

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

DIPARTIMENTO CIEG

TESI DI LAUREA

IN

FINANZA AZIENDALE E DI PROGETTO M

**LA VALUTAZIONE DEL FAIR VALUE DEGLI ASSETS FOTOVOLTAICI E
L'APPLICAZIONE DEL METODO REDDITUALE-FINANZIARIO NELLA
PROSPETTIVA DELLE SGR - SOCIETÀ DI GESTIONE DEL RISPARMIO**

CANDIDATO:
Francesca Capizzani

RELATORE:
Chiar.mo Prof. **Alessandro Grandi**

CORRELATORI:
Chiar.mo. Prof. **Andrea Zanoni**
Chiar.mo Prof. **Giuseppe Mastropieri**

Anno Accademico 2011/2012

Sessione III

INDICE

INTRODUZIONE	3
1. IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: I FONDI COMUNI IMMOBILIARI	5
1.1 I FONDI COMUNI DI INVESTIMENTO: LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	5
1.2 I FONDI COMUNI DI INVESTIMENTO APERTI E CHIUSI.....	6
1.3 I FONDI IMMOBILIARI: LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	10
2. I FONDI IMMOBILIARI	12
2.1 LA FUNZIONE ECONOMICA DEI FONDI IMMOBILIARI.....	15
2.2 LE DIVERSE TIPOLOGIE DI FONDI IMMOBILIARI.....	16
2.2.1 I fondi ordinari e fondi ad apporto.....	16
2.2.2 I fondi retail e fondi riservati.....	19
2.2.3 I fondi speculativi.....	20
2.3 I SOGGETTI COINVOLTI NELLA GESTIONE DEI FONDI IMMOBILIARI.....	21
La SGR- l'assemblea dei sottoscrittori e l'advisory committee.....	21
La banca depositaria.....	25
Gli esperti indipendenti.....	26
La società di revisione.....	27
Gli advisor esterni.....	28
3. II MERCATO DEL FOTOVOLTAICO	30
3.1 L'EVOLUZIONE DEL MERCATO FOTOVOLTAICO A LIVELLO MONDIALE.....	31
3.2 IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA.....	33
3.2.1 I principali obiettivi che stanno dietro all'applicazione del fotovoltaico in Europa.....	36
3.2.2 La segmentazione del mercato del fotovoltaico.....	37
3.2.3 Previsioni ed evoluzione del mercato fino al 2016.....	40
3.3 LA PENETRAZIONE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA.....	41
3.4 IL QUADRO NORMATIVO.....	44

3.4.1 L'evoluzione del quadro normativo	45
3.4.1.1 <i>Il Primo Conto Energia (2005-2007)</i>	47
3.4.1.2 <i>Il Secondo Conto Energia (2007-2010)</i>	48
3.4.1.3 <i>Il Terzo Conto Energia (2010)</i>	50
3.4.1.4 <i>Il Quarto Conto Energia (2011)</i>	52
3.4.1.5 <i>Il Quinto Conto Energia (2012)</i>	54
3.4.2 Le tecniche di valorizzazione dell'energia immessa in rete.....	63
3.4.2.1 <i>Lo Scambio Sul Posto (Delibera AEEG/ARG/elt 74/08)</i>	64
3.4.2.2 <i>Il Ritiro Dedicato (delibera AEEG n. 280/07)</i>	66
3.4.2.3 <i>Vendita sul mercato mediante la Borsa Elettrica</i>	68
3.4.2.4 <i>Vendita dell'energia mediante contratti bilaterali</i>	71
4. LA VALUTAZIONE DEGLI ASSETS IMMOBILIARI	72
4.1 IL CRITERIO REDDITUALE-FINANZIARIO: METODO REDDITUALE E FINANZIARIO A CONFRONTO.....	75
4.1.1 Il metodo finanziario e l'applicazione al modello	79
Il periodo di analisi.....	81
La definizione dei flussi di cassa del periodo.....	82
Il processo di attualizzazione dei flussi di cassa.....	112
4.1.2 Analisi di sensibilità sul risultato ottenuto.....	142
5. CONCLUSIONI	144
6. APPENDICE	149
7. BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	150

INTRODUZIONE

Nella seguente tesi è stato fornito uno strumento utile al fine di effettuare una valutazione del valore di mercato (fair value) degli assets fotovoltaici detenuti da un fondo chiuso immobiliare gestito da una Società di Gestione del Risparmio (SGR).

I fondi immobiliari italiani hanno assunto, negli ultimi anni, una dimensione crescente in termini sia di numerosità sia di patrimonio gestito, rappresentando un importante veicolo di investimento.

Recentemente è aumentata l'attenzione da parte dei risparmiatori verso questa forma d'impiego del capitale in grado di garantire, in un periodo di crisi economica e finanziaria internazionale, autonomia, controllo, diversificazione, trasparenza e solidità.

I fondi immobiliari sono degli strumenti finanziari molto importanti non tanto per il loro rendimento "puro" ma per il fatto di essere molto poco correlati con l'andamento dei mercati finanziari mobiliari, conferendo stabilità ai portafogli che li includono.

La gestione del fondo è, senza dubbio, complessa e richiede competenze di varia natura: finanziaria, immobiliare, amministrativa, commerciale e organizzativa.

Nel rispetto dei vincoli posti dalla normativa di riferimento, tale gestione si può certamente avvalere di principi e di metodologie ampiamente utilizzati nel settore finanziario ed industriale a condizione di considerare tutte le valutazioni necessarie prima di iniziare un investimento nel mercato immobiliare.

In particolare tale elaborato si sofferma sull'analisi del business dei fondi immobiliari specializzati nel comparto energy, prendendo a riferimento i fondi real estate che impiegano il loro capitale in infrastrutture energetiche, quali gli impianti fotovoltaici, ultima tendenza di questo settore.

Per determinare il valore attuale di tali assets è stata applicata la metodologia più utilizzata nella finanza aziendale e di progetto, quella finanziaria, basata sull'attualizzazione dei flussi di cassa generati dall'attività di commercializzazione del bene oggetto di analisi; tale valore è stato ottenuto impiegando un modello matematico (costruito usando il foglio di lavoro Excel) in grado di fornire in modo automatico, una volta inserite in input tutte le variabili necessarie, il costo associato.

Nel reperimento di tutti i dati utili al fine di elaborare il modello, è stata svolta un'attività di ricerca e di raccolta delle informazioni in collaborazione con la società NE Nomisma Energia, ente indipendente di ricerca in campo energetico e ambientale.

La prima parte della tesi è incentrata sulla normativa di riferimento dei fondi comuni d'investimento ed, in particolare, di quelli chiusi immobiliari; verranno descritte le varie tipologie di fondi immobiliari e tutti i soggetti coinvolti nella loro operatività, comprese le funzioni svolte dai medesimi nelle diverse fasi dell'attività gestoria posta in essere dalla SGR.

Concentrando l'attenzione sui i fondi real estate che impiegano il loro capitale in infrastrutture energetiche, verrà analizzata l'evoluzione del mercato del fotovoltaico sia a livello nazionale che europeo, con focus sulla situazione italiana.

Una volta approfondito nello specifico lo sviluppo della normativa italiana riguardante la gestione degli assets fotovoltaici, verranno descritte le diverse tecniche utilizzate per la valorizzazione dell'energia prodotta.

La seconda parte introduce una descrizione dei diversi criteri utilizzati per valutare il valore di un bene immobiliare mostrando nel dettaglio quello finanziario, impiegato nel modello.

Preso a riferimento per la valutazione un impianto campione, sono stati definiti il periodo di analisi ed i flussi di cassa generati (scontati con un determinato tasso di attualizzazione) i quali hanno prodotto, con il modello matematico, un valore che rappresenta il prezzo con il quale l'asset valutato potrebbe essere ragionevolmente commercializzato.

Infine, agendo su alcune delle variabili ritenute più significative, è stato possibile analizzare vari scenari alternativi al valore di mercato precedentemente calcolato.

1. IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: I FONDI COMUNI IMMOBILIARI

1.1 I FONDI COMUNI DI INVESTIMENTO: LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO

I fondi comuni di investimento sono stati introdotti nell'ordinamento italiano con la legge 23 marzo 1983, n. 77, più volte emendata, integrata e successivamente abrogata a seguito dell'entrata in vigore del Testo Unico della Finanza (d.lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 - TUF), che ha definitivamente sistematizzato la materia, dettando i principi generali applicabili a tutte le tipologie di organismi di investimento collettivo del risparmio (OICR).

L'art. 1, c. 1, lett. j, del TUF contiene la nozione giuridica di fondo comune di investimento e lo definisce come *“un patrimonio autonomo, suddiviso in quote, di pertinenza di una pluralità di partecipanti, gestito in monte”*, specificando altresì che *“il patrimonio del fondo, sia aperto che chiuso, può essere raccolto mediante una o più emissioni di quote”*.

Gli elementi distintivi del fondo comune, rispetto al servizio di gestione individuale, attengono al fatto che l'attività gestoria si svolge *“in monte”*, e cioè nell'interesse e per conto della collettività degli investitori. Nel fondo comune, l'investitore partecipa ad una forma collettiva di investimento acquisendo una quota di partecipazione ad un patrimonio indiviso, al quale partecipano pro-quota anche altri investitori. Diversamente dalla gestione individuale, si è soliti affermare che il fondo comune è una forma di gestione collettiva, in quanto la società di gestione opera, quindi investe, disinveste, acquista e vende strumenti finanziari o altre attività, non nell'interesse del singolo investitore, come accade nella gestione individuale, ma nell'interesse collettivo dei partecipanti. L'investitore che partecipa ad un fondo comune di investimento aderisce così ad un rapporto strutturato in forma standardizzata per tutti i partecipanti al fondo, senza possibilità di introdurre elementi di personalizzazione (Annunziata F., 2008).

L'art. 36 del TUF, infatti, detta i principi essenziali applicabili a tutte le tipologie di fondi comuni, tra i quali si evidenziano, in particolare:

- comma 8 – la suddivisione in quote rappresentative del patrimonio netto: *“Le quote di partecipazione ai fondi comuni sono rappresentate da certificati nominativi o al portatore, a scelta dell'investitore. La Banca d'Italia può stabilire in via generale, sentita la Consob, le caratteristiche dei certificati ed il valore nominale unitario iniziale delle quote”*;
- comma 6 – l'autonomia patrimoniale: *“Ciascun fondo comune di investimento o ciascun comparto di uno stesso fondo costituisce patrimonio autonomo, distinto a tutti gli effetti dal patrimonio della società di gestione del risparmio e da quello di ciascuna partecipante, nonché da*

ogni altro patrimonio gestito dalla medesima società. Su tale patrimonio non sono ammesse azioni dei creditori della società di gestione del risparmio o nell'interesse della stessa, né quelle dei creditori del depositario o del sub-depositario o nell'interesse degli stessi. Le azioni dei creditori dei singoli investitori sono ammesse soltanto sulle quote di partecipazione dei medesimi. La società di gestione del risparmio non può in alcun caso utilizzare, nell'interesse proprio o di terzi, i beni di pertinenza dei fondi gestiti”;

• commi 1 e 5 – la gestione del patrimonio demandata ad un intermediario professionale: *“Il fondo comune di investimento è gestito dalla società di gestione del risparmio che lo ha istituito o da altra società di gestione del risparmio. Quest’ultima può gestire sia fondi di propria istituzione sia fondi istituiti da altre società; la società promotrice ed il gestore assumono solidalmente verso i partecipanti al fondo gli obblighi e le responsabilità del mandatario”.*

I fondi comuni costituiscono i tipici prodotti del risparmio gestito in monte, attraverso i quali è consentito al risparmiatore di:

- optare per una gestione professionale del proprio patrimonio integralmente “affidata” ad un soggetto cui l’ordinamento riserva tale attività;
- beneficiare della riduzione del rischio conseguente alla maggiore possibilità di diversificazione degli investimenti che l’entità del patrimonio “collettivo” raccolto generalmente consente.

La regolamentazione degli intermediari che gestiscono i fondi è affidata principalmente ad una serie di fonti secondarie, tra cui il Regolamento congiunto della Banca d’Italia e della Consob del 29 ottobre 2007 e la delibera Consob del 29 ottobre 2007, n. 16190, le quali definiscono le attività di competenza della SGR, i limiti di intervento, nonché gli obblighi verso il mercato e le Autorità di Controllo. Gli obblighi contrattuali assunti dal gestore nei confronti dei partecipanti sono definiti da un regolamento predisposto dalla SGR ed approvato dalla Banca d’Italia, che definisce gli aspetti principali della gestione e del funzionamento del fondo nonché i rapporti tra i partecipanti al fondo, la SGR e la banca depositaria.

I fondi comuni di investimento possono essere classificati in relazione a diversi criteri. La principale distinzione effettuata dalla legge è senza dubbio quella tra fondi aperti e fondi chiusi.

1.2 I FONDI COMUNI DI INVESTIMENTO APERTI E CHIUSI

Il D.M. n. 228/1999, come modificato dal D.M. 31 gennaio 2003, n. 47, ed i Provvedimenti della Banca d’Italia individuano, innanzitutto, le nozioni di fondo aperto e di fondo chiuso che assumono una portata generale, nel senso che i fondi dovranno in linea di principio rispondere ai criteri generali stabiliti per le diverse categorie di fondo previste.

L'art. 1, c. 1, lett. k, del TUF definisce fondo aperto “*il fondo comune di investimento i cui partecipanti hanno diritto di chiedere, in qualsiasi momento, il rimborso delle quote secondo le modalità previste dalle regole di funzionamento del fondo*”. A riguardo, l'art. 10 del Regolamento Ministeriale sui fondi comuni chiarisce che “*il rimborso deve essere eseguito entro quindici giorni dalla richiesta salvo casi eccezionali precisati dal regolamento del fondo, nei quali il diritto al rimborso può essere sospeso dalla SGR per un periodo non superiore ad un mese informandone immediatamente la Banca d'Italia e la Consob*”. Si tratta di un elemento che va ad incidere direttamente non alla tipologia degli investimenti che il fondo può eseguire, ma al diritto che l'investitore ha di disinvestire le quote in qualsiasi momento. Tale elemento reagisce direttamente anche sulle politiche di investimento del fondo. Infatti, la circostanza in base alla quale, nel fondo aperto, gli investitori possono richiedere in qualsiasi momento il rimborso della quota espone tale tipo di fondo ad un rischio evidente di illiquidità, e ciò richiede che il patrimonio venga investito in strumenti finanziari o, in beni liquidabili o quantomeno negoziabili. Tra le caratteristiche del fondo non c'è l'obbligo di quotazione delle quote emesse dal fondo e non c'è il limite circa la durata dello stesso; la durata deve essere coerente con la natura degli investimenti e non superiore alla durata della SGR che lo ha proposto od istituito. Secondo quanto stabilito dalla Banca d'Italia, i fondi comuni di investimento aperti possono investire il patrimonio raccolto in:

- strumenti finanziari quotati nei mercati regolamentari;
- strumenti finanziari non quotati nei mercati regolamentari, nel limite del 10 per cento del patrimonio;
- depositi bancari in denaro che, per almeno il 50 per cento, siano rimborsabili a vista o con preavviso inferiore a 15 giorni.

Nel caso di depositi vincolati, tale vincolo di durata non può superare 12 mesi. All'interno della categoria dei fondi aperti si possono individuare due sottocategorie, a seconda della possibilità o meno di essere commercializzati in altri stati membri dell'Unione Europea:

- *fondi armonizzati*: possono essere commercializzati nel territorio dell'Unione Europea in regime di mutuo riconoscimento. I fondi armonizzati possono investire in beni previsti dalle direttive comunitarie, esclusi i fondi chiusi, i fondi speculativi e gli immobili; non possono investire più del 10 per cento del patrimonio del fondo in strumenti finanziari non quotati e non possono assumere partecipazioni superiori al 10 per cento in società quotate e superiori al 20 per cento in società non quotate;

- *fondi non armonizzati*: non sono commercializzabili in regime di mutuo riconoscimento. Possono investire anche in fondi chiusi e danno la possibilità di investire almeno fino al 20 per cento in fondi speculativi anche esteri.

La medesima disposizione del TUF (lett. 1), definisce fondo chiuso “*il fondo comune di investimento in cui il diritto al rimborso delle quote viene riconosciuto ai partecipanti solo a scadenze predeterminate*”, chiarendo che il carattere distintivo di tale categoria è nella “liquidabilità” dell’investimento, subordinata alle regole (contrattuali) del fondo e non anche alla mera iniziativa dei sottoscrittori. Le quote devono essere sottoscritte entro 18 mesi dalla data di pubblicazione del prospetto informativo, in ipotesi di offerta al pubblico, o dalla data di approvazione del regolamento del fondo da parte della Banca d’Italia, nel caso in cui il fondo non sia quotato. Nel caso in cui il patrimonio del fondo sia stato sottoscritto in misura inferiore, nel rispetto del limite minimo stabilito dal regolamento dello stesso o che la sottoscrizione risulti superiore all’offerta, si potrà procedere, previa comunicazione all’autorità di vigilanza, al ridimensionamento o all’aumento del patrimonio del fondo.

Qualora il fondo abbia quote di valore nominale inferiore ad Euro 25.000,00 vi è l’obbligo di quotazione dei certificati rappresentativi delle quote del fondo sul segmento MTF (Mercato Telematico dei Fondi) dell’MTA (Mercato Telematico Azionario), entro 24 mesi dalla chiusura dell’offerta delle quote del fondo.

In attuazione dell’art. 37, c. 2, lett. a, del TUF, il citato D.M. Tesoro del 24 maggio 1999, n. 228, ha determinato “*le ipotesi nelle quali deve adottarsi la forma del fondo chiuso*”; la scelta tra fondo chiuso e fondo aperto non è del tutto libera, in quanto sussiste un legame diretto tra la politica di investimento del fondo e la categoria, aperta/chiusa, di appartenenza del fondo.

La ratio sottesa al principio adottato è di immediata evidenza: la scelta tra fondo chiuso o aperto è libera, salvo i casi in cui è prevista l’obbligatorietà del fondo chiuso in relazione alla natura dei beni oggetto di investimento.

Fanno eccezione i fondi speculativi, per i quali sembra sussistere una più ampia libertà nella strutturazione e nell’articolazione delle caratteristiche del fondo, indipendentemente dall’adozione della forma aperta o chiusa.

L’art. 4 del Regolamento Ministeriale dispone che il patrimonio dei fondi comuni di investimento può essere investito, nel rispetto dei criteri, dei divieti e delle norme prudenziali di contenimento e di frazionamento del rischio stabilite dalla Banca d’Italia, in una delle seguenti categorie di beni:

- strumenti finanziari quotati in un mercato regolamentare;
- strumenti finanziari non quotati in un mercato regolamentare;

- depositi bancari di denaro;
- beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari;
- crediti e titoli rappresentativi di crediti;
- altri beni per i quali esiste un mercato e che abbiano un valore determinabile con certezza con una periodicità almeno semestrale.

