rivalse dal punto di vista legale, il legislatore introdusse una sorta di moratoria, attraverso la *Legge n. 129 del 13/08/2010*, il cosiddetto Decreto "**Salva Alcoa**", che recava misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica. In particolare veniva sancito che le tariffe incentivanti previste nel 2010 dal Nuovo Conto Energia potevano essere riconosciute a tutti gli impianti che avevano concluso i lavori di installazione

elettrici e strutturali entro il 31 dicembre 2010, e che avevano inviato al GSE un'opportuna dichiarazione entro questa stessa data ed ottenevano l'allacciamento alla rete entro il 30 giugno 2011. Nello specifico, affinché si possano ritenere conclusi i lavori elettrici, è necessario che siano stati installati ed interconnessi i moduli fotovoltaici, le strutture di sostegno, i convertitori, i cavi di collegamento, i dispositivi di protezione ed isolamento, adattamento e sezionamento, oltre che i quadri elettrici. La fine dei lavori dal punto di vista strutturale richiede invece il completamento di tutte le opere, edili ed architettoniche, connesse all'integrazione tra l'impianto ed il manufatto in cui esso è inserito, oltre che la predisposizione della dichiarazione necessaria al riconoscimento della tipologia di integrazione.

Quest'iniziativa da parte del legislatore, ebbe un impatto particolarmente dirompente sul mercato italiano del fotovoltaico nel secondo semestre del 2010. Oltre ai progetti di investimento già avviati o in qualche modo pianificati, questa moratoria accelerò ulteriormente la corsa alle installazioni, nel tentativo da parte degli investitori di beneficiare in extremis delle generose tariffe per il 2010. Il GSE dichiarò di aver ricevuto oltre 55.000 domande per impianti che intendevano sfruttare l'opportunità offerta dal "Salva Alcoa", per un totale di circa 4 GW di potenza complessiva. Questo a fronte di circa 2,1 GW di potenza totale installata e già allacciata nel corso del 2010. Si tratta di impianti che a fine 2010 furono completati dal punto di vista elettrico e strutturale, ed attendevano di essere allacciati entro la fine di giugno 2011. A fronte di questa impennata nella installazioni sorse il dubbio che non tutte le 55.000 domande presentate al GSE fossero reali, ossia che l'impianto cui esse facevano riferimento fosse stato effettivamente completato ed avesse una potenza pari a quella dichiarata. Il GSE condusse così verifiche ispettive e controlli a campione per verificare la correttezza delle domande, concentrandosi sugli impianti di taglia maggiore.

Il 3 Marzo 2011, appena tre mesi dopo l'entrata in vigore del Terzo Conto Energia, è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Decreto Legislativo recante attuazione alla Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Noto come "**Decreto Rinnovabili**", questo provvedimento ha modificato in profondità e in modo inaspettato il quadro normativo di riferimento per il fotovoltaico italiano, con importanti ripercussioni sulle dinamiche di crescita delle installazioni e sul comportamento degli

operatori. Questo Decreto ha voluto imporre un'inversione di tendenza a quelle che erano le mire per lo sviluppo del fotovoltaico italiano, limitando e disincentivando la produzione "a terra" per spostare il focus verso "i tetti".

Il fulcro su cui è stata fatta leva per favorire questo cambiamento è stata l'introduzione di stringenti requisiti per accedere agli incentivi, in particolare, per gli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, l'accesso agli incentivi statali è consentito a condizione che:

- la potenza nominale di ciascun impianto non sia superiore a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, gli impianti siano collocati ad una distanza non inferiore a 2 chilometri;
- non sia destinato all'installazione degli impianti più del 10% della superficie del terreno agricolo nella disponibilità del proprietario.

L'approvazione del Decreto è stata accolta con grandissima insoddisfazione, il principale motivo riguardava le disposizioni transitorie perché stabilivano che quanto contenuto nel Terzo Conto Energia si applicasse alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici per i quali l'allacciamento alla rete elettrica avvenisse entro il 31 maggio 2011. L'incentivazione di impianti allacciati dopo tale data sarebbe stata disciplinata da un successivo Decreto (l'attuale Quarto Conto Energia, ma che all'epoca era ancora sconosciuto). L'interruzione anticipata del *feed-in* del Terzo Conto Energia, entrato in vigore solo tre mesi prima, ha avuto l'effetto immediato di bloccare completamente le installazioni di impianti fotovoltaici nel nostro Paese, sia per quanto riguardava gli impianti ancora in fase di progetto e di approvazione, sia per quanto riguardava quelli già approvati. Per molti impianti che entravano in costruzione all'inizio di marzo 2011, la paura era quella di non riuscire a connettere l'impianto alla rete elettrica entro il 31 maggio 2011, considerando i tempi medi di allacciamento dei distributori locali, specialmente per gli impianti di tipo industriale. Gli investitori rischiavano così di ritrovarsi a beneficiare di una tariffa incentivante di entità incerta all'avvio del progetto, con la conseguenza di avere un ritorno sul capitale investito del tutto indeterminato. Dopo il 3 marzo 2011, giorno dell'approvazione del Decreto, gli istituti di credito hanno immediatamente arrestato l'erogazione anche dei

finanziamenti e dei leasing già deliberati, lasciando gli *EPC Contractor* e i *System Integrator* in situazioni di grandi difficoltà.

Passati mesi di grossa incertezza per gli operatori del settore, il 5 maggio 2011 è stato approvato il **Quarto Conto Energia**, l'attuale sistema di incentivazione col metodo delle tariffe *feed-in*.

2.1.2 Il Quarto Conto Energia

L'evento più importante che ha interessato il mercato fotovoltaico italiano nel 2011 è senza dubbio l'approvazione, tanto attesa dagli operatori del settore, della radicale revisione del Terzo Conto Energia. Il relativo Decreto Ministeriale 5 maggio 2011, noto come Quarto Conto Energia, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 12 maggio 2011 e si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016. Il Decreto stabilisce i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica, per un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondenti ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra i 6 e i 7 miliardi di euro.

Vengono confermati alcuni dei principi previsti dai precedenti Conti Energia, quali ad esempio la possibilità di usufruire dello scambio sul posto per impianti fino a 200 kW di potenza installata, di accedere a premi aggiuntivi qualora l'impianto sia abbinato ad un uso efficiente dell'energia o alla sostituzione di coperture in eternit. Si conferma anche, caso unico al mondo, il principio in base a cui al titolare dell'impianto viene riconosciuto l'incentivo anche sull'energia elettrica venduta e/o auto consumata.

Le principali novità riguardano invece:

- 1. le tariffe incentivanti decrescenti e i limiti di costo annui;**
- 2. le procedure autorizzative per accedere alle tariffe incentivanti;**

Il Decreto stabilisce l'articolazione delle tipologie di impianti cui sono associate diverse tariffe, prevedendo:

- impianti fotovoltaici ("su edifici" o "altri impianti");
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione.

Viene prevista inoltre una nuova distinzione tra **piccoli impianti** e **grandi impianti**, i piccoli impianti sono quelli:

- con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto;
- realizzati su edifici che hanno una potenza non superiore a 1 MW;
- di qualsiasi potenza realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni Pubbliche.

Nello specifico le nuove tariffe previste dal Quarto Conto Energia si applicano da giugno 2011 a dicembre 2012 e il loro ammontare decresce in funzione del periodo di allaccio alla rete dell'impianto come riportato nelle Tabelle 7 e 8:

| Taglia (kW) | Giugno 2011 | | Luglio 2011 | | Agosto 2011 | | Settembre 2011 | | Ottobre 2011 | | Novembre 2011 | | Dicembre 2011 | |
|--------------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|---------------|-------|
| | Edificio | Altro | Edificio | Altro | Edificio | Altro | Edificio | Altro | Edificio | Altro | Edificio | Altro | Edificio | Altro |
| 1<P<=3 | 0,387 | 0,344 | 0,379 | 0,337 | 0,368 | 0,327 | 0,361 | 0,316 | 0,345 | 0,302 | 0,320 | 0,281 | 0,298 | 0,261 |
| 3<P<=20 | 0,356 | 0,319 | 0,349 | 0,312 | 0,339 | 0,303 | 0,325 | 0,289 | 0,310 | 0,276 | 0,288 | 0,256 | 0,268 | 0,238 |
| 20<P<=200 | 0,338 | 0,306 | 0,331 | 0,300 | 0,321 | 0,291 | 0,307 | 0,271 | 0,293 | 0,258 | 0,272 | 0,240 | 0,253 | 0,224 |
| 200<P<=1000 | 0,325 | 0,291 | 0,315 | 0,276 | 0,303 | 0,263 | 0,298 | 0,245 | 0,285 | 0,233 | 0,265 | 0,210 | 0,246 | 0,189 |
| 1000<P<=5000 | 0,314 | 0,277 | 0,298 | 0,264 | 0,280 | 0,250 | 0,278 | 0,243 | 0,256 | 0,223 | 0,233 | 0,201 | 0,212 | 0,181 |
| P>5000 | 0,299 | 0,264 | 0,284 | 0,251 | 0,269 | 0,238 | 0,264 | 0,231 | 0,243 | 0,212 | 0,221 | 0,191 | 0,199 | 0,172 |

Tabella 8, tariffe incentivanti (€/kWh) per gli impianti fotovoltaici per il 2011

| Taglia (kW) | 2012 | | | |
|--------------|-----------------|-------|------------------|-------|
| | I semestre 2012 | | II semestre 2012 | |
| | Edificio | Altro | Edificio | Altro |
| 1<P<=3 | 0,274 | 0,240 | 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 | 0,140 |
| P>5000 | 0,171 | 0,148 | 0,154 | 0,133 |

Tabella 9, tariffe incentivanti (€/kWh) per gli impianti fotovoltaici per il 2012

Confrontandole con le tariffe previste dal Terzo Conto Energia (Tabella 9) si nota come la diminuzione media del *feed-in* a dicembre 2011 è del 24,5% per gli impianti su edificio, e al 25,5% per gli altri impianti. Mentre per quanto riguarda dicembre 2012, la diminuzione media delle tariffe è pari al 34,2% per gli impianti su edificio, e al 35% per gli altri impianti.

| Taglia (kW) | riduzione a dicembre 2011 | | riduzione a dicembre 2012 | |
|--------------|---------------------------|---------|---------------------------|---------|
| | Su edificio | Altro | Su edificio | Altro |
| 1<P<=3 | - 21,6% | - 21,6% | - 29,5% | - 29,4% |
| 3<P<=20 | - 21,6% | - 21,7% | - 29,4% | - 29,3% |
| 20<P<=200 | - 21,7% | - 21,4% | - 29,5% | - 29,5% |
| 200<P<=1000 | - 21,7% | - 28,9% | - 31,6% | - 38% |
| 1000<P<=5000 | - 29,8% | - 29,6% | - 42,2% | - 42% |
| P>5000 | - 30,7% | - 29,5% | - 42,9% | - 42% |

Tabella 10, Quarto C.E. vs Terzo C.E.

A partire dal primo semestre 2013 le tariffe (Tabella 10) assumono valore omnicomprensivo. Sulla quota di energia auto consumata è attribuita una tariffa specifica (come nel caso della Germania):

| Taglia (kW) | Impianti sugli edifici | | Altri impianti fotovoltaici | |
|--------------|-------------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------|
| | Tariffa omnicomprensiva | Tariffa autoconsumo | Tariffa omnicomprensiva | Tariffa autoconsumo |
| 1<P<=3 | 0,375 | 0,230 | 0,346 | 0,201 |
| 3<P<=20 | 0,352 | 0,207 | 0,329 | 0,184 |
| 20<P<=200 | 0,299 | 0,195 | 0,276 | 0,172 |
| 200<P<=1000 | 0,281 | 0,183 | 0,239 | 0,141 |
| 1000<P<=5000 | 0,227 | 0,149 | 0,205 | 0,127 |
| P>5000 | 0,218 | 0,140 | 0,199 | 0,121 |

Tabella 11, tariffa incentivante (€/kWh) da gennaio 2013

I **limiti d'incentivazione** dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici che rientrano in questo sistema di tariffe *feed-in* sono determinati sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi con riferimento a ciascun periodo per le diverse tipologie di impianti (principio ispirato al modello tedesco che applica il limite sulla potenza installata).

$$\text{Costo indicativo cumulato degli incentivi} = \sum_i P_i * I_i * \text{Prod}_i$$

P_i = potenza dell'impianto fotovoltaico i

I_i = componente incentivante prevista per l'impianto i

Prod_i = produzione annua effettiva dell'impianto i

Costo annuo indicativo degli incentivi nel periodo invece, è il costo calcolato precedentemente in riferimento alla potenza dei piccoli e grandi impianti ammessi alle incentivazioni nei periodi di riferimento previsti dal Decreto. Per il periodo 1 giugno 2011 – 31 dicembre 2012 i grandi impianti sono ammessi al regime di sostegno nei limiti di costo annuo individuati nella Tabella 11, mentre i piccoli impianti sono ammessi all'incentivo senza limiti di costo annuo. Qualora l'insieme dei costi di incentivazione relativi all'anno 2011 superi il limite di costo, l'eccedenza comporta una riduzione di pari importo del limite di costo del secondo semestre 2012.

| | 1/6/2011 - 31/12/2011 | I semestre 2012 | II semestre 2012 | Totale |
|---------------------------|-----------------------|-----------------|------------------|--------|
| Limite di costo (mln €) | 300 | 150 | 130 | 580 |
| Obiettivi di potenza (MW) | 1.200 | 770 | 720 | 2.690 |

Tabella 12, limiti di costo annuo periodo 1/6/11 - 31/12/12

Dal 1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2016 saranno ammessi al regime di sostegno sia i grandi che i piccoli impianti, nei limiti di costo annuo individuati nella Tabella 12.

| | I semestre 2013 | II semestre 2013 | I semestre 2014 | II semestre 2014 | I semestre 2015 | II semestre 2015 | I semestre 2016 | II semestre 2016 | Totale |
|---------------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|--------|
| Limite di costo (mln €) | 240 | 240 | 200 | 200 | 155 | 155 | 86 | 86 | 1.361 |
| Obiettivi di potenza (MW) | 1.115 | 1.225 | 1.130 | 1.300 | 1.140 | 1.340 | 1.040 | 1.480 | 9.770 |

Tabella 13, limiti di costo annuo periodo 1/1/13 - 31/12/16

Per gli impianti fotovoltaici tradizionali il superamento di questi costi indicativi determina una riduzione aggiuntiva delle tariffe per il periodo successivo:

$$d_i^{\text{eff}} = d_i + (C - C_0)/C_0 * d_{i+1}$$

d_i^{eff} = riduzione % effettiva per il semestre i

d_{i+1} = riduzione programmata per il semestre i +1

d_i = riduzione programmata per il semestre i

C = costo annuo effettivo della potenza installata

C_0 = costo annuo obiettivo

Ad esempio:

Se nel I semestre 2013 il costo di incentivazione per gli impianti installati sarà pari a 400 mln € (circa 1,85 GW di potenza installata), la riduzione della tariffa incentivante per un impianto a terra da 1 MW per il secondo semestre 2013 sarà pari al 17,7% anziché al 9% previsto.

Per quanto riguarda le **procedure autorizzative**, i grandi impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011 accedono direttamente alle tariffe incentivanti, fatto salvo l'onere di comunicazione al GSE dell'avvenuta entrata in esercizio entro 15 giorni solari dalla stessa.

I grandi impianti che entrano in esercizio dopo il 31 Agosto 2011 accedono alle tariffe incentivanti qualora ricorrano entrambe le seguenti condizioni:

- **l'iscrizione nel registro dei grandi;**
- **la certificazione di fine lavori dell'impianto.**

In tutti i casi la tariffa incentivante spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto. Nei casi in cui il mancato rispetto, da parte del gestore di rete

(generalmente Enel), dei tempi per il completamento della realizzazione della connessione e per l'attivazione della connessione stessa, previsti dalla deliberazione dell'AEEG del 23 luglio 2008, comporti la perdita ad una determinata tariffa incentivante, si applicano le misure di indennizzo previste e disciplinate dalla delibera dell'AEEG 181/10.

I soggetti responsabili di grandi impianti devono richiedere al GSE **l'iscrizione al registro** informatico per gli anni 2011 e 2012, entro i periodi indicati in Tabella 13 (la riapertura si verifica nel caso di ulteriore disponibilità rispetto al limite di costo):

| | Periodo Iscrizione | Riapertura |
|------------------------------|------------------------|-----------------------|
| Secondo Semestre 2011 | 20/5/2011 – 30/6/2011 | 15/9/2011 – 30/9/2011 |
| Primo Semestre 2012 | 1/11/2011 – 30/11/2011 | 1/1/2012 – 31/1/2012 |
| Secondo Semestre 2012 | 1/2/2012 – 28/2/2012 | 1/5/2012 – 31/5/2012 |

Tabella 14, periodo entro cui effettuare l'iscrizione al registro

La graduatoria degli impianti viene pubblicata dal GSE sul proprio sito entro 15 giorni dalla data di chiusura del relativo periodo con i seguenti criteri di priorità:

- impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione;
- impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data di presentazione della richiesta di iscrizione;
- precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo;
- minore potenza dell'impianto;
- precedenza alla data di richiesta di iscrizione al registro.

Una volta pubblicata la graduatoria, qualora un impianto risulti iscritto al registro in posizione tale da rientrare nei limiti di costo specifici, accede alle tariffe incentivanti. Un impianto che nel 2011 risulta iscritto al registro ma in posizione da non rientrare nei limiti di costo specifici, e intende accedere alle tariffe incentivanti previste per il 2012, deve inoltrare al GSE una nuova richiesta di iscrizione.

Per quanto riguarda la **certificazione di fine lavori**, per gli anni 2011 e 2012 il soggetto responsabile di un impianto iscritto al registro deve comunicare al GSE il termine dei lavori di realizzazione dell'impianto entro sette mesi dalla data di pubblicazione della

graduatoria, allegando una perizia asseverata da un tecnico abilitato che certifichi il rispetto delle norme tecniche previste nell'allegato 3-B del Quarto Conto Energia, e trasmettere copia della comunicazione e della perizia al gestore di rete, pena il decadimento dell'iscrizione dell'impianto al registro. Entro 30 giorni dalla presentazione di tale comunicazione, il gestore di rete verifica la rispondenza di quanto dichiarato nella perizia asseverata dandone comunicazione al GSE.

L'adozione di queste procedure per accedere agli incentivi sta determinando un notevole rallentamento nello sviluppo del mercato fotovoltaico italiano. Le cause principali possono essere ricercate in una minore propensione delle banche, a finanziare progetti di investimento medio – grandi, dovuta all'incertezza nell'ottenimento della tariffa incentivante (nel 2010 solo il 7% degli investitori non ha fatto richiesta di capitale di debito, e questo denota l'exasperato ruolo vitale delle banche nel sostegno di questo settore), e l'aumento dei costi che devono sostenere le aziende per l'allungamento dei tempi di sviluppo di nuovi impianti (il ritardo di un mese comporta l'abbassamento del TIR dell'investimento di circa lo 0,25 – 0,3%).

Come in ogni modello sono presenti punti di forza e di debolezza, i due effetti positivi che ci si può aspettare da questo sistema di incentivazione sono la riduzione di una buona parte degli investimenti speculativi, effettuati principalmente da investitori esteri, e la spinta all'abbattimento dei costi dei diversi componenti di un impianto fotovoltaico, favorendo l'innovazione tecnologica.

2.1.3 Incentivi alla costruzione

Gli incentivi alla produzione di un impianto fotovoltaico hanno avuto in Italia, come in altri paesi europei, un ruolo molto più limitato rispetto alle tariffe *feed-in* nel sostenere la crescita del mercato. Un caso interessante è rappresentato dal sistema di incentivazione in California, probabilmente lo stato USA che più sta scommettendo sulle potenzialità dell'energia fotovoltaica.

La *California Solar Initiative* (CSI) ha fissato l'ambizioso obiettivo di raggiungere i 3.000 MW di nuova capacità fotovoltaica installata entro il 2018, attraverso lo stanziamento di un budget complessivo di 3,3 miliardi di dollari per 10 anni. La CSI è articolata in tre

programmi, attivati nel gennaio 2007 e contraddistinti dagli obiettivi e dagli stanziamenti di risorse.

Per quanto concerne gli specifici incentivi in vigore in Italia, a livello nazionale si applica la riduzione dell'aliquota IVA al 10% per l'acquisto o la realizzazione di un impianto fotovoltaico (DPR 633 del 1972 e art. 4, D.L. 30 dicembre 1993, n. 557). Esistono inoltre diversi interventi, promossi da enti locali, per il finanziamento in conto capitale o conto interesse dell'installazione di questi impianti. Un esempio di finanziamento agevolato in conto interesse promosso dalla Provincia di Milano e da Banche di Credito Cooperativo è il cosiddetto "*Mutuo α -Profitto*".

La **Legge Finanziaria 2008** (la Finanziaria 2009 non introduce invece rilevanti cambiamenti alla normativa relativa all'incentivazione o autorizzazione alla realizzazione di impianti fotovoltaici) introduce diverse novità in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica, alcune con un impatto significativo sull'installazione di impianti fotovoltaici:

- inizialmente, a partire dal 1 gennaio 2009 e, successivamente con l'approvazione del Decreto Milleproroghe il 24 febbraio 2009, viene introdotto l'obbligo, per tutti gli edifici di nuova costruzione, di installare impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile, in misura almeno pari a 1 kW per ogni unità abitativa, al fine di ottenere il permesso alla costruzione;
- nel caso di impianti fotovoltaici i cui soggetti responsabili siano enti locali, si applicano le tariffe incentivanti previste per le installazioni architettonicamente integrate, indipendentemente dal fatto che lo siano effettivamente;
- nel caso in cui il soggetto responsabile di uno o più installazioni fotovoltaiche sia un ente locale, l'Autorizzazione Unica potrà essere rilasciata mediante un unico procedimento svolto per tutti gli impianti, assicurando quindi una notevole semplificazione;
- viene estesa ad impianti di potenza fino a 200 kW la possibilità di valorizzare l'energia prodotta attraverso lo scambio sul posto;
- è possibile usufruire della detrazione IRPEF pari al 36% del costo di installazione dell'impianto fotovoltaico. Questa non risulta però cumulabile con le tariffe del Nuovo Conto Energia.

2.2 La valorizzazione dell'energia prodotta

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

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

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

La **vendita indiretta** avviene mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, per effetto della quale il soggetto che acquista l'energia immessa in rete risulta essere lo stesso GSE, indipendentemente dalla rete a cui è connesso l'impianto. Gli impianti con potenza attiva nominale ≤ 1 MW godono dei prezzi minimi garantiti, aggiornati periodicamente dall'AEEG. Tali prezzi minimi sono riconosciuti per i primi 2.000 MWh immessi su base annua. Se, al termine di un anno, la valorizzazione a prezzi minimi dovesse risultare minore di quella ottenibile a prezzo di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il conguaglio relativo. Per accedere al ritiro dedicato il produttore deve riconoscere al GSE, per il recupero dei costi amministrativi un corrispettivo dello 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino

ad un massimo di 3.500 €; inoltre se l'impianto ha una potenza nominale attiva > 50 kW, deve essere versato al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure. Questa modalità di valorizzazione dell'energia prodotta si caratterizza per una spiccata semplicità gestionale e per la convenienza dei prezzi minimi garantiti.

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

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

La vendita ad un trader avviene attraverso la sottoscrizione di un contratto bilaterale da parte dei soggetti titolari dell'impianto fotovoltaico; l'energia prodotta ed immessa in rete viene quindi ceduta ad un prezzo direttamente negoziato con il grossista.