L'art. 12 del medesimo Regolamento Ministeriale chiarisce che devono essere istituiti in forma chiusa i fondi comuni il cui patrimonio è investito, nel rispetto dei limiti e dei criteri stabiliti dalla Banca d'Italia, in:

- a) strumenti finanziari non quotati in un mercato regolamentare, diversi dalle quote di OICR aperti, se l'investimento in questi ultimi titoli supera il 10 per cento del patrimonio del fondo;
- b) beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari;
- c) crediti e titoli rappresentativi di crediti;
- d) altri beni per i quali esiste un mercato e che abbiano un valore determinabile con certezza con periodicità almeno semestrale.

Lo stesso art. 12 del D.M. Tesoro 228/99 stabilisce che l'ammontare minimo di ciascuna sottoscrizione in quote di fondi chiusi investiti prevalentemente nei beni di cui alle precedenti lettere a), c) e d), non può essere inferiore a cinquantamila euro. Si tratta, pertanto, di un limite che non trova applicazione ai fondi immobiliari.

I meccanismi di funzionamento dei fondi chiusi sono assai diversi da quelli dei fondi aperti (Maffei S., 2000). Mentre i fondi aperti raccolgono i capitali ed effettuano il rimborso delle quote in via continuativa, i fondi chiusi effettuano la raccolta in una o più tranches determinate e prevedono il rimborso delle quote soltanto a determinate scadenze. La differenza, in realtà, è ancora frutto delle diverse caratteristiche delle due tipologie di fondi sotto il profilo della politica di investimento. Generalmente, infatti, i fondi chiusi effettuano investimenti orientati al medio o al lungo periodo, prevalentemente in strumenti finanziari non quotati o in immobili.

Da ultimo, i fondi comuni di investimento chiusi possono assumere partecipazioni, fino al 100 per cento, in società non quotate e possono investire in OICR aperti, chiusi o speculativi. La Legge prevede una durata massima pari a 30 anni, salvo il "periodo di grazia" di 3 anni concesso dalla Banca d'Italia, necessario per la liquidazione degli investimenti, mentre il regolamento può prevedere una durata inferiore.

Tutto ciò premesso, va sottolineato che la prassi operativa riconosce esclusivamente due diverse tipologie di fondi chiusi, in stretta connessione con le attività oggetto di investimento prevalente (o esclusivo):

- I fondi mobiliari (di *Venture Capital* e *Private Equity*): investono il loro patrimonio prevalentemente in strumenti finanziari emessi da imprese non quotate e con elevate potenzialità di sviluppo, assumendo partecipazioni di minoranza o di maggioranza. L'investimento in quote di fondi mobiliari chiusi di *Venture Capital* è da considerarsi un investimento di medio-lungo periodo che, per la natura e la difficile liquidabilità degli investimenti, comporta livelli di rischio superiori a quelle dei titoli quotati. Normalmente l'investitore inserisce nel proprio portafoglio quote di investimenti alternativi come i fondi di *Private Equity* con l'obiettivo di elevarne il rendimento a parità di livello di rischio, infatti investire in un fondo chiuso di *Private Equity* è generalmente una strategia adottata per diversificare il proprio portafoglio migliorandone il rendimento. La caratteristica di questa tipologia di investimento è quella di non essere correlata con i principali indici azionari e obbligazionari (quindi scarsamente correlati all'andamento dei mercati finanziari), e sono pertanto particolarmente indicati per diversificare il proprio portafoglio.

In particolare i fondi di *Venture Capital* investono in società che si trovano nella fase iniziale del proprio ciclo di vita (*early stage*) e tipicamente sono focalizzate sull'innovazione, quelli di *Private Equity* tradizionali investono direttamente nel capitale di società "mature";

- i fondi immobiliari (*real estate funds*): investono principalmente in beni immobili che, essendo dei beni indivisibili, non permetterebbero una gestione di un fondo a capitale variabile tipica dei fondi aperti.

È su questi ultimi che si soffermerà l'analisi svolta nei paragrafi che seguono.

1.3 I FONDI IMMOBILIARI: LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO

I fondi comuni d'investimento immobiliare sono stati disciplinati, per la prima volta, dalla L. 25 gennaio 1994, n. 86; tale disciplina, nel corso degli anni, è stata oggetto di numerosi interventi da parte del legislatore. La generale definizione dei fondi immobiliari è stata introdotta nel TUF con il D. L. 25 settembre 2001, n. 351, convertito, successivamente, nella L. n. 410/2001 (recante disposizioni urgenti in materia di privatizzazioni e valorizzazione del patrimonio immobiliare pubblico e di sviluppo dei fondi comuni di investimento immobiliare), attraverso il richiamo del

concetto di *esclusività* o di *prevalenza* dell'investimento del patrimonio del fondo in beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari.

Secondo l'art. 37, c. 1, lett. d-bis, del TUF il Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, il Ministero dell'Economia e delle Finanze deve determinare i criteri generali cui devono uniformarsi i fondi comuni di investimento avendo riguardo anche "*alle condizioni ed alle modalità con le quali devono essere effettuati gli acquisti od i conferimenti dei beni, sia in fase costitutiva che in fase successiva alla costituzione del fondo, nel caso di fondi che investano esclusivamente o prevalentemente in beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari*".

Lo stesso art. 37, c. 2, lett. b-bis, del TUF pone un limite alla disciplina suddetta in quanto stabilisce che "*i fondi immobiliari possono assumere prestiti sino ad un valore di almeno il 60 per cento del valore degli immobili, dei diritti reali immobiliari e delle partecipazioni in società immobiliari e del 20 per cento per gli altri beni*"; gli stessi prestiti possono essere assunti al fine di effettuare operazioni di valorizzazione dei beni in cui è investito il fondo.

La normativa dei fondi comuni di investimento è una normativa non organica, sia sul piano definitorio che su quello degli aspetti disciplinati. Per questo motivo, il D.M. Economia e Finanze del 31 gennaio 2003, n. 47, ha integrato il testo del D.M. Tesoro del 24 maggio 1999, n. 228, mediante la previsione di una definizione esaustiva di fondo immobiliare e di una disciplina speciale in considerazione della "tipicità" dell'investimento e delle connesse esigenze di tutela degli investitori.

Il suddetto provvedimento ministeriale non esaurisce la regolamentazione dei fondi immobiliari italiani. Le fonti secondarie che contribuiscono a delinearne una disciplina organica sono, in estrema sintesi:

- il Regolamento della Banca d'Italia sulla gestione collettiva del risparmio del 14 aprile 2005, contenente disposizioni in tema di criteri e divieti relativi all'attività di investimento, prospetti contabili, criteri di valutazione del patrimonio e regolamento dei fondi;
- il Regolamento congiunto Banca d'Italia – Consob del 29 ottobre 2007, recante norme in materia di organizzazione e procedure degli intermediari gestori;
- la Delibera Consob del 29 ottobre 2007, n. 16190, contenente le regole di condotta cui devono attenersi le società autorizzate a prestare il servizio di gestione collettiva del risparmio;

- la Delibera Consob del 14 maggio 1999, n. 11971, regolante la fase di offerta al pubblico nonché la fase di ammissione delle quote dei fondi comuni alle negoziazioni su mercati regolamentati.

2. I FONDI IMMOBILIARI

In considerazione delle nozioni fin qui fornite, si può ulteriormente completare la definizione di “fondi immobiliari” come fondi comuni d’investimento chiusi, istituiti e gestiti da SGR (Società di Gestione del Risparmio) autorizzate a prestare il servizio di gestione collettiva del risparmio, il cui regolamento prevede che il patrimonio sia investito, in misura non inferiore a due terzi del proprio valore complessivo, in beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari (tale percentuale è ridotta al 51 per cento qualora il patrimonio del fondo sia altresì investito in misura non inferiore al 20 per cento del suo valore in strumenti finanziari rappresentativi di operazioni di cartolarizzazione aventi ad oggetto beni immobili, diritti reali immobiliari o crediti garantiti da ipoteca immobiliare).

La costituzione del “patrimonio immobiliare” può avvenire attraverso uno o più apporti (iniziali) di beni, con contestuale emissione di un numero di quote pari al valore complessivo netto degli asset conferiti, ovvero mediante l’investimento (successivo) della liquidità raccolta a fronte di una (o più) emissioni di quote secondo un ammontare predefinito. In ogni caso, le quote devono essere sottoscritte entro 18 mesi dalla pubblicazione del prospetto (previa approvazione della Consob), in caso di offerta al pubblico, ovvero, in caso contrario (ad esempio in caso di offerta riservata ad investitori qualificati), dalla data di approvazione del regolamento da parte della Banca d’Italia.

In caso di conferimenti di beni, il fondo immobiliare deve acquisire, ove non si tratti di beni negoziati in mercati regolamentati, un’apposita relazione di stima elaborata da un esperto indipendente nonché la valutazione di un intermediario finanziario incaricato di accertare la compatibilità e la redditività dei conferimenti rispetto alla politica di gestione; quest’ultima valutazione può essere predisposta dal soggetto incaricato della stima nel caso in cui questi possieda i necessari requisiti professionali.

I versamenti relativi alle quote sottoscritte devono essere effettuati, da parte degli investitori, entro il termine stabilito nel regolamento del fondo (c.d. “richiamo degli impegni”) ovvero, nel solo caso di fondi riservati, anche in più soluzioni, previa richiesta della SGR in funzione delle esigenze di investimento del fondo medesimo.

Tutte le attività di un fondo immobiliare sono gestite in conformità alle previsioni del regolamento.

Con riferimento all'investimento prevalente o "tipico", è appena il caso di sottolineare che l'attività di gestione assume connotati affatto diversi da quelli caratteristici della gestione di strumenti finanziari, essendo "prevalentemente" incentrata su beni immobili o diritti reali immobiliari, detenuti sia direttamente che per il tramite di società immobiliari di cui il fondo detiene partecipazioni, anche di controllo.

Sul punto, peraltro, si segnala che di recente il Ministero dell'Economia e delle Finanze, in risposta all'apposito quesito posto da un'Associazione di categoria, ha riconosciuto la possibilità di computare, ai fini della composizione obbligatoria di portafoglio, anche gli investimenti "indiretti", quali certamente le quote di altri fondi immobiliari italiani o esteri, purchè, in quest'ultimo caso, sia rispettata la composizione (obbligatoria) dei due del portafoglio in asset immobiliari.

Ciò significa che un fondo potrà, a tutti gli effetti, essere qualificato quale fondo immobiliare anche nei casi in cui gli investimenti e, di conseguenza, la detenzione degli immobili si realizzino in via indiretta, ossia attraverso l'utilizzo di veicoli immobiliari differenti dalle società immobiliari (che costituiscono, al contrario, un investimento tipico).

A tale fine, potrebbe considerarsi ammissibile l'investimento che si realizzi anche attraverso la partecipazione a società non immobiliari, a holding immobiliari ovvero, ancora, a Real Estate Investment Trust (REIT) o società di investimento immobiliari quotate (cc.dd. SIIQ).

Tutto ciò considerato, si può concludere affermando che gli investimenti possibili per un fondo immobiliare sono, nel rispetto dei limiti normativamente previsti:

- beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari;
- partecipazioni in veicoli immobiliari diversi dalle società immobiliari (OICR immobiliari, holding immobiliari, REIT, SIIQ);
- strumenti finanziari non quotati;
- crediti e titoli rappresentativi di crediti;
- altri beni per i quali esiste un mercato e che abbiano un valore determinabile con certezza con una periodicità almeno semestrale;
- depositi bancari e strumenti finanziari quotati.

Ai fondi immobiliari, siano essi privati o pubblici, è altresì consentito l'investimento in immobili da realizzare, attraverso l'affidamento delle attività di progettazione e costruzione a soggetti terzi. È, infatti, preclusa l'attività diretta di costruzione da parte dei (rectius, finanziata dai) fondi.

Il perimetro legale delle politiche di investimento dei fondi immobiliari non è determinato solo dalla composizione obbligatoria del portafoglio, che va comunque raggiunta entro ventiquattro mesi dall'avvio della sua operatività. La regolamentazione, infatti, stabilisce che:

- il patrimonio del fondo immobiliare non può essere investito in misura superiore ad un terzo delle proprie attività in un unico bene immobile avente caratteristiche urbanistiche e funzionali unitarie;
- è vietato investire in misura superiore al 10% delle attività del fondo in società immobiliari che prevedono nel proprio oggetto sociale la possibilità di svolgere attività di costruzione.

In parziale deroga rispetto a quanto previsto, in via generale, per i fondi chiusi, il patrimonio dei fondi immobiliari, a seguito della riforma introdotta dal D.M. Economia e Finanze 47/2003, può essere anche investito in beni direttamente (o indirettamente) conferiti e/o ceduti da soci della SGR, o da società del gruppo della stessa. Permane, in ogni caso, il divieto assoluto di porre in essere operazioni in conflitto d'interesse solo per i sindaci, gli amministratori e i direttori generali della SGR (art. 12, c. 3, del D.M. n. 228/1999 : *“il patrimonio del fondo non può essere investito in beni direttamente o indirettamente ceduti o conferiti da un socio, amministratore, direttore generale o sindaco della SGR, o da una società del gruppo, né tali beni possono essere direttamente o indirettamente ceduti ai medesimi soggetti”*).

La possibilità di effettuare tali operazioni è un elemento di differenziazione rispetto ai fondi mobiliari. Esse possono, tuttavia, essere eseguite solo subordinatamente ad alcune cautele. In particolare, il D.M. Tesoro 228/1999 stabilisce (art. 12-bis, comma 4) che:

- a. il valore del singolo bene oggetto di cessione, acquisto o conferimento non può superare il 10 per cento del valore del fondo; il totale delle operazioni effettuate, anche indirettamente, con soci della società di gestione non può superare il 40 per cento del valore del fondo; il totale delle operazioni effettuate, anche indirettamente, con soci e con i soggetti appartenenti al loro gruppo rilevante non può superare il 60 per cento del valore del fondo;
- b. dopo la prima emissione di quote, il valore del singolo bene oggetto di cessione, acquisto o conferimento e in ogni caso il totale delle operazioni effettuate, anche indirettamente, con soci della società di gestione e con i soggetti appartenenti al loro gruppo rilevante non può superare il 10 per cento del valore complessivo del fondo su base annua;
- c. i beni acquistati o venduti dal fondo devono costituire oggetto di relazione di stima elaborata da esperti indipendenti;
- d. le quote del fondo sottoscritte a fronte dei conferimenti devono essere detenute dal conferente per un ammontare non inferiore al 30 per cento del valore della sottoscrizione e per un periodo di

almeno due anni dalla data del conferimento. Il regolamento del fondo disciplina le modalità con le quali i soggetti che effettuano i conferimenti si impegnano al rispetto dell'obbligo;

e. l'intermediario finanziario incaricato di accertare la compatibilità e la redditività dei conferimenti rispetto alla politica di gestione del fondo non deve appartenere al gruppo del soggetto conferente;

f. la delibera dell'organo di amministrazione della SGR deve illustrare l'interesse del fondo e dei suoi sottoscrittori all'operazione e va assunta su conforme parere favorevole dell'organo di controllo.

Quest'ultimo tema rappresenta una delle specificità di rilievo del settore: la strada percorsa dal legislatore per i fondi immobiliari è stata infatti, a differenza di quanto fatto con i fondi mobiliari (chiusi), non di vietare le operazioni in conflitto di interessi, ma di sottoporle ad una rigorosa disciplina di disclosure.

La medesima disposizione del regolamento ministeriale, al comma 5, stabilisce che le cautele sub a), b) e c) non si applicano ai fondi riservati e speculativi che investono prevalentemente in asset immobiliari e, limitatamente a quelle sub a) e b), ai fondi immobiliari le cui quote di sottoscrizione siano di importo pari o superiore a 250.000 euro.

Con riferimento all'utilizzo della leva finanziaria, il legislatore ha previsto, la possibilità di assumere prestiti sino ad un importo pari al 60% del valore dell'attivo immobiliare ed al 20% dell'attivo mobiliare. Tale aspetto rappresenta un'altra peculiarità dei fondi immobiliari all'interno della categoria dei fondi chiusi e, più in generale, del comparto del risparmio gestito.

Infine, il termine di durata dei fondi, coerente con la natura degli investimenti, è fissato dal regolamento ministeriale e non può essere superiore a trenta anni. Non è previsto, invece, un limite minimo. La Banca d'Italia può consentire una proroga del termine di durata (c.d. periodo di grazia), non superiore a tre anni, qualora richiesto per completare lo smobilizzo degli investimenti.

2.1 LA FUNZIONE ECONOMICA DEI FONDI IMMOBILIARI

La principale funzione economica dei fondi immobiliari è quella di consentire agli investitori di beneficiare degli investimenti in immobili, sopportando rischi minori rispetto ad un investimento diretto. I fondi immobiliari, rappresentando una forma di investimento indiretto:

- consentono una maggiore diversificazione del rischio;
- richiedono un investimento minimo notevolmente inferiore rispetto all'investimento diretto;
- permettono di sfruttare i vantaggi derivanti da una gestione professionale;

- godono di maggiore potere contrattuale rispetto all'acquisto diretto di un immobile (vantaggio della dimensione dell'investimento collettivo);
- offrono un maggior grado di liquidabilità in caso di quotazione in borsa o di fondi chiusi con riaperture delle sottoscrizioni/rimborsi;
- riducono i costi di gestione rispetto ad un investimento diretto mediante economie di scala derivanti da una gestione accentrata di tutti gli investimenti.

Un simile scenario rende pertanto accessibile l'investimento in assets immobiliari, tradizionalmente riservato a soggetti con ingenti disponibilità finanziarie, anche ai piccoli risparmiatori.

2.2 LE DIVERSE TIPOLOGIE DI FONDI IMMOBILIARI

All'interno dell'ordinamento giuridico italiano è possibile istituire diverse tipologie di fondi immobiliari, raggruppabili sulla base di specifici criteri distintivi.

Una prima classificazione considera la modalità di costituzione del fondo: in tal senso si distinguono fondi immobiliari ordinari (chiusi, anche con possibilità di riapertura delle sottoscrizioni) e fondi immobiliari ad apporto (pubblico, privato e misto).

Un secondo elemento distintivo riguarda la tipologia degli investitori cui le quote sono destinate: la distinzione riguarda i fondi immobiliari riservati ad investitori qualificati ed i fondi per il pubblico indistinto (cd. fondi retail).

Infine, è possibile individuare una categoria di fondi caratterizzata da una serie di particolari disposizioni: i fondi immobiliari speculativi.

2.2.1 I fondi ordinari e fondi ad apporto

La peculiarità dei fondi immobiliari ordinari, o fondi "a raccolta", sta nel raccogliere preventivamente il patrimonio presso i sottoscrittori del fondo e solo in seguito effettuare gli investimenti.

I fondi immobiliari ordinari possono essere di tipo "chiuso" o possono prevedere riaperture delle sottoscrizioni, cioè delle emissioni di quote successive alla prima. Un fondo immobiliare chiuso ammette la sottoscrizione delle quote unicamente nella fase di costituzione, prevedendone il rimborso soltanto alla scadenza, ossia quando il fondo verrà liquidato. La natura chiusa del fondo si spiega con la natura relativamente poco liquida dell'oggetto di investimento, che richiede un orizzonte di tempo di medio-lungo periodo. Se le quote del fondo sono quotate, l'investitore può alienare la propria quota al valore di mercato, che può essere diversa rispetto al valore di bilancio (solitamente è inferiore).

Il legislatore ha mitigato la struttura chiusa introducendo i fondi con riaperture delle sottoscrizioni delle quote (“finestre”): si tratta di emissioni di quote successive alla prima. Durante le riaperture previste dal regolamento è possibile sottoscrivere le nuove quote emesse e chiedere alla SGR la liquidazione delle quote esistenti.

Tale possibilità aumenta la liquidabilità dello strumento, non più solo attraverso la cessione della quota sul mercato secondario.

I fondi “ad apporto” sono caratterizzati da un processo di costituzione inverso rispetto ai fondi immobiliari ordinari:

- un soggetto privato e/o pubblico conferisce gli asset al fondo (beni immobili, diritti reali immobiliari o partecipazioni in società immobiliari), ricevendo in cambio delle quote (fase immobiliare);
- le quote del fondo immobiliare assegnate all’apportante possono essere collocate sul mercato; in seguito all’alienazione delle quote il soggetto apportante riceve liquidità (fase finanziaria).

Nel caso dei fondi ad apporto, quindi, il primo step della costituzione è il conferimento dei beni immobili, diversamente da quanto avviene nei fondi ordinari, nei quali il primo passaggio è la raccolta delle risorse finanziarie da investire. Nel caso dei fondi ad apporto, è necessaria un’apposita relazione di stima redatta da esperti indipendenti per evitare una sopravvalutazione degli asset apportati al fondo.

I fondi ad apporto erano inizialmente riservati ai soli soggetti pubblici (Stato, enti previdenziali pubblici, enti locali, società e consorzi pubblici), al fine di favorire la dismissione di ingenti patrimoni immobiliari pubblici. La costituzione dei fondi ad apporto pubblico è stata fortemente incentivata dal legislatore con una serie di norme volte a ridurre i costi fiscali dell’operazione.

Per essere classificati come fondi pubblici ed usufruire dei benefici fiscali previsti è necessario che l’apporto di beni pubblici ammonti almeno al 51% del patrimonio del fondo. L’apporto di beni immobili non può superare la soglia del 95% del valore del fondo, in quanto contemporaneamente al conferimento dei beni il soggetto pubblico deve conferire denaro in misura non inferiore al 5% del valore del fondo. Nel caso di fondi ad apporto pubblico la SGR non deve essere controllata neanche indirettamente da alcuno dei soggetti che procedono all’apporto.

Un’ulteriore agevolazione per i fondi immobiliari ad apporto pubblico riguarda il conferimento in conflitto d’interesse: è infatti consentito l’apporto in conflitto d’interesse fino al 100% del valore del fondo (permane solo il divieto di operazioni in conflitto di interessi per gli amministratori, i sindaci ed il direttore generale della SGR).

Infine, almeno il 60% delle quote del fondo ad apporto pubblico devono essere cedute dal soggetto apportante entro 18 mesi, a pena di retrocessione degli immobili al soggetto pubblico apportante.

I fondi immobiliari ad apporto pubblico rappresentano lo strumento preferito di smobilizzo del patrimonio pubblico; gli enti pubblici, infatti, attraverso il ricorso a tali istituti, possono attuare progetti di sviluppo e valorizzazione del territorio, di realizzazione di opere infrastrutturali o di sostegno sociale. Il fondo acquisisce solo l'usufrutto degli immobili, al netto dei costi di ristrutturazione, e gestisce gli immobili per un massimo di 30 anni; i contratti di locazione, generando un flusso di cassa annuo permettono di coprire le spese di gestione dell'immobile, quelle per la gestione del fondo e garantiscono agli investitori il ritorno sul capitale investito. Al termine della vita del fondo, gli immobili tornano in piena proprietà ai possessori originari.

La vigente normativa consente anche la costituzione di fondi immobiliari ad apporto misto. Questi vengono costituiti mediante l'apporto sia di immobili di proprietà di soggetti privati che di enti pubblici. Ciò avviene nei casi in cui i soggetti pubblici decidano di non sottoscrivere totalmente le quote del fondo immobiliare, lasciando ai soggetti privati la possibilità di sottoscrivere la restante parte per mezzo di un conferimento. La normativa prevede che l'apporto pubblico sia in ogni caso non inferiore al 51% del valore del fondo, fermo restando l'obbligo per la pubblica amministrazione di conferire in denaro il 5% del valore del fondo (quest'ultimo obbligo cade nel caso in cui l'apportante privato conferisca in denaro una somma pari al 10% del valore del fondo).

Nel corso degli anni la possibilità di costituire un fondo immobiliare ad apporto è stata estesa anche ai soggetti privati. Sono oggi ammissibili le operazioni di conferimento di beni "in conflitto d'interessi", in quanto effettuate con i soci della SGR (entro il limite del 40% del valore del fondo) o con società facenti parte del gruppo di appartenenza della società di gestione stessa. Complessivamente tali operazioni non possono superare il 60% del valore del fondo ed il valore del singolo bene oggetto di cessione, acquisto o conferimento, non può superare il 10% del valore totale del fondo.

Con l'entrata in vigore del D.L. n. 351 del 25 settembre 2001, convertito nella Legge del 23 novembre 2001, n. 410, vengono introdotti i fondi immobiliari ad apporto privato che prevedono la sottoscrizione tramite apporto da parte dell'investitore privato.

La sottoscrizione delle quote tramite il conferimento dei beni comporta:

- la redazione da parte di esperti indipendenti di apposita relazione di stima elaborata in data non anteriore a 30 giorni dalla stipula dell'atto; il valore derivante dalla relazione non deve essere inferiore al valore delle quote emesse a fronte dei conferimenti;

- la valutazione da parte di un intermediario finanziario volta ad accertare la compatibilità e la redditività dei conferimenti rispetto alla politica di gestione, in relazione all'attività di sollecitazione all'investimento svolta dal fondo stesso.

2.2.1 I fondi retail e fondi riservati

Sotto il profilo soggettivo degli investitori cui l'offerta delle quote è destinata, la normativa distingue tra fondi destinati al pubblico indistinto (qualsiasi investitore, anche i piccoli risparmiatori, c.d. fondi retail) e fondi riservati a investitori istituzionali qualificati (c.d. fondi riservati).

Nel caso di fondi immobiliari riservati a investitori qualificati, che si presume abbiano una competenza economica superiore rispetto alla generalità dei risparmiatori, non sono richiesti né l'approvazione del prospetto informativo da parte della Consob né la quotazione in borsa: è sufficiente l'approvazione del regolamento da parte della Banca d'Italia.

Le quote dei fondi riservati non possano essere collocate, rimborsate o rivendute da parte di chi le possieda a soggetti diversi da quelli indicati nel regolamento del fondo. Le origini della distinzione tra fondi retail e fondi riservati si possono trovare nelle maggiori competenze tecniche e professionali degli investitori istituzionali, in virtù delle quali i fondi riservati possono derogare ad alcuni dei limiti prudenziali stabiliti per i fondi destinati alla generalità degli investitori. La normativa stabilisce, infatti, la non applicabilità ai fondi riservati "dei limiti stabiliti in via generale dalle norme prudenziali di contenimento e frazionamento del rischio" emanati dalla Banca d'Italia.

Una prima conseguenza è stata l'accentuarsi del grado di specializzazione dei fondi riservati in termini di asset allocation, con lo scopo di garantire rendimenti più elevati: è ammessa la possibilità di concentrare il rischio su singole operazioni maggiormente rischiose e maggiormente redditizie. Diversamente i fondi retail sono obbligati ex lege a perseguire strategie di diversificazione negli investimenti, al fine di contenere il rischio e tutelare così gli investitori, soprattutto quelli non qualificati.

In tema di operazioni in conflitto d'interessi, pur rimanendo fermo il divieto di investire il patrimonio del fondo in beni direttamente o indirettamente ceduti o conferiti da un amministratore, direttore generale o sindaco della SGR, non si applicano, ai fondi riservati, i limiti alle operazioni con i soci della SGR, o con società del gruppo di appartenenza della SGR, previsti per i fondi ad apporto privato: l'ammissibilità delle operazioni in conflitto d'interessi è, infatti, totale (fino al 100% del valore del fondo).

Infine, nei fondi riservati il valore del singolo bene oggetto di cessione, acquisto o conferimento può superare il 10% del valore totale del fondo.

2.2.3 I fondi speculativi

I fondi immobiliari speculativi (c.d. “opportunistici”) costituiscono una tipologia particolare giacché contraddistinti da obiettivi di rendimento elevati e dalla possibilità di derogare a molte delle regole previste per i fondi immobiliari ordinari.

Il principale aspetto innovativo riguarda sicuramente l’assenza di limite all’indebitamento.

I fondi immobiliari speculativi sono legittimati a compiere operazioni in conflitto di interessi fino ad un valore pari al 100% del fondo, e non sottostanno ad alcun limite circa il valore massimo di un singolo bene conferito. Possono, inoltre, avvantaggiarsi della possibilità di investire anche in beni diversi da quelli previsti dalla normativa italiana per i fondi immobiliari (es. materie prime, metalli preziosi, opere d’arte e strumenti derivati su detti beni) tuttavia permane il vincolo della prevalenza (almeno i due terzi) dell’investimento immobiliare.

Emerge una differenza sostanziale rispetto ai fondi immobiliari riservati: essi possono operare in deroga ai soli limiti previsti da Banca d’Italia per il contenimento del rischio, mentre i fondi speculativi possono derogare anche ai divieti di carattere prudenziale nella composizione del patrimonio del fondo. Essi possono inoltre superare i limiti di indebitamento previsti per gli altri fondi immobiliari.

Dalle prime esperienze emerge che il portafoglio del fondo immobiliare speculativo è principalmente investito in immobili in sofferenza o in fase di cambiamento della destinazione d’uso, rappresentando in tal modo uno strumento appropriato per compiere operazioni di valorizzazione e sviluppo immobiliare (ristrutturazione, recupero e riqualificazione), salvo, in ogni caso, il divieto di svolgimento di attività diretta di costruzione.

Tali investimenti si caratterizzano per un’elevata rischiosità a fronte di un rendimento atteso tra il 15% ed il 25%.

I fondi immobiliari speculativi devono prevedere un investimento minimo iniziale pari ad almeno 500.000 euro per quota e non possono costituire oggetto di sollecitazione all’investimento.

Con riferimento, invece, al numero dei partecipanti ai fondi speculativi appare opportuno richiamare il recente Decreto Legge del 28 novembre 2008 recante “misure urgenti per il sostegno a Famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in Funzione anticrisi il quadro strategico nazionale” che all’art. 14, comma 8, ha abrogato il limite massimo di 200 partecipanti previsto finora per i fondi speculativi.

2.3 I SOGGETTI COINVOLTI NELLA GESTIONE DEI FONDI IMMOBILIARI

Le attività necessarie al corretto funzionamento di un fondo immobiliare sono svolte, in via generale, da un insieme eterogeneo di soggetti:

- la SGR;
- l'assemblea dei sottoscrittori;
- l'advisory committee;
- le autorità di controllo;
- la banca depositaria;
- gli esperti indipendenti;
- la società di revisione;
- gli advisor esterni, il project manager, il property manager, il facility manager e l'agency manager.

La SGR – l'assemblea dei sottoscrittori e l'advisory committee

La società di gestione del risparmio (SGR) costituisce il motore del meccanismo di funzionamento di un fondo immobiliare ed ha per oggetto la prestazione del servizio di gestione collettiva del risparmio, realizzata attraverso la promozione, l'istituzione e l'organizzazione dei fondi immobiliari.

A norma del disposto dell'art. 34 del TUF, la Banca d'Italia, sentita la Consob (Commissione Nazionale per le Società e la Borsa), autorizza l'esercizio del servizio di gestione collettiva del risparmio da parte di SGR quando ricorrono le seguenti condizioni:

- sia adottata la forma di società per azioni;
- la sede legale e la direzione generale della società siano situate nel territorio dello Stato;
- il capitale sociale versato sia di ammontare non inferiore a quello determinato in via generale dalla Banca d'Italia. Il provvedimento della Banca d'Italia del 14 aprile 2005 prevede, altresì, il rispetto del patrimonio di vigilanza, costantemente adeguato nel tempo ai volumi realizzati ed alla tipologia di prodotti gestiti;
- i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione, direzione e controllo abbiano i requisiti di professionalità, indipendenza ed onorabilità indicati dall'art. 13 del TUF, come attuato dal D.M. n. 468/1998. La valutazione va eseguita dal Consiglio di Amministrazione della SGR;
- i titolari di partecipazioni qualificate abbiano i requisiti di onorabilità stabiliti dall'art. 14 del TUF, come attuato dal D.M. n. 469/1998;

- la struttura del gruppo di cui è parte la società non sia tale da pregiudicare l'effettivo esercizio della vigilanza sulla società stessa;
- venga presentato, unitamente all'atto costitutivo e allo statuto, un programma concernente l'attività iniziale nonché una relazione sulla struttura organizzativa;
- la denominazione sociale contenga le parole "società di gestione del risparmio".

L'autorizzazione alla SGR è rilasciata dalla Banca d'Italia, sentita la Consob, entro i termini di 90 giorni dalla data di ricevimento della domanda, corredata della richiesta di documentazione, salvo sospensioni o interruzioni. Ottenuta l'autorizzazione, la SGR è iscritta in un apposito albo tenuto dalla Banca d'Italia. L'art. 34, c. 2, del TUF stabilisce che *"l'autorizzazione è negata quando dalla verifica delle condizioni indicate nel comma 1 non risulta garantita la sana e prudente gestione"*. Il principio della sana e prudente gestione torna, così, ad assumere rilevanza, quale criterio-guida per l'accesso all'attività da autorizzare.

A norma degli artt. 1, c. 1 lett. o) e 33, c. 1, lett. a) del TUF, la SGR è il soggetto abilitato a svolgere, tra gli altri, il servizio di gestione collettiva del risparmio, il quale si concretizza attraverso lo svolgimento delle attività di:

- promozione, istituzione ed organizzazione di fondi comuni di investimento e di amministrazione dei rapporti con i partecipanti;
- gestione del patrimonio di OICR di propria o altrui istituzione, mediante l'investimento avente ad oggetto strumenti finanziari, crediti o altri beni mobili o immobili.

Poiché le SGR possono prestare, unitamente al servizio di gestione collettiva del risparmio, anche il servizio di gestione di portafogli ed il servizio di consulenza, l'art. 34 del TUF disciplina anche il rilascio delle autorizzazioni a prestare tali ultimi servizi. È dunque sempre la Banca d'Italia ad autorizzare la prestazione di tali servizi da parte delle SGR, nell'ambito di una procedura analoga a quella prevista per l'autorizzazione del servizio di gestione collettiva.

L'attività connessa alla creazione ed alla gestione di fondi comuni di investimento, quindi, è un'attività riservata alle SGR; è possibile, però, distinguere l'attività di promozione da quella di gestione mediante SGR di promozione, la cui funzione si limita alla promozione, istituzione ed organizzazione di fondi comuni ed all'attività di amministrazione dei rapporti con i partecipanti, strutturalmente separate dalle SGR di gestione, che hanno come unico fine la gestione di OICR di propria o di altrui istituzione. L'affidamento in gestione deve essere conferito sulla base di un'apposita convenzione stipulata tra le SGR interessate. Il tema della separazione tra SGR di gestione e SGR di promozione non va confuso con il tema delle deleghe gestionali, previste dall'art. 33, c. 3 del TUF. La delega gestionale consente al gestore del fondo di affidare specifiche scelte di

investimento ad intermediari abilitati a prestare servizi di gestione di patrimoni, nel quadro di criteri di allocazione del risparmio definiti di tempo in tempo dal gestore. Secondo le norme emanate dalla Consob e dalla Banca d'Italia, la responsabilità dell'operato del delegato rimane in capo al delegante.

La SGR che ha istituito e promosso il fondo può decidere di affidarne la gestione ad altre SGR. L'organo responsabile dell'attività gestoria è il consiglio di amministrazione; di conseguenza, tutte le responsabilità relative alle scelte di investimento riguardanti i beni del fondo immobiliare restano in capo al consiglio di amministrazione. Il comitato tecnico consultivo è un organo di cui il consiglio di amministrazione può avvalersi nell'assunzione delle decisioni in materia di investimenti del fondo immobiliare. I pareri espressi da tale comitato non devono comportare un esonero di responsabilità per il consiglio di amministrazione in ordine alle scelte effettuate. La composizione di tale comitato potrà prevedere anche la presenza di rappresentanti dei sottoscrittori nominati dall'Assemblea dei sottoscrittori; le competenze e le modalità di funzionamento dell'Assemblea dei sottoscrittori sono fissate per legge dall'art. 37, c. 2-bis, del D.Lgs 58/1998.

Il regolamento del fondo immobiliare può, tuttavia, riservare all'Assemblea dei sottoscrittori ulteriori competenze, ferma restando quanto sopra evidenziato quanto a responsabilità del consiglio di amministrazione per le scelte gestionali operate.

Tra le principali imposizioni previste dal legislatore a carico della SGR vi è l'obbligo di operare con diligenza, correttezza e trasparenza, nell'interesse dei sottoscrittori e per l'integrità dei mercati. Inoltre, è obbligata a redigere per ciascun fondo il libro giornale, il rendiconto della gestione, una relazione semestrale relativa alla gestione, un prospetto recante l'indicazione del valore unitario delle quote di partecipazione e del valore complessivo del fondo. Infine, nell'espletamento delle sue funzioni deve rispettare una serie di regole generali:

- acquisire le informazioni necessarie dai clienti ed operare in modo che essi siano sempre informati;
- organizzarsi in modo tale da ridurre al minimo il conflitto di interesse e, in situazioni di conflitto, assicurare ai clienti trasparenza ed equo trattamento;
- disporre di risorse e procedure, anche di controllo interno, idonee ad assicurare l'efficiente svolgimento dei servizi;
- svolgere una gestione indipendente, sana e prudente ed adottare misure idonee alla salvaguardia dei diritti dei clienti sui beni affidati.

L'attività di vigilanza sulle SGR è esercitata dalla Banca d'Italia, competente in materia di contenimento del rischio, stabilità patrimoniale e sana e prudente gestione degli intermediari.