2.3 Le autorizzazioni e i procedimenti

Le procedure cui è necessario adempire per installare un impianto fotovoltaico e usufruire delle tariffe *feed-in* possono essere distinte in:

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

Uno dei problemi principali che hanno ostacolato uno sviluppo più virtuoso del mercato fotovoltaico italiano negli ultimi anni è sicuramente stata l'eccessiva burocratizzazione delle pratiche autorizzative necessarie per installare, avviare alla produzione ed incentivare un nuovo impianto. Secondo studi di settore, per un

impianto di taglia media, è necessario in Italia produrre circa 70 diversi documenti ed autorizzazioni, a fronte dei pochissimi moduli da compilare per ottenere l'autorizzazione a costruire un impianto con analoghe caratteristiche in Germania. A questo va aggiunta la disomogeneità territoriale delle procedure autorizzative, con variazioni evidenti da Regione a Regione, che ha caratterizzato il panorama italiano degli ultimi anni.

Una delle conseguenze di questa eccessiva complessità burocratica è stato il dilagare del cosiddetto "mercato della carta". Nel corso del 2009 e 2010 è cresciuto il numero di domande di autorizzazioni "virtuali", presentate da speculatori interessati non alla costruzione di un impianto, ma semplicemente ad ottenere l'autorizzazione e a rivenderla poi ad un prezzo estremamente elevato. Questo fenomeno ha portato a conseguenze negative per il mercato fotovoltaico nel suo complesso. L'origine di questi problemi, almeno per quanto riguarda l'autorizzazione alla costruzione dell'impianto, è da ricercare nell'articolo 12 del D.L. n. 387 del 29 dicembre 2003. Esso stabiliva che la costruzione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili dovessero essere soggetti ad un'Autorizzazione Unica rilasciata dalla Regione o dalla Provincia, se delegata dalla prima, entro 180 giorni dalla richiesta. Le linee guida per lo svolgimento di questa Autorizzazione Unica sono state fissate in una Conferenza Unificata, che ha avuto luogo l'8 luglio 2010. Di conseguenza ogni Regione in questo intervallo di tempo (tra il 2003 e il 2010), ha emanato proprie disposizioni in merito, generando un quadro fortemente eterogeneo, con, ad esempio, alcune Regioni in cui veniva richiesta una Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per impianti fotovoltaici di taglia superiore ai 20 kW (principio riportato anche nel D.M. del 19 febbraio 2007 – Nuovo Conto Energia), ed altre in cui essa era obbligatoria solo per centrali di taglia uguale o superiore ad 1 MW (una delle prime Regioni ad innalzare il limite per la VIA rispetto a quanto stabilito dal D.M. 19 febbraio 2007 è stata la Puglia).

Il 18 settembre 2010, in seguito alla Conferenza Unificata dell'8 luglio dello stesso anno, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D.M. del 10 settembre 2010 contenente le *"Linee guida per l'ottenimento dell'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, tra i quali quindi anche gli impianti fotovoltaici. Il Decreto, lungamente atteso ed accolto con entusiasmo dagli operatori del settore, si è posto l'obiettivo di ridurre le disuniformità tra Regione e Regione, assicurando un efficiente sistema per la

valutazione e concessione dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto.

Il Decreto ribadisce il principio per cui tocca alla Regione interessata, o alla Provincia se da questa delegata, dover rilasciare l'Autorizzazione Unica tramite la Conferenza dei Servizi, entro 180 giorni dalla richiesta (calcolate al netto delle sospensioni durante i periodi necessari alla produzione dei documenti integrativi eventualmente richiesti dalle Amministrazioni). Le linee guida fissano quindi il regime giuridico delle autorizzazioni, ossia stabiliscono per quali tipologie di impianti, equiparati ad attività ad edilizia libera, è sufficiente la comunicazione di inizio lavori all'amministrazione comunale, per quali l'autorizzazione alla costruzione richiede l'ottenimento della DIA, per quali invece è prevista l'Autorizzazione Unica, eventualmente integrata dalla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

Nella Tabella 14 sono riassunti i principi stabiliti dal Decreto con riferimento al caso degli impianti fotovoltaici.

| Impianti su edificio o a terra | Caratteristiche dell'impianto | Taglia dell'impianto | Esistenza di ulteriori vincoli | Regime giuridico previsto |
|--------------------------------|--|----------------------|--------------------------------|--|
| Su edificio | Impianti aderenti o integrati ai tetti di edifici esistenti: (i) che hanno la stessa inclinazione e orientamento della falda; (ii) i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici; (iii) la cui superficie non è superiore a quella del tetto. | Qualsiasi | Si | DIA + assenso dell'ente preposto alla tutela del vincolo |
| | | | No | Comunicazione di Inizio Lavori |
| | Edifici esistenti o sulle loro pertinenze realizzati al di fuori del centro storico. | ≤ 200 kW | Si | DIA + assenso dell'ente preposto alla tutela del vincolo |
| | | | No | Comunicazione di Inizio Lavori |
| | Moduli fotovoltaici collocati su edifici e la superficie complessiva | Qualsiasi | Si | DIA + assenso dell'ente preposto alla tutela del vincolo |

| | | | | |
|----------------|-------------------------------------|------------------|------|--|
| | non è superiore a quella del tetto. | | No | DIA |
| A terra | | ≤ 20 kW | Si | DIA + assenso dell'ente preposto alla tutela del vincolo |
| | | | n.d. | DIA |
| | | > 20 kW e ≤ 1 MW | n.d. | Autorizzazione Unica |
| | | > 1 MW | n.d. | Autorizzazione Unica + VIA |

Tabella 15, regimi giuridici per l'autorizzazione alla costruzione dell'impianto

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

La Direttiva 2003/54/CE stabilisce le condizioni di connessione dei nuovi produttori di elettricità alla rete elettrica. La AEEG regola le condizioni procedurali, economiche e tecniche per l'erogazione del servizio di connessione e distingue tra connessioni con tensione nominale ≤ 1 kV e > 1 kV. Attraverso diversi provvedimenti l'AEEG ha definito:

- nel caso di connessioni in alta e media tensione, ha stabilito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete predispone le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. Nel caso si faccia riferimento ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'AEEG ha previsto:
 - la priorità nella gestione delle richieste;
 - il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione;
 - uno sconto, al massimo del 50%, sul corrispettivo per la definizione della soluzione per la connessione;
 - uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
 - un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente, derivanti dalla richiesta di connessione;
 - la riduzione delle garanzie finanziarie.

Di fatto, pur conformandosi a queste linee guida, ogni distributore locale ha facoltà di richiedere differenti documenti per l'allacciamento in rete. Enel ha ad esempio definito un regolamento interno che disciplina questi aspetti, il DK5940, e lo stesso hanno fatto altri distributori, mettendo a punto dei documenti analoghi. Il risultato per chi si trova a dover allacciare un impianto alla rete è quello di doversi confrontare ancora una volta con un panorama procedurale molto variegato e spesso di difficile comprensione, con conseguenti problemi nell'adempimento delle procedure previste e ritardi nell'entrata in esercizio degli impianti;

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

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

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

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

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

Nel complesso l'intero processo autorizzativo risulta estremamente complesso ed articolato. Si stima che in media, per una centrale fotovoltaica di grossa taglia, sia necessario compilare circa 70 documenti di diversa natura. Ciò rappresenta un significativo freno allo sviluppo del mercato in Italia, soprattutto se si considera la snellezza delle procedure autorizzative in vigore in altri paesi europei.

IL MERCATO

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

3.1 Il contesto internazionale

Nel dicembre 2008, il Parlamento Europeo ha varato un insieme di risoluzioni sul clima, noto come “**pacchetto 20/20/20**”, che stabilisce, tra l'altro, il conseguimento dei seguenti obiettivi obbligatori per la UE27 entro il 2020:

- **riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 20%;**
- **miglioramento del 20% dell'efficienza energetica;**
- **aumento al 20% della quota del consumo finale di energia coperta dalle fonti rinnovabili** (quota di copertura delle energie rinnovabili sul consumo totale di energia (*RES share*), in qualsiasi forma, non solo elettricità).

La Direttiva europea 2009/28/CE ha tradotto l'obiettivo di *RES share* comunitaria del 20% in target individuali obbligatori per i singoli Stati membri; il percorso da seguire per il raggiungimento degli obiettivi assegnati deve essere declinato all'interno di specifici Piani di Azione Nazionali (PAN). Per l'Italia, la quota-obiettivo assegnata al 2020, pari al 17% (sfiorava il 7% nel 2008), è stata confermata nel PAN trasmesso dal Ministero dello Sviluppo Economico alla Commissione Europea nel luglio 2010.

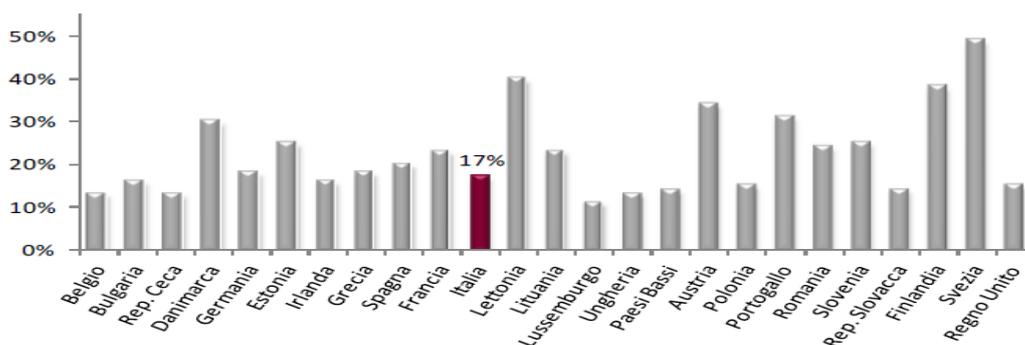


Figura 2, RES share (%) per il 2020 dei vari stati membri – Fonte: Direttiva europea 2009/28/CE

Nel 2009, in termini di ammontare di produzione lorda di energia elettrica rinnovabile, l'Italia, con oltre 69 TWh, era al 5° posto tra i Paesi UE-15, appena a ridosso della Francia. In particolare, l'apporto del solare fotovoltaico era pari a circa l'1% del totale, ponendo l'Italia ancora una volta al 5° posto nella graduatoria UE-15, sebbene a grande distanza dai Paesi che la precedono e al di sotto della media comunitaria (2,5%).

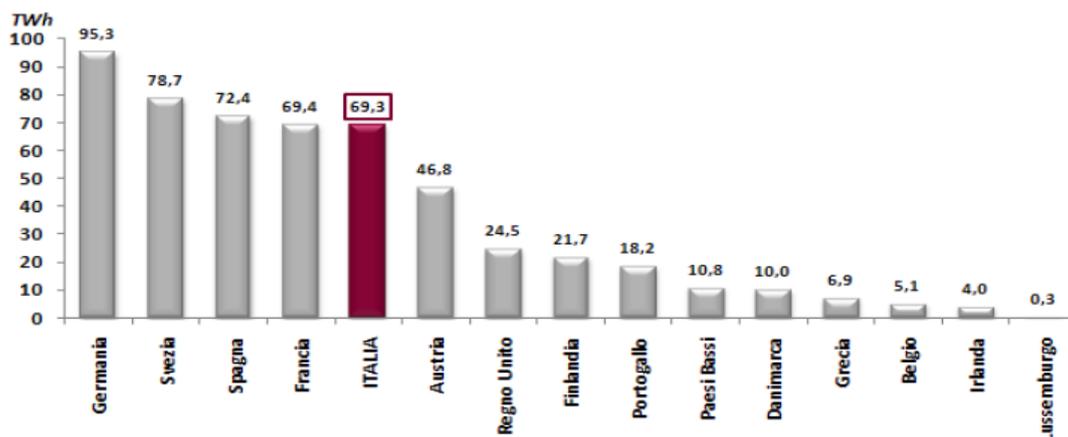


Figura 3, produzione lorda di energia elettrica rinnovabile nella Ue15 – 2009 (Fonte: Direttiva europea 2009/28/CE)

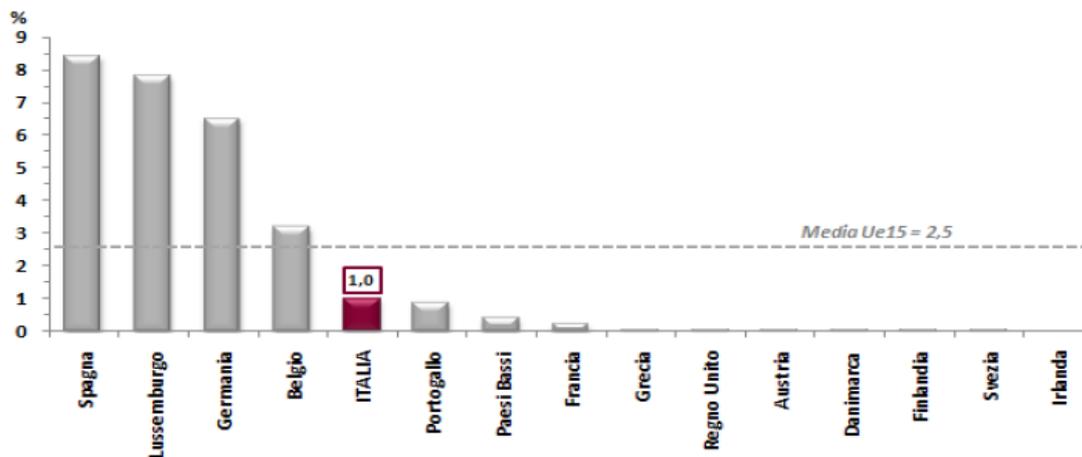


Figura 4, % di energia elettrica rinnovabile derivante dal fotovoltaico rispetto al totale delle FER nella Ue15 – 2009 (Fonte: Direttiva europea 2009/28/CE)

3.2 Il contesto nazionale

I dati nazionali - con riferimento alla produzione lorda di energia elettrica - confermano il trend di marcata crescita delle fonti rinnovabili iniziato fin dal 2008: in particolare, i 77 TWh raggiunti nel 2010 (+11,1% rispetto al 2009) rappresentano il valore più alto

mai registrato in Italia. Parallelamente, risulta in continuo aumento anche il peso complessivo delle rinnovabili sul totale dell'energia elettrica prodotta (Figura 4), passato dal 18,2% del 2008 al 25,5% del 2010: +7,3 punti percentuale in soli tre anni, anche per effetto del rallentamento della produzione di elettricità da combustibili fossili (e, per essa, dell'intero ammontare "non rinnovabile") indotto dalla recessione economica.

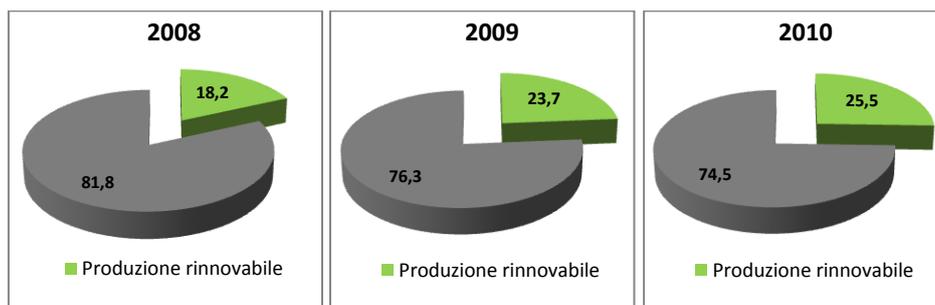


Figura 5, quota (%) di produzione lorda di energia elettrica da FER sul totale (Fonte: TERNA)

Anche il *mix* di fonti rinnovabili utilizzate nella produzione di energia elettrica appare in rapido mutamento (Figura 5), con un notevole incremento dell'eolico e delle bioenergie (biomasse, rifiuti solidi urbani biodegradabili, e biogas): l'incidenza aggregata di tali due fonti, pari al 18,6% del totale rinnovabile nel 2008, ha superato la soglia del 20% l'anno successivo ed ha raggiunto il 24,1% nel 2010.

In termini relativi, tuttavia, le crescite più consistenti hanno riguardato proprio il solare fotovoltaico: l'apporto di tale fonte alla produzione totale di elettricità da rinnovabili, pressoché inesistente solo dieci anni or sono (5 GWh su un totale di oltre 54.000, meno dello 0,01%), ha conosciuto uno sviluppo formidabile dal 2007 in poi, superando i 1.900 GWh nel 2010 (2,5% del totale rinnovabile).

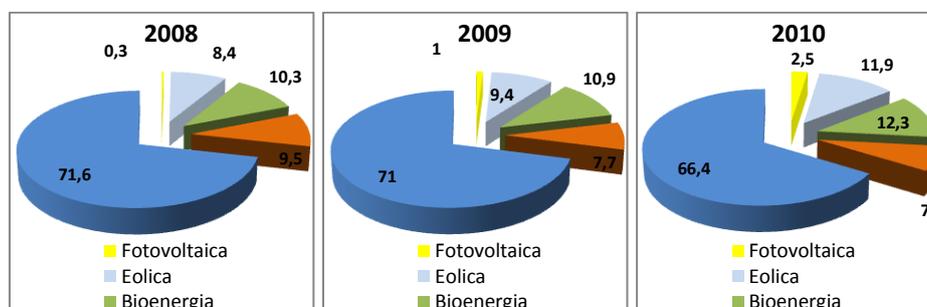


Figura 6, quota (%) di produzione lorda di energia elettrica da rinnovabili: composizione fonti (Fonte: TERNA)

Il “salto” del solare fotovoltaico emerge chiaramente mettendo a confronto le dinamiche tendenziali della produzione lorda di energia elettrica per singola fonte rinnovabile: solo nell’ultimo biennio, +251% nel 2009 e ancora +182% nel 2010 (Figura 6).

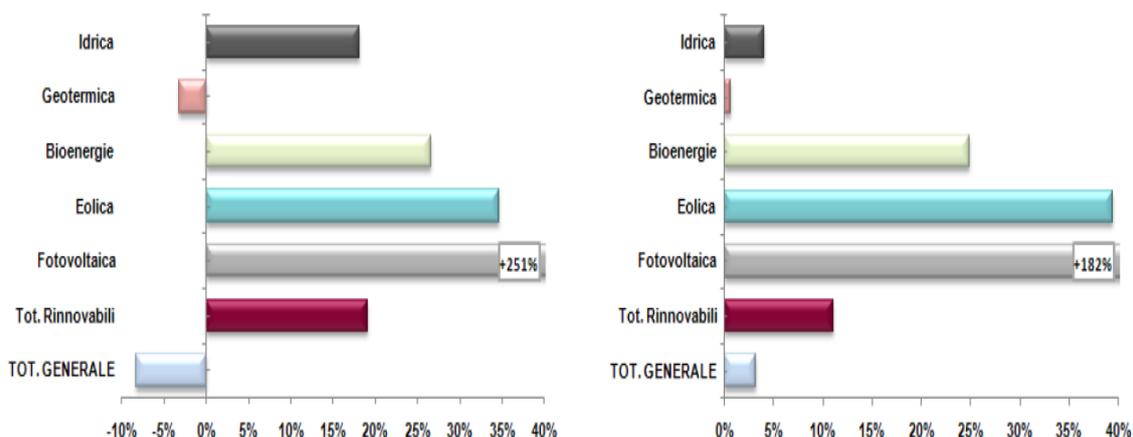


Figura 7, produzione di energia elettrica, variazioni % annue (Fonte: TERNA)

La crescita esponenziale del fotovoltaico nel recente passato è in gran parte effetto degli interventi del legislatore in termini di obiettivi nazionali di potenza nominale cumulata da installare nei prossimi anni e, contestualmente, di meccanismi di incentivazione atti a raggiungere lo scopo, ormai noti come “Conto Energia”.

La crescita del fotovoltaico in Italia sta proseguendo a ritmi molto elevati anche nel 2011: già nei primi 9 mesi dell’anno, sono entrati in esercizio quasi 117.000 impianti per una potenza installata di oltre 7 GW (più del doppio dell’intero 2010). Rilevante, in proposito, il contributo del cosiddetto decreto “Salva Alcoa” che ha esteso il più favorevole regime incentivante del Secondo Conto Energia anche agli impianti ultimati entro il 31 dicembre 2010, ma effettivamente allacciati alla rete entro il successivo 30 giugno 2011: ben 3,7 GW dei 7 GW sopra richiamati sono infatti riconducibili al provvedimento in questione. A metà settembre 2011 si contavano già circa 272.822 impianti sul territorio nazionale, per una potenza installata di 10,5 GW.

La potenza fotovoltaica installata alla fine dell’anno (dati GSE) ha superato i 12,5 GW e il numero di impianti è salito a oltre 300.000: **l’Italia è al primo posto nella graduatoria mondiale della potenza entrata in esercizio nel 2011**, superando di tre volte il corrispondente dato della Germania, Paese leader del mercato del fotovoltaico.

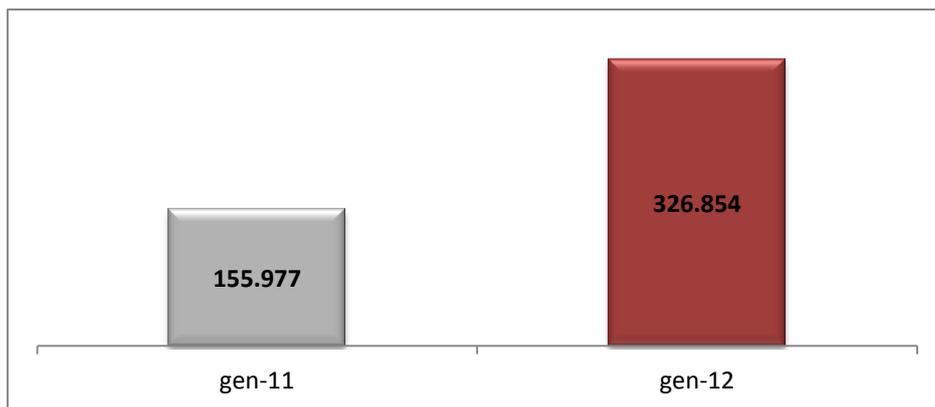


Figura 8, numero di impianti fotovoltaici installati in Italia (Fonte: GSE)

3.3 La segmentazione del mercato fotovoltaico

Il mercato fotovoltaico è fortemente eterogeneo in termini di utilizzo che viene fatto dell'energia elettrica che viene prodotta dall'impianto. In questo senso, è possibile identificare tre segmenti di mercato con caratteristiche marcatamente differenti (Figura 8):

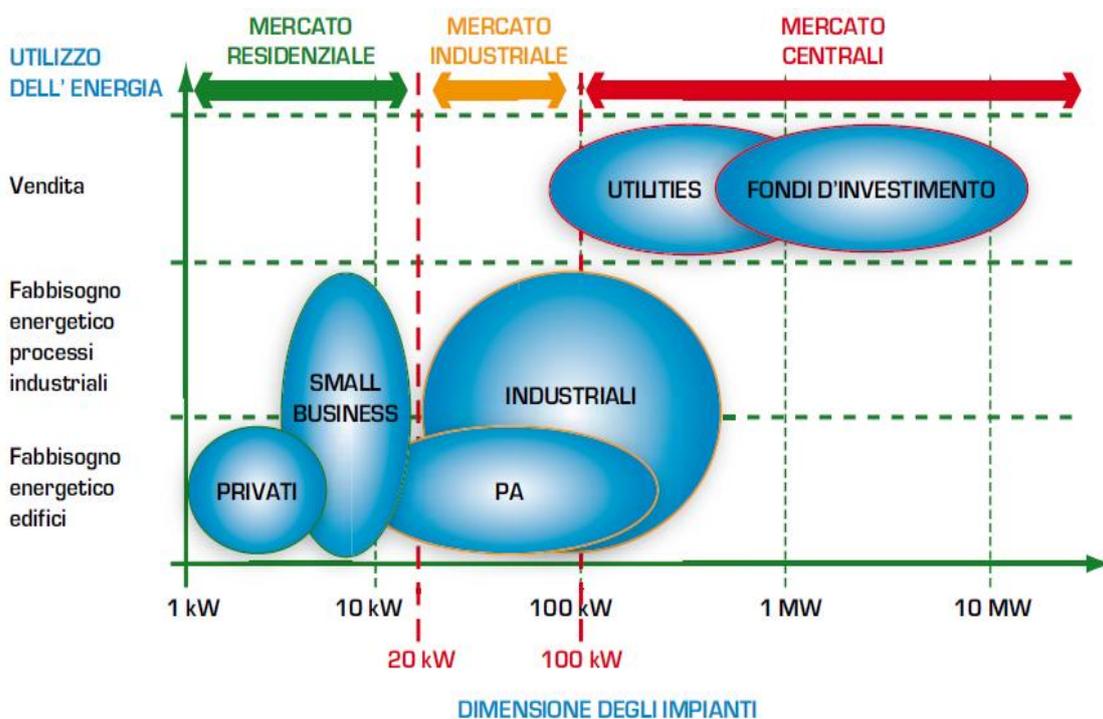


Figura 9, segmentazione del mercato fotovoltaico

- **il segmento residenziale**, dove l'impianto fotovoltaico viene utilizzato per soddisfare parte del fabbisogno energetico di una o più unità abitative o di piccole attività commerciali;

- **il segmento industriale**, nel quale l'energia elettrica prodotta è utilizzata per alimentare i processi industriali e per soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di imprese e amministrazioni pubbliche;
- **il segmento delle centrali**, in cui il titolare dell'impianto produce energia elettrica con l'obiettivo principale di venderla. È questo il caso delle utilities, dei grandi gruppi industriali (come il *Gruppo Industriale Maccaferri*) o dei fondi d'investimento.