Inoltre, anche la Consob esercita i propri poteri di vigilanza con riferimento agli obblighi di trasparenza e correttezza dei comportamenti nell'ambito della sollecitazione al mercato ed al collocamento.

La SGR che gestisce fondi immobiliari chiusi non riservati è tenuta ad acquistare in proprio una quota almeno pari al 2 per cento del patrimonio di ciascun fondo; nel caso in cui il valore complessivo netto di ciascun fondo superi l'ammontare di 150 milioni di euro, la suddetta percentuale è ridotta, per la parte eccedente tale ammontare, all'1 per cento; nel caso in cui l'attività di gestione e di promozione del fondo siano svolte da SGR distinte, ciascuna società deve acquisire in proprio la metà di tali quote. In presenza di fondi immobiliari ad apporto pubblico, l'individuazione della SGR deve avvenire per il tramite di una procedura ad evidenza pubblica. In particolare, la normativa sui fondi ad apporto pubblico prevede che la SGR non possa essere, neanche indirettamente, controllata da alcuno dei soggetti che procedono all'apporto, con l'unica eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alla SGR spetta anche l'incarico di predisporre importanti documenti, tra cui:

- *il regolamento del fondo*: tale documento definisce gli aspetti principali del funzionamento e della gestione del fondo. Il regolamento è un documento standardizzato, predisposto unilateralmente dalla società di gestione, sul cui contenuto l'investitore non ha alcuna possibilità di intervenire. La struttura ed il contenuto del regolamento sono oggetto di controlli amministrativi che differenziano sostanzialmente la disciplina della gestione collettiva da ciò che si rinviene nell'ambito della disciplina della gestione individuale. Il regolamento del fondo comune è, infatti, sottoposto all'approvazione della Banca d'Italia, ed alla stessa procedura sono soggette le eventuali successive modificazioni del regolamento stesso.

L'art. 39, c. 2, del TUF indica il contenuto minimo obbligatorio del regolamento del fondo (il regolamento deve contenere: la denominazione e la durata del fondo; le modalità di partecipazione al fondo, i termini e le modalità dell'emissione ed estinzione dei certificati e della sottoscrizione e del rimborso delle quote, nonché le modalità di liquidazione del fondo; gli organi competenti per la scelta degli investimenti ed i criteri di ripartizione degli investimenti medesimi; il tipo di beni, di strumenti finanziari e di altri valori in cui è possibile investire il patrimonio del fondo; i criteri relativi alla determinazione dei proventi e dei risultati della gestione nonché le eventuali modalità di ripartizione e distribuzione dei medesimi; le spese a carico del fondo e quelle a carico della società di gestione del risparmio; la misura o i criteri di determinazione delle provvigioni spettanti alla società di gestione del risparmio e degli oneri a carico dei partecipanti e le modalità di pubblicità del valore delle quote di partecipazione). La partecipazione al fondo comune si perfeziona mediante

adesione dell'investitore al regolamento predisposto dalla società di gestione ed approvato dall'Autorità di vigilanza;

- *il programma di attività della SGR*: tale documento illustra l'attività d'impresa, le sue linee di sviluppo, gli obiettivi perseguiti, le strategie che la società intende seguire per la loro realizzazione nonché ogni altro elemento che consenta di valutarne l'iniziativa;
- *la relazione sulla struttura organizzativa della SGR*: tale documento indica i volumi di affari programmati per i successivi tre esercizi, i risultati economici attesi, l'andamento del cash flow, i costi operativi e l'andamento del patrimonio di vigilanza.

La banca depositaria

Ai sensi dell'art. 36, c. 2, del TUF, la banca depositaria è custode delle disponibilità liquide e degli strumenti finanziari del fondo. Si tratta di una soluzione che conferma e rafforza il principio della separazione patrimoniale, in virtù del quale il patrimonio del fondo risulta essere autonomo, in quanto così definito a livello normativo, e sottratto alla detenzione da parte del gestore per essere affidato ad un depositario terzo (Annunziata F., 2008).

Le funzioni della banca depositaria non si limitano, però, alla custodia del patrimonio del fondo; ai sensi dell'art. 38 del TUF, la banca depositaria svolge ulteriori compiti ed, in particolare, quello di controllare l'operato della società di gestione e la sua conformità alle previsioni di legge e di regolamento. Tale controllo interessa anche le operazioni aventi ad oggetto beni di cui la banca depositaria non ha la relativa custodia. In sostanza, la banca depositaria è tenuta ad:

- accertare la legittimità delle operazioni di emissione e di rimborso delle quote del fondo, nonché la destinazione dei redditi del fondo;
- accertare la correttezza del calcolo del valore delle quote del fondo o, su incarico della SGR, provvedere essa stessa a tale calcolo;
- accertare che nelle operazioni relative al fondo la controprestazione sia ad essa rimessa nei termini d'uso;
- eseguire le istruzioni della società di gestione del risparmio se non sono contrarie alla legge, al regolamento o alle prescrizioni degli organi di vigilanza.

Ai sensi dell'art. 38, c. 4, del TUF gli amministratori ed i sindaci della banca depositaria, qualora riscontrino delle irregolarità nella gestione del fondo e/o nell'amministrazione della SGR, devono darne tempestiva comunicazione alla Consob ed alla Banca d'Italia.

La banca depositaria, nello svolgimento delle sue mansioni, assume una duplice responsabilità: una specifica ed una generale, derivante dagli obblighi connessi con il deposito degli strumenti

finanziari e delle somme di denaro del fondo. Ai sensi dell'art. 38, c. 2, del TUF la banca depositaria è responsabile nei confronti della società di gestione del risparmio e dei partecipanti al fondo di ogni pregiudizio da essi subito in conseguenza dell'inadempimento dei propri obblighi. La natura esatta di tale responsabilità non è di facile individuazione: secondo l'opinione maggioritaria, si tratta di una responsabilità di natura aquiliana, ai sensi dell'art. 2043 ss. c.c., nei confronti dei partecipanti al fondo e di una responsabilità di natura contrattuale, ai sensi dell'art. 1218 c.c., nei confronti della società di gestione.

Dopo aver individuato i requisiti di tipo patrimoniale ed organizzativo, la disciplina regolamentare si preoccupa, anche, di assicurare l'indipendenza della banca depositaria dalla società di gestione del fondo. È, infatti, previsto che l'incarico di banca depositaria non possa essere conferito nel momento in cui il presidente del consiglio di amministrazione, l'amministratore delegato, il direttore generale o i membri del comitato di gestione della SGR svolgano, presso la banca che intende assumere il suddetto incarico, anche una delle seguenti funzioni: presidente dell'organo amministrativo, amministratore delegato, direttore generale e dirigente responsabile delle strutture organizzative della banca che svolgono funzioni di banca depositaria.

Gli esperti indipendenti

Gli esperti indipendenti sono i soggetti incaricati dal consiglio di amministrazione della SGR ad effettuare la valutazione dei beni oggetto di investimento da parte del fondo immobiliare.

La normativa contempla sia la figura dell'esperto indipendente persona fisica, sia quella dell'esperto persona giuridica. Sono previste alcune ipotesi di incompatibilità, che impediscono il conferimento dell'incarico, per coloro che:

- siano soci, amministratori o sindaci della SGR che conferisce l'incarico o di altre società o enti che la controllino, ovvero lo siano stati nel triennio precedente al conferimento dell'incarico;
- siano legati alla SGR che conferisce l'incarico o ad altre società o enti che la controllino o che siano controllati da questi ultimi o dalla SGR, da rapporti di lavoro subordinato o autonomo, ovvero lo siano stati nel triennio antecedente al conferimento dell'incarico;
- siano parenti o affini entro il quarto grado dei soci, degli amministratori, dei sindaci o dei direttori generali della SGR che conferisce l'incarico o di altre società o enti che la controllino o che siano controllati da questi ultimi o dalla SGR;
- si trovino in una situazione che può compromettere comunque l'indipendenza nei confronti della SGR che conferisce l'incarico.

Nel caso di sopravvenienza di una di tali situazioni nel corso dell'incarico, l'interessato è tenuto a darne immediata comunicazione alla SGR che provvede, entro 30 giorni dalla comunicazione stessa, alla revoca ed alla sostituzione dell'esperto, dandone contestuale comunicazione alla Banca d'Italia ed alla Consob.

Le valutazioni devono risultare da apposita relazione sottoscritta da tutti gli esperti indipendenti incaricati. Nell'ipotesi in cui gli esperti indipendenti siano persone giuridiche, la relazione deve essere sottoscritta da almeno uno degli amministratori, comunque in possesso dei requisiti previsti per gli esperti persone fisiche.

Gli esperti hanno, dunque, il compito di provvedere, ogni sei mesi, a presentare alla SGR una relazione di stima del valore dei beni immobili, dei diritti reali immobiliari e delle partecipazioni in società immobiliari detenuti dal fondo stesso.

Il consiglio di amministrazione della SGR, qualora intenda discostarsi dalle stime effettuate dagli esperti, deve comunicare le ragioni agli esperti stessi nonché alla Banca d'Italia, allegando copia della relazione da essi redatta.

Inoltre, la SGR è tenuta a richiedere agli esperti un giudizio di congruità del valore di ogni bene immobile che intende alienare nella gestione del fondo. Il giudizio di congruità dovrà essere corredato da una relazione analitica in cui devono essere indicati i criteri seguiti nella formulazione dello stesso.

L'incarico di valutazione non può avere durata superiore ad un triennio ed è rinnovabile una sola volta. I compensi spettanti agli esperti indipendenti, da liquidarsi a carico del fondo, sono commisurati all'impegno ed alla professionalità richiesta per lo svolgimento dell'incarico.

La società di revisione

Il controllo contabile, come nel caso di società che fanno ricorso al mercato del capitale di rischio, è svolto da una società di revisione iscritta all'albo speciale tenuto dalla Consob.

La società di revisione, attraverso una relazione, esprime un giudizio sia sui documenti contabili della SGR, ossia bilancio d'esercizio/consolidato, sia sui prospetti periodici degli OICR, ossia rendiconti con cadenza annuale o infrannuale, qualora il fondo proceda alla distribuzione dei proventi, e rendiconti di liquidazione.

Secondo il disposto dell'art. 8, c. 4, del TUF, la società di revisione ha l'obbligo di comunicare senza indugio alla Banca d'Italia ed alla Consob gli atti o i fatti che possano:

- costituire una grave violazione delle norme disciplinanti l'attività delle società sottoposte a revisione ovvero che possano pregiudicare la continuità dell'impresa;

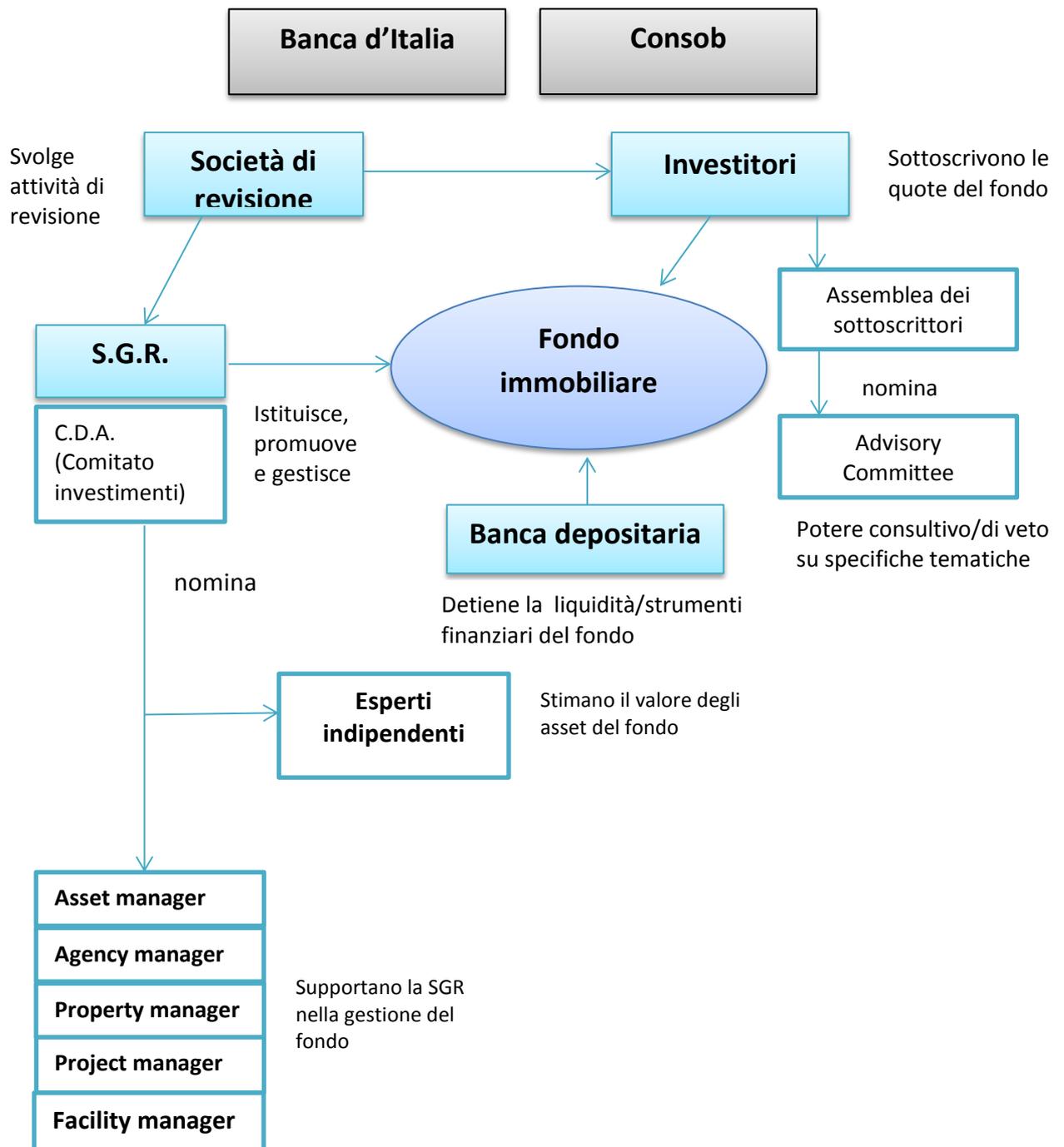
- comportare un giudizio negativo, un giudizio con rilievi o una dichiarazione di impossibilità di esprimere un giudizio (negativo: il revisore giudica che gli effetti derivanti dalla non corretta applicazione dei criteri contabili o dall'inadeguatezza dell'informazione resa sono così rilevanti e pervasivi da rendere inattendibile il bilancio nel suo complesso; con rilievi: il revisore giudica che gli effetti dei rilievi emersi non sono così rilevanti da compromettere l'attendibilità e la capacità informativa del bilancio considerato nel suo insieme; dichiarazione di impossibilità di esprimere un giudizio: il revisore giudica i possibili effetti delle limitazioni alle procedure di revisione così rilevanti da far mancare elementi indispensabili per un giudizio sul bilancio) sui bilanci o sui prospetti periodici degli OICR

Gli advisor esterni

Gli advisor esterni sono soggetti che non trovano una specifica regolamentazione né nella normativa primaria del mercato finanziario né nelle relative disposizioni regolamentari di attuazione. Le principali attività svolte dai diversi advisor esterni sono di seguito riportate:

- *advisor esterni*: generalmente forniscono servizi di consulenza in materia di asset allocation strategica del fondo, di studi di fattibilità e di operazioni di ristrutturazione;
- *property manager*: si occupa dell'amministrazione del portafoglio immobiliare di proprietà del fondo;
- *facility manager*: si occupa della gestione fisica degli immobili del fondo e, quindi, delle attività di manutenzione, vigilanza, pianificazione e gestione degli spazi;
- *project manager*: si occupa della progettazione e dello sviluppo delle diverse fasi dei progetti immobiliari;
- *agency manager*: generalmente fornisce un servizio di consulenza alla SGR nell'attività di investimento/disinvestimento di determinati asset del fondo.

L'intervento di tali soggetti nelle diverse fasi della gestione del fondo deve caratterizzarsi con funzioni essenzialmente di supporto alle SGR, in quanto l'attività gestoria del fondo è di competenza esclusiva della SGR.



3. IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO

Rispetto al passato, in Italia è possibile accedere ad una gamma molto ampia di fondi comuni di investimento che si distinguono sia per il loro profilo di rischio, sia per il settore nel quale operano. In particolare, il business dei fondi immobiliari specializzati nel comparto energy attrae sempre di più un numero crescente di operatori: rispetto al mattone tout court, gli investimenti nelle fonti rinnovabili esprimono rendimenti maggiori a minori rischi.

Ultima tendenza è proprio quella dei fondi “real estate” che impiegano il loro capitale in infrastrutture energetiche (impianti eolici, solari, centrali di biomasse etc.).

I fondi chiusi attivi nelle energie rinnovabili possono essere a loro volta classificati in tre categorie: infrastrutture, equity e misti ovvero tutti quei fondi che investono sia in infrastrutture che in equity. In Italia non esiste un censimento ufficiale dei fondi esistenti ma, secondo quanto riportato nell'articolo di Qual Energia intitolato “Il fondo è rinnovabile” (marzo/aprile 2010), nel Mondo erano attivi nel segmento “ambiente” 300 fondi chiusi, la maggioranza dei quali ancora in fase di *start-up* ovvero *fund raising*. Quelli attivi erano in realtà 90 e di questi il 60% circa di Venture Capital ovvero che investono in società che si trovano nella fase iniziale del proprio ciclo di vita (*early stage*) e tipicamente sono focalizzate sull'innovazione. Restava escluso un 20% di fondi che investono in infrastrutture energetiche e un 20% che rientra nella categoria dei fondi di *private equity* tradizionali ovvero che investono direttamente nel capitale di società “mature”. In sintesi nel Mondo erano “attivi” nell'industria ambientale non più di 40 fondi. Siccome l'Italia pesa poco nell'industria finanziaria mondiale (meno del 10%) si è potuto stimare che i fondi di diritto italiano attivi non erano più di 3 o 4 di cui soltanto due con una focalizzazione sulle energie rinnovabili. L'analisi evidenzia anche altre esperienze attive nel nostro Paese, ma si tratta di fondi in fase di *start-up* o, come specificato, di diritto estero che hanno portato il totale a 14 prodotti.

Ad oggi i 6 fondi immobiliari specializzati nel comparto Energy che già dal 2009 investono sulle rinnovabili sono destinati a breve a raddoppiare, a dispetto dei paletti praticamente insormontabili introdotti dalla Banca d'Italia e molti altri, tra le 330 società di gestione del risparmio censite in Italia al 30 giugno 2012, sfruttano gli immobili da loro gestiti per installarvi pannelli solari e godere così dei vantaggi del V Conto Energia. Rendimenti complessivamente costanti, a fronte di costi decrescenti per la realizzazione degli impianti fotovoltaici e delle ricadute della crisi sul mattone, sono estremamente appetibili per chi, come le assicurazioni vita o i fondi pensioni, vuole o deve “andare sul sicuro”. Dall'altro lato però, il governo ha decretato l'alt a nuovi impianti fotovoltaici – in totale oggi in Italia ce ne sono 340mila, 970 dei quali con potenza superiore a 1MW - per preservare terreni a uso agricolo e ha così ristretto agli impianti già esistenti nell'ambito degli

investimenti.

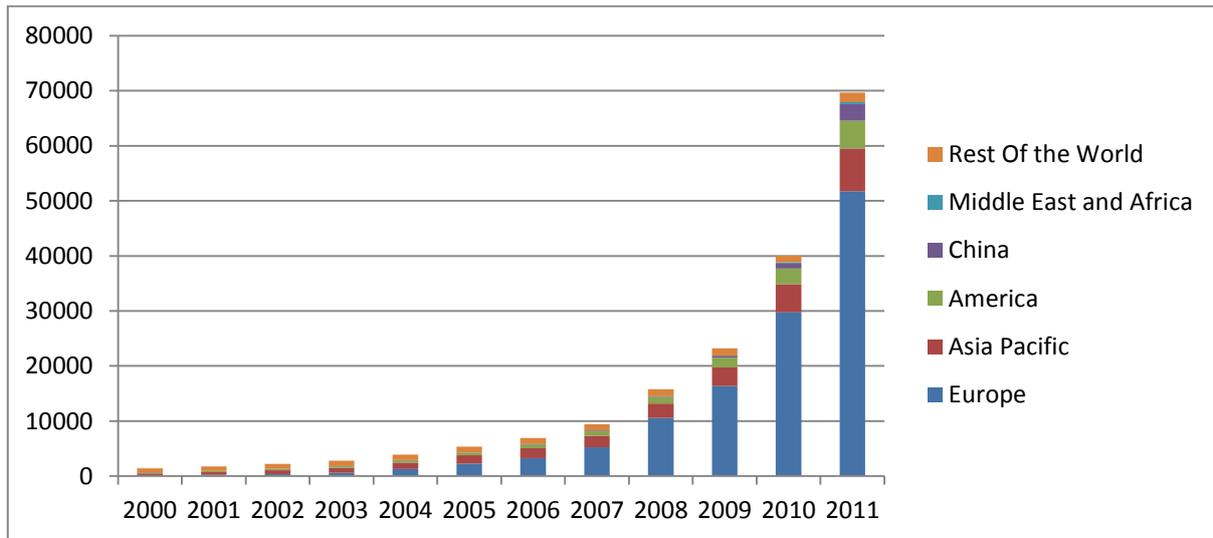
EstCapital - tra i primi fondi a dedicarsi alle rinnovabili insieme a Prisma, Polis Fondi, Castello, Finint-Alternative – sta valutando la convenienza di investimenti in altre energie rinnovabili – come idroelettrico e biomasse - e le relative difficoltà tecniche.

Per quanto riguarda il mercato del fotovoltaico in generale, ed in particolare in Italia, ha registrato una forte crescita in termini di capacità installata.

3.1 L'EVOLUZIONE DEL MERCATO FOTOVOLTAICO A LIVELLO MONDIALE

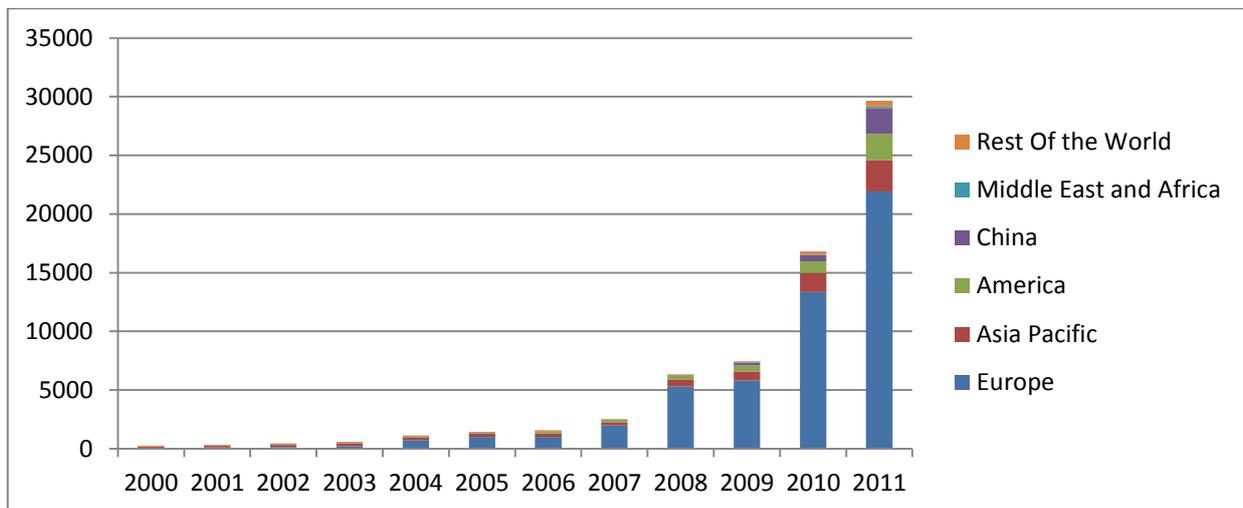
Durante quest'ultima decade, culminata con l'avvento del 2012, la tecnologia fotovoltaica si è ritagliata un ruolo fondamentale in tutto il mondo, dimostrando di essere potenzialmente in grado di diventare una delle principali fonti di energia rinnovabile. Infatti, anche durante gli anni della crisi economica, tale tecnologia ha registrato una continua crescita, e si prevede che tale sviluppo potrebbe proseguire anche nei prossimi anni. Basti pensare che, come mostrato nella *Figura 1*, alla fine del 2009 la capacità cumulata di tutti gli impianti installati era di circa 23 GW e nel 2010 è cresciuta fino a 40 GW arrivando ad un totale di 69 GW nel 2011, capacità in grado di produrre fino a 85 TWh di elettricità all'anno (quantitativo sufficiente per coprire il fabbisogno energetico di 20 milioni di famiglie). In base alle previsioni dell'EPIA (European Photovoltaic Industry Association), l'Associazione Europea dell'Energia Fotovoltaica, nel corso dell'ultimo anno sarebbero stati installati oltre 30 GW di nuova capacità, in linea con i trend definiti a fine 2011; più esattamente, la potenza installata dal fotovoltaico alla fine del 2012, secondo i dati preliminari (quelli definitivi verranno presentati non prima di maggio e potrebbero addirittura aumentare di 1-2 GW), ammonterebbe a 101 GW. Grazie a tale crescita il fotovoltaico ha potuto raggiungere il terzo posto delle fonti di energia rinnovabile in termini di capacità mondiale installata. I primi posti sono difatti occupati dall'idroelettrica e dall'eolica, però solo l'energia fotovoltaica ha registrato un tasso di crescita di circa il 70% nel 2011.

Figura 1 – Capacità cumulata installata dal 2000 e al 2011 (MW) – (Fonte: EPIA)



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ROW	751	807	887	964	993	1.003	1.108	1.150	1.226	1.306	1.209	1.717
ME/A	N/A	21	205	336								
China	19	30	45	55	64	68	80	100	145	373	893	3.093
America	146	177	222	287	379	496	645	856	1.205	1.744	2.820	5.053
Asia Pacific	355	491	677	902	1.178	1.475	1.797	2.080	2.643	3.409	5.116	7.769
Europe	154	248	389	590	1.297	2.299	3.285	5.257	10.554	16.357	29.777	51.716
TOTALE	1.425	1.753	2.220	2.798	3.911	5.340	6.915	9.443	15.772	23.210	40.019	69.684

Figura 2 – Capacità annua installata dal 2000 e al 2011 (MW) – (Fonte: EPIA)



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ROW	88	56	80	77	29	10	105	42	76	80	284	508
ME/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	21	45	131
China	0	11	15	10	9	4	12	20	45	228	520	2.200
America	23	31	46	65	92	117	149	212	349	539	983	2.234
Asia Pacific	114	136	186	225	276	296	322	283	563	766	1.618	2.653
Europe	53	94	142	201	708	1.002	987	1.972	5.297	5.803	13.367	21.939
TOTALE	277	328	468	578	1.114	1.429	1.575	2.529	6.330	7.437	16.817	29.665

In termini di capacità cumulata installata, nel 2011 l'Europa è al primo posto con circa 51 GW installati, che rappresenta il 75% del totale della capacità cumulativa fotovoltaica installata a livello mondiale, seguito da Giappone (ca 7 GW), USA (ca 5 GW) e Cina (ca 3 GW).

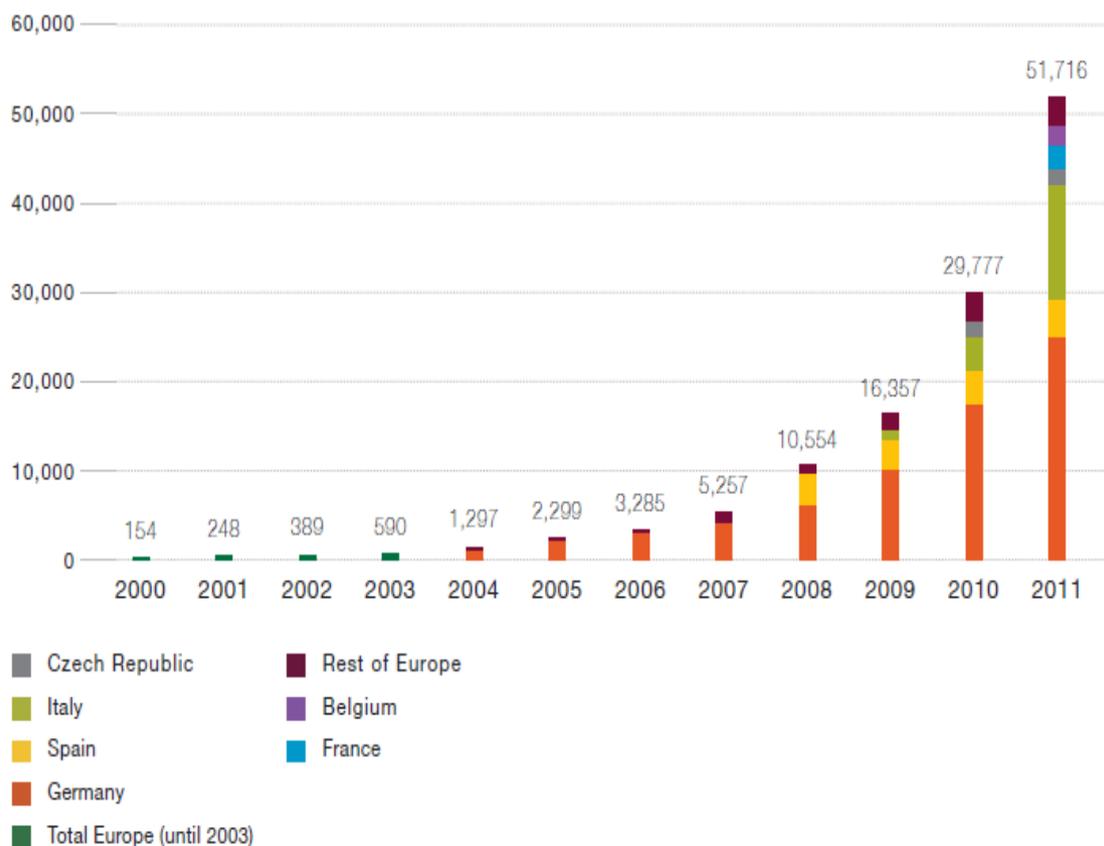
Come si può notare dalla *Figura 2*, l'Europa è riuscita a svilupparsi da una potenza di neanche 1 GW nel 2003 fino ad arrivare, nel 2010, ad una di oltre 13 GW, terminando nel 2011 con un mercato annuo di oltre 21 GW. Date le difficili condizioni economiche e vari livelli di opposizione al fotovoltaico in alcuni paesi, ci si aspettava una stabilizzazione di questo settore nel 2011, aspettativa più che superata osservando la tabella. In Europa questo risultato è stato raggiunto soprattutto grazie a due principali Paesi: Germania e Italia. Infatti nel 2011, con i suoi 9,37 GW di nuova capacità installata (il 44% di quota in Europa, oltre il 33,8% nel mondo), l'Italia è stato il Paese che ha registrato la più alta crescita, seguita dalla Germania con 7.4 GW; un buon risultato se si pensa che, nel 2007, nel nostro Paese si installavano appena 70 MW con già in Germania installati oltre il GW. Ma se non si considerasse "l'onda lunga" del Salva Alcoa, il dato del mercato italiano andrebbe corretto a ribasso con una generazione "soltanto" di 5,65 GW di nuova potenza fotovoltaica, in calo di oltre il 6,6% rispetto al picco di oltre 6 GW del 2010. Questo a conferma del fatto che la Germania resta comunque in testa alla classifica mondiale. Pertanto, nel 2011, Italia e Germania hanno contribuito ad installare circa il 60% della nuova capacità installata in tutto il mondo; seguono Francia (1,7 GW) e Regno Unito (784 MW), con una crescita sorprendentemente forte nel 2011.

3.2 IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA

Come accennato poc'anzi, lo sviluppo del mercato del fotovoltaico in Europa è frutto di poche nazioni. Italia e Germania hanno consolidato la loro leadership in questo settore attraverso un impegno programmato dei policymakers, volto a supportare nel tempo lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile.

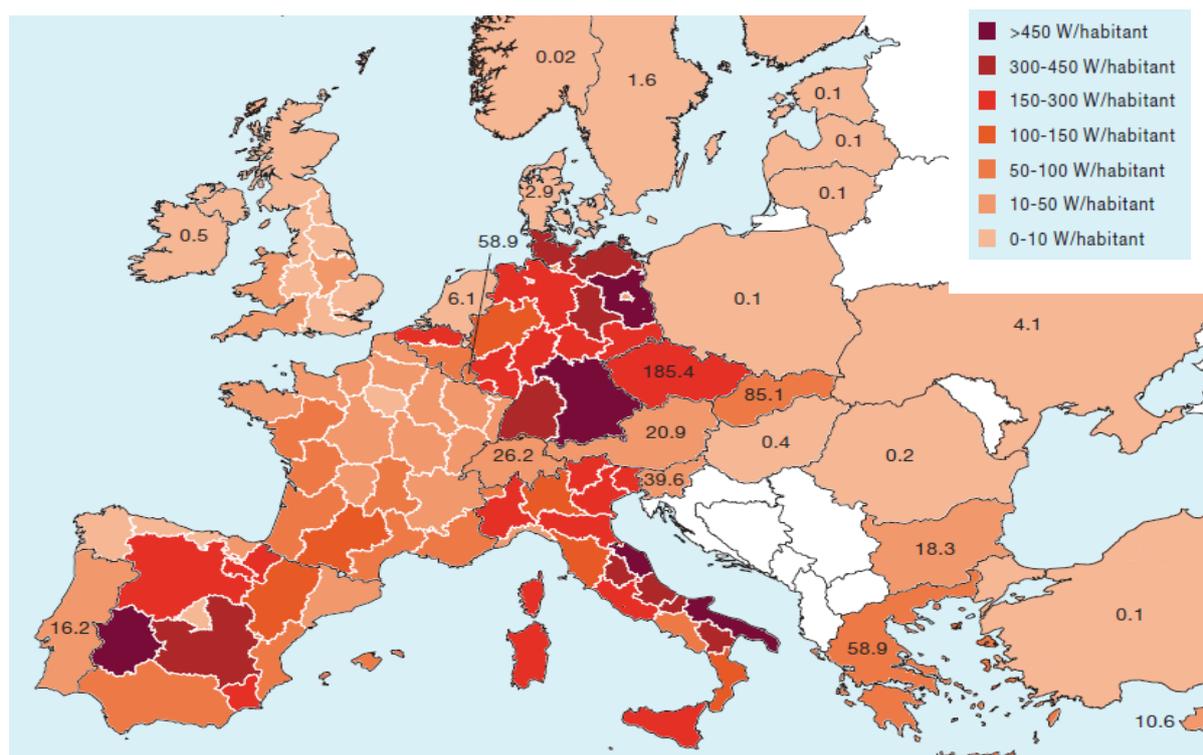
Cronologicamente, dopo il boom spagnolo del 2008, era la Germania ad essere l'unico leader nel 2009, sia per potenza cumulata sia per crescita annua. Successivamente, la sua crescita non si è assolutamente fermata, infatti il settore è continuato a crescere (*Figura 3*) attraverso una diversificazione dell'industria fotovoltaica in altri Paesi.

Figura 3 – Evoluzione della capacità installata in Europa (MW) – (Fonte: EPIA)



La suddivisione geografica del mercato fotovoltaico in Europa è legata alla velocità con cui la tecnologia si è sviluppata negli ultimi anni. Come si può notare dal grafico, Germania e Italia sono i Paesi con il più alto tasso di crescita di energia fotovoltaica installata nell'ultima decade (la Germania ha visto infatti una crescita costante per quasi un decennio e rappresenta chiaramente il mercato del fotovoltaico più sviluppato seguita dall'Italia che ha rapidamente raggiunto livelli elevati). Essi rappresentano i due carri trainanti dell'industria fotovoltaica europea. Come illustrato in *Figura 4* e nella tabella sottostante, essi sono seguiti da Spagna, Francia, Belgio e Repubblica Ceca.