I tre segmenti di mercato si differenziano sotto molteplici aspetti: la distribuzione geografica degli impianti, il processo di acquisto del cliente tipo, le modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, i motivi che spingono il titolare dell'impianto all'acquisto, la numerosità degli impianti e le loro taglie medie. Generalmente viene definita la soglia dei 20 kW per distinguere gli impianti residenziali da quelli industriali, e un valore di 100 kW per distinguere il mercato industriale da quello delle centrali.

Il segmento residenziale

In questo segmento di mercato il cliente tipo, ossia la famiglia media o il titolare di una piccola impresa industriale o commerciale, ha un livello di competenze tecniche mediamente molto basso, che gli impedisce di confrontare tra loro soluzioni differenti e di valutare nel merito la bontà di un'offerta commerciale. Non è addirittura infrequente rilevare un certa confusione, tra gli acquirenti di questo mercato, circa le differenze di funzionamento tra moduli fotovoltaici e i più tradizionali pannelli solari termici. A questa scarsità di competenze tecniche, si affianca come ostacolo al processo di acquisto un iter autorizzativo complesso ed articolato per l'installazione e l'accesso agli incentivi. Questi due fattori spingono il potenziale acquirente ad affidarsi completamente alla società di installazione per quanto concerne la scelta dei componenti, l'adempimento delle pratiche burocratiche e per la valutazione degli aspetti economico-finanziari associati all'acquisto dell'impianto fotovoltaico. Di conseguenza, l'installatore ricopre in questo segmento un ruolo critico nell'indirizzare le scelte degli acquirenti finali, come dimostrato dall'importanza ad essi riconosciuta nelle strategie di commercializzazione delle imprese operanti più a monte nella filiera

fotovoltaica, alcune delle quali stanno sviluppando una propria rete di installatori fidelizzati.

Esistono alcune importanti barriere all'acquisto di un impianto fotovoltaico ad uso industriale:

- **l'investimento iniziale** (che negli ultimi anni si sta riducendo notevolmente grazie alla sempre maggiore diffusione di nuove tecnologie e miglioramento nei processi produttivi che ne determinano un prezzo finale notevolmente ridotto rispetto al passato) costituisce spesso una significativa barriera all'adozione per il cliente tipo. A titolo di esempio un impianto con potenza nominale di 3 kW, oggi ha un costo d'acquisto totale di circa 10.000 € (3.000 €/kW) con un tempo di rientro dell'investimento di circa 10 anni;
- **la possibilità di accedere a prestiti bancari o ad altre forme di finanziamento**, per far fronte all'esborso iniziale di denaro, sarebbe di estrema importanza per superare la barriera costituita dall'elevata taglia dell'investimento;
- **il disallineamento tra la disponibilità finanziaria del potenziale acquirente e il lungo periodo di ritorno dell'investimento**: in altre parole, la disponibilità di capitali da investire in un impianto è tipicamente maggiore al crescere dell'età del cliente privato, quando tuttavia l'orizzonte su cui egli valuta i propri investimenti è più limitato. Ciò diviene problematico in quanto l'acquisto di un impianto fotovoltaico rappresenta un investimento che ha la peculiarità di non prevedere la possibilità di disinvestimento anticipato e non è ancora chiaro quale sia il valore aggiunto che conferisce all'abitazione.

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

- il sostegno attraverso il sistema di incentivi statali, che favorisce in particolar modo le applicazioni residenziali e quelle architettonicamente integrate;
- l'aggravarsi della congiuntura economica che, nonostante incida pesantemente sulle finanze delle famiglie italiane, mette a rischio anche le più tradizionali forme di investimento e può quindi contribuire a rendere l'impianto fotovoltaico un "bene rifugio" per molti piccoli investitori, in grado di "bloccare" le fluttuazioni della bolletta elettrica e di assicurare un rendimento garantito per vent'anni;

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

Il segmento industriale

Il cliente tipo in questo segmento industriale è un'impresa, un gruppo industriale o una società di servizi che dispone di adeguati spazi per l'installazione di un impianto sulla copertura di un capannone, magazzino, serra o altro edificio ad uso agricolo, industriale o commerciale. Una nicchia di questo segmento è rappresentata dagli impianti installati sugli edifici di amministrazioni pubbliche, che hanno delle peculiarità in termini di processo di finanziamento, gestione degli acquisti e livello di incentivi a cui possono accedere.

Dal punto di vista tecnico, l'impianto industriale è tipicamente installato sulla copertura di uno stabile, il che rende complessa la sua integrazione architettonica, considerate le molteplici forme e geometrie dei rivestimenti degli edifici industriali (copertura piana, a falde inclinate, a *shed*, curva, ecc.). Questo influenza ovviamente il livello di incentivi cui il titolare dell'impianto può avere accesso. Nel caso in cui il titolare dell'impianto parzialmente (o non) integrato sia una pubblica amministrazione, è tuttavia riconosciuta la possibilità di accedere ad un incentivo pari a quello di un impianto della medesima taglia, ma totalmente integrato. Nel caso di nuove costruzioni o ristrutturazioni, si stanno affermando sul mercato soluzioni tecnologiche che, sostituendosi al tradizionale pannello fotovoltaico profilato in acciaio, permettono la totale integrazione.

Il processo d'acquisto di un impianto fotovoltaico industriale ha alcune affinità con quello che contraddistingue il settore residenziale, quali ad esempio il ruolo chiave rivestito dall'installatore o dal progettista quale punto di contatto tra il cliente e la filiera produttiva. Tuttavia il processo decisionale è complicato dalle difficoltà di analisi e valutazione dei benefici economico-finanziari ad esso associati. La tariffazione a fasce di consumo complica infatti il calcolo del risparmio medio di energia elettrica, in un segmento in cui il fattore chiave decisionale è la possibilità di bloccare il prezzo dell'energia per vent'anni, mettendosi al riparo da costose oscillazioni del prezzo del kWh. Per quanto riguarda le pubbliche amministrazioni, l'adozione dell'impianto è

giustificata dall'esistenza di bandi di finanziamento provinciali o regionali, con la scelta dell'operatore a cui affidarsi per la costruzione dell'impianto che avviene attraverso una gara d'appalto.

Anche in questo segmento esistono delle barriere all'adozione:

- **l'entità particolarmente consistente dell'investimento** (in proporzione al segmento residenziale il prezzo €/kW è minore, ma in termini assoluti è decisamente più elevato considerando le maggiori taglie d'impianto), che costituisce un forte deterrente specialmente per le imprese di piccolo-medie dimensioni. Per un impianto da 100 kW, con tecnologia cristallina, sono infatti necessari dai 190.000 ai 230.000 € (2.000 €/kW);
- **le complessità associate all'accesso al credito per il finanziamento di questi impianti**, dovuto alla scarsa bancabilità dei clienti oltre che alle problematiche di carattere tecnico relative all'erogazione del prestito o del leasing (si pensi, a tal proposito, nel caso di insolvenza del cliente, alle difficoltà per l'istituto di leasing nel rimuovere un impianto che ha la funzione di copertura di un edificio). Infine, non va sottovalutato che un impianto fotovoltaico costituisce un investimento difficilmente reversibile;
- **la crisi economica in atto**, potrebbe spingere le imprese a concentrare i propri investimenti in attività *core*, rimandando o cancellando la spesa per l'installazione di un impianto fotovoltaico;

Mentre si possono associare all'investimento fotovoltaico i seguenti vantaggi:

- l'impianto assicura un alleggerimento della bolletta elettrica;
- contribuisce a costruire e promuovere un'immagine di "green company";
- consente di diversificare i propri investimenti , rappresentando di fatto un'attività in grado di assicurare un tasso interno di rendimento variabile tra il 7% e il 10%, in relazione al livello di irraggiamento;
- rappresenta l'opportunità per sostituire coperture in amianto.

Il segmento centrali

Le centrali fotovoltaiche sono impianti di grandi dimensioni, tipicamente installati su terreno, e caratterizzati da processi di acquisto, finanziamento e costruzione

decisamente più complessi rispetto a quelli tipici di un impianto residenziale o industriale.

Per la costruzione di una centrale della potenza di 1 MW sarebbe sufficiente una superficie, in termini di ingombro, di circa 2 ettari nel caso di impianti fissi, 3 nel caso di inseguitori monoassiali e 4 nel caso di inseguitori biassiali; col “Decreto Rinnovabili” del 3 marzo 2011 viene stabilito che uno dei requisiti necessari per accedere agli incentivi sia l’utilizzo di 20 ettari di terreno per ogni MW di potenza dell’impianto. L’investimento richiesto per la costruzione di una centrale si aggira sui 3 mln €/MW, con costi annuali di *operation & maintenance* (O&M) che risultano marginali rispetto all’entità dei *capital cost* e che si attestano mediamente a 30.000 €/MW per la manutenzione ordinaria e a 18.000 €/MW per l’assicurazione dell’impianto.

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

Dal punto di vista tecnologico, la maggior parte delle centrali ad oggi in funzione utilizza moduli policristallini, anche se è prevedibile che in futuro il film sottile rigido troverà ampio spazio in questo tipo di applicazioni. Questo in quanto, nonostante il film sottile rigido richieda, a parità di potenza nominale, una maggiore estensione dell’impianto, si stima che esso possa consentire una riduzione del costo dei moduli fino al un terzo. Considerando che il costo del terreno rappresenta mediamente il 5% dell’investimento iniziale e che invece il costo dei moduli pesa fino al 60% del costo totale, le potenzialità del film sottile anche in questo tipo di applicazioni sono particolarmente evidenti.

I sistemi di inseguimento solare (*tracker*), molto utilizzati nelle centrali spagnole, finora non sono stati frequentemente impiegati in Italia. Nonostante i sistemi ad inseguimento consentano un incremento della produttività dell’impianto mediamente pari al 30%, a fronte di una maggiorazione dei costi di installazione di circa il 20%, essi tuttavia accrescono il problema dell’affidabilità e della manutenzione dell’impianto,

durante tutta la sua vita utile. Va detto che l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento potrebbe diventare più diffuso in futuro nel caso si affermassero tecnologie di movimentazione affidabili e proposte da operatori in grado di assicurare la loro continuità operativa e farsi carico del costo di eventuali guasti non programmati. Allo stesso tempo, essi diventerebbero dei componenti fondamentali degli impianti fotovoltaici a concentrazione, la cui produttività dipende fortemente dalle performance di questi sistemi.

Le centrali fotovoltaiche sono caratterizzate da una marcata modularità. Se installate su un terreno uniforme, esse sono generalmente costruite componendo tra loro più moduli indipendenti da 250 kW l'uno.

Per quanto riguarda le tipologie di clienti di questo segmento di mercato, si possono distinguere tra:

- **imprese e gruppi industriali**, per i quali la costruzione di una centrale fotovoltaica può costituire il primo passo verso la diversificazione della propria attività nel business della produzione di energia elettrica. Ne sono un esempio SECI Energia del Gruppo Maccaferri (società all'interno della quale ho svolto io stesso uno stage che sta ispirando questo lavoro di tesi), o Energhe di Ferrero;
- **utilities**, a cui la costruzione di una centrale fotovoltaica offre molteplici opportunità: affermare e consolidare presso i propri clienti e stakeholders l'immagine di impresa sensibile alle problematiche ambientali; realizzare un investimento redditizio, sfruttando gli incentivi riconosciuti dal Conto Energia; rispettare i vincoli relativi alla produzione ed importazione di energia da fonti rinnovabili (*D.lgs. 16 marzo 1999, n 79*). Nella costruzione di una centrale fotovoltaica, questi operatori possono far leva sulle loro spiccate competenze tecniche e progettuali in campo di sistemi energetici, piuttosto che sfruttare sinergie con altri impianti di produzione di loro proprietà (ad esempio, installando il parco fotovoltaico a ridosso di altre centrali o termovalorizzatori, abbattendo in questo modo alcuni costi indiretti, quali ad esempio quelli relativi ai servizi generali);
- **fondi d'investimento** (ad esempio fondi infrastrutturali o di private equity), che annoverano il fotovoltaico tra le loro strategie di investimento (questo è il caso di Enerpoit Energy, società costituita da Enerpoit e Intesa Sanpaolo). Questi

operatori si focalizzano tipicamente su impianti di grandi dimensioni (con potenza in media uguale o superiore a 1 MW) e concepiscono il parco fotovoltaico sostanzialmente come un investimento di natura finanziaria. I fondi sfruttano spesso la “vicinanza” con gli istituti di credito per velocizzare il processo di accesso al finanziamento e ottimizzare le condizioni del finanziamento stesso. Essi si trovano però spesso di fronte al problema della *way-out*: la vita utile dell’impianto e il suo tempo medio di pay-back spesso non sono coerenti con i tempi caratteristici di uscita dall’investimento dei fondi. Di conseguenza questi ultimi sono costretti a prevedere delle soluzioni per la vendita della titolarità degli impianti prima del termine della loro vita utile;

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

In Figura 9 sono mostrate le principali attività necessarie alla costruzione di una centrale fotovoltaica, suddivise per area di competenza.

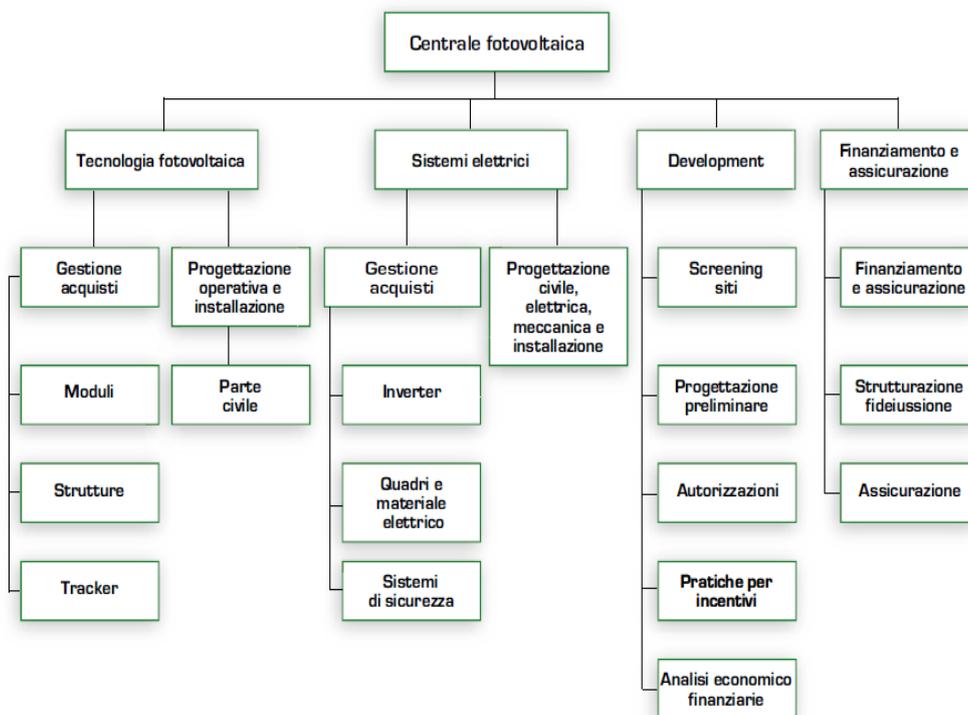


Figura 10, le principali attività necessarie alla costruzione di una centrale fotovoltaica

Come si nota, oltre alle conoscenze relative più prettamente alle tecnologie fotovoltaiche, la costruzione di una centrale richiede anche un approfondito know-how di tipo elettrico, spesso relativo agli allacciamenti in media tensione. Altrettanto importanti sono le attività del *development* del sito e di ricerca dei finanziamenti e stipula dei contratti di assicurazione. Ciascuna di queste attività richiede delle competenze specifiche, e spesso gli operatori in grado di fornire centrali fotovoltaiche “turn key” hanno delle marcate specializzazioni in una di queste aree: SECI Energia si dimostra particolarmente efficace nelle attività di *development*, facendo leva su un ufficio interno dedicato, Siemens ha un background che le conferisce competenze specifiche in ambito elettrico, mentre Green Utility ha un management con formazione e marcata esperienza in campo finanziario.

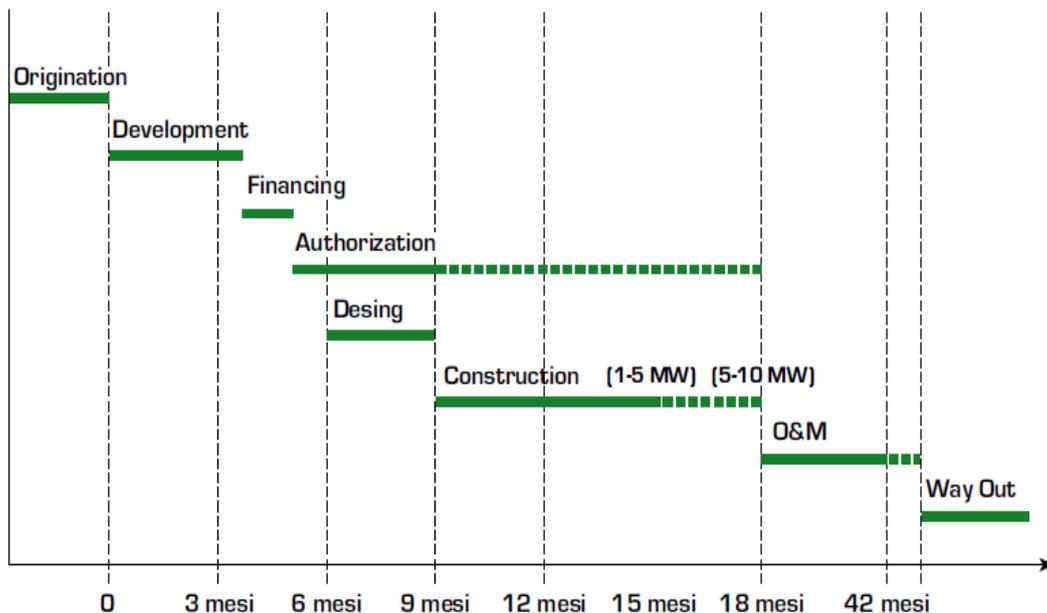


Figura 11, sequenza temporale delle fasi di costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica

La Figura 10 illustra invece le sequenze temporali delle diverse attività necessarie alla costruzione di una centrale. Per *origination* si intende la concezione ed ideazione del progetto da parte del futuro titolare dell'impianto, che ne effettua una prima stima di fattibilità e convenienza economica. In questa fase si attivano anche i primi contatti con i potenziali fornitori, gli EPC contractor (i player che si occupano in modo integrato delle attività di Engineering, Procurement and Costruction), e i soggetti finanziatori. In seguito è necessario identificare il terreno idoneo alla costruzione (sempre che l'idea di business non nasca proprio dalla disponibilità di questo terreno, come tipicamente

avviene nel caso di clienti privati) e avviare l'iter autorizzativo (fasi di *development* e *authorization*). Queste attività sono svolte normalmente dall'EPC contractor. Parallelamente si procede alla determinazione dell'entità del finanziamento ed alla strutturazione dell'operazione, consultando gli istituti finanziari in precedenza identificati (attività di *financing*). A questo punto può avere inizio la fase di *construction* vera e propria, che va dalla gestione degli acquisti fino all'entrata in esercizio dell'impianto, passando per la realizzazione delle opere civili, la concessione alla rete ed il collaudo finale. La fase di *authorization* prosegue lungo tutto l'iter di costruzione in quanto termina con la richiesta della tariffa incentivante al GSE, quando ormai l'impianto è entrato in esercizio. Le attività di *operation & maintenance* accompagnano l'impianto durante tutta la sua vita utile e riguardano le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, nonché la stipula del contratto di assicurazione. La fase di uscita dall'investimento (*way-out*) è invece rilevante nel caso in cui il titolare dell'impianto sia un fondo d'investimento, che deve prevedere un'uscita prima del termine della vita utile dell'impianto.

Per ognuna di queste fasi si possono evidenziare delle criticità che le caratterizzano:

- il *development*, che include l'identificazione del terreno, la sua selezione e l'avviamento dell'iter autorizzativo. La centralità e la complessità di questa attività spiega come sia nato, negli ultimi anni, un vero e proprio "mercato della carta". Infatti diversi proprietari di terreni o affaristi locali, fiutando l'opportunità di un cospicuo guadagno, hanno selezionato delle aree ideali per un parco fotovoltaico e predisposto tutte le autorizzazioni e la documentazione necessaria alla cessione del diritto di costruzione, creando una bolla speculativa che ha portato il costo del terreno fino a 250.000 €/MW, pari al 4-5% del costo totale. Tale bolla è tuttavia destinata a sgonfiarsi, considerato che molti di questi terreni non sono in realtà ottimali dal punto di vista della vicinanza alla rete elettrica o dell'impatto ambientale;
- l'attività di *financing*, che comprende la predisposizione del business plan, la verifica della finanziabilità del progetto e la strutturazione del finanziamento. Circa il 90% dei business plan che vengono sottoposti agli istituti di credito sono scartati già in questa fase, a causa dell'assenza delle autorizzazioni per la costruzione o delle garanzie necessarie al finanziamento;

- l'attività di *authorization*, che include l'adempimento di una serie di pratiche burocratiche estremamente complesse, risulta essere la fase con la durata più difficilmente prevedibile. La Figura 11, ricavata da un caso reale durante la mia esperienza in azienda, sintetizza l'insieme dei documenti da produrre per completare l'installazione di una centrale di qualche centinaio di kW, che in totale risultano essere 71. Il punto più critico dell'iter autorizzativo è la fase di connessione alla rete, che può portare ad un ritardo di qualche mese nell'entrata in esercizio dell'impianto, con i conseguenti mancati incassi da parte del proprietario;
- la fase di *construction*, che ha una durata proporzionale alle dimensioni dell'impianto, può invece subire ritardi causati da furti o da una scarsa puntualità delle forniture.

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

Figura 12, esempio di documentazione per una centrale fotovoltaica in Puglia

Il processo di gestione e costruzione di una centrale fotovoltaica risulta particolarmente complesso ed articolato, e richiede il coinvolgimento ed il coordinamento dell'attività di molteplici operatori.

Il modello adottato per strutturare questo processo è sensibilmente differente in funzione della tipologia di cliente che ha deciso la costruzione della centrale (Figura 12).

I *fondi di investimento* e gli *investitori privati* tendono a disinteressarsi delle problematiche di natura tecnica. Di conseguenza essi delegano l'insieme delle attività di costruzione e di O&M ad un EPC contractor secondo un modello che può essere

definito “*turn key and O&M*”. Nel caso di ricorso a capitale di debito concesso da un istituto di credito, viene normalmente richiesto all’EPC contractor di fornire una serie di garanzie sotto forma di bond.