Figura 4 – Mappa dell'energia derivante da fotovoltaico installata in Europa – (Fonte: EPIA)



	Capacità installata annua nel 2010 (MW)	Capacità cumulata nel 2009-2010 (MW)	Capacità installata annua nel 2011 (MW)	Capacità cumulata nel 2010-2011 (MW)	W/Habitant
Austria	43	96	80	176	20,09
Belgium	417	1.044	974	2.018	183,50
Bulgaria	28	35	100	135	18,30
Cyprus	3	6	3	9	10,06
Czech Rep.	149	1.952	6	1.959	185,40
Denmark	2	6	10	16	2,90
Estonia	0	0.01	0.01	0.02	0,10
Finland	0	0.01	1	1	0,20
France	719	988	1.671	2.659	40,30
Germany	7.408	17.193	7.485	24.678	302,80
Greece	150	205	426	631	58,90
Hungary	1	2	3	4	0,40
Ireland	0	0.01	3	3	0,50
Italy	2.326	3,47	9.284	12.754	212,60
Latvia	0,00	0,00	0,20	0,20	0,10
Lithuania	0,10	0,20	0,30	0,30	0,10
Luxembourg	0,09	25	5	30	58,90
Malta	0,10	1.05	10	12	29,00
Netherlands	21	83	20	103	6,10
Norway	0,10	0,10	0	0,10	0,02
Poland	0,40	2	1	3,00	0,10
Portugal	38	150	33	184,00	16,20
Romania	1	2	2	3,00	0,20
Slovakia	145	148	321	468,00	85,10
Slovenia	27	35	46	81,00	39,60
Spain	441	4.029	372	4.400,00	93,60
Sweden	1	12	3	15,00	1,60
Switzerland	39	111	105	216,00	26,20
Turkey	0,10	1	5	6,00	0,10
Ukraine	3	3	188	190,00	4,10
UK	62	91	784	875,00	13,90

3.2.1 I principali obiettivi che stanno dietro all'applicazione del fotovoltaico in Europa

Un impianto fotovoltaico può essere utilizzato da diversi soggetti e per diversi motivi. In via generale può essere uno strumento utile ad una famiglia, ad un'azienda o ad un ente pubblico, per poter produrre energia non derivante da combustibili fossili e beneficiare degli incentivi o dei proventi derivanti dalla vendita di energia. Le motivazioni che spingono un soggetto ad investire nel fotovoltaico potrebbero essere molte, in particolare:

- a) Si potrebbe considerare l'investimento come uno strumento volto al risparmio energetico e all'autoconsumo. Questo rappresentava l'obiettivo principale nei primi anni di sviluppo del settore (2005-2006), quando si puntava solamente ad ottenere un risparmio in bolletta e a percepire gli incentivi sull'energia prodotta; successivamente è stato superato a causa dei vari cambi normativi, con i quali tale obiettivo è stato perseguito solo in caso di piccoli impianti installati su qualche apparecchio elettronico per autogenerare energia.
- b) Si potrebbe considerare questo investimento come un'opportunità per generare flussi di cassa continui attraverso l'allacciamento alla rete ottenendo ricavi non solo dagli incentivi calcolati sull'energia prodotta, ma anche dai flussi di cassa derivanti dalla vendita di energia immessa nella rete. A tale scopo le opzioni possono essere due: la prima consiste nel mettere da parte l'energia in eccesso per utilizzarla in altri momenti futuri (cosiddetto "Scambio Sul Posto"), la seconda nel vendere l'energia in eccesso al GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) attraverso il "Ritiro Dedicato" e attraverso altre diverse tecniche approfondite nei prossimi paragrafi.

In particolare, quest'ultima motivazione strategica è cresciuta parecchio in Europa nel corso del 2011 in quanto, oltre ad usufruire degli incentivi ed optare per il cosiddetto Scambio Sul Posto, molti soggetti hanno iniziato a vendere l'energia prodotta immettendola sulla rete elettrica. Molte imprese hanno deciso di orientare l'oggetto sociale verso tale scopo, ossia quello di produrre energia elettrica mediante la tecnologia fotovoltaica per poi venderla al Gestore dei Servizi Elettrici che gestisce in Italia tale meccanismo.

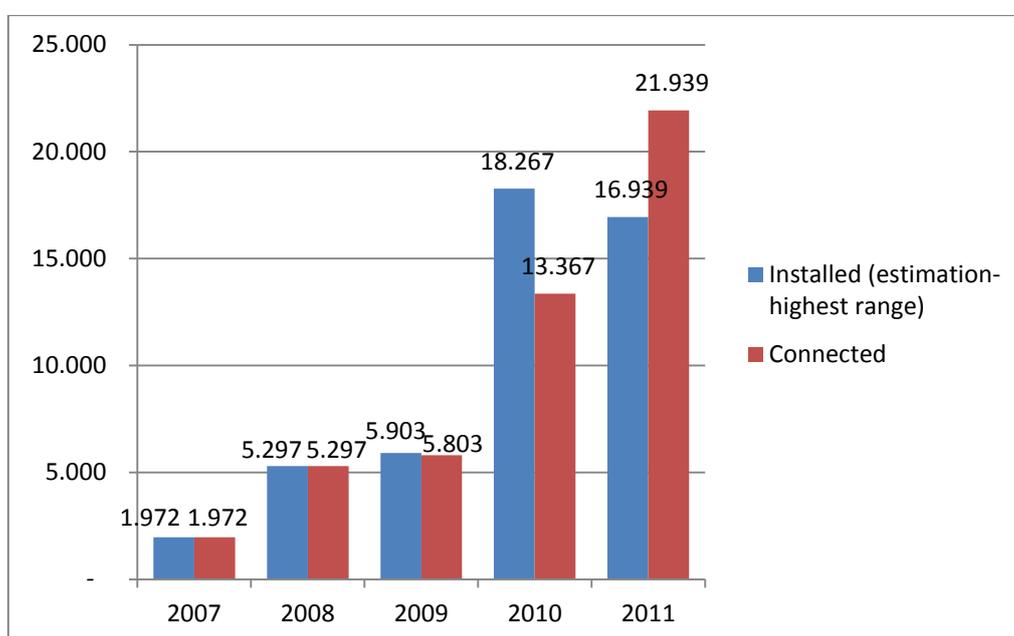
Il primo Paese ad aver registrato un forte incremento dell'allacciamento degli impianti alla rete è stato proprio l'Italia, grazie all'effetto del decreto "Salva Alcoa". Tale decreto prevedeva che, a determinate categorie di impianti allacciati alla rete entro il 30 giugno 2011, era possibile applicare degli incentivi più generosi, ossia quelli previsti nel Conto Energia del 2007, chiamato Secondo Conto Energia; detto altrimenti, l'Italia ha installato 9.300 MW fotovoltaici, dei quali 3.500 relativi agli impianti del cosiddetto decreto "Salva Alcoa" (ovvero realizzati entro la fine del 2010 e

allacciati alla rete entro il 30 giugno 2011), che hanno beneficiato degli incentivi del Secondo Conto Energia, molto più generosi di quelli dei Conti successivi.

Grazie a tale decreto, si è verificata una corsa all'allacciamento degli impianti entro il 2010 di quasi 3,5 GW. Il secondo Paese ad aver registrato un aumento repentino degli allacciamenti è stata la Francia, a causa dei tempi di allacciamento estremamente lunghi tra la messa in esercizio dell'impianto e la connessione effettiva del gestore alla rete principale, con ritardi superiori a 18 mesi in alcuni casi.

Come mostrato in *Figura 5*, nel 2011 si è passati da circa 13 GW per gli impianti connessi a circa 21 GW, tendenza inversa per quanto riguarda quelli installati, con un calo di circa 1,1 GW.

Figura 5 – Impianti installati e impianti connessi alla rete in Europa (MW) – (Fonte: EPIA)



3.2.2 La segmentazione del mercato del fotovoltaico

Al fine di fornire una corretta analisi del mercato del fotovoltaico, e di capire quali sono le cause che hanno spinto negli ultimi tempi ad investire in questi assets, è innanzitutto necessario comprendere quali siano state le applicazioni più diffuse, cercando di segmentare tale mercato. Un'interessante segmentazione fornita dall'European Photovoltaic Industry Association (EPIA) divide il mercato in tre differenti tipologie di progetti:

- 1) Ground Mounted Projects (segmento industriale e utilities), ovvero le grandi installazioni su terra, molte delle quali formano i cosiddetti parchi fotovoltaici



2) Commercial/Industrial Projects (segmento commerciale), rappresentanti le installazioni sui tetti di capannoni o di fabbricati aziendali



3) Residential Applications, quindi l'installazione volta soprattutto all'autoconsumo e posizionata su tetti di immobili ad uso abitativo



E' possibile intuire come tale segmentazione non sia stata effettuata in funzione della grandezza dei pannelli fotovoltaici, che dipende dallo spazio a disposizione, ma svolta in funzione del luogo, della modalità e del motivo per i quali convenga installare tali pannelli, vale a dire sulla base del bisogno.

Nella *Figura 6* è possibile osservare in quale segmento è stata maggiormente concentrata la nuova capacità installata nel 2011, mentre nella *Figura 7* si può capire quali segmenti contribuiscono maggiormente alla produzione di energia cumulata.

Figura 6 – Segmentazione di mercato relativa alla nuova energia prodotta nel 2011 (%) – (Fonte: EPIA)

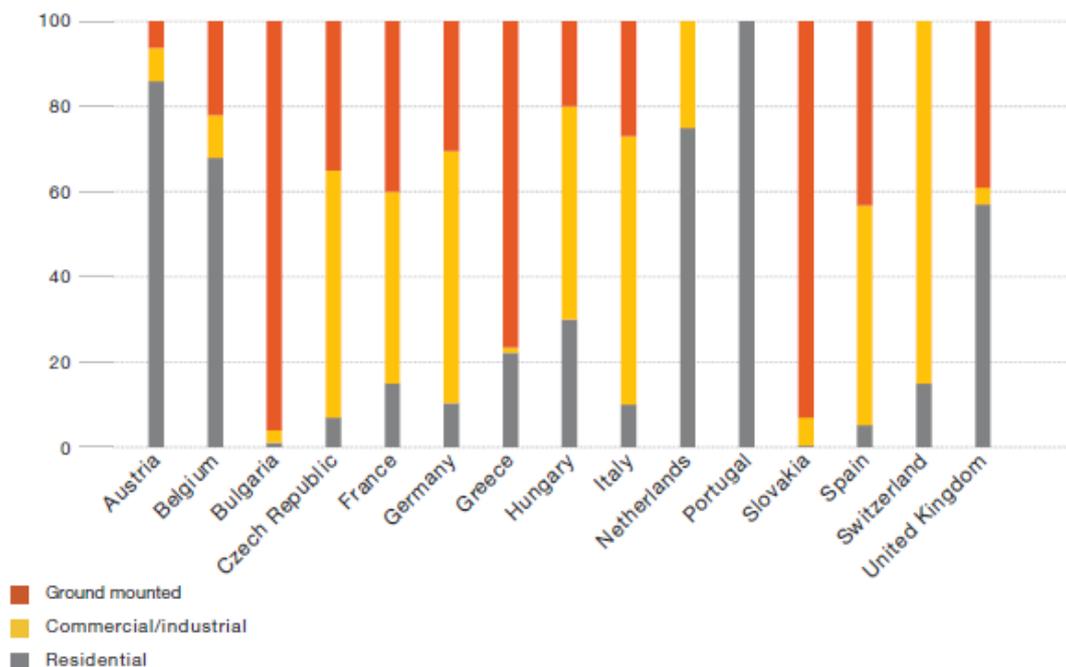
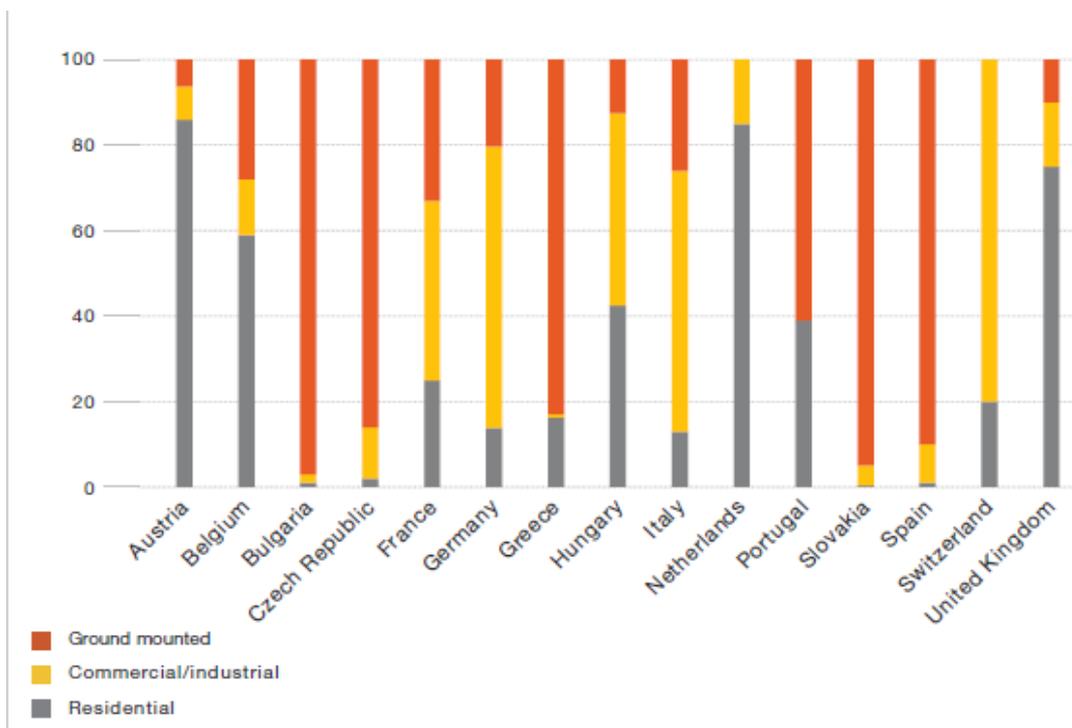


Figura 7 – Segmentazione di mercato relativa all'energia cumulata nel 2011 (%) – (Fonte: EPIA)



Si noti come Paesi quali Austria, Olanda e UK usino il fotovoltaico soprattutto negli immobili ad uso abitativo e quindi prevalentemente rivolti all'autoconsumo, mostrando per di più una crescita esclusivamente verso questo segmento (*Figura 6*). Altri invece, come Bulgaria, Repubblica Ceca, Slovacchia e Spagna, evidenziano una propensione ai progetti su terra, con in contemporanea anche un recente sviluppo iniziato nel 2011 in quelli rivolti ad uso più commerciale.

Infine i Paesi più virtuosi (Germania, Italia) con l'aggiunta della Francia, presentano una segmentazione più diversificata nonostante prevalgano impianti installati su edifici commerciali.

3.2.3 Previsioni ed evoluzione del mercato fino al 2016

Secondo le previsioni dell'European Photovoltaic Industry Association riguardo la crescita dell'utilizzo di impianti fotovoltaici, nei prossimi anni si potrebbe registrare un aumento pari o leggermente inferiore rispetto a quello registrato nel 2011, per un valore medio di circa 15.000 MW l'anno. I risultati dipenderanno però dai seguenti fattori:

- dalle decisioni dei governi locali riguardo le politiche di incentivazione
- dalle reazioni del settore e dall'evoluzione del contesto competitivo locale

In generale in Europa tutti gli Stati stanno, in qualche modo, riducendo gli incentivi. Tale decisione ha come primo obiettivo quello di lasciare il settore libero di competere senza aiuti generosi, così da diffondere una sana competizione e quindi contribuire ad una riduzione dei costi industriali nelle diverse fasi della filiera. Si desidera dunque di registrare una riduzione dei costi di produzione del silicio cristallino e di tutti i costi associati alla realizzazione ed alla gestione degli impianti.

Il secondo obiettivo, significativo soprattutto per i consumatori finali, è invece il raggiungimento della cosiddetta Grid Parity, ossia il momento in cui costo del kWh fotovoltaico coincide con il costo del kWh prodotto da fonti convenzionali, per tutte le categorie di utenti e per tutte le fasce orarie. In altre parole, si ha la Grid Parity quando generare energia da un fotovoltaico avrà lo stesso costo di generarla da una fonte energetica tradizionale. Per poter arrivare a tale risultato è però necessario un grosso calo dei costi di produzione ed un aumento dell'efficienza degli impianti, solo in tal modo sarà ancora possibile considerare l'investimento remunerativo.

Risulta dunque chiaro che per effettuare una corretta analisi di tale mercato, legato molto alle dinamiche del quadro normativo e all'assetto del contesto competitivo e tecnologico, è essenziale decidere in che Paese si intende dare maggiore attenzione, in quanto le politiche di incentivazione e le caratteristiche del contesto competitivo variano da Paese a Paese. Per esempio, uno studio dell'EPIA ha dimostrato che in Italia, grazie all'alto costo dell'energia elettrica locale e all'alto irraggiamento, si potrà raggiungere la Grid Parity nel segmento commerciale già nel 2013; mentre

in Spagna, Francia e Germania nel 2014. In definitiva, è necessario studiare quali sono state le reazioni del mercato italiano al quadro normativo passato prevedendo quali iniziative potrebbero prendere piede nei prossimi anni.

3.3 LA PENETRAZIONE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

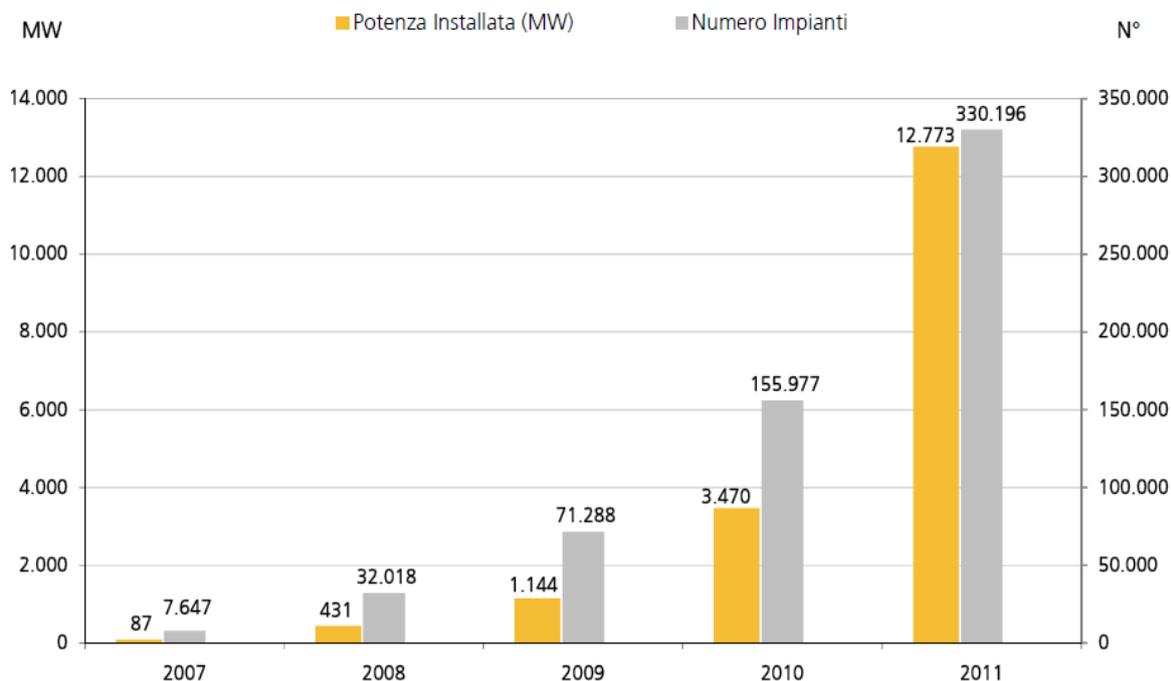
Nel 2011 in Italia sono stati installati e connessi alla rete 174.219 impianti che hanno incrementato la potenza cumulata di 9.303 MW, raggiungendo così a fine 2011 il valore di 12.773 MW di energia installata, valore che a maggio 2012 ha in realtà raggiunto e superato i 13.160 Megawatt. Il Sole 24 ore ha pubblicato a gennaio 2013 il dossier “Nuove energie”, da cui si apprende che nel nostro Paese si sono raggiunti a fine 2012 quasi 17 GW di capacità fotovoltaica installata. Tale crescita è dovuta soprattutto all’introduzione dei grandi impianti poiché la potenza installata è aumentata più che proporzionalmente rispetto alla numerosità degli impianti, elemento a riprova del fatto che nel 2011 sono entrati in esercizio impianti di dimensioni più grandi rispetto agli anni precedenti.

Più precisamente è incrementata la quota delle “centrali fotovoltaiche”, ovvero gli impianti di taglia superiore ad 1 MW, che è passata dal 22% al 31% con una crescita relativa di oltre 40 punti percentuali. Si è ampliata in generale la quota di impianti “grandi”, quelli sopra i 200 kW. Nel corso del 2010 ne sono stati installati 1.271 per il corrispondente del 67% del totale della nuova potenza, mentre nel 2011 tale percentuale è salita al 71% in 3.403 impianti. Ovviamente tutto questo a discapito del segmento commerciale (20-200 kW) e con le installazioni residenziali sostanzialmente rimaste costanti attorno al 12% della potenza totale.

L’effetto atteso di re-distribuzione delle nuove installazioni a favore di impianti di più piccola dimensione, che è stato fra gli elementi ispiratori del Quarto Conto Energia, non si è nella pratica realizzato. Le ragioni vanno, da un lato, ricercate nella estrema turbolenza normativa, che ha evidentemente colpito di più gli operatori “deboli” (ovvero i medi investitori della fascia 20-200 kW) rispetto a chi aveva “messo in conto” taglie di investimento superiori, ma dall’altro lato anche nel fatto che sono chiaramente diversi i potenziali di mercato. Non è possibile, infatti, raggiungere livelli di installato di oltre 5 GW se non si accede ai segmenti “di potenza”. Solo per dare un’idea, se si fosse voluto, a parità di totale installato, commutare la potenza che nel 2011 è andata appannaggio degli impianti “grandi” e delle “centrali” in impianti di taglia “media” (20-200 kW) si sarebbero dovuti installare circa 52.000 impianti (+ 350% rispetto al numero effettivamente registrato nel 2011).

Nella figura che segue è possibile osservare tale trend.

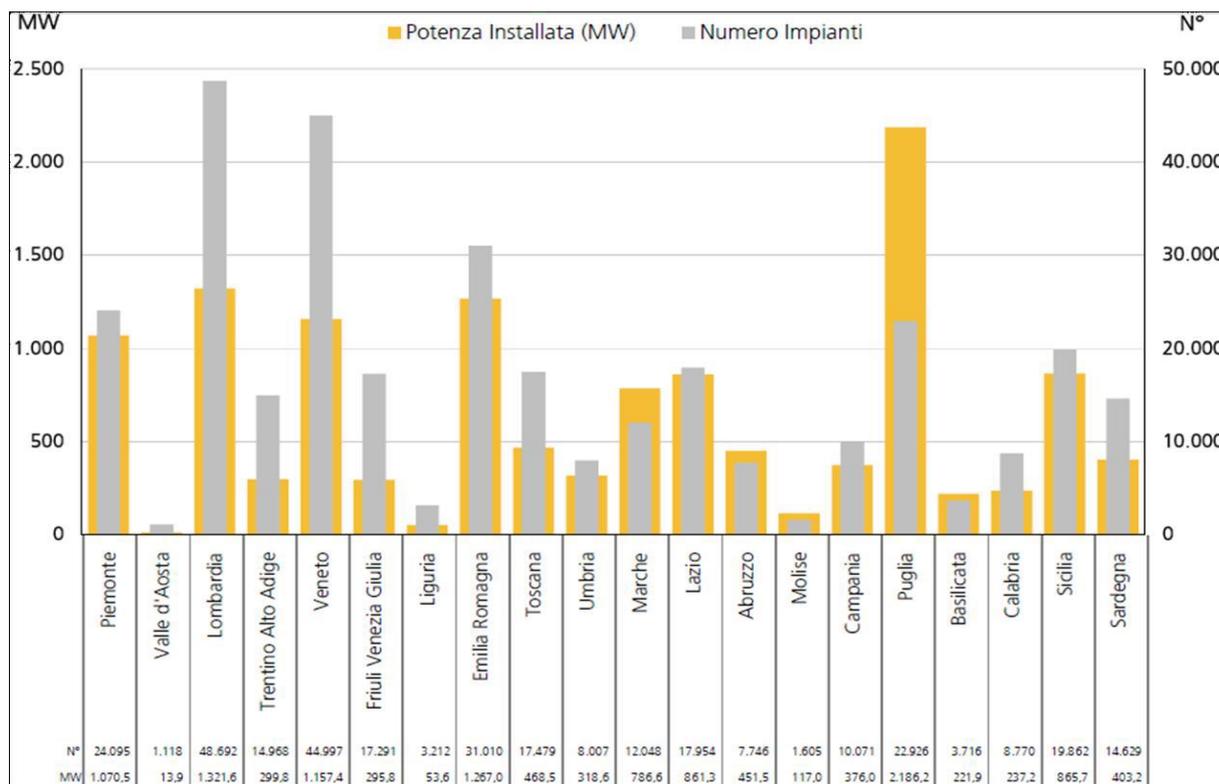
Figura 8 – Evoluzione cumulata della potenza e della numerosità di impianti installati – (Fonte: GSE)



Analizzando invece la distribuzione della potenza e della numerosità per regione, emerge una ripartizione alquanto disomogenea. Una delle caratteristiche della nostra penisola riguarda proprio il fatto che, estendendosi in longitudine, un impianto riceverà un irraggiamento diverso a seconda della regione in cui è installato. La *Figura 9* evidenzia tale disomogeneità.

Al Nord è stato installato un maggior numero di impianti, in particolare in Lombardia (48.692) e in Veneto (44.997). In termini di potenza installata invece, è la Puglia a detenere il primato con 2.186 MW di potenza associata a 22.962 impianti. Da ciò ne deriva che la maggior dimensione media degli impianti si registra proprio in Puglia, con 95,4 kW, seguita dal Molise (72,9 kW), Marche (65,3 kW), Basilicata (59,7 kW) e Abruzzo (58,3 kW); la più bassa invece è situata in Valle d'Aosta (12,5 kW).

Figura 9 – Potenza e numerosità di impianti per regione – (Fonte: GSE)



La disomogeneità di irraggiamento e di condizioni climatiche si riflettono anche sulla capacità di trasformare l'energia solare irraggiata in energia elettrica. Infatti, a parità di potenza installata in una superficie, l'effettiva energia prodotta varia da regione a regione proprio per effetto di tali disomogeneità. Dalla tabella sottostante è possibile identificare in quali regioni sia possibile sfruttare al meglio la potenza installata.

REGIONE	PRODUZIONE PER REGIONE (GWh)	POTENZA INSTALLATA (GW)	PRODUCIBILITA' MEDIA (GWh) DI 1 GW
Piemonte	830,3	1,071	775,26
Valle d'Aosta	11,1	0,014	792,86
Lombardia	995,3	1,322	752,87
Trentino Alto Adige	277,8	0,300	926,00
Veneto	913,0	1,157	789,11
FVG	246,1	0,296	831,42
Liguria	43,7	0,054	809,26
Emilia Romagna	1.092,2	1,267	862,04
Toscana	423,6	0,469	903,20
Umbria	286,1	0,319	896,87
Marche	658,4	0,787	836,59
Lazio	806,9	0,861	937,17
Abruzzo	329,0	0,451	729,49
Molise	84,2	0,117	719,66
Campania	302,1	0,376	803,46
Puglia	2.095,7	2,186	958,69
Basilicata	189,6	0,222	854,05
Calabria	196,2	0,237	827,85
Sicilia	670,4	0,866	774,13
Sardegna	344,1	0,403	853,85

Riassumendo, a livello regionale la maggiore potenza installata si trova in Puglia (17,1% del totale), Lombardia (10,3%), Emilia Romagna, Veneto e Piemonte. In termini di numero di impianti la leadership regionale spetta alla Lombardia (14,7%), seguita da Veneto (13,6%) ed Emilia Romagna. Inoltre si evince che in regioni come Puglia, Lazio, Trentino Alto Adige, Toscana e Umbria si registra un'efficienza produttiva maggiore, poiché le condizioni climatiche permettono ai moduli installati di trasformare più efficientemente l'energia solare in energia elettrica.

Quanto alla localizzazione degli impianti, il 49% è su terreno, il 41% è su tetti, il 6% è su pensiline e serre, con un altro 4% residuale.

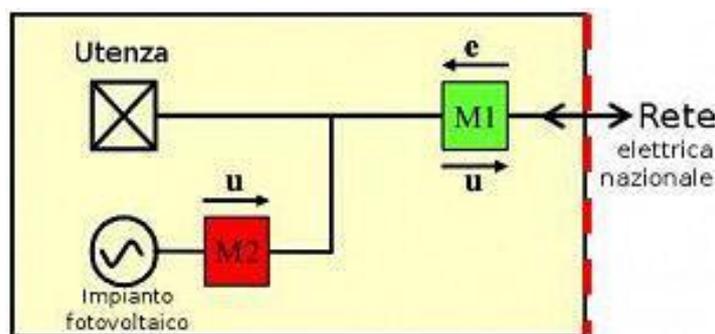
3.4 IL QUADRO NORMATIVO

Tutti i risultati appena descritti hanno conferito all'Italia il primato mondiale dal punto di vista dell'energia prodotta nel 2011; un successo raggiunto soprattutto grazie ad una normativa ad hoc, disciplinata dal decreto del “Conto Energia” e volta alla semplificazione dell'iter autorizzativo (tramite l'Autorizzazione Unica e Denuncia Inizio Attività). La produzione di energia fotovoltaica è infatti incentivata tramite il Conto Energia, strumento che fissa un premio applicato su tutta l'energia prodotta da impianti fotovoltaici. Inoltre, altre delibere dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) individuano le norme di erogazione delle tariffe incentivanti e le condizioni tecnico-economiche per ogni specifica fattispecie.

L'aspetto più interessante dei contratti disciplinati dal “Conto Energia” è la riduzione del rischio di non recuperare i capitali investiti, poiché le incentivazioni vengono stanziare sulla base di un contratto ventennale a condizioni fisse. Coloro che intendono installare un impianto dovranno solamente inoltrare al GSE il progetto preliminare e la richiesta di concessione della tariffa incentivante. Gli incentivi vengono liquidati mensilmente dal GSE a favore del titolare dell'impianto.

Con il meccanismo di incentivazione del Conto Energia, oltre al riconoscimento ed all'emissione delle tariffe incentivanti per tutta la quantità di energia prodotta dall'impianto solare fotovoltaico, il soggetto responsabile dell'impianto (colui che firma il contratto con il Gestore dei Servizi Elettrici) ha la possibilità di scegliere tra tre possibili ulteriori forme di valorizzazione economica dell'energia prodotta dal proprio impianto fotovoltaico. Prima di passare all'analisi nel dettaglio di tali servizi, occorre però capire qual è il “percorso” che l'energia può fare nel caso di un impianto a cessione parziale alla rete elettrica (ovvero quell'impianto che permette l'autoconsumo istantaneo che rappresenta sempre il fattore di maggiori risparmi):

- 1) L'energia prodotta dal pannello fotovoltaico, prima di entrare nella rete, passa per l'inverter e viene contabilizzata dal primo contatore chiamato "contatore monodirezionale" o "contatore di produzione" (M2).
- 2) Successivamente l'energia può essere o meno consumata dalle utenze. In ogni caso l'energia prodotta passa dal contatore monodirezionale alle utenze oppure, nel caso non venisse consumata, va accantonata o immessa in rete. Prima di entrare nella rete esterna però l'energia passa sempre per un secondo contatore chiamato "contatore bidirezionale" o "contatore di immissione/prelievo" (M1). Quindi l'energia prodotta, se c'è richiesta da parte dell'utenza, viene prima di tutto autoconsumata in modo immediato; solo se non c'è richiesta istantanea da parte dell'utenza viene immessa in rete facendo "girare" il contatore di immissione. Questo contatore registra l'energia immessa e prelevata dalla rete: nel caso in cui l'energia data alla rete fosse maggiore a quella consumata, è possibile ottenere degli introiti grazie alla vendita di questa energia prodotta e non consumata. Quindi, in definitiva, dal contatore bidirezionale emerge il quantitativo di energia netta che viene immessa nella rete elettrica. Chiaramente a questo punto le strade che si possono prendere variano a seconda della tecnica di valorizzazione energetica, ossia di gestione dell'energia in eccesso, che si è deciso di adottare. Infatti, come vedremo nel paragrafo successivo, oltre agli incentivi percepiti sull'energia prodotta e autoconsumata, è possibile remunerare l'investimento diversamente.

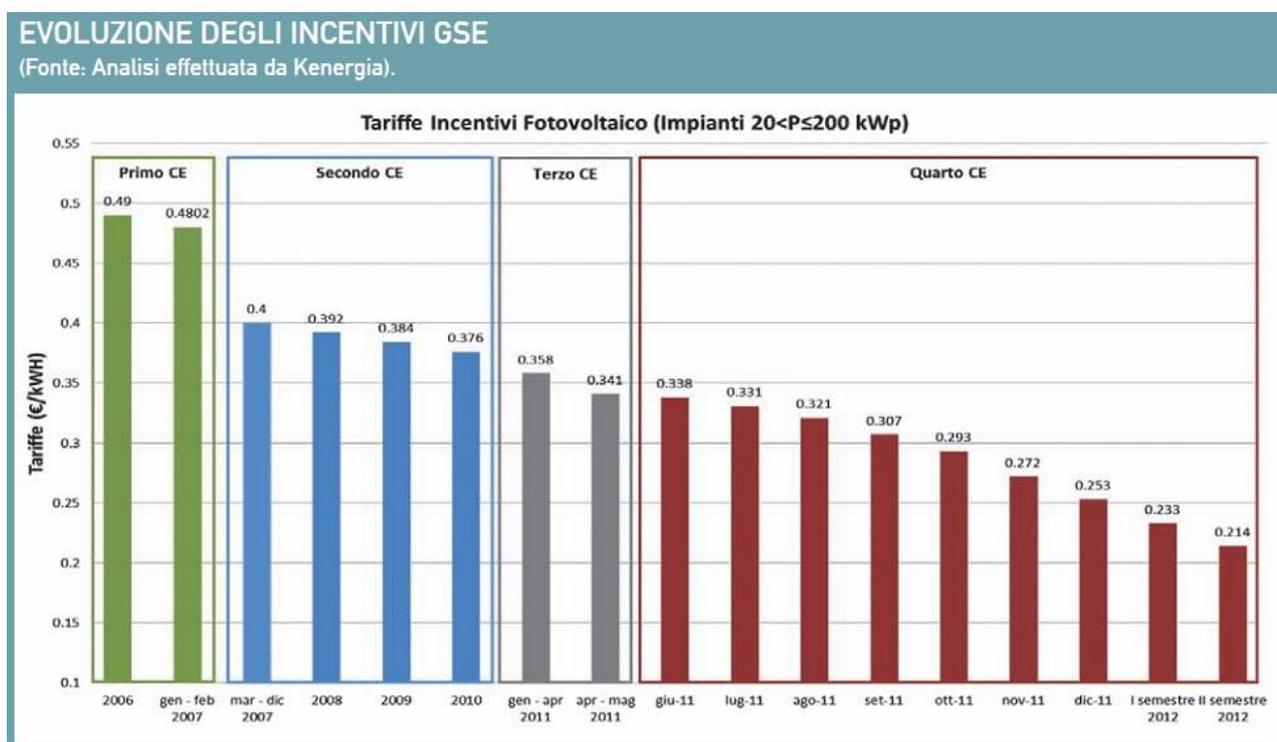


3.4.1 L'evoluzione del quadro normativo

Negli ultimi dieci anni sono stati introdotti cinque diversi Conti Energia con la conseguenza di una riduzione degli incentivi (*Figura 10*) che ha scatenato ogni volta una diversa reazione del mercato. In particolare, nel 2006/2007 chi ha investito in tale fonte energetica ha potuto cogliere una rara occasione grazie alle alte tariffe incentivanti; infatti per i pochi impianti installati è stato possibile recuperare l'investimento in 3/4 anni con un rendimento del 30/35%. I successivi decreti hanno

fatto calare il rendimento, fino ad arrivare nel 2010 al 20%. Infine il 2011 è stato l'anno record, con rendimenti attorno al 15% ed il maggior numero di installazioni annue nel mondo; traguardo raggiunto grazie a tempestive reazioni del mercato che, attaccato dall'incertezza normativa, ha diffuso l'opinione basata sul fatto che ormai fosse l'ultima opportunità utile per poter cogliere i vantaggi legati a questo straordinario investimento in grado di creare flussi di cassa certi ed energia pulita. Tale forte crescita ha però bloccato il GSE per eccesso di pratiche; recenti dichiarazioni hanno fatto sapere che la capacità di gestione delle pratiche ha raggiunto le 20 mila pratiche/mese di fronte a picchi di domanda di circa 80 mila progetti/mese.

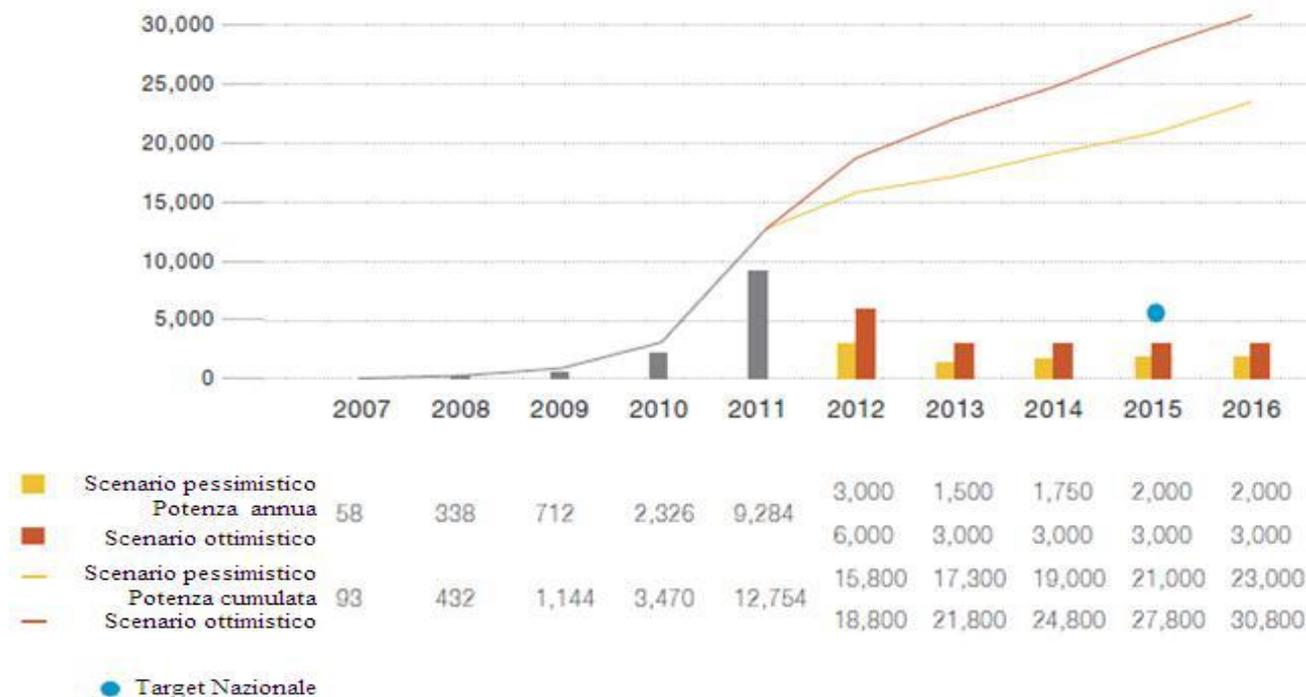
Figura 10 – Evoluzione degli incentivi per impianti da 20 a 200 kWp – (Fonte: Kenergia)



Nel 2011 si è quindi assistito ad una crescita forse un po' troppo rapida, una sorta di "bolla fotovoltaica" che, come tutte le bolle, anche grazie all'introduzione del Quinto Conto Energia tornerà rapidamente ad un livello più sostenibile. L'evoluzione della normativa verrà comunque rivista nel dettaglio nei paragrafi successivi.

Riguardo al Quinto Conto Energia, è stato firmato il 6 luglio 2012 ed è entrato in vigore il 27 agosto 2012. A tal proposito, le reazioni del mercato non sono state negative oltre al fatto che, secondo gli studi dell'EPIA, anche se non potrà ripetere la grande crescita del 2011, l'Italia resterà comunque uno dei principali player del mondo. Nella *Figura 11* viene mostrata la produzione di energia derivante da tecnologia fotovoltaica storica e prevista. I dati relativi al 2012 sono considerati previsioni in quanto lo studio è stato effettuato a metà 2012.

Figura 11 – Energia prodotta e cumulata storica dal 2007 e forecasting fino al 2016 (MW) – (Fonte EPIA)



3.4.1.1 Il Primo Conto Energia (2005 – 2007)

Il Primo Conto Energia è entrato in vigore in Italia attraverso la Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione del D.lgs. 387/2003 dopo l'approvazione del Decreto attuativo n. 181, 5/08/2005, il quale fissava i tempi e i termini di attuazione, e della Delibera 188 del 14/11/2005, che invece stabiliva i modi di erogazione degli incentivi. Tale Conto Energia ha previsto due particolari servizi:

- Per le persone fisiche o privati è stato possibile solamente applicare lo Scambio Sul Posto su impianti da 1 a 20 kWp, installati su suolo o tetto di proprietà del privato stesso. Attraverso tale servizio il privato ha potuto beneficiare di una tariffa incentivante pari a 0,445 euro/kWh applicabile all'energia elettrica prodotta e consumata dalle utenze del soggetto. In caso di integrazione architettonica, la tariffa incentivante è stata incrementata del 10% diventando dunque pari a 0,489 euro/kWh.
- I soggetti titolari di partita IVA hanno potuto beneficiare di un'incentivazione sull'intera produzione fotovoltaica, e non solo sulla parte autoconsumata. Questi soggetti hanno ottenuto le seguenti tariffe:
 - 0,445 €/kWh per gli impianti da 1 a 20 kWp che optano per lo Scambio Sul Posto;

- 0,46 €/kWh per gli impianti da 1 a 50 kWp che optano per l'intera cessione in rete;
- 0,49 €/kWh da sottoporre a ribasso d'asta per gli impianti da 50 kWp a 1 MWp.

Nel caso di cessione in rete dell'eventuale eccesso di produzione, non è stato portato a credito, ma istantaneamente rivenduto ad un gestore (Enel o società analoga); tale strumento, chiamato Ritiro Dedicato, è stato incentivato dalle tariffe fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) di:

- 0,095 €/kWh per impianti dalla produzione annua inferiore a 500 MWh;
- 0,08 €/kWh per impianti dalla produzione annua compresa tra 500 MWh e 1 GWh (1000 MWh);
- 0,07 €/kWh per impianti dalla produzione annua maggiore di 1 GWh.

Di fatto reso operativo il 19 settembre 2005, il Primo Conto Energia ha avuto un successo inaspettato, esaurendo in soli 9 giorni lavorativi i 100 MWp finanziabili. Tale sviluppo ha riguardato soprattutto impianti medio/grandi, infatti la maggiore incentivazione ha interessato impianti da 50 a 1000 kWp. Le maggiori critiche sono state:

- premi crescenti con la potenza installata, quindi fortemente penalizzante per i piccoli impianti;
- per gli impianti retribuiti con il meccanismo dello Scambio Sul Posto, l'incentivo non premiava tutta la produzione ma solo la quota adibita all'autoconsumo;
- mancanza di penale per la mancata realizzazione di un impianto;
- iter burocratico confuso e complicato.

3.4.1.2 Il Secondo Conto Energia (2007 – 2010)

Disciplinato dal D.M. del 19 febbraio 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico, tale provvedimento è stato rivolto principalmente a snellire l'iter burocratico che appesantiva il precedente Conto Energia. In particolare, al posto di attendere l'accoglimento da parte del GSE prima di iniziare a costruire l'impianto, una volta richiesto l'allaccio al Gestore di rete locale, si è potuto procedere alla realizzazione dell'impianto. Così, dopo averlo collegato alla rete elettrica, è stato possibile ottenere il riconoscimento per 20 anni della tariffa incentivante calcolata in funzione alla tipologia di impianto realizzato.

Con il Secondo Conto Energia sono stati inoltre favoriti gli impianti che hanno facilitato l'accorpamento architettonico all'edificio di piccoli impianti. Proprio incentivando di più tale segmento, si è potuto superare in breve tempo il gap nei confronti delle altre nazioni europee riguardante la produzione elettrica derivante da fotovoltaico.

Un'importante novità introdotta dal Secondo Conto Energia ha riguardato il fatto che, contrariamente a quanto previsto per la vecchia normativa, la tariffa incentivante è stata applicata anche per i privati su tutta l'energia prodotta (non solamente sul surplus derivante dalla differenza tra l'energia prodotta e quella consumata). Questo ha significato che dal punto di vista economico si sono ricevuti gli incentivi sull'energia prodotta derivante dal contatore monodirezionale. Successivamente si sono potuti ottenere degli introiti attraverso i meccanismi di valorizzazione dell'energia in eccesso derivante dal contatore bidirezionale. Inoltre, la potenza massima incentivabile con il Secondo Conto Energia è stata di 1200 MW, al posto dei 100 MW stabiliti nel Primo Conto Energia (tale limite risulta comunque basso se si tiene conto che con il Primo Conto Energia è stato raggiunto in soli 9 giorni lavorativi). Col fine di rendere la vita delle politiche incentivanti più lunga, il Secondo Conto Energia ha stabilito che, una volta raggiunto tale limite, sarebbe stato aggiunto un ulteriore periodo di 14 mesi (24 mesi per gli impianti intestati a soggetti pubblici) in cui era possibile beneficiare delle tariffe incentivanti.

Riguardo agli incentivi, il Secondo Conto Energia ha stabilito diverse tariffe, calcolate in funzione del livello di integrazione dell'impianto con la superficie che lo ospitava. In particolare, per gli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2008 le tariffe incentivanti sono state le seguenti:

Intervallo di Potenza(kWp)	Impianto non integrato	Impianto parzialmente integrato	Impianto Integrato
1 <= P <= 3	0,4	0,44	0,49
3 < P <= 20	0,38	0,42	0,46
P > 20	0,36	0,4	0,44

Per ogni anno successivo al 2008, le tariffe sono state ridotte del 2%, con un aumento del 5% in caso di impianti di potenza superiore ai 3 kW che presentavano come soggetti responsabili autoproduttori, impianti con soggetti responsabili la scuola pubblica, paritaria o una struttura sanitaria pubblica, ed infine, in caso di impianti integrati in strutture esterne degli involucri degli immobili in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto. In particolare, questo Conto Energia ha favorito lo sviluppo di impianti di piccole dimensioni da integrare negli edifici, prevedendo incentivi molto generosi per tali categorie di impianto, permettendo di realizzare grandi guadagni a tutti coloro che sono riusciti ad accedere a queste tariffe incentivanti, soprattutto ai grandi installatori e ai piccoli proprietari che hanno installato moduli sui tetti di capannoni o della propria casa.

Non è un caso quindi che, con l'avvento del Secondo CE, investitori da tutto il mondo siano venuti in Italia per costruire i propri impianti, contribuendo però da un lato alla nascita di un ricco tessuto industriale specializzato nella costruzione ed installazione di moduli. Investire in Italia, con gli

incentivi del Secondo Conto Energia, era più conveniente di qualsiasi altro investimento finanziario a basso rischio, con tassi di ritorno certi e superiori al 15%. Grazie a questo meccanismo incentivante è stato così possibile installare in Italia circa 2 GW di impianti. Tuttavia, come è avvenuto in tutti i paesi con analoghi meccanismi di incentivazione al fotovoltaico, si è proceduto in seguito ad una riduzione delle tariffe incentivanti, in quanto i costi di produzione dei moduli fotovoltaici sono diminuiti con il progredire della ricerca industriale ed è stato pertanto opportuno fare in modo che gli incentivi seguissero il più possibile il trend di questi costi. Successivamente, nel passaggio tra il Secondo ed il Terzo Conto Energia si è assistito al primo shock del settore del fotovoltaico.

Riassumendo, il Secondo Conto Energia è stato il decreto che ha stimolato i pionieri del mercato del fotovoltaico. Chi ha investito in tale business ha potuto ottenere un duplice introito, uno derivante dalla produzione e l'altro derivante dalla vendita dell'energia elettrica in eccesso. Un meccanismo che dal punto di vista economico garantiva alti rendimenti (15%) e un Payback Period di circa 5 anni.

3.4.1.3 Il Terzo Conto Energia (2010)

Sulla base del Decreto del Terzo Conto Energia, hanno potuto usufruire degli incentivi gli impianti entrati in esercizio dal 31/12/2010. Questo Conto Energia però ha classificato gli impianti nel seguente modo:

- a) Gli impianti fotovoltaici ("su edifici" o "altri impianti").
- b) Gli impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica, ossia impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.
- c) Gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, ossia impianti fotovoltaici che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che rispondono ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate dal GSE sul proprio sito internet.
- d) Gli impianti a concentrazione, quindi ogni impianto fotovoltaico composto da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata tramite sistemi ottici sulle celle fotovoltaiche.

Per ogni tipologia di impianto sono stati fissati dei limiti all'energia incentivabile, in particolare 3GW per gli impianti in senso stretto, 300MW per i fotovoltaici architettonicamente integrati e con caratteristiche innovative ed infine 200 MW per gli impianti fotovoltaici a concentrazione. Le tariffe stabilite dal terzo Conto Energia sono state le seguenti:

- 1) Per gli impianti fotovoltaici in senso stretto gli incentivi sono stati differenti in funzione del fatto che l'impianto fosse stato installato sugli edifici o meno.

Intervallo di Potenza(kWp)	Impianti entrati in esercizio tra il 31/12/2010 e il 30/04/2011 (€/kWh)		Impianti entrati in esercizio tra il 30/04/2011 e il 31/08/2011 (€/kWh)		Impianti entrati in esercizio tra il 31/08/2010 e il 31/12/2011 (€/kWh)	
	SU EDIFICI	ALTRI IMPIANTI	SU EDIFICI	ALTRI IMPIANTI	SU EDIFICI	ALTRI IMPIANTI
1 <= P <= 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,38	0,333
3 < P <= 20	0,377	0,339	0,36	0,322	0,342	0,304
20 < P <= 200	0,358	0,321	0,341	0,309	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	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

- 2) Per gli impianti fotovoltaici integrati o con caratteristiche innovative:

INTERVALLO DI POTENZA	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kW]
1 < P <= 20	0,44
20 < P <= 200	0,40
P > 200	0,37

- 3) Per gli impianti fotovoltaici a concentrazione:

INTERVALLO DI POTENZA	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kW]
20 < P <= 200	0,37
200 < P <= 1000	0,32
1000 < P <= 5000	0,28

Prima dell'entrata in vigore del Terzo Conto Energia, il settore ha avuto un periodo di forte decrescita, soprattutto per i seguenti motivi:

- l'indotto del fotovoltaico ha assistito ad un periodo di forte incertezza per il fatto che non si capiva ancora quali sarebbero potute essere le nuove politiche di incentivazione e quale tipologia di impianto sarebbero state maggiormente agevolate;
- si temeva una collusione dei produttori volta alla non riduzione del costo delle materie prime in funzione della riduzione degli incentivi;
- le banche difficilmente concedevano liquidità a fronte di tali incertezze.

Fortunatamente però il mercato ha saputo rispondere positivamente alla normativa e non si è assistito a nessuna ripercussione negativa. Al contrario si sono sviluppate nuove tecnologie a basso costo e più efficienti come le celle al seleniuro di indio e tellururo di cadmio. Si è inoltre optato per progetti volti all'integrazione architettonica ed a caratteristiche innovative: ad esempio, tutti gli

impianti fotovoltaici che usavano moduli e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici e per integrarsi in edilizia. Questo sta a significare che se tali moduli dovessero un giorno essere rimossi, si verrebbe a compromettere la funzionalità dell'involucro stesso in cui sono integrati, diventando non più utilizzabile dal momento che i pannelli risultano essenziali per la tenuta dell'acqua, l'impermeabilizzazione dell'edificio, la tenuta meccanica comparabile con quella dell'elemento edilizio sostituito o alla resistenza termica.

3.4.1.4 Il Quarto Conto Energia (2011)

Nei mesi di attesa del Quarto Conto Energia, il mercato del fotovoltaico è stato caratterizzato da una grande incertezza che ha bloccato investimenti da parte di soggetti privati e banche. Un vero e proprio danno per numerose aziende del settore, alcune delle quali hanno fatto ricorso alla magistratura per chiedere risarcimenti. Infatti la significativa riduzione degli incentivi ha prodotto seri problemi alle imprese più piccole che non sono state in grado di sopravvivere ad una riduzione così rapida ed improvvisa.

Con il D.M. del 5 maggio 2011, la normativa ha così dato il via libera all'applicazione del Quarto Conto Energia, con incentivazioni soprattutto per i grandi impianti a terra ed i piccoli/medi impianti su tetto. Il Quarto Conto Energia aveva come obiettivo l'installazione di circa 23.000 MW di potenza fotovoltaica a livello nazionale a fine 2016 prevedendo una progressiva e programmata riduzione delle tariffe nel tempo, sia al fine di allineare gradualmente l'incentivo pubblico con i costi delle tecnologie, sia per mantenere stabilità e certezza sul mercato.

Come il precedente Conto Energia, fino al 2012 il meccanismo ha previsto una tariffa costante per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Una prima novità del decreto ha riguardato il fatto che, a decorrere dal primo semestre 2013, le tariffe incentivanti avrebbero assunto un valore onnicomprensivo sull'energia immessa nella rete elettrica, mentre sulla quota di energia autoconsumata sarebbe stata attribuita una tariffa specifica. Di fatto dunque dal 2013 sarebbe stata associata una tariffa solo all'energia autoconsumata ed un'altra tariffa (onnicomprendiva) solo sull'energia in eccesso immessa nella rete.

Un'altra distinzione ha riguardato il fatto che il Quarto Conto Energia ha differenziato le tipologie di impianti sulla base di una distinzione tra piccoli e grandi impianti. Rientrano nella categoria dei "piccoli impianti" tutte le strutture fotovoltaiche installate su edifici con potenza non superiore a 1 MW, tutti gli altri tipi di impianti con potenza massima di 200 kW operanti in regime di Scambio Sul Posto e quelli realizzati su edifici ed aree delle amministrazioni pubbliche, indipendentemente dalla taglia. Sono stati definiti "grandi impianti" tutte le strutture su edificio con potenza superiore a

1 MW, a terra sopra i 200 kW, e tutti gli altri impianti che non siano collocati su edifici e non operino in regime di Scambio Sul Posto.

Una terza novità ha riguardato l'obbligo di essere iscritti al registro degli impianti incentivabili. Il registro degli impianti, introdotto dal suddetto Conto, è lo strumento attraverso il quale si controlla lo sviluppo degli impianti in un dato periodo; gli impianti fotovoltaici, per accedere agli incentivi, devono essere iscritti al relativo registro degli impianti e devono collocarsi in posizione utile nella graduatoria degli impianti incentivabili, redatta dal GSE in base alle regole del Conto Energia.

Infatti, l'accesso alle tariffe incentivanti precedentemente avveniva attraverso l'iscrizione al registro solo per i grandi impianti fotovoltaici secondo stringenti regole; con tale decreto, anche per impianti fotovoltaici non "su edifici" con potenza non superiore a 200 kW, operanti in regime di Scambio Sul Posto e quindi rientranti nella definizione di piccoli impianti, è stata necessaria l'iscrizione all'apposito registro.

Gli impianti ammessi ad usufruire degli incentivi previsti dal Quarto Conto Energia sono stati suddivisi in tre gruppi. Il primo è costituito da piccoli e grandi impianti fotovoltaici, con tariffe incentivanti differenziate tra impianti su edifici e altri impianti. Il secondo gruppo è quello degli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, favoriti da incentivi più alti; seguono gli impianti fotovoltaici a concentrazione. I limiti di incentivazione dell'energia prodotta sono stati determinati sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi, con riferimento a ciascun periodo e per le differenti tipologie di impianti, piccoli, grandi, integrati con caratteristiche innovative e a concentrazione. Le tariffe sono state le seguenti:

1) Incentivi su impianti fotovoltaici:

Intervallo di Potenza(kWp)	PRIMO SEMESTRE 2012 (€/kWh)		SECONDO SEMESTRE 2012 (€/kWh)	
	SU EDIFICI	ALTRI IMPIANTI	SU EDIFICI	ALTRI IMPIANTI
1 <= P <= 3	0,274	0,24	0,252	0,221
3 < P <= 20	0,247	0,219	0,227	0,202
20 < P <= 200	0,233	0,206	0,214	0,189
200 < P <= 1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000 < P <= 5000	0,182	0,156	0,164	0,14
P > 5000	0,171	0,148	0,154	0,133

2) Incentivi su impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative:

Intervallo di Potenza(KWp)	Tariffa primo semestre 2012 (€/kWh)	Tariffa secondo semestre 2012 (€/kWh)
1 < P <= 20	0,418	0,410
20 < P <= 200	0,380	0,373
P > 200	0,352	0,345

3) Incentivi su impianti fotovoltaici a concentrazione