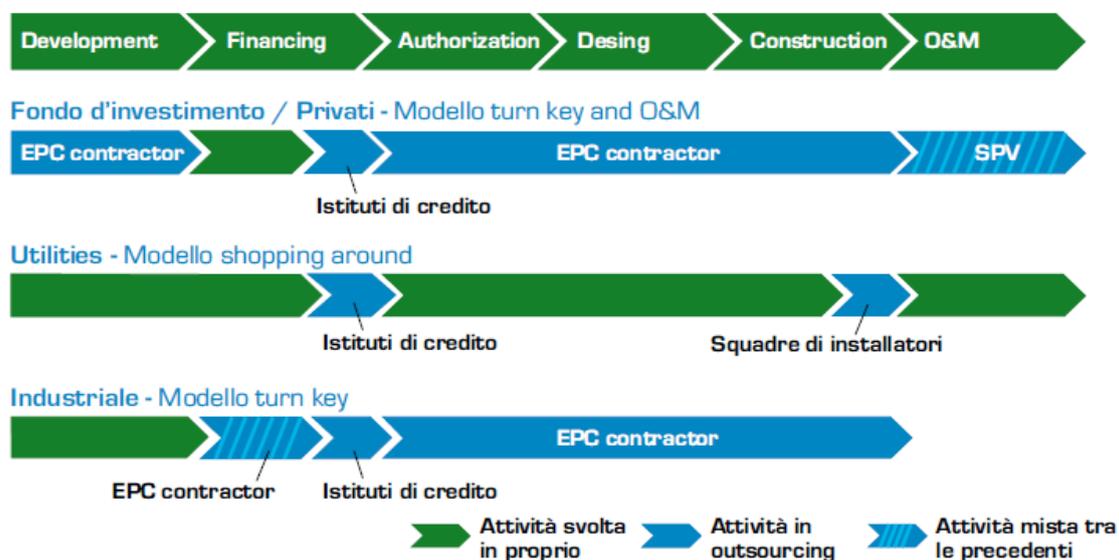


Figura 13, differenti modelli per la costruzione e gestione di una centrale fotovoltaica

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

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

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

Esistono significative barriere alla costruzione di una centrale fotovoltaica che, in caso fossero rimosse, semplificherebbero significativamente il processo di costruzione dell’impianto e renderebbero più remunerativo l’investimento:

- l'iter burocratico ed autorizzativo è una delle attività più critiche e con la durata più difficilmente prevedibile nella costruzione di un parco fotovoltaico. La capacità di portare a termine correttamente le procedure burocratiche rappresenta un importante differenziale competitivo per un EPC contractor;
- spesso emergono complicazioni nella strutturazione del finanziamento da parte degli istituti di credito a causa della difficoltà di ottenere dall'EPC contractor le garanzie necessarie.

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

- i fondi di investimento e gli istituti di credito concepiscono la costruzione di una centrale come un investimento finanziario a basso rischio, perché tutelato dalla presenza di incentivi di entità costante, riconosciuti per vent'anni. Di conseguenza le centrali sono finanziate con un elevato rapporto di leva (variabile tra il 70% e l'80%) che garantisce un $IRR_{levered}$ variabile tra il 10% e il 15%;
- il sistema incentivante italiano assicura in media un più alto livello di tariffe *feed-in*, per gli impianti di grande taglia costruiti a terra, rispetto ad altri paesi europei.

LA FILIERA

L'obiettivo di questo capitolo è tracciare un quadro di insieme sulle imprese italiane attive nella filiera fotovoltaica. Ciò che ha caratterizzato il dibattito sul tema del fotovoltaico in Italia negli ultimi anni è la presa di coscienza che anche nel nostro paese il fotovoltaico non rappresenta ormai più un mercato "per pochi" o di nicchia, bensì un settore industriale con elevate potenzialità di generazione di valore e con ricadute importanti sul tessuto industriale del nostro Paese. Basti pensare a questo proposito che il mercato italiano, essendo diventato il primo per potenza installata annua a livello mondiale nel 2011, è percepito come uno dei mercati potenziali più attrattivi a livello internazionale.

4.1 L'articolazione della filiera fotovoltaica

4.1.1 Processo di produzione del silicio cristallino

Il processo produttivo per la realizzazione di un modulo fotovoltaico ha inizio con la trasformazione del quarzo nel silicio di grado metallurgico, che viene normalmente impiegato per produrre leghe di alluminio, acciaio e resine. Grazie ad un ulteriore processo di raffinamento, il silicio metallurgico viene portato al grado di purezza necessario per l'impiego nell'industria dei semiconduttori e in quella fotovoltaica. Il materiale così ottenuto, denominato *polysilicon*, si trova sotto forma di lingotti (cilindri se monocristallino, a forma di parallelepipedo se policristallino). Il *polysilicon* viene quindi tagliato in fette sottilissime, dette wafer, che hanno uno spessore compreso tra 180 μ e 300 μ . A questo punto ha inizio il processo di produzione della cella fotovoltaica, durante il quale i wafer sono "drogati" da un lato con boro e dall'altro con fosforo, ricoperti con un rivestimento antiriflesso e con una sottilissima griglia di argento, che permette di raccogliere l'elettricità generata e convogliarla ai contatti. In questo stadio le celle, dopo esser state testate e suddivise in classi di potenza, sono assemblate in stringhe attraverso una saldatura dei contatti. Il passaggio finale consiste nel rivestimento con una pellicola sigillante trasparente e nell'applicazione di un supporto

rigido sul lato posteriore, e del vetro su quello anteriore. Il tutto viene sigillato e profilato con alluminio. Dopo un controllo di qualità, il modulo fotovoltaico finito (che si compone normalmente di 48 o 72 celle) è veicolato dal canale di distribuzione agli operatori che si occupano delle fasi di progettazione ed installazione dell'impianto.

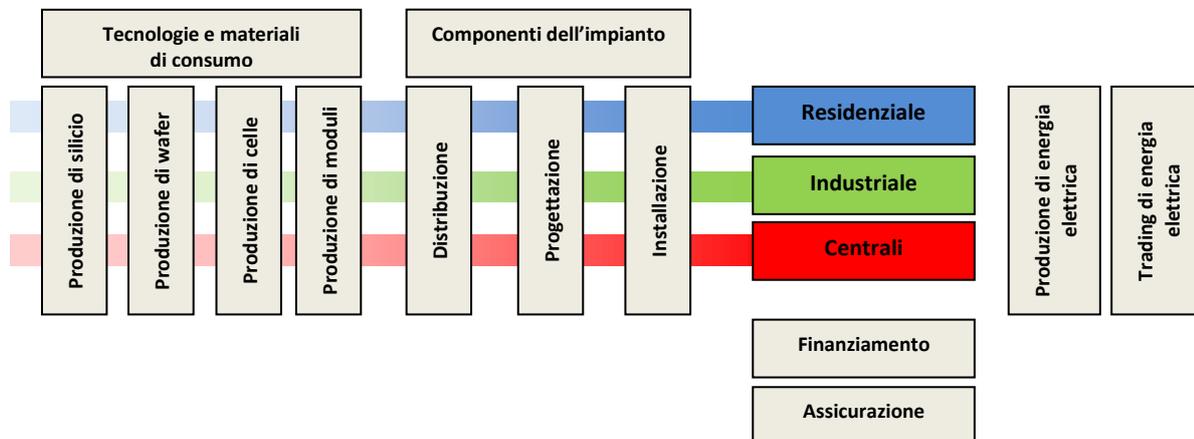


Figura 1, articolazione della filiera fotovoltaica

In Figura 1 sono riportati i sette stadi in cui il processo di produzione del modulo fotovoltaico può essere scomposto, fino alla sua distribuzione e impiego nella costruzione di un impianto residenziale, industriale o in una centrale. A queste sette macro attività si affiancano: la fabbricazione dei materiali di consumo e dei componenti aggiuntivi (vetro, profilati in alluminio, EVA, gibbo, ecc.) impiegati nella produzione delle celle e nell'assemblaggio dei moduli; lo sviluppo e fornitura di tecnologie e sistemi produttivi (forni, robot di linea, laminatori, stringitrici, tester, ecc.) per la produzione di celle e moduli; la fabbricazione dei componenti dell'impianto fotovoltaico (inverter, strutture di supporto, *tracker* e materiale elettrico) aggiuntivi rispetto al modulo. La filiera fotovoltaica è completata poi dalle attività di finanziamento e di assicurazione degli impianti, nonché dalla produzione di energia elettrica dal suo trading.

Per meglio analizzare e comprendere le dinamiche competitive che caratterizzano il mercato fotovoltaico è utile identificare una serie di *aree di business* a livello delle quali si manifesta la competizione tra imprese (Figura 2). È possibile distinguere in particolare tra:

- Area di business “**silicio e wafer**”, che include tutte le fasi produttive che vanno dalla purificazione del silicio metallurgico al taglio dei lingotti in wafer, e che rappresenta lo stadio iniziale di lavorazione della materia prima critica;
- Area di business “**celle e moduli**”, che comprende la produzione di celle, a partire da wafer di silicio, e il loro assemblaggio in moduli;
- Area di business “**distribuzione ed installazione**”, che include le attività di distribuzione dei componenti, di progettazione ed integrazione dell’impianto, di sviluppo del sito (*development*) e di installazione. Rappresenta il punto di contatto tra la filiera produttiva ed il mercato finale;
- Area di business “**produzione e trading**”, che accorpa le attività necessarie alla produzione di energia, la sua cessione in rete e l’eventuale trading dell’energia elettrica prodotta;
- Area di business “**materiali e tecnologie**”, che include le attività di produzione impianti, tecnologie, materiali e componenti a supporto del processo produttivo di celle e moduli facenti parte del sistema fotovoltaico;
- Area di business “**finanziamento e assicurazione**”, che comprende le attività di finanziamento dell’impianto finale e di assicurazione dello stesso, che possono assumere caratteristiche profondamente differenti in funzione del segmento di mercato (residenziale, industriale o centrali) in questione.

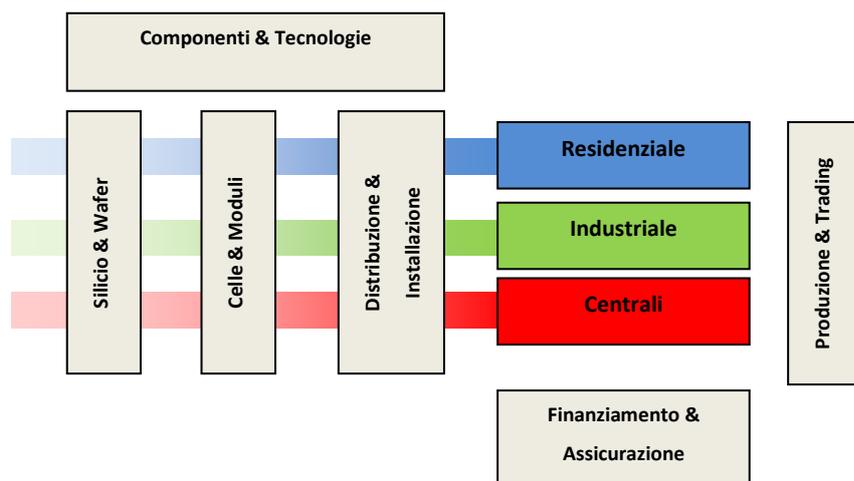


Figura 14, principali aree di business nella filiera fotovoltaica

4.1.2 Processi di produzione alternativi a quello del silicio cristallino

Sono stati messi a punto dei processi di lavorazione e trasformazione del silicio cristallino per applicazioni fotovoltaiche che si differenziano in modo significativo da

quelli descritti nel precedente paragrafo. Alcuni di essi comportano anche una diversa articolazione delle attività che portano alla fabbricazione del modulo. A fianco di questi, anche i processi produttivi a ridotto contenuto di silicio (quali quelli per la fabbricazione dei moduli a film sottile di silicio amorfo) o *silicon-free* (per la realizzazione ad esempio di film sottile CdTe o CIS/CIGS) richiedono una diversa configurazione delle fasi a monte della filiera produttiva illustrata in Figura 1. In particolare è possibile distinguere:

- **processi produttivi innovativi per la produzione di silicio cristallino**, come ad esempio la tecnologia *ribbon* che evita le fasi di taglio e di incisione dei wafer, producendo direttamente il modulo fotovoltaico da un nastro di silicio liquido che viene tirato lungo due bordi di metallo, o il processo EFG che permette di ottenere un ottaedro di polysilicon al posto del tradizionale lingotto, riducendo gli scarti nel taglio dei wafer;
- **processi produttivi a ridotto contenuto di silicio (*low silicon*)**, tra questi il principale è quello utilizzato per la produzione dei moduli in silicio amorfo, che consiste nella deposizione di un sottilissimo strato (1-2 μm) di silicio cristallino su una superficie di supporto, costituita da vetro o da materiale plastico flessibile. Questo processo permette di bypassare la produzione di celle e di arrivare direttamente dal polysilicon al modulo finito, utilizzando inoltre quantità ridotte di materia prima;
- **processi produttivi *silicon-free***, tra cui i processi di fabbricazione delle tecnologie a film sottile come CdTe, CIS/CIGS o di terza generazione (DSC, celle organiche e ibride). Essi comportano l'utilizzo di un materiale alternativo al silicio, eliminando quindi la necessità di ricorrere a questa materia prima.

Diversi processi tra quelli illustrati sono già stati applicati su scala industriale, ma il loro impatto sulla produzione a livello mondiale è ancora marginale.

4.2 I player della filiera fotovoltaica italiana

Studi di settore stimano in circa 800 il numero di imprese operanti lungo l'intera filiera del fotovoltaico in Italia nel 2011. A queste si aggiungono diverse migliaia di operatori

locali, che si occupano della fase di installazione dell'impianto nel segmento residenziale e piccolo commerciale, e 430 banche e istituti di credito attivi nel finanziamento degli impianti. Rispetto all'anno precedente, la crescita, misurata nel numero di imprese, è stata a pari a circa il 13%.

Come evidenziato in Figura 3, la presenza di imprese italiane sta assumendo un'importanza sempre più rilevante all'interno dell'intera filiera fotovoltaica del nostro Paese. Ma l'aspetto ancora più importante è la comparsa, per la prima volta, di un'impresa italiana nella produzione di wafer di silicio (la Lux). Ciò nonostante il primo anello della filiera rimane saldamente dominato da operatori stranieri.

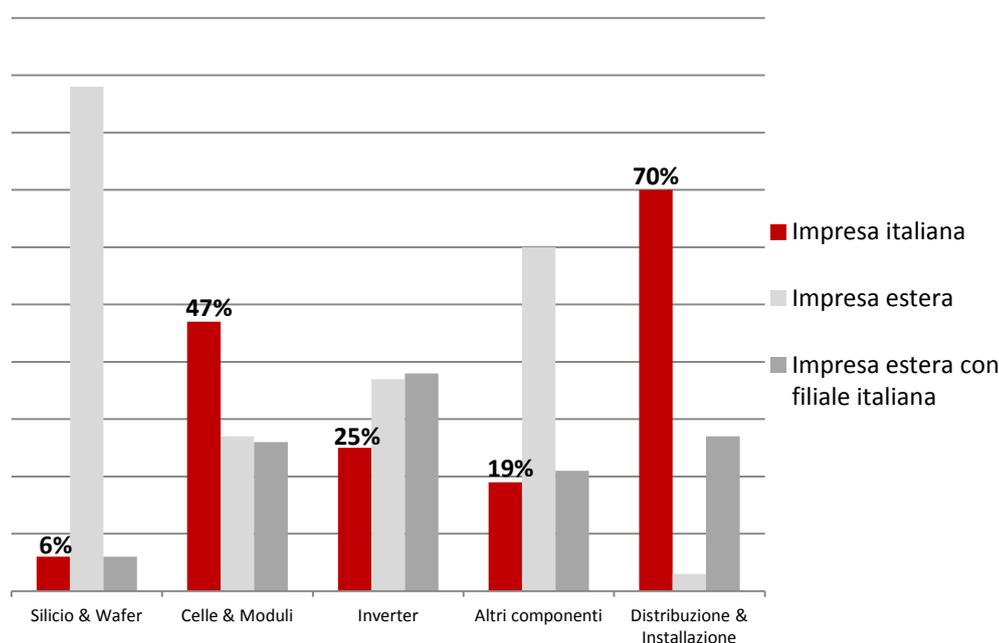


Figura 15, le imprese nella filiera fotovoltaica italiana (valori in %)

Nella produzione di celle e moduli le imprese italiane in numero rappresentano la quota di maggioranza relativa (43%) contro i 39% dell'anno 2010. La crescita degli operatori che hanno il loro *headquarter* nel nostro Paese è andata soprattutto a discapito delle imprese (oggi il 27% contro il 45% del 2010) che utilizzavano il canale dell'import "puro" per aggredire il mercato italiano. Cresce, e anche qui il dato è significativo, la quota di imprese straniere (30% contro il 16% del 2010) che hanno una filiale in Italia. Due sono i fattori ad aver determinato questo cambiamento di "pesi":

- a) la crescita esplosiva del mercato che ha evidentemente una maggiore vicinanza rispetto al cliente finale ed ha convinto molti operatori stranieri a rafforzare la propria presenza con un presidio fisico sul territorio;
- b) la vivacità imprenditoriale che ha portato alla creazione (o alla diversificazione) di nuovi operatori italiani, che hanno avuto il coraggio di investire sull'attività di produzione.

Anche negli inverter le imprese italiane, o con filiale in Italia corrispondono al 63% degli operatori attivi sul nostro mercato. In questo caso specifico nel nostro Paese si concentra una quota rilevante della capacità produttiva per questo tipo di apparati a livello mondiale ed è quindi significativa anche la ricaduta, in termini occupazionali ed economici, sul nostro territorio.

Distribuzione ed installazione sono tradizionalmente – anche a causa della complessità ed eterogeneità delle procedure autorizzative – attività tipiche delle imprese italiane anche se nel corso dell'ultimo anno quest'area di business ha visto l'ingresso di un notevole numero di imprese estere. In questa area di business i cambiamenti principali rispetto al 2010 riguardano le imprese estere, che hanno aggredito il mercato italiano e che contano per il 3% delle imprese totali, quando fino al 2009 non erano presenti.

Se si traduce la presenza “numerica” di imprese italiane o comunque con sede in Italia con un indicatore economico, ossia con la quota della marginalità lorda complessiva generata dagli operatori italiani e stranieri con sede in Italia, si ottiene circa il 72%. Se si considerano i soli operatori italiani la percentuale scende a circa il 42%.

PERCHÈ È IMPORTANTE INVESTIRE NEL FOTOVOLTAICO

L'obiettivo individuato nel Piano di Azione Nazionale (PAN) di 8.000 MWp al 2020 è ampiamente superato, segno che l'industria nazionale ha progetti e capacità molto più ambiziosi.

Oggi l'Italia rappresenta il primo mercato al mondo per potenza fotovoltaica installata con oltre 12.500 MWp connessi alla rete elettrica nazionale, che hanno permesso nel mese di agosto 2011 di compensare integralmente l'aumento della domanda elettrica nazionale, riducendo le importazioni dall'estero. Complessivamente nel periodo gennaio-dicembre 2011 il fotovoltaico ha generato oltre il 3% dell'energia elettrica consumata in Italia.

L'aumento dell'immissione in rete di energia non programmabile - ma prevedibile - pone giustamente questioni di stabilità della rete stessa. Problematiche tecniche, e non ideologiche, che possono però essere ampiamente superate e gestite ricorrendo all'utilizzo di tecnologie:

- per la gestione intelligente dell'energia (*smart grid*);
- dell'accumulo (batterie e veicoli elettrici);
- del pompaggio idroelettrico (alimentare sistemi di pompaggio, per riportare l'acqua nei bacini di accumulo a monte così da poter essere nuovamente sfruttata da impianti idroelettrici il giorno seguente).

Grazie al fotovoltaico possiamo affermare di disporre oggi di una fonte di energia interamente prodotta all'interno dei confini nazionali, pulita e rinnovabile che non ha costi di produzione, escludendo quelli di installazione. Una fonte energetica sulla quale poter fare leva senza dipendere dai precari equilibri geopolitici mondiali.

5.1 I benefici del fotovoltaico

5.1.1 I benefici per l'economia nazionale

La crescente maturità del settore fotovoltaico nel nostro Paese è testimoniata dalla presenza di una articolata filiera industriale italiana che mantiene sul territorio nazionale, a favore degli operatori locali, oltre il 70% del reddito generato dal settore.

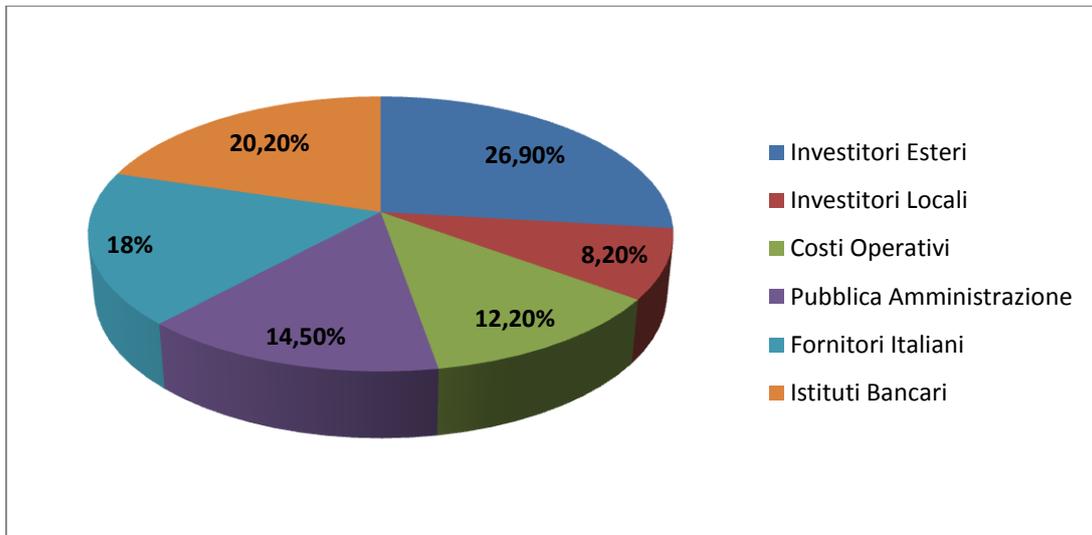


Figura 16, distribuzione del reddito generato da un impianto fotovoltaico - Fonte Silfab

Lo sviluppo del mercato fotovoltaico ha portato ad una crescita notevole del numero di occupati che nel 2010 ammontavano a circa 18.500 occupati diretti che arrivano a oltre 100.000 unità, con età media inferiore ai 35 anni, considerando anche l'indotto.

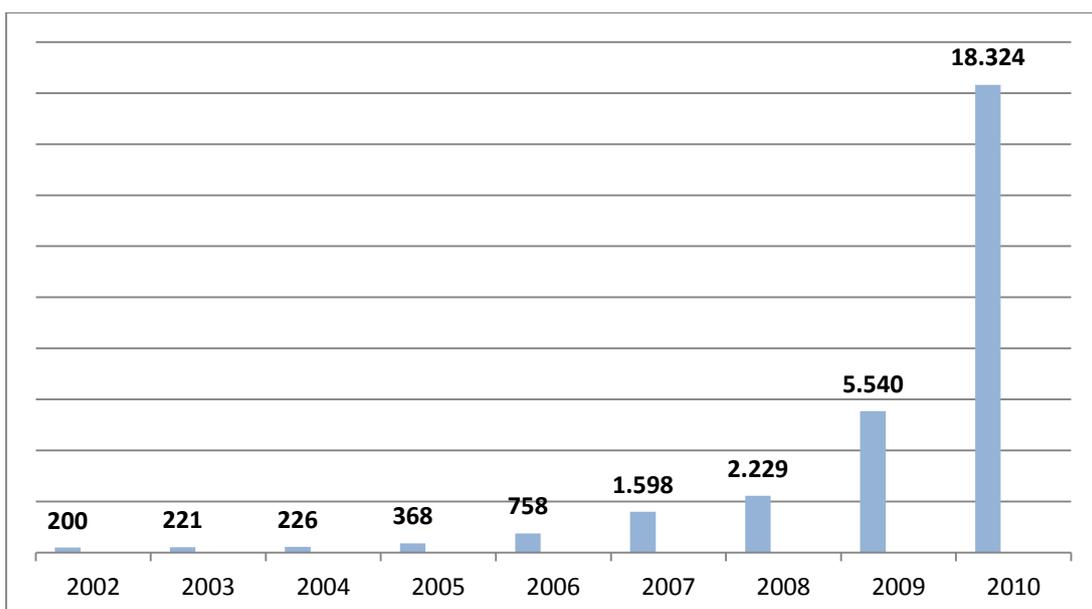


Figura 17, posti di lavoro derivanti dal settore fotovoltaico - Fonte NOMISMA

Lo sviluppo del settore fotovoltaico ha permesso a molte piccole e medie imprese di esplorare nuovi sbocchi tecnologici, riconvertendo la propria produzione, ha dato vita a nuove aziende e dipartimenti specializzati, svolgendo una funzione anticiclica per uscire dalla crisi economica.

A titolo di esempio, nel 2010 l'Associazione italiana che riunisce i produttori di pannelli ed elementi grecati (AIPEG) grazie al fotovoltaico ha rilevato un incremento di fatturato del 20%. Nello stesso anno il tasso di crescita del numero di aziende è risultato pari al 13%. La maggioranza di queste aziende sono italiane e stanno contribuendo alla ripresa economica del Paese, investendo in produzione, ricerca e sviluppo.

E' utile rilevare come, lo sviluppo del mercato abbia permesso ad alcuni player di iniziare ad esportare il proprio know-how creando un vero e proprio processo di internazionalizzazione. Questo a testimonianza del fatto che lo sviluppo del mercato nazionale comporta inevitabilmente il raggiungimento di un livello di maturità tale da poter creare dei benefici anche nell'esportazione delle competenze.

5.1.2 L'impatto del fotovoltaico sulle bollette elettriche

Nel valutare il livello di spesa sostenuto dai cittadini nella bolletta elettrica occorre considerare che l'onere relativo all'incentivazione del fotovoltaico rappresenta al momento:

- circa 1/5 di quanto i consumatori finanziano con la componente A3;
- l'1,5% della bolletta elettrica totale (*fonte RETE Imprese Italia 2011*).

Nel 2010 il costo del sistema di incentivazione per lo sviluppo del settore fotovoltaico è quantificato in 826 milioni di euro, un valore modesto se paragonato agli oneri A3 complessivi pagati dai consumatori in bolletta, che ammontano a un totale di quasi 6 miliardi l'anno e, soprattutto, se paragonati agli investimenti in tecnologia di origine prevalentemente privata pari nel 2010 a oltre 10 miliardi di euro.

In altri termini la spesa aggregata sostenuta in bolletta dai consumatori per favorire lo sviluppo del settore fotovoltaico ha dato origine ad un effetto moltiplicatore, con importanti benefici per l'economia nazionale, pari ad oltre 10 volte l'incentivo erogato.

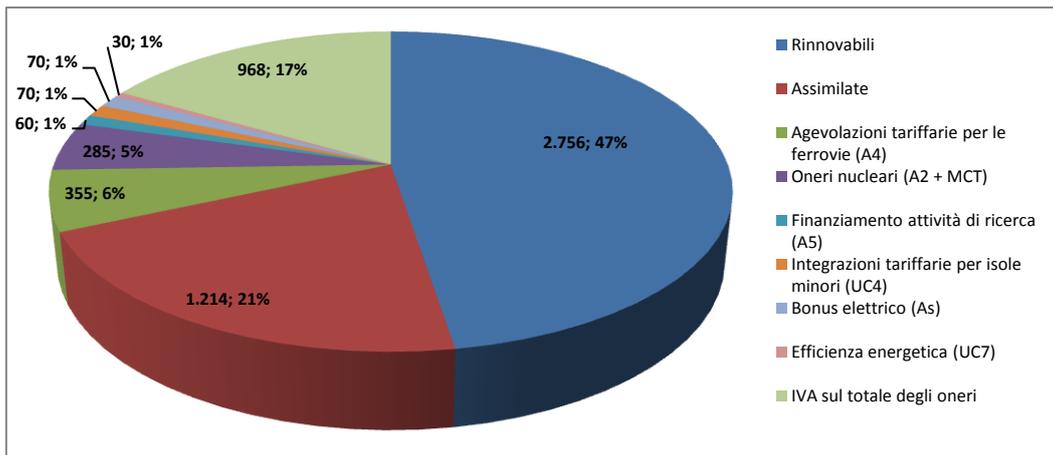


Figura 18, oneri in bolletta elettrica 2010 [mln €/anno; in %] - Fonte GSE

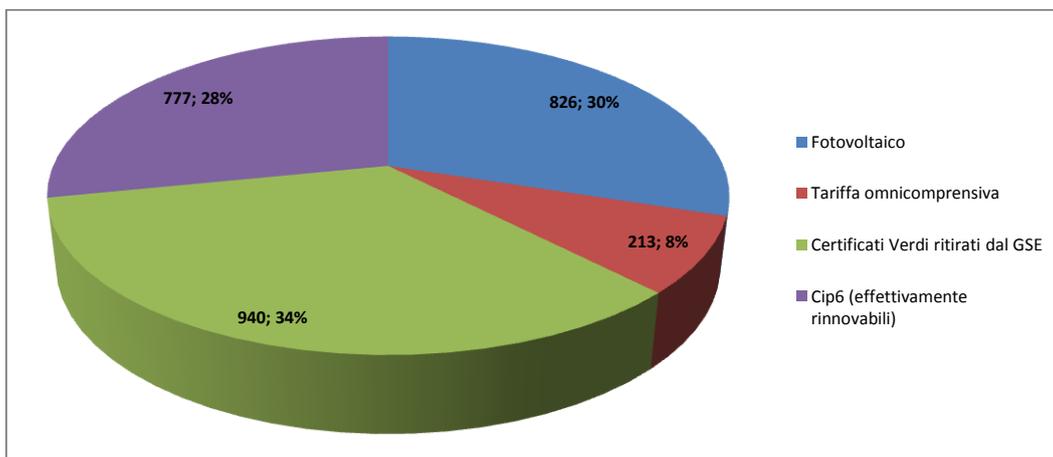


Figura 19, oneri in bolletta per le rinnovabili 2010 [mln €/anno; in %] - Fonte GSE

5.1.3 L'integrazione del fotovoltaico nel mercato elettrico

La forte riduzione dei costi della tecnologia è l'assioma più importante del settore fotovoltaico. Questa è possibile solo con il ricorso alle tariffe incentivanti, che sono essenziali per far decollare il mercato nazionale e per permettere al settore di raggiungere un livello di industrializzazione tale da poter rendersi indipendente ossia in grado di competere nel mercato elettrico con il costo di generazione di energia elettrica prodotta con fonti tradizionali (*grid parity*). Secondo un recente studio redatto dall'European Photovoltaic Industry Association (EPIA), in collaborazione con i maggiori attori del mercato a livello globale, in Italia a partire dal 2013 le applicazioni fotovoltaiche commerciali raggiungeranno la parità di rete.

Il raggiungimento della *grid parity* incrementerà la potenza fotovoltaica immessa nella rete. Rimane aperta quindi la questione di come gestire l'immissione in rete di ingenti quantità di energia non programmabile, sia eolica sia solare FV. Già oggi, soprattutto nei giorni festivi, quasi la metà della richiesta è coperta dalle fonti rinnovabili.

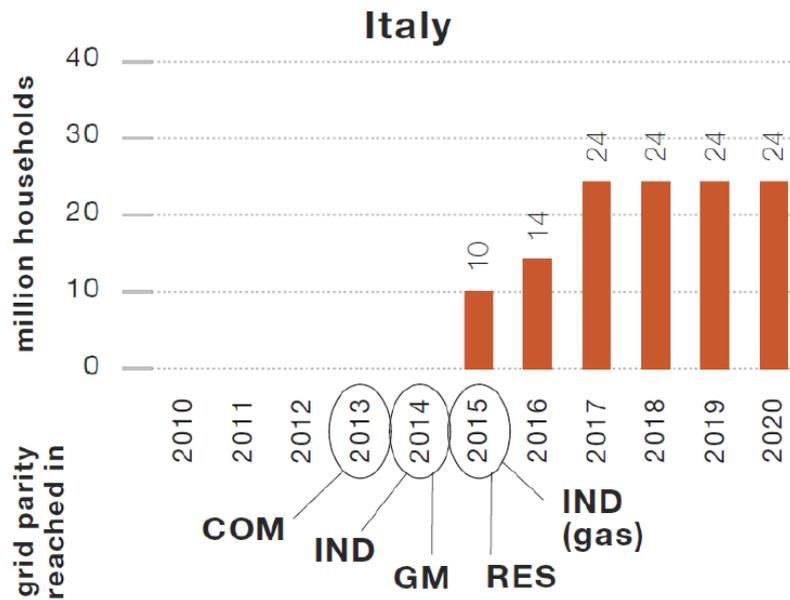


Figura 20, verso la grid parity - Fonte EPIA

La questione è da affrontare da un punto puramente tecnico e non ideologico. In Danimarca e nel Nord della Germania il “problema” ha dimensioni molto maggiori rispetto all’Italia, dovute alla presenza dell’eolico offshore che spesso supera il 100% della domanda locale.

I mezzi e le tecnologie per risolvere il problema dell’integrazione delle fonti rinnovabili in rete sono già oggi disponibili ed hanno costi ragionevoli. Non esiste una soluzione unica ed universale per tutte le situazioni, occorre invece analizzare caso per caso e scegliere individualmente la soluzione tecnica migliore.

Fra le tecnologie mature e fin da oggi implementabili si annoverano ad esempio:

- l’impiego dell’idroelettrico e del pompaggio idroelettrico per compensare le FER non programmabili;
- l’impiego delle previsioni meteo nei modelli previsionali, in modo da sfruttare al meglio la produzione da FER non programmabili ma prevedibili;
- la generazione distribuita (GD), per esempio mini-cogenerazione, dispacciabile secondo il modello danese;
- il potenziamento della rete per riuscire a gestire le eccedenze;
- l’incremento della potenza di pompaggio nelle centrali idroelettriche esistenti, nel Centro-Sud e nelle Isole;
- le batterie elettrochimiche, sia centralizzate sia decentralizzate.

All'implementazione delle tecnologie sopra riportate possono essere affiancati degli interventi organizzativi e degli aggiornamenti normativi, quali ad esempio:

- riorganizzazione del mercato elettrico, aggiungendo al mercato del "day-ahead" un mercato del "hours-ahead", in modo da ridurre il fabbisogno di riserva primaria;
- Real time dynamic pricing (tariffe variabili in tempo reale) che premiano chi consuma nei momenti di bassa domanda e penalizzano i consumi durante la punta;
- batterie gestite da Terna, dal distributore locale e dagli utenti (ad esempio grandi UPS - gruppi di continuità) resi dispacciabili;
- incentivazione FER programmabili (idroelettrico, generatori a biomasse e biogas) in funzione dell'effettivo bisogno.

5.1.4 La riduzione del prezzo dell'energia nel mercato elettrico

E' fondamentale mettere in luce i vantaggi che il fotovoltaico porta in termini di abbattimento dei costi di generazione elettrica tradizionale da fonte fossile, con conseguente abbassamento dei costi energetici e, quindi, complessivamente delle bollette elettriche nel medio termine.

Gli impianti fotovoltaici producono la maggiore quantità di energia elettrica durante le ore centrali della giornata, queste sono anche le ore durante le quali si registra la maggior richiesta di energia elettrica e in cui il costo della stessa, applicato dai grossisti, è più elevato rispetto alle restanti fasce orarie.

Secondo diversi studi pubblicati in Germania, da autorevoli fonti quali Arrhenius Institut, Fraunhofer Institut, Ministero Federale per l'Ambiente tedesco, EWEA e da ASPO Italia (Associazione per lo studio del picco del petrolio, del gas e delle materie prime Energia, Economia, Ambiente), l'immissione in rete di potenza fotovoltaica provoca il cosiddetto "*Merit Order Effect*", ovvero il criterio sulla base del quale vengono ordinate le offerte di energia elettrica sul mercato. In generale il "*Merit Order Effect*" è un effetto di sostituzione per dislocamento dal mercato elettrico dell'energia prodotta dalle centrali di produzione più care da parte di altri produttori (centrali) in grado di produrre ed immettere in rete la stessa quantità di energia ad un prezzo inferiore. Da notare che il "*Merit Order Effect*" riduce il prezzo della quasi totalità dell'energia elettrica convenzionale, ossia da fonte fossile, mentre l'onere aggiuntivo è

applicato ad una quota modesta di energia elettrica prodotta dal solare FV. Pertanto appare probabile che l'effetto di riduzione della bolletta elettrica prodotto dal "Merit order Effect" supererà probabilmente di gran lunga, l'aggravio di costi dovuti all'incentivazione della fonte fotovoltaica.

5.1.5 Riduzione dell'import di energia elettrica di fonte primaria fossile

L'energia FV immessa in rete elettrica sostituisce di fatto altra energia elettrica prodotta bruciando combustibile fossile. Secondo stime GSE, il contributo energetico del solare FV, valutato a fine giugno 2011 in circa 8.600 GWh - pari al 3% del fabbisogno elettrico nazionale - sostituisce importazioni di energia primaria fossile per un totale di circa 2 Mtep (due milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), riducendo in modo consistente la bolletta energetica del Paese.

Nel mese di agosto 2011 nel confronto con lo stesso mese del 2010 la domanda elettrica nazionale è aumentata di 1.108 GWh mentre la produzione di energia fotovoltaica è aumentata di 1.110 GWh. Ciò significa che il solo fotovoltaico ha coperto interamente l'aumento della domanda a livello nazionale contribuendo a ridurre le importazioni dall'estero del 7,3% e rappresentando il 6% della produzione nazionale (Figura 6).

Nella media di gennaio-agosto 2011 nel confronto con il corrispondente periodo del 2010 la domanda nazionale è aumentata di 2.491 GWh mentre la produzione di energia fotovoltaica è aumentata di 4.142 GWh, con una diminuzione del 3,5% delle importazioni e rappresentando il 3% della produzione nazionale (Figura 7).

Per capire la portata dello sviluppo del fotovoltaico basti pensare che, secondo stime GSE, con i 10,7 GW di impianti in esercizio a fine agosto 2011, si produrranno circa 12.600 GWh/anno di energia elettrica, valore che supera la produzione annua di una centrale nucleare e che coprirà il 3,8% del fabbisogno nazionale (*Fonte dati: GSE e AEEG*).

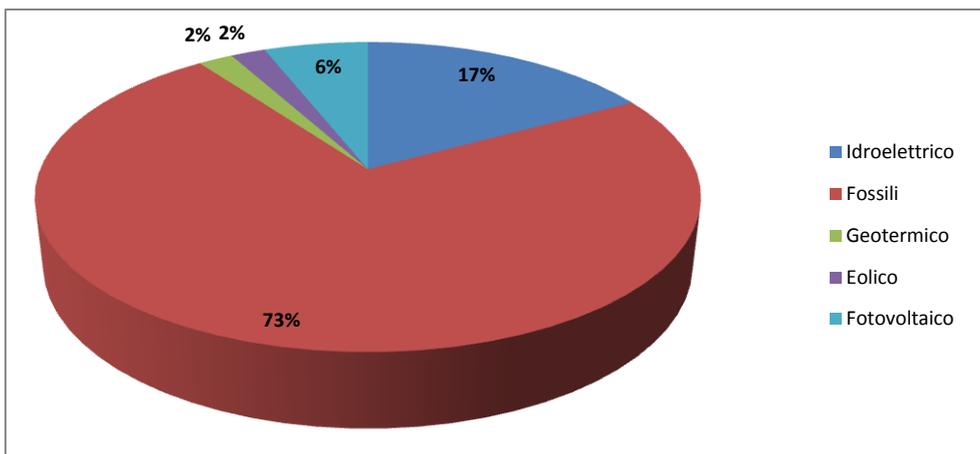


Figura 6, bilancio elettrico nazionale (agosto 2011) - Fonte Terna

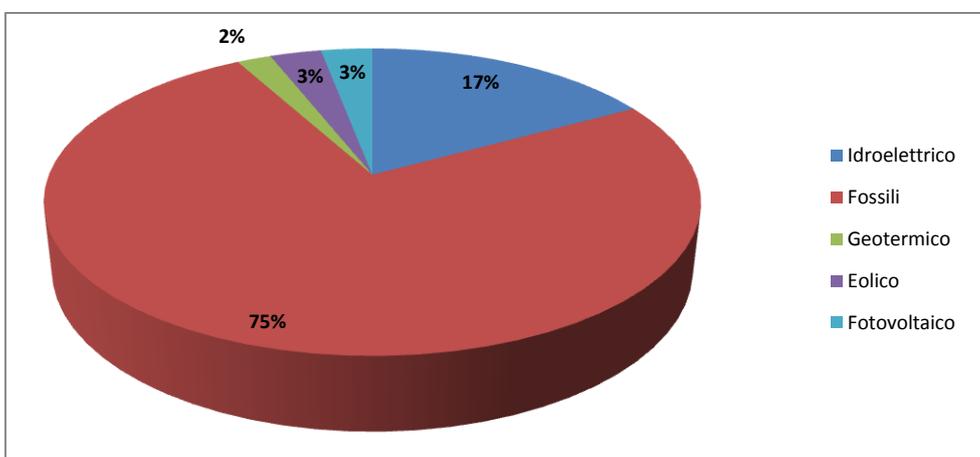


Figura 7, bilancio elettrico nazionale (gennaio-agosto 2011) – Fonte Terna

5.1.6 Il supporto all'indipendenza del costo del petrolio

Da recenti studi condotti da ASPO Italia emerge che 2 GW di potenza fotovoltaica aggiuntiva consentono di annullare l'effetto sulle bollette elettriche per i consumatori domestici "tipo" di un aumento del costo del petrolio greggio pari a 10 euro/barile, stimato nella misura di circa 0,9 cc euro/kWh, mentre l'effetto "netto", depurato dalla variazione del prezzo del petrolio e assumendo quest'ultimo stabile intorno al valore di 50 euro/barile, può essere stimato intorno ad almeno 1,5 cc euro/kWh, sempre per un incremento della potenza fotovoltaica installata ed in esercizio di 2 GW.

Considerando che il consumo domestico annuale in Italia è pari a circa 70 TWh (fonte AEEG) l'effetto di cui sopra si traduce, limitatamente al consumo domestico, in circa 500 milioni di euro di minori costi annuali in bolletta per 1.000 MW di potenza fotovoltaica aggiuntiva.

Ad oggi oltre il 30% della potenza attualmente installata (dati GSE) è stata realizzata sui tetti degli edifici civili e industriali degli italiani che utilizzano l'energia prodotta per coprire i propri consumi. Di fatto, il 97% degli impianti in esercizio in Italia, rendono i loro proprietari indipendenti dalle variazioni di prezzo dell'energia elettrica per tutta la durata di vita dell'impianto stesso, stimabile oggi in oltre 25 anni.

UN CASO AZIENDALE

6.1 Il Gruppo Industriale Maccaferri



La storia del Gruppo è legata a quella della Famiglia Maccaferri ed inizia ufficialmente nel 1879, anno in cui veniva registrata la Ditta Maccaferri Raffaele Officina da Fabbro, che operava a Zola Predosa in provincia di Bologna. Qui si installò la prima trafileria e vennero prodotti per la prima volta, a mano, i gabbioni.

Lo sviluppo dell'attività commerciale delle OFFICINE MACCAFERRI e, a partire dagli anni '20, le prime acquisizioni e diversificazioni, furono in gran parte merito di Gaetano Maccaferri (1876-1968), il cui spirito imprenditoriale ha tracciato la strada al lavoro delle generazioni successive.

La crescita del portafoglio di partecipazioni continua fino agli anni '80: HATU' (gomma e profilattici), ICO (siringhe e termometri), ITALO-SVIZZERA (macchine agricole), CESAB (carrelli elevatori), ACCIAIERIE BERTOLI (produzione acciai), SAIRA (componentistica e prefabbricati), IPS e ILM (fili acciaio e rame), IMSER e ADANTI (costruzioni) facevano parte, insieme alle Società attualmente partecipate, di un Gruppo Industriale forte e

dinamico, guidato dai fratelli Guglielmo e Angelo Maccaferri, figli del fondatore Gaetano.

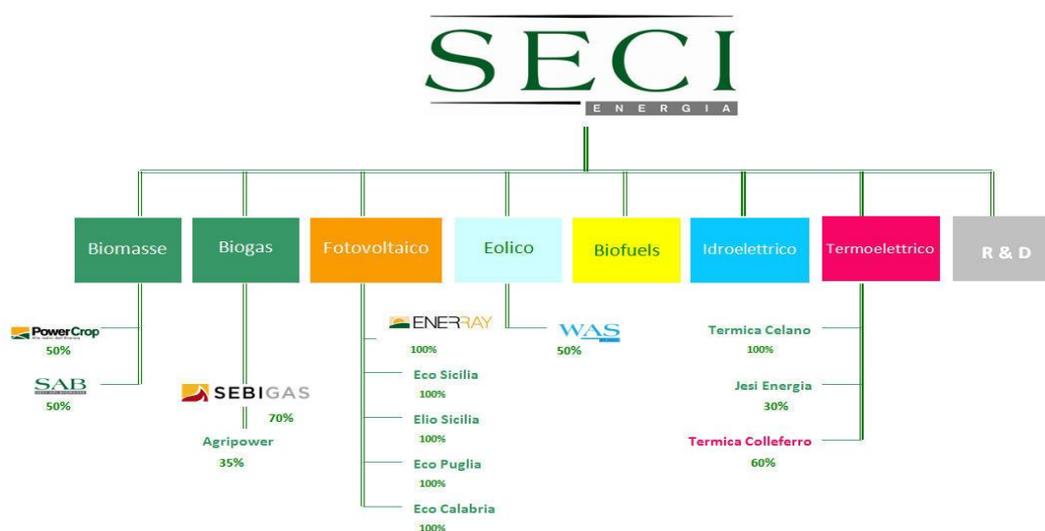
Dalla metà degli anni '80, sulla spinta del veloce mutamento degli scenari competitivi sui mercati di riferimento, la strategia del Gruppo si concentra sulla ridefinizione delle aree di business, concludendo varie operazioni di concentrazione, cessione ed acquisizione di attività e partecipando a nuove iniziative industriali.

Il nuovo secolo vede sempre come protagonista il Gruppo Industriale Maccaferri: forte, dinamico ed ancora guidato dai membri della Famiglia.

La società S.E.C.I. S.p.A. (Società di Esercizi Commerciali) che ha sede in Bologna, holding delle partecipazioni del Gruppo nei diversi settori (Officine Maccaferri, SAMP, Real Estate e Costruzioni, SECI Energia, Eridania, Manifatture Sigaro Toscano, Biotecnologie), coordina le decisioni strategiche riguardanti dette attività, fornisce servizi e assistenza generali, controlla la gestione delle singole aziende alle quali assicura il supporto finanziario per lo sviluppo delle numerose unità produttive e commerciali operanti in Italia e all'estero.

Il Gruppo Industriale Maccaferri ha un fatturato complessivo di oltre un miliardo di Euro e si articola in sette grandi settori, in una ventina di società e in 55 stabilimenti produttivi, insediati in tutti i continenti, occupando più di 4.400 dipendenti in tutto il mondo.

6.2 SECI Energia



SECI Energia è la sub-holding nella quale sono concentrate le partecipazioni del Gruppo nel settore della produzione di energia, sia da fonti convenzionali, che da fonti rinnovabili quali: biomasse, biogas, fotovoltaico, eolico, idroelettrico, nonché nella produzione di biocarburanti.

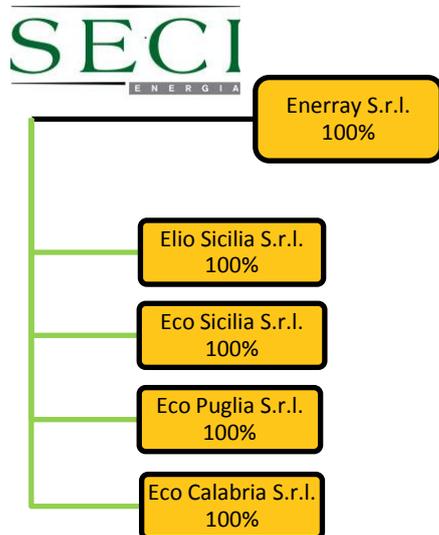
Powercrop, attiva nel settore delle biomasse, è impegnata nei progetti di riconversione di cinque zuccherifici ex Eridania in altrettante centrali a biomasse vegetali.

Sebigas è specializzata nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti a biogas ricavato da biomasse agricole dai sottoprodotti delle filiere agroindustriali e dai reflui zootecnici. Ha realizzato impianti per circa 30 MW.

Enerray realizza impianti fotovoltaici “chiavi in mano” su coperture e sistemi posizionati direttamente su terreno. Dal 2007 alla fine del 2011 ha realizzato più di 130 impianti fotovoltaici in tutta l’Italia per oltre 130 MWp di potenza installata.

6.2.1 SECI Energia: Fotovoltaico

Seci Energia presidia il mercato del Fotovoltaico sia in veste di produttore di energia, con la gestione diretta delle proprie installazioni, sia quale realizzatore di impianti



attraverso la controllata Enerray (società di progettazione, realizzazione e gestione di sistemi fotovoltaici, nasce nel febbraio 2007).

Lo sviluppo e la gestione dei propri impianti di produzione avviene attraverso singole società di scopo, create “ad hoc”: Elio Sicilia, Eco Sicilia, Eco Puglia, Eco Calabria.

Nell’ambito dello sviluppo e realizzazione degli impianti Seci Energia si muove su due direttrici: a fronte di segnalazioni esterne o successivamente ad attività di scouting diretto sul territorio. L’obiettivo è realizzare il campo fotovoltaico per la produzione di energia elettrica in collaborazione con la controllata Enerray, in veste di EPC Contractor.

Enerray è in grado di offrire ai propri clienti la fornitura di impianti “chiavi in mano” seguendo passo per passo la clientela dall’ideazione del progetto alla consegna dell’impianto. I suoi progettisti e tecnici sono in grado di occuparsi di tutti gli aspetti

progettuali, preliminari e di dettaglio, e di assistere il cliente sia nel percorso autorizzativo sia nell'iter relativo alla connessione.

Enerray annovera tra i suoi fornitori esclusivamente i principali operatori nazionali ed internazionali e, grazie ai propri Project Manager, assicura un'efficace gestione del cantiere sia in termini di qualità dei lavori eseguiti che di rispetto delle tempistiche pattuite. L'elevata solidità, (Enerray è nella cosiddetta *white list* delle banche, riconosciuta virtuosa a livello internazionale) le permette di essere un interlocutore credibile, anche sul sistema finanziario, per la gestione e manutenzione degli impianti da lei progettati e costruiti per l'intera durata del Conto Energia.

Il forte know how specialistico, il track record di progetti eseguiti nonché i consolidati rapporti con il GSE, fanno di questa società l'interlocutore ideale per progettare ed installare un impianto fotovoltaico in tempi e modalità ai massimi livelli di efficienza del settore.

6.3 Attività della Funzione Sviluppo

Lo scopo di questa Funzione è di presidiare l'intero processo di sviluppo delle iniziative industriali nei settori di business delle energie rinnovabili (dalla definizione dei progetti alla loro cantierabilità), coerentemente con le strategie stabilite dalla Direzione aziendale.

Lo sviluppo si esplicita prevalentemente nelle seguenti attività:

- *scouting e localizzazione di opportunità di investimento*, ovvero ricercare iniziative impiantistiche da sviluppare e/o acquisire nel settore energetico. Lo scouting può riguardare sia siti potenzialmente idonei ad ospitare impianti ancora da sviluppare, sia la ricerca di progetti che si trovano ad un grado di sviluppo più avanzato, ad esempio attraverso i contatti personali, la consultazione dei Bollettini Ufficiali regionali, ecc...;
- *valutazioni tecnico-economiche di fattibilità e redditività*, si tratta di una serie di valutazioni di ordine strategico, tecnico, economico-finanziario, amministrativo e societario che portano a definire la fattibilità e la redditività di un determinato investimento;

- *gestione e coordinamento della progettazione preliminare e operativa;*
- *gestione e coordinamento dell'iter autorizzativo, fino alla cantierabilità dell'impianto;*
- *affiancamento funzione Finanza e strutture operative, per il finanziamento e la costruzione degli impianti.*

La funzione Sviluppo si interfaccia all'interno con tutte le principali funzioni aziendali, e in particolare con la Direzione Generale, la funzione Legale, l'Amministrazione, la Finanza, il Controllo Costi e la funzione Acquisti.

Verso l'esterno i rapporti principali sono intrattenuti con:

- Enti e Pubbliche Amministrazioni;
- Sviluppatori e Partners esterni;
- Consulenti e Segnalatori.

Le attività della funzione Sviluppo si svolgono secondo le seguenti fasi:

1. Raccolta segnalazioni e dati relativi a progetti e classificazione e archiviazione delle informazioni;
2. Verifica della redditività degli investimenti utilizzando modelli di valutazione economico-finanziaria approvati dalla Direzione Finanziaria;
3. Stipula dei contratti per lo sviluppo dei progetti, in collaborazione con la funzione Legale;
4. Coordinamento attività progettuali e monitoraggio iter autorizzativo fino all'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto;
5. Affiancamento alla Direzione Finanziaria per il finanziamento dei progetti autorizzati;
6. Supporto alla struttura operativa preposta alla costruzione degli impianti per il trasferimento del know-how relativo al Progetto.

6.3.1 Principali obiettivi della funzione Sviluppo

Sviluppo del Business:

- Collaborare con la Direzione Generale alla determinazione degli indirizzi e delle relative azioni (attività di scouting o ricevimento di proposte/segnalazioni) per cogliere business opportunities;

- Collaborare con la Direzione Generale alla predisposizione del budget e alla conseguente determinazione delle priorità e degli obiettivi;
- Gestire il monitoraggio delle dinamiche dei mercati di riferimento, ai fini della predisposizione di analisi di fattibilità tecnico-economica e redditività di possibili opportunità di investimento.

Sviluppo del Progetto:

- Gestire le analisi concernenti l'individuazione di aree adatte alla realizzazione degli impianti;
- Proporre, sulla base delle analisi compiute, alla Direzione Generale i relativi piani di investimento ai fini della loro approvazione;
- Gestire la definizione e la pianificazione dei progetti relativi alla realizzazione degli impianti;
- Garantire, fino alla loro cantierabilità, il coordinamento della attività di progettazione e di sviluppo delle iniziative industriali individuate;
- Garantire, in collaborazione con il Responsabile Affari Legali, la predisposizione e l'invio di tutta la documentazione necessaria all'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione degli impianti da parte degli Enti Pubblici territorialmente competenti;
- Gestire il costante monitoraggio dello stato di avanzamento degli iter autorizzativi presso gli Enti territoriali competenti;
- Predisporre, in collaborazione con il Responsabile Affari Legali, la contrattualistica necessaria allo svolgimento della propria attività (consulenze, incarichi professionali, diritti di superficie e servitù, contratti di sviluppo, accordi di riservatezza, ecc.);
- Gestire il costante monitoraggio ed aggiornamento circa le normative di legge e regolamenti del settore di competenza, al fine di analizzare l'impatto delle stesse sulla propria attività.

Coordinamento e programmazione

- Gestire periodicamente incontri/riunioni con i diretti collaboratori e le altre funzioni aziendali coinvolte per condividere il monitoraggio degli obiettivi e

favorire lo scambio di informazioni, le azioni correttive in caso di eventuali criticità, le idee di miglioramento organizzativo e le iniziative da adottare.

Gestione delle Risorse

- Garantire lo sviluppo delle competenze e delle risorse umane dell'unità organizzativa presidiata;
- Garantire la corretta gestione delle risorse umane ed il coordinamento delle attività nell'ambito dell'unità organizzativa presidiata;
- Segnalare alla Direzione Generale eventuali necessità in termini di risorse umane per lo sviluppo della funzione coordinata.

6.4 Il Processo di Sviluppo nel Fotovoltaico

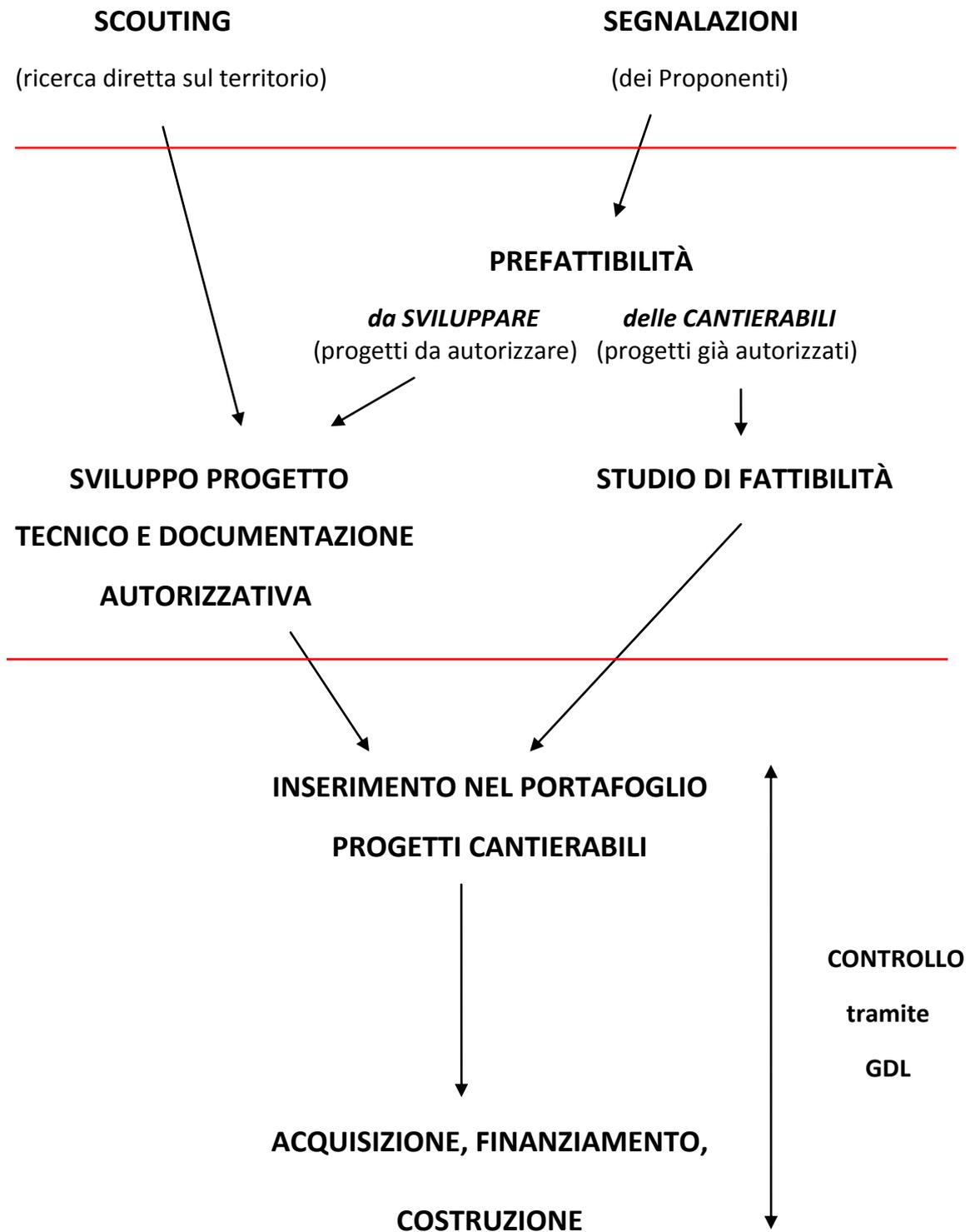
L'ufficio centrale all'intero del quale si svolge l'intero processo (ufficio all'interno del quale io stesso ho svolto lo stage aziendale) è il *Development Management Office* della *Photovoltaic Unit*, composto dal Direttore Sviluppo più alcuni collaboratori.

Il Processo di sviluppo di nuovi investimenti industriali nel fotovoltaico comincia con l'individuazione di un'iniziativa potenzialmente interessante a seguito di attività di scouting diretto sul territorio o successivamente a segnalazioni esterne dei Proponenti. Un Proponente è il titolare dell'Autorizzazione necessaria all'avvio del cantiere, ed è quindi colui che possiede già un progetto dell'impianto di produzione, approvato, o in fase di approvazione.

Attraverso lo **scouting** l'Azienda monitora il territorio, principalmente sud Italia in quanto zona con il maggior irradiazione solare e di conseguenza con la più alta producibilità di energia elettrica, e seleziona i migliori siti di destinazione per la realizzazione di un futuro impianto produttivo. Individuato il posto, il Direttore Sviluppo inizia lo sviluppo del progetto avvalendosi della collaborazione, per la parte tecnica dei tecnici di Enerray e degli ingegneri dell'Ufficio dell'Ingegneria Elettrica di SECI Energia, e per la parte autorizzativa dei giuristi dell'Ufficio Legale.

Un altro modo per individuare iniziative potenzialmente interessanti è a seguito di **segnalazioni**: queste possono essere solo dei siti di destinazione dell'impianto, in cui il

progetto deve essere ancora completamente sviluppato, oppure di progetti già autorizzati, o quasi, potenzialmente quindi già cantierabili.



Per la prima tipologia di segnalazioni, stabilito idoneo dal Direttore Sviluppo il sito presentato dal Proponente, il modo di procedere è lo stesso che si segue a seguito di scouting diretto.

Per le segnalazioni di progetti già cantierabili invece la strada seguita è completamente diversa. Si parte da una Prefattibilità: in questo caso bisogna procedere ad una scrematura iniziale (le segnalazioni di questo tipo sono estremamente numerose) basata sul Tasso Interno di Rendimento, ovvero si valuta da un punto di vista strettamente economico la bontà dell'investimento e si scelgono quelle col TIR maggiormente allineato ai valori target dell'Azienda.

Le principali variabili che intervengono nel determinare il TIR, sono quelle collegate alle fonti di ricavo (quali ad esempio la localizzazione geografica del sito che ne determina la producibilità di energia elettrica e quindi entrate in termini di vendita dell'energia e di incasso degli incentivi), e le principali voci di costo, come il canone annuo per il diritto di superficie, la distanza del campo fotovoltaico dalla cabina di consegna dell'energia elettrica al gestore della rete, il costo per l'acquisto dell'autorizzazione dai proponenti, ecc.. Terminata la Prefattibilità, selezionate le segnalazioni migliori, si passa allo Studio di Fattibilità vero e proprio.

Lo Studio di Fattibilità ha la finalità di verificare nel dettaglio che il progetto proposto dal Proponente abbia tutti i requisiti necessari per ottenere le autorizzazioni eventualmente mancanti. Viene inoltre eseguito un computo metrico per definire i costi finali per il Business Plan.

Un progetto ben fatto consente anche, in fase di costruzione, di ridurre i tempi di realizzo dell'impianto, e le eventuali modifiche in fase di cantiere risulteranno meno onerose.

L'importanza della verifica di fattibilità, per di più, è fondamentale per la "bancabilità" del progetto, ovvero per il rilascio dei finanziamenti da parte delle banche: generalmente questi progetti si realizzano per un 20-30 % di capitale di rischio proprio (equity) e per un 70-80 % con capitale di debito (finanziamenti). La banca prima di erogare un finanziamento da milioni di euro, vuole avere la ragionevole certezza che tutte le fasi del progetto siano state analizzate a regola d'arte e che il progetto sia definitivamente autorizzato, e che quindi in fase di cantiere non possano sorgere problemi atti a bloccare la realizzazione dell'impianto.

Generalmente il Processo di Sviluppo di nuovi investimenti industriali nel fotovoltaico segue la strada:



Terminato lo Sviluppo, costruito e reso operativo l'impianto, l'ultimo passaggio che chiude questo processo è individuare un potenziale investitore (Partner) interessato a rilevare una quota di partecipazione dell'impianto. La *corporate strategy* aziendale presuppone, generalmente, partecipazioni di maggioranza o partnership che consentano il controllo operativo degli impianti di produzione.



Sulla base di questa logica, vediamo come sono articolate le tre macrofasi che compongono l'iter dello Sviluppo, prima della ricerca di un Partner, dallo Studio di Fattibilità alla richiesta degli incentivi allo Stato, una volta realizzato e allacciato l'impianto al Gestore della Rete:

1. **Analisi prima dell'avvio dei lavori:** questa è la fase dello Studio di Fattibilità, che analizza nel dettaglio aspetti tecnico-progettuali sia dell'impianto di produzione che della connessione alla rete elettrica, aspetti societari e contrattuali, amministrativi, immobiliari, aspetti di sicurezza e vita dell'impianto. A questa fase prende parte un team di progetto costituito da figure professionali diverse. Gli aspetti autorizzativi e di contrattualistica sono affidati ai rappresentanti dell'Ufficio Legale che hanno il compito di verificare che sia tutto a norma e che non si rischi di incappare in eventuali controversie. I Tecnici dell'Ingegneria Elettrica verificano l'esattezza o possibili ottimizzazioni del progetto tecnico, fino al Direttore Sviluppo che ha l'ultima parola sulla decisione di intraprendere o meno l'investimento.

Se lo Studio di Fattibilità ha esito positivo, la fase successiva è ripercorrere tutti gli aspetti che sono stati analizzati fino a questo momento assieme al Proponente. In quest'incontro avviene una rianalisi dei diversi aspetti precedentemente citati e si

sviluppa una proposta commerciale ai fini di acquisire l’Autorizzazione necessaria alla realizzazione dell’impianto.

Successivamente allo Studio di Fattibilità avviene:

2. **Analisi sul progetto definitivo e avvio dei lavori**, in cui viene nominato il Project Manager che si occupa di seguire la realizzazione dell’impianto in loco, dalla prima movimentazione del terreno, fino all’allaccio al Gestore della Rete.

L’ultima fase di questo processo è:

3. **Analisi su avvio impianto e richiesta incentivi**, dove, una volta allacciato l’impianto, vengono richiesti gli incentivi del Conto Energia.

6.4.1 Le leve su cui agire durante il Processo di Sviluppo

Vediamo adesso la **Check-list** dettagliata per la valutazione tecnica, finanziaria e amministrativa di iniziative per investimenti fotovoltaici. Questa Check-list serve a controllare, in fase di verifica di fattibilità, i documenti mancanti di segnalazioni cantierabili da Proponenti esterni, mentre rappresenta gli obiettivi che il *Development Management Office* deve raggiungere, cioè i documenti da ottenere per arrivare alla cantierabilità, nel caso in cui l’Azienda, a seguito di attività di scouting diretto, decida di svilupparsi il progetto in proprio.

Scheda anagrafica

- ✓ Dati del Proponente (SPV e legale rappresentante).
- ✓ Localizzazione dell’impianto.
- ✓ Descrizione dell’impianto, taglia in kWp.
- ✓ Tipologia di integrazione architettonica (a terra, su copertura).
- ✓ Tipologia di materiali utilizzati per l’impianto (moduli, inverter, ...).
- ✓ Caratteristiche della connessione.

Prima fase – Analisi prima dell’avvio dei lavori

Aspetti tecnici

- ✓ Progetto dell’impianto e descrizione dei materiali utilizzati con evidenza delle schede tecniche moduli FV (se disponibile LIST

MATERIAL), data sheet inverter, descrizione strutture di sostegno. Il tutto deve essere redatto con il grado di approfondimento progettuale richiesto dall'iter autorizzativo seguito (Autorizzazione Unica, DIA).

- ✓ Planimetria quotate con evidenza delle disposizioni delle strutture di sostegno e dei pannelli FV.
- ✓ Verifica, anche attraverso l'analisi delle proprietà e delle attività confinanti, che non siano presenti eventuali situazioni di contaminazione ambientale, i cui relativi interventi di bonifica possano interferire con la fattibilità tecnico-economica del progetto. Informazioni su eventuali procedure di caratterizzazione, messa in sicurezza, bonifica e/o ripristino ambientale in corso o prospettate.
- ✓ Verifica disponibilità acqua per irrigazione o pulizia. Nel caso non vi sia, va contemplata domanda per emungimento falda.

Connessione alla rete elettrica

- ✓ STMG, STMD o TICA (richieste di connessione) e comunque copia di tutta la corrispondenza intercorsa con il Gestore di Rete.
- ✓ Copia del progetto delle opere di connessione riportante l'indicazione del punto di consegna presso il quale l'impianto può essere collegato alla rete.
- ✓ Qualora le cabine elettriche, il tracciato di connessione o altre specifiche parti d'impianto non siano ricomprese nel progetto sotteso alla DIA o all'AU, copia dei relativi permessi di costruire o informazioni e documenti inerenti lo status della procedura di rilascio dei relativi permessi.
- ✓ Copia dell'autorizzazione provinciale o (se applicabile) della DIL presentata alla competente Provincia.

- ✓ Copia dei Nulla Osta del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del D. Lgs. n°259/2003, relativi ai cablaggi interni all'impianto.
- ✓ Copia degli eventuali atti di costituzione di servitù di elettrodotto.
- ✓ Copia dei Nulla Osta ai fini urbanistici rilasciati dai Comuni interessati dal tracciato dell'elettrodotto.
- ✓ Qualora le procedure autorizzative della linea di connessione siano curate dal Gestore di rete, informazioni sullo status del rilascio dei documenti di cui sopra.

Profili societari e contrattuali

- ✓ Copia dell'atto costitutivo e dello statuto delle SPV.
- ✓ Copia dei contratti di EPC e O&M eventualmente stipulati o, se non sottoscritti, ultima bozza disponibile.
- ✓ Indicazioni sul regime di vendita dell'energia prescelto (bilaterale, ritiro dedicato con prezzo zonale, ritiro dedicato con prezzo minimo garantito, ecc..).
- ✓ Informazioni e documenti circa eventuali contenziosi civili e/o amministrativi pendenti o minacciati relativi alla SPV, al progetto (compresa connessione), al Proponente.

Aspetti amministrativi

- ✓ Copia della corrispondenza intercorsa fra Proponente e Provincia/Regione nell'ambito della procedura di AU dell'impianto e delle opere connesse, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/03 (se attivata).
- ✓ Copia dell'AU (se ottenuta).
- ✓ Copia della DIA presentata al Comune per l'impianto e per la connessione (se attivata) e di tutti gli allegati e della

corrispondenza intercorsa (comprese richieste e integrazioni), con evidenza delle date di presentazione.

- ✓ Domande di autorizzazione, permessi, nulla osta inoltrati al Comune e/o altri Enti o Amministrazioni competenti, necessarie per la costruzione e l'esercizio dell'impianto.
- ✓ Qualora le istanze (DIA, AU, connessione, ecc..) non siano state presentate dal Proponente, copia delle comunicazioni di cambio titolarità delle medesime effettuate alle Amministrazioni competenti.
- ✓ Copia dei pareri, autorizzazioni, nulla osta degli Enti e Amministrazioni competenti, copia dei verbali delle Conferenze dei Servizi, copia di tutta la corrispondenza intercorsa.
- ✓ Conferma che l'impianto e le opere di connessione non siano soggette a VIA (Valutazione Impatto Ambientale) o, qualora soggetti a screening, formale pronunciamento di esclusione dalla VIA. In caso di assoggettabilità, copia dell'atto dirigenziale che attesti il giudizio di compatibilità ambientale positivo.
- ✓ Laddove gli impianti siano soggetti a particolari prescrizioni regionali (fasce di rispetto, rapporto superficie radiante/superficie complessiva asservita, ecc..), conferma del rispetto delle prescrizioni.
- ✓ Copia di eventuali convenzioni stipulate con i Comuni interessati.
- ✓ Qualora gli impianti siano integralmente o parzialmente autorizzati con permesso a costruire, copia dei relativi permessi.
- ✓ Informazioni su eventuali procedure di autotutela (annullamento o revoca atti amministrativi) intraprese o prospettate dalle Amministrazioni interessate in relazione a qualsivoglia permesso, autorizzazione o altro atto di assenso rilasciato.

Profili immobiliari

- ✓ Titoli di disponibilità delle aree su cui si intende installare l'impianto e realizzare la connessione. In particolare:
 - a) Atti di proprietà trascritti, ovvero
 - b) Contratti di locazione ultraventennali (preliminari o definitivi) con evidenza della relativa trascrizione, se già effettuata, ovvero
 - c) Atti costitutivi di diritti di superficie (preliminari o definitivi) con evidenza della relativa trascrizione, se già effettuata.
- ✓ Certificati di destinazione urbanistica (CDU) aggiornati, relativi a tutte le aree di progetto.
- ✓ Qualora i CDU evidenzino la presenza di vincoli, copia delle norme tecniche di attuazione che disciplinano tali vincoli: piani sovra-comunali, piani territoriali, ecc..
- ✓ Conferma che il tracciato delle linee di connessione non insista su aree soggette a vincoli e, in caso contrario, informazioni di dettaglio sui vincoli esistenti, copia delle norme che disciplinano tali vincoli e copia dei necessari pareri, nulla osta e autorizzazioni.
- ✓ Relazioni notarili aggiornate o visure predisposte da professionisti abilitati presso le competenti conservatorie dei registri immobiliari in data recente, che evidenzino titolarità e provenienza delle aree di progetto, la trascrizione dei titoli di disponibilità delle aree di cui alla precedente lettera a) e l'assenza di trascrizioni e/o iscrizioni pregiudizievoli anteriori.
- ✓ Laddove il proprietario abbia conseguito la titolarità delle aree da meno di un anno, conferma che sono state rispettate le norme in materia di prelazione agraria, se applicabili.
- ✓ In caso di impianto in AU, verificare che sia stato presentato il piano particellare di esproprio, riferito a impianto, connessione e infrastrutture necessarie alla costruzione e all'esercizio

dell'impianto (viabilità). La presenza di tale documentazione è indispensabile per procedere alla servitù coattiva per pubblica utilità, qualora non siano disponibili i titoli di cui alle precedenti lettere a), b) e c).

Aspetti di sicurezza e vita dell'impianto

- ✓ Copia della proposta di polizza assicurativa all risks stipulata dal proponente a tutela dell'impianto.
- ✓ Copia della proposta di contratto di manutenzione e assistenza tecnica (O&M) previste durante la vita utile dell'impianto.
- ✓ Descrizione degli accorgimenti previsti per la protezione del sistema FV (telesorveglianza, sistemi di controllo, ecc..).

Seconda fase – Analisi sul progetto definitivo e avvio dei lavori

- ✓ Elaborati grafici di dettaglio.
- ✓ Specifiche tecnico-economiche dei principali componenti dell'impianto (moduli, inverter, apparati di collegamento, quadri elettrici, strutture di sostegno, ecc..).
- ✓ Progetto definitivo dell'impianto realizzato in conformità alle norme vigenti con timbro e firma di professionista abilitato, comprensivo di elaborati grafici quotati.
- ✓ Comunicazione di inizio lavori.

Terza fase – Analisi su avvio impianto e richiesta incentivi

- ✓ Richiesta di riconoscimento di tariffa incentivante: All. A1 Del. AEEG 90/2007.
- ✓ Scheda tecnica dell'impianto: All. A2 Del. AEEG 90/2007.
- ✓ Eventuale richiesta premio per impianti FV abbinati a uso efficiente dell'energia: All. A3 Del. AEEG 90/2007.

- ✓ Dichiarazione sostitutiva di atto notorio autenticata firmata dal soggetto responsabile attestante quanto indicato nel punto 5 dell'All. 4 del D.M. 19/02/2007: All. A4 Del. AEEG 90/2007.
- ✓ Comunicazione di fine lavori e dichiarazione di conclusione lavori.
- ✓ Foto dell'impianto.
- ✓ Certificato di collaudo firmato e timbrato dal collaudatore.
- ✓ Copia, ove necessario, della denuncia di officina elettrica.
- ✓ Dichiarazione di entrata in esercizio dell'impianto.
- ✓ Autocertificazione circa la non sussistenza delle condizioni di incompatibilità di cui all'art. 9 del D.M. 19/02/2007 e s.m.i.
- ✓ Copia di verbale di attivazione dell'apparato di misura dell'energia prodotta, rilasciato dal Gestore della Rete.
- ✓ Copia della lettera di conferma da parte del GSE dell'esito positivo della richiesta di incentivazione.
- ✓ Conferma di accettazione della cessione del credito da parte del GSE.

6.4.2 Controllo del Portafoglio Progetti

Finito lo studio di fattibilità (terminata quindi la Prima fase), vengono inseriti i nuovi progetti nel Portafoglio. Da questo momento in poi, contemporaneamente alla Seconda e Terza fase del processo avviene il Controllo sull'avanzamento dello stato dei progetti.

Seci Energia ha sviluppato un modello di gestione molto semplice, ma chiaro ed efficace nel dare una visione complessiva dell'intero Portafoglio: Gdl FV – Gruppo di lavoro Fotovoltaico.

Mediamente una volta alla settimana, un team interfunzionale si ritrova attorno ad un tavolo e in quella sede ognuno espone, per quanto di propria competenza, criticità o progressi dei singoli progetti. Generalmente il team si compone del: Coordinatore

Sviluppo Progetti, Direttore Sviluppo Fotovoltaico, Direttore Tecnico di Enerray, Rappresentante dell'Ingegneria Elettrica.

Il Coordinatore Sviluppo Progetti, che era anche il mio tutor aziendale, è una figura chiave dell'intera Azienda e si occupa di supervisionare e coordinare i progetti delle diverse Business Unit (Fotovoltaico, Eolico, Biogas, ecc..), per verificarne l'allineamento con la strategia aziendale e il corretto evolversi nel tempo. Il Direttore Sviluppo invece è il responsabile della singola Business Unit, che in questo caso è il Fotovoltaico, e si occupa prevalentemente degli aspetti economico-burocratici del progetto e del rapporto con i proponenti. Colui che invece si occupa delle fattibilità esclusivamente da un punto di vista tecnico, verificando l'esattezza dei progetti, prevalentemente dell'impianto di produzione, e in modo minore, dell'intero tracciato per la connessione alla rete elettrica, è il Direttore Tecnico di Enerray. Il Rappresentante dell'Ingegneria Elettrica si occupa invece della progettazione della connessione alla rete dall'impianto.

Durante l'incontro viene seguita una scaletta, in cui l'ordine è dettato dalla data di inserimento di un progetto nel Portafoglio, e dal più vecchio fino al più recente viene compilata o modificata, a fronte di eventuali sviluppi, la seguente tabella:

| Data Gdl: | | | | |
|---------------|---------|-----------|--------------|------------------------|
| Presenti: | | | | |
| | | | | |
| Nome Progetto | Regione | Criticità | Responsabile | Data prevista allaccio |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

6.5 Un caso reale: l'impianto Pippo in Puglia

Seguendo i presupposti della *mission* aziendale, che prevede di realizzare investimenti strategici in Italia e all'Estero nell'ambito delle energie rinnovabili, e nello specifico in un settore remunerativo con basso profilo di rischio quale il fotovoltaico, cercherò in questo paragrafo di illustrare come viene presentato uno specifico impianto, che per questioni di riservatezza chiamerò "Pippo", localizzato in Puglia.

L'obiettivo è di rappresentare gli aspetti generali tecnici ed economico-finanziari di un parco fotovoltaico, della potenza complessiva di 10 MWp, ubicato in provincia di Foggia, con la finalità di individuare un potenziale Partner, interessato a rilevare il 50% della partecipazione.

- **Descrizione del progetto:** l'iniziativa oggetto di analisi è stata Sviluppata attraverso il conseguimento dell'Autorizzazione Unica regionale in Puglia. Il parco è composto da due impianti fotovoltaici installati a terra, della potenza di circa 5 MWp ciascuno, finalizzati alla produzione di energia elettrica e la cessione della stessa al Gestore dei Servizi Energetici, nonché per la valorizzazione degli incentivi da Conto Energia per la produzione da fotovoltaico.
- **Caratteristiche del parco:** gli impianti insistono su due sezioni tecnicamente indipendenti da 4,998 MWp di potenza (Sezione A e Sezione B). I moduli sono stati montati sul terreno con una inclinazione di circa 30° rispetto al piano orizzontale, ed hanno un'altezza massima di 2 m, distribuiti uniformemente sul terreno in modo da minimizzare l'impatto visivo.

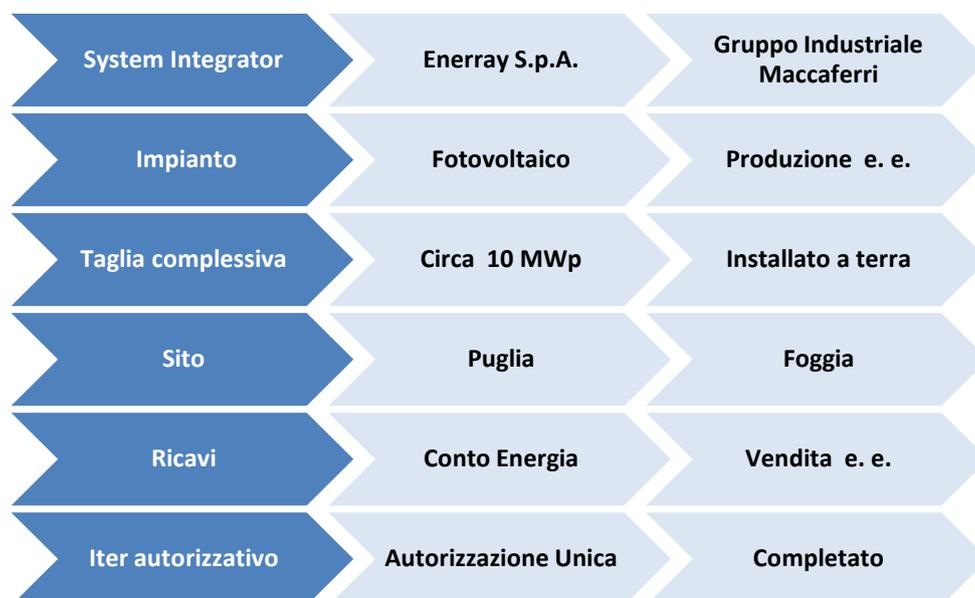


I moduli sono stati prodotti con certificazione di qualità ISO 9001.

- **Localizzazione geografica:** il parco è stato realizzato su terreno agricolo della superficie di circa 26 ettari, ubicato in provincia di Foggia. Il terreno agricolo su cui insiste il parco è garantito da un Diritto di Superficie per 21 anni, stipulato col proprietario dell'appezzamento, che è già stato perfezionato attraverso un contratto definitivo registrato e trascritto.
- **Struttura dell'Investimento e catena di controllo:** il parco è detenuto da una NewCo (*Pippo FV Srl*) che possiede tutti i titoli autorizzativi necessari alla costruzione ed esercizio degli impianti fotovoltaici.



- **Tipologia Conto Energia:** l'impianto della Sezione B beneficia della tariffa del "Secondo Conto Energia", mentre l'impianto afferente alla Sezione A beneficia della "tariffa 1 quadrimestre 2011 del Terzo Conto Energia".
- **EPC and O&M:** Enerray S.p.A. è l'EPC ed il gestore del contratto di O&M. Enerray è la società del Gruppo Maccaferri specializzata nella progettazione, realizzazione "turn key" e gestione di impianti fotovoltaici di medio - grandi dimensioni.



6.5.1 Risorse e competenze distintive

Le risorse e le competenze aziendali costituiscono gli elementi fondamentali della capacità competitiva dell'impresa. Attraverso la S.W.O.T. Analysis cercherò di

evidenziare l'importanza della sintonia delle risorse e delle competenze possedute dall'Azienda con il proprio ambiente di riferimento, per l'investimento in questione.

| Punti di Forza | Opportunità |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Partner Industriale (SECI Energia) con consolidata e pluriennale esperienza nel settore; • Solidità finanziaria del Gruppo Industriale Maccaferri; • Rendimento garantito di almeno 7 anni; • L'impianto ha ottenuto l'autorizzazione unica per poter operare; • Posizione geografica ad elevato irraggiamento solare; • Gestione e manutenzione dell'impianto (contratto di O&M) che include sia manutenzione ordinaria che straordinaria; • Eventuali fabbisogni di cassa per imprevisti verranno corrisposti unicamente dal Gruppo Industriale Maccaferri; • Componenti dell'impianto di società leader di mercato: <ul style="list-style-type: none"> - Pannelli solari Trina Solar (225 Wp) - Inverter Elettronica Santerno | <ul style="list-style-type: none"> • Upside di rendimento per crescite superiori a quelle definite nel Business Plan; • Possibilità di diversificare i propri investimenti in un <i>asset class</i> (Fotovoltaico) con dei ritorni superiori a parità di rischio; • Il Gruppo Industriale Maccaferri è disponibile a concedere all'investitore di uscire dall'investimento dal terzo al decimo anno (con cadenza annuale), garantendo un ritorno minimo del 7% lordo. |

Questa analisi descrive il business dell'impresa in termini di punti di forza interni e di opportunità ambientali. I punti di forza sono valutati non tanto in senso assoluto, quanto in riferimento ai principali concorrenti nello stesso raggruppamento strategico. Le opportunità ambientali si considerano invece nella prospettiva soggettiva dell'impresa, quindi in relazione alle sue condizioni interne.

Le imprese che possiedono una dotazione di risorse distintiva o superiore rispetto a quella detenuta dai concorrenti possono utilizzarla come base del proprio vantaggio competitivo, nel momento in cui essa si riveli coerente con le opportunità offerte dal

mercato. Il vantaggio competitivo di un'impresa, sia esso di costo o di differenziazione, dipende dalla diversa dotazione di risorse e competenze distintive, dalla capacità di costruire, combinare, acquisire e gestire tali risorse e competenze coerentemente con le minacce/opportunità offerte dal mercato.

Si possono distinguere le risorse in tre principali categorie:

- le risorse tangibili: che costituiscono gli *assets* fisici e finanziari dell'impresa;
- le risorse intangibili: che costituiscono gli *intangible assets* difficilmente valutabili e relativi alla tecnologia, all'immagine e all'insieme dei valori diffusi all'interno dell'azienda;
- le risorse umane: rappresentate dagli uomini per il valore delle competenze che esse apportano all'impresa.

Le competenze aziendali sono invece raffigurate dalla capacità dell'impresa di combinare ed impiegare le proprie risorse, utilizzando processi organizzativi in vista del raggiungimento degli obiettivi aziendali.

6.5.2 Il piano finanziario

Per la simulazione dei dati economico-finanziari e per la stesura di bilancio previsionale ho utilizzato un modello sviluppato dalla Direzione Finanziaria del Gruppo Maccaferri.

Ipotesi di Business Plan – Industrial Assumptions

| Industrial Assumptions | | | | |
|--|---------------|---------------------------------------|-----------|----------------|
| Productivity & Efficiency Assumptions | | | | |
| Plant # | 2.0 | | | |
| Plant dimension in megawatt (MWp) | 9.98 | | | |
| Plant Location | Puglia | | | |
| Annual Productivity (KWh/KWp) | 1,380 | | | |
| Initial loss of productivity, (one-off) | 1.00% | | | |
| Loss of productivity, operation period | 0.40% | | | |
| Incentive Scheme & Selling regime | | | | |
| GSE Incentives typology | | | | Non integrated |
| GSE Incentives, tariff (€ cent) | € 0.346 | Plant Sectic € 0.313 Plant Section A | | |
| Medium tension connection grid upside | 5.00% | | | |
| Selling regime | Zonale orario | | | |
| Average price per zone | € 0.070 | | | |
| Opex | €/000 | | | €/000 |
| O&M | 45.0 | Per Megaw | | 449.1 |
| Insurance Costs | 10.0 | Per Megaw | | 99.8 |
| Security | 15.0 | Fixed | | 15.0 |
| SPV G&A | 20.0 | Fixed | | 20.0 |
| Costs related to GSE | 7.0 | Fixed | | 7.0 |
| Right of Surface | (average) | 7.8 | Per Megaw | 78.2 |
| AEEG | 1.0 | Per Megaw | | 10.0 |
| Other costs | 10.2 | Fixed | | 10.2 |
| Self consumption | 3.0 | Per Megaw | | 29.9 |
| Property local tax (ICI) | 5.0 | Per Megaw | | 49.9 |
| Total Opex | | | | 769.0 |
| Capex | €/000 | | | Notes |
| Permitting | 2,736 | | | |
| Municipality Agreement | 1,221 | | | |
| Other assets | 5 | | | |
| IDC | 384 | | | |
| Construction costs | 35,227 | | | |
| Right of Surface Bank Account | 1,569 | Released according to annual payments | | |
| Total Capex | 41,141 | | | |

Ipotesi di Business Plan – Financial Assumptions

| Financial Assumptions | | | | | | |
|---------------------------------------|---|-----------|-------------------------------------|--------------------|-------------------|-------|
| Timing | Start | End | Inflation option | | | |
| Costruction | 30-Jun-10 | 30-Jun-11 | Inflation on costs | | 2.0% | |
| Operation | (Plant A: 01/05/2011 - Plant B: 01/07/2011) | after 20Y | Inflation on electricity sale price | | 2.0% | |
| Type of Financing | €/000 | Duration | Interest constr | Interest operation | Type of Repayment | Notes |
| IRS | | | 1.15% | 3.20% | | |
| Leasing / Debt amortizing | 35,010 | 17.5 Y | 1.85% | 1.85% | amortising | |
| VAT Facility | | | | | | |
| Shareholders' Loan | 2,966 | 5.0 Y | | 0.00% | | |
| Fees | % | €/000 | Leverage | | | |
| Commitment fee | 0.0% | | Leasing / Debt amortizing | | 85.3% | |
| Arrangement fee Senior Loan / Leasing | 0.4% | | VAT Facility | | no VAT facility | |
| Arrangement fee VAT Facility | 0.0% | | Shareholders' Loan | | 7.2% | |
| Agency fee (€000) | - | | Pure Equity | | 7.5% | |
| CAPM | % | %(D+E) | Taxes | | | |
| Ke (L) | 9.66% | 36% | IRAP (Corporate Local tax) | | 4.82% | |
| Kd net of tax | 4.08% | 64% | IRES (Corporate National Tax) | | 27.5% | |
| WACC | 6.11% | 100% | Deductable interest | | 30.0% | |
| | | | VAT on Costs | | 20.0% | |
| | | | VAT on Electricity sale | | 10.0% | |
| | | | Withholding Tax | | 4.0% | |
| | | | Extra Grants (Visco Sud) | | no | |

Stato Patrimoniale

| Balance Sheet | €000 | 31-Dec-11 | 31-Dec-12 | 31-Dec-13 | 31-Dec-14 | 31-Dec-15 | 31-Dec-16 | 31-Dec-17 | 31-Dec-18 | 31-Dec-19 | 31-Dec-20 | 31-Dec-21 |
|--|---------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Total Fixed Assets | | 39,571.4 | 38,582.2 | 36,603.6 | 34,625.0 | 32,646.4 | 30,667.9 | 28,689.3 | 26,710.7 | 24,732.2 | 22,753.6 | 20,775.0 |
| Net Commercial Working Capital | | (231.5) | (593.8) | (593.9) | (596.0) | (297.7) | (301.1) | (302.0) | (304.1) | (306.2) | (9.0) | (9.8) |
| VAT receivable /payables | | - | 176.4 | 176.3 | 176.4 | 176.6 | 176.8 | 176.8 | 176.9 | 176.9 | 177.1 | 177.0 |
| O&MRA Fund | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tax balance | | - | (186.0) | (367.3) | (366.7) | (366.2) | (365.8) | (365.6) | (365.6) | (365.7) | (394.7) | (474.0) |
| Net Working Capital | | (231.5) | (603.3) | (784.9) | (786.3) | (487.3) | (490.1) | (490.8) | (492.8) | (495.0) | (226.5) | (306.9) |
| Net Invested Capital | | 39,340.0 | 37,978.8 | 35,818.7 | 33,838.7 | 32,159.1 | 30,177.8 | 28,198.5 | 26,217.9 | 24,237.1 | 22,527.0 | 20,468.1 |
| Leasing / Debt amortizing | | 35,008.8 | 34,363.7 | 33,039.0 | 31,647.3 | 30,185.3 | 28,649.6 | 27,036.2 | 25,341.4 | 23,561.0 | 21,690.7 | 19,726.0 |
| VAT Facility | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RSA - Bank account | | (1,569.5) | (1,530.4) | (1,452.2) | (1,374.0) | (1,295.9) | (1,217.7) | (1,139.5) | (1,061.3) | (983.2) | (905.0) | (826.8) |
| (Cash Balance)/Overdraft | | (124.3) | (841.5) | (1,418.4) | (1,447.7) | (1,856.7) | (960.7) | (1,021.3) | (1,327.3) | (1,548.7) | (1,368.4) | (1,384.7) |
| Net Financial Position (NFP or D) | | 33,316.1 | 31,991.8 | 30,168.4 | 28,825.5 | 27,032.7 | 26,471.2 | 24,875.4 | 22,952.8 | 21,029.2 | 19,417.3 | 17,514.5 |
| | D/(D+E) | 84.7% | 84.2% | 84.2% | 85.2% | 84.1% | 87.7% | 88.2% | 87.5% | 86.8% | 86.2% | 85.8% |
| Shareholders' Loan | | 2,965.7 | 2,669.2 | 2,076.0 | 1,482.9 | 889.7 | 296.6 | - | - | - | - | - |
| Equity | | 3,058.2 | 3,317.8 | 3,574.3 | 3,530.3 | 4,236.7 | 3,410.0 | 3,323.0 | 3,265.1 | 3,208.0 | 3,109.7 | 2,953.7 |
| Equity + Shareholders' Loan (E) | | 6,023.9 | 5,987.0 | 5,650.4 | 5,013.2 | 5,126.4 | 3,706.6 | 3,323.0 | 3,265.1 | 3,208.0 | 3,109.7 | 2,953.7 |
| | E/(D+E) | 15.3% | 15.8% | 15.8% | 14.8% | 15.9% | 12.3% | 11.8% | 12.5% | 13.2% | 13.8% | 14.4% |
| Total Sources | | 39,340.0 | 37,978.8 | 35,818.7 | 33,838.7 | 32,159.1 | 30,177.8 | 28,198.5 | 26,217.9 | 24,237.1 | 22,527.0 | 20,468.1 |

| Balance Sheet | €000 | 31-Dec-22 | 31-Dec-23 | 31-Dec-24 | 31-Dec-25 | 31-Dec-26 | 31-Dec-27 | 31-Dec-28 | 31-Dec-29 | 31-Dec-30 | 31-Dec-31 | 31-Dec-32 |
|--|---------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| Total Fixed Assets | | 18,796.4 | 16,817.9 | 14,839.3 | 12,860.7 | 10,882.1 | 8,903.6 | 6,925.0 | 4,946.4 | 2,967.9 | 989.3 | 0.0 |
| Net Commercial Working Capital | | (11.9) | (13.9) | (17.2) | 280.5 | 278.6 | 276.7 | 273.5 | 273.0 | 271.2 | 269.5 | - |
| VAT receivable /payables | | 177.0 | 177.0 | 177.2 | 177.0 | 176.9 | 176.8 | 176.9 | 174.7 | 23.4 | 23.2 | - |
| O&MRA Fund | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tax balance | | (500.7) | (527.8) | (556.9) | (593.1) | (626.9) | (657.9) | (695.6) | (735.4) | (776.6) | (806.9) | (406.3) |
| Net Working Capital | | (335.5) | (364.6) | (396.8) | (135.6) | (171.4) | (204.4) | (245.1) | (287.7) | (482.0) | (514.3) | (406.3) |
| Net Invested Capital | | 18,460.9 | 16,453.2 | 14,442.5 | 12,725.1 | 10,710.7 | 8,699.1 | 6,679.9 | 4,658.8 | 2,485.9 | 475.0 | (406.3) |
| Leasing / Debt amortizing | | 17,662.0 | 15,493.8 | 13,216.1 | 10,823.4 | 8,309.8 | 5,669.4 | 2,895.5 | - | - | - | - |
| VAT Facility | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RSA - Bank account | | (748.7) | (670.5) | (592.3) | (514.2) | (436.0) | (357.8) | (279.6) | (201.5) | (123.3) | (45.1) | - |
| (Cash Balance)/Overdraft | | (1,302.4) | (1,108.5) | (1,076.0) | (1,836.9) | (1,023.9) | (973.4) | (944.4) | (926.6) | (4,079.4) | (3,994.3) | (418.3) |
| Net Financial Position (NFP or D) | | 15,611.0 | 13,714.8 | 11,547.8 | 8,472.4 | 6,850.0 | 4,338.1 | 1,671.5 | (1,128.1) | (4,202.8) | (4,038.4) | (418.3) |
| | D/(D+E) | 84.6% | 83.4% | 80.0% | 66.6% | 64.0% | 49.9% | 25.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Shareholders' Loan | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Equity | | 2,849.9 | 2,738.4 | 2,894.7 | 4,252.7 | 3,860.8 | 4,361.0 | 5,008.3 | 5,786.8 | 6,688.6 | 4,514.4 | 12.0 |
| Equity + Shareholders' Loan (E) | | 2,849.9 | 2,738.4 | 2,894.7 | 4,252.7 | 3,860.8 | 4,361.0 | 5,008.3 | 5,786.8 | 6,688.6 | 4,514.4 | 12.0 |
| | E/(D+E) | 15.4% | 16.6% | 20.0% | 33.4% | 36.0% | 50.1% | 75.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |
| Total Sources | | 18,460.9 | 16,453.2 | 14,442.5 | 12,725.1 | 10,710.7 | 8,699.1 | 6,679.9 | 4,658.8 | 2,485.9 | 475.0 | (406.3) |

Conto Economico

| Income Statement | €000 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|---------------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Revenues from incentives & Other Revenue | | - | 2,258.4 | 4,487.7 | 4,469.8 | 4,451.9 | 4,434.1 | 4,416.4 | 4,398.7 | 4,381.2 | 4,363.7 | 4,346.2 |
| Revenues from electricity sale | | - | 514.4 | 1,045.2 | 1,072.8 | 1,101.2 | 1,130.4 | 1,160.6 | 1,191.7 | 1,223.7 | 1,256.7 | 1,290.7 |
| Total Revenues | | - | 2,772.8 | 5,532.9 | 5,542.6 | 5,553.1 | 5,564.6 | 5,577.0 | 5,590.4 | 5,604.8 | 5,620.3 | 5,636.9 |
| | YoY | - | | 93.5% | 1.2% | 0.2% | 0.2% | 0.2% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 0.3% |
| Total Costs | | - | (399.1) | (809.5) | (824.8) | (840.3) | (856.2) | (872.4) | (889.0) | (905.8) | (923.0) | (940.6) |
| EBITDA | | - | 2,373.7 | 4,723.4 | 4,717.8 | 4,712.7 | 4,708.3 | 4,704.5 | 4,701.4 | 4,698.0 | 4,697.3 | 4,696.3 |
| | Ebitda margin | - | 85.6% | 85.4% | 85.1% | 84.9% | 84.6% | 84.4% | 84.1% | 83.8% | 83.6% | 83.3% |
| Depreciation and Amortisation | | - | (989.3) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) |
| EBIT | | - | 1,384.4 | 2,744.9 | 2,739.2 | 2,734.2 | 2,729.7 | 2,726.0 | 2,722.9 | 2,720.4 | 2,718.7 | 2,717.8 |
| | Ebit margin | - | 49.9% | 49.6% | 49.4% | 49.2% | 49.1% | 48.9% | 48.7% | 48.5% | 48.4% | 48.2% |
| Net Interest Expenses & Agency Fee | | - | (848.4) | (1,636.1) | (1,559.7) | (1,483.6) | (1,422.7) | (1,372.1) | (1,286.3) | (1,193.0) | (1,105.2) | (1,017.6) |
| EBT | | - | 536.0 | 1,108.8 | 1,179.5 | 1,250.6 | 1,307.1 | 1,353.8 | 1,436.5 | 1,527.4 | 1,613.5 | 1,700.1 |
| | Ebt margin | - | 19.3% | 20.0% | 21.3% | 22.5% | 23.5% | 24.3% | 25.7% | 27.3% | 28.7% | 30.2% |
| Taxes | | - | (276.3) | (546.8) | (545.5) | (544.3) | (543.2) | (542.3) | (541.5) | (540.9) | (539.2) | (537.9) |
| Net Income | | - | 259.7 | 561.9 | 634.1 | 706.3 | 763.9 | 811.5 | 895.0 | 986.5 | 1,044.3 | 1,052.2 |
| | E margin | - | 9.4% | 10.2% | 11.4% | 12.7% | 13.7% | 14.6% | 16.0% | 17.6% | 18.6% | 18.7% |

| Income Statement | €000 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Revenues from incentives & Other Revenue | | 4,328.9 | 4,311.6 | 4,294.3 | 4,277.2 | 4,260.1 | 4,243.1 | 4,226.1 | 4,209.2 | 4,192.4 | 4,175.6 | 2,070.2 |
| Revenues from electricity sale | | 1,325.8 | 1,361.9 | 1,399.2 | 1,437.6 | 1,477.3 | 1,518.2 | 1,560.3 | 1,603.8 | 1,648.7 | 1,695.0 | 860.4 |
| Total Revenues | | 5,654.6 | 5,673.5 | 5,693.5 | 5,714.8 | 5,737.4 | 5,761.2 | 5,786.4 | 5,813.0 | 5,841.1 | 5,870.6 | 2,930.6 |
| | YoY | | 0.3% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | -50.1% |
| Total Costs | | (958.5) | (976.8) | (995.4) | (1,014.4) | (1,033.8) | (1,053.6) | (1,073.7) | (1,094.3) | (1,115.3) | (1,136.7) | (576.5) |
| EBITDA | | 4,696.1 | 4,696.7 | 4,698.1 | 4,700.4 | 4,703.6 | 4,707.7 | 4,712.7 | 4,718.7 | 4,725.8 | 4,733.9 | 2,354.1 |
| | Ebitda margin | | 83.0% | 82.5% | 82.2% | 82.0% | 81.7% | 81.4% | 81.2% | 80.9% | 80.6% | 80.3% |
| Depreciation and Amortisation | | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (1,978.6) | (989.3) |
| EBIT | | 2,717.6 | 2,718.1 | 2,719.6 | 2,721.8 | 2,725.0 | 2,729.1 | 2,734.1 | 2,740.1 | 2,747.2 | 2,755.3 | 1,364.8 |
| | Ebit margin | | 48.1% | 47.9% | 47.8% | 47.6% | 47.5% | 47.4% | 47.3% | 47.1% | 47.0% | 46.9% |
| Net Interest Expenses & Agency Fee | | (923.0) | (827.8) | (726.2) | (599.6) | (482.8) | (377.3) | (248.8) | (113.5) | 25.5 | 123.9 | 84.8 |
| EBT | | 1,794.5 | 1,890.4 | 1,993.4 | 2,122.3 | 2,242.2 | 2,351.8 | 2,485.4 | 2,626.6 | 2,772.7 | 2,879.2 | 1,449.6 |
| | Ebt margin | | 31.7% | 33.3% | 35.0% | 37.1% | 39.1% | 40.8% | 43.0% | 45.2% | 47.5% | 49.0% |
| Taxes | | (673.9) | (700.2) | (728.6) | (764.2) | (797.3) | (827.7) | (864.6) | (903.8) | (944.3) | (974.0) | (489.1) |
| Net Income | | 1,120.7 | 1,190.1 | 1,264.8 | 1,358.1 | 1,444.9 | 1,524.2 | 1,620.7 | 1,722.8 | 1,828.4 | 1,905.2 | 960.5 |
| | E margin | | 19.8% | 21.0% | 22.2% | 23.8% | 25.2% | 26.5% | 28.0% | 29.6% | 31.3% | 32.8% |

Flussi di cassa

| Cash Flow | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| €'000 | | | | | | | | | | | |
| Ebitda | - | 2,373.7 | 4,723.4 | 4,717.8 | 4,712.7 | 4,708.3 | 4,704.5 | 4,701.4 | 4,699.0 | 4,697.3 | 4,696.3 |
| Taxes (res+rap) | - | (276.3) | (546.8) | (545.5) | (544.3) | (543.2) | (542.3) | (541.5) | (540.9) | (569.2) | (647.9) |
| Capex | (39,571.4) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | (0.0) | (0.0) | (0.0) | (0.0) | (0.0) | (0.0) |
| Change in NWC | 231.5 | 371.9 | 181.5 | 1.4 | (299.0) | 2.8 | 0.8 | 2.0 | 2.2 | (268.5) | 80.3 |
| Cash Flow available for Debt service | (39,340.0) | 2,469.2 | 4,358.1 | 4,173.7 | 3,869.5 | 4,167.9 | 4,163.0 | 4,161.9 | 4,160.2 | 3,859.6 | 4,128.8 |
| Change in Leasing / Debt amortizing | 35,009.8 | (646.1) | (1,324.8) | (1,391.7) | (1,461.9) | (1,535.8) | (1,613.3) | (1,694.8) | (1,780.4) | (1,870.3) | (1,964.8) |
| Change in VAT Facility | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interest on Term Loan and leasing | - | (884.0) | (1,735.4) | (1,668.5) | (1,598.2) | (1,524.4) | (1,446.8) | (1,365.3) | (1,279.7) | (1,189.8) | (1,095.4) |
| Interest on VAT facility | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interest Income (Expense on overdraft) | - | 35.6 | 99.3 | 108.8 | 114.6 | 101.7 | 74.7 | 79.0 | 86.7 | 84.6 | 77.7 |
| Commissions on debt | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cash available for DSRA, Shareholders' Loan & Dividends | (4,330.2) | 974.7 | 1,397.3 | 1,222.4 | 924.0 | 1,209.5 | 1,177.5 | 1,180.8 | 1,186.8 | 884.1 | 1,146.4 |
| Change in RSA - Bank account | (1,569.5) | 39.1 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 |
| Change in Shareholders' Loan | 2,965.7 | (296.6) | (593.1) | (593.1) | (593.1) | (593.1) | (296.6) | - | - | - | - |
| Interest on Shareholders' loan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Equity injection/(Dividends) | 3,058.2 | - | (305.4) | (678.1) | - | (1,590.6) | (898.5) | (953.0) | (1,043.6) | (1,142.6) | (1,208.2) |
| Change in (Cash Balance)/Overdraft | 124.3 | 717.3 | 576.9 | 29.3 | 409.0 | (896.1) | 60.6 | 306.0 | 221.4 | (180.3) | 16.3 |
| NFP as at BoP | - | 33,316.1 | 31,991.8 | 30,168.4 | 28,825.5 | 27,032.7 | 26,471.2 | 24,875.4 | 22,952.8 | 21,029.2 | 19,417.3 |
| Change in NFP | 33,316.1 | (1,324.2) | (1,823.5) | (1,342.8) | (1,792.8) | (561.6) | (1,595.8) | (1,922.6) | (1,923.7) | (1,611.8) | (1,902.9) |
| NFP as at EpP | 33,316.1 | 31,991.8 | 30,168.4 | 28,825.5 | 27,032.7 | 26,471.2 | 24,875.4 | 22,952.8 | 21,029.2 | 19,417.3 | 17,514.5 |

| Cash Flow | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| €'000 | | | | | | | | | | | |
| Ebitda | 4,696.1 | 4,696.7 | 4,698.1 | 4,700.4 | 4,703.6 | 4,707.7 | 4,712.7 | 4,718.7 | 4,725.8 | 4,733.9 | 2,354.1 |
| Taxes (res+rap) | (673.9) | (700.2) | (728.6) | (764.2) | (797.3) | (827.7) | (864.6) | (903.8) | (944.3) | (974.0) | (489.1) |
| Capex | (0.0) | (0.0) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Change in NWC | 28.7 | 29.1 | 32.2 | (261.2) | 35.8 | 33.0 | 40.7 | 42.5 | 194.3 | 32.3 | (108.0) |
| Cash Flow available for Debt service | 4,050.9 | 4,025.6 | 4,001.7 | 3,675.0 | 3,942.1 | 3,913.0 | 3,888.8 | 3,857.5 | 3,975.8 | 3,792.2 | 1,757.0 |
| Change in Leasing / Debt amortizing | (2,064.0) | (2,168.2) | (2,277.7) | (2,392.7) | (2,513.6) | (2,640.5) | (2,773.8) | (2,895.5) | - | - | - |
| Change in VAT Facility | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interest on Term Loan and leasing | (996.2) | (891.9) | (782.4) | (667.4) | (546.6) | (419.6) | (286.3) | (146.2) | (37.2) | - | - |
| Interest on VAT facility | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interest Income (Expense on overdraft) | 73.1 | 64.2 | 56.3 | 67.8 | 63.8 | 42.4 | 37.5 | 32.7 | 62.7 | 123.9 | 84.8 |
| Commissions on debt | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cash available for DSRA, Shareholders' Loan & Dividends | 1,063.9 | 1,029.6 | 997.8 | 682.7 | 945.7 | 895.2 | 866.2 | 848.4 | 4,001.3 | 3,916.1 | 1,841.8 |
| Change in RSA - Bank account | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 78.2 | 45.1 |
| Change in Shareholders' Loan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interest on Shareholders' loan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Equity injection/(Dividends) | (1,224.4) | (1,301.6) | (1,108.5) | - | (1,836.9) | (1,023.9) | (973.4) | (944.4) | (926.6) | (4,079.4) | (5,462.9) |
| Change in (Cash Balance)/Overdraft | (82.3) | (193.8) | (32.5) | 760.9 | (813.0) | (50.5) | (29.1) | (17.8) | 3,152.8 | (85.2) | (3,576.0) |
| NFP as at BoP | 17,514.5 | 15,611.0 | 13,714.8 | 11,547.8 | 8,472.4 | 6,850.0 | 4,338.1 | 1,671.5 | (1,128.1) | (4,202.8) | (4,039.4) |
| Change in NFP | (1,903.5) | (1,896.2) | (2,167.0) | (3,075.4) | (1,622.4) | (2,511.8) | (2,686.6) | (2,799.6) | (3,074.7) | 163.3 | 3,621.1 |
| NFP as at EpP | 15,611.0 | 13,714.8 | 11,547.8 | 8,472.4 | 6,850.0 | 4,338.1 | 1,671.5 | (1,128.1) | (4,202.8) | (4,039.4) | (418.3) |

Questi prospetti previsionali sono il frutto di un modello standard, per la valutazione di fattibilità economico-finanziaria, uguale per tutti i progetti nell'ambito delle energie rinnovabili, con lo scopo di esplicitare principalmente il valore raggiungibile in termini di ritorno sull'investimento (IRR). Quello che cambia, relativamente al progetto "Alfa" piuttosto che per "Beta", sono le variabili in ingresso a questo modello.

Le **key financials**, o indicatori finanziari, sono le ipotesi base caratteristiche di ciascun progetto, e rappresentano le leve sulle quali si basa la scelta tra due progetti cantierabili. Generalmente esse sono associate solamente a quelle variabili responsabili delle "entrate", in quanto i costi (realizzazione, gestione, manutenzione, assicurazione, ...) di un impianto sono abbastanza simili tra un progetto e un altro.

| Main Project data | |
|-----------------------------|--------------|
| Plant dimension in megawatt | MWp 10.0 |
| Total production per year | MWh/Y 13,771 |
| Construction start date | giu-11 |
| Operating duration | 20 Y |
| Operation period begin | giu-12 |
| EPC | Energy |
| PV modules supplier | Trina Solar |

La tabella mostra le *key financials* relativamente al progetto *Pippo*, nel dettaglio esse sono sostanzialmente:

- la *Dimensione* del parco fotovoltaico, in termini di MWp di potenza, alla quale è associata la maggiore o minore producibilità di energia elettrica annua;
- la *Producibilità* dell'impianto, fattore che dipende fortemente dalla localizzazione geografica del sito (facilmente calcolabile attraverso il database "*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*" dell'Istituto di Ricerca sull'Energia e i Trasporti della Commissione Europea, al sito internet: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Ad essa sono associati i ricavi derivanti dalle tariffe *feed in* e dalla vendita dell'energia elettrica;
- la *data di entrata in esercizio dell'impianto*, dalla quale dipende il valore dell'incentivo versato (come spiegato dettagliatamente nel Cap. 2 – La normativa);
- l'*arco temporale per il quale viene riconosciuto l'incentivo* (anche in questo caso rimando al Cap. 2 – La normativa);
- l'*EPC Contractor* al quale è affidata la realizzazione e successivamente la gestione e manutenzione dell'impianto. Eventuali ritardi, malfunzionamenti o rotture dell'impianto possono comportare disastrose perdite economiche e creare notevoli danni d'immagine. Per questi motivi è assolutamente necessario scegliere in modo efficace e scrupoloso a chi affidare la cura dell'impianto. Nel caso specifico dell'impianto *Pippo* il contratto di EPC è affidato ad Enerray, società appartenente allo stesso Gruppo Maccaferri;
- i *Fornitori* dei moduli fotovoltaici. Componenti di prima qualità assicurano performance maggiori di componenti low cost. I moduli dell'impianto *Pippo* derivano da Trina Solar, azienda leader nel settore.

6.5.3 La proposta al potenziale Partner

Il Gruppo Maccaferri propone al potenziale investitore, il Partner, la cessione del 50 % della partecipazione nel veicolo (*Pippo FV Srl*), ad un prezzo di circa € mln 5.0, che implica, tenuto conto dei dividendi futuri, un rendimento lordo pari al 10 % (IRR), ed un prezzo per MWp di circa € mln 4.3, come evidenziato nella tabella di seguito riportata:

| | IRR | - | anno 1 | anno 2 | anno 3 | anno 4 | anno 5 | anno 6 | anno 7 | anno 8 | anno 9 | anno 10 |
|--|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| FLUSSI DI CASSA PARTNER IRR 10.0% | 10.0% | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Prezzo di vendita 50% Pippo FV S.r.l. | | | | | | | | | | | | |
| (Investimento) / Dividendi percepiti - €/000 | | (5,008) | 148 | 449 | 636 | 297 | 1,092 | 598 | 476 | 522 | 57 | 60 |
| Dividend yield | | | 3.0% | 9.0% | 12.7% | 5.9% | 21.8% | 11.9% | 9.5% | 10.4% | 11,4% | 12,1% |
| FLUSSI DI CASSA PARTNER IRR 10.0% | | anno 11 | anno 12 | anno 13 | anno 14 | anno 15 | anno 16 | anno 17 | anno 18 | anno 19 | anno 20 | anno 21 |
| Prezzo di vendita 50% Pippo FV | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
| Dividendi percepiti - €/000 | | 612 | 651 | 554 | - | 918 | 512 | 487 | 472 | 463 | 2,040 | 2,731 |
| Dividend yield | | 12.2% | 13.0% | 11.1% | 0.0% | 18.3% | 10.2% | 9.7% | 9.4% | 9.3% | 40.7% | 54.5% |
| Calcolo prezzo per MWp €/000 | | | | | | | | | | | | |
| IRR offerto al Partner | | 10.0% | | | | | | | | | | |
| A) Equity Investito dal Partner | | 5,008 | | | | | | | | | | |
| B) 50% [Debito residuo Leasing al 31.12.2010 - DSRA] | | 16,720 | | | | | | | | | | |
| Enterprise Value x 50% di 10 MW (A+B) | | 21,728 | | | | | | | | | | |
| EV/MWp | | 4,346 | | | | | | | | | | |

Di seguito riporto alcune delle principali transazioni avvenute nel settore fotovoltaico e di cui si ha evidenza dei prezzi corrisposti:

| Data | Target | Acquirente | Venditore | Prezzo (EV) €mn | MWp | Price x MW €mn/MWp | Localizzazione | Tariffa |
|------------|---|--|---------------------------|--------------------|-------|-----------------------|---|------------------------------|
| 12/05/2011 | Sorgenia Solar S.r.l. (13 Impianti Fotovoltaici) | RTR Capital | Sorgenia Solar S.p.A. | 98 | 19.0 | 5.2 | Basilicata, Campania, Lazio, Calabria, Puglia, Sicilia | tariffe II° semestre 2011 |
| 31/03/2011 | Rete Rinnovabile S.r.l. | Terra Firma Capital Partners Fund III | Terna | 620 | 150.0 | 4.1 | nd | tariffa 2010 e IQ 2011 |
| 29/12/2010 | 3 Impianti Fotovoltaici | Holding Fotovoltaica S.p.A. | Alerion Clean Power | 92 | 18.8 | 4.9 | - Pontenure (PC) - San Marco (FG) - Castellaneta (TA) | tariffa 2010 |
| 05/05/2010 | BP Solar Italia Srl | Allianz Specialized Investments Limited | BP Alternative Energy Inc | 30 | 6.0 | 5.0 | - Brindisi (BR) - Mesagne (BR) | tariffa 2010 |

Fonte: Mergemarket

CONCLUSIONI

Il lavoro di tesi svolto è il frutto di uno stage, della durata di tre mesi, che si è rivelato un'esperienza molto positiva che mi ha consentito di comprendere meglio le dinamiche alla base del lavoro in azienda e del rapporto coi colleghi, in una realtà estremamente dinamica e complessa come SECI Energia del Gruppo Industriale Maccaferri.

La partecipazione alle riunioni, ai gruppi di lavoro, il costante lavoro in team mi ha permesso di immergermi finalmente in situazioni reali, dopo cinque anni di studi sviluppando conoscenze e competenze esclusivamente teoriche, acquisite nel corso di laurea, prima triennale, adesso magistrale in Ingegneria Gestionale.

Attraverso questa esperienza ho appreso un metodo per lo studio e la valutazione di fattibilità di investimenti industriali nell'ambito delle energie rinnovabili, ma più in generale, ho capito come bisogna approcciarsi a quelle che possono essere le decisioni tattico-strategiche che si presentano quotidianamente all'interno di un'Azienda, dovendo agire entro vincoli di budget, tempo e risorse scarse.

BILIOGRAFIA

Riporto nel seguito le principali fonti di natura bibliografica che ho consultato per la stesura del presente lavoro di tesi:

- APER (2007), *Report Fotovoltaico 2006-2007*
- APER (2008), *Report Fotovoltaico 2007-2008*
- APER (2009), *Report Fotovoltaico 2008-2009*
- APER (2010), *Report Fotovoltaico*
- APER (2011), *Report Fotovoltaico*
- APER e Università degli Studi di Padova (2007), *I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili*
- CNES (2008), *Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale*
- CNES (2009), *Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale*
- EPIA (2008), *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2012*
- EPIA (2009), *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013*
- EPIA (2010), *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014*
- EPIA (2011), *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015*
- GSE (2008), *Incentivazione degli impianti fotovoltaici*
- GSE (2009), *Incentivazione degli impianti fotovoltaici*
- GSE (2011), *Incentivazione degli impianti fotovoltaici*
- Nomisma Energia (2007), *Le nuove fonti rinnovabili per l'energia elettrica in Europa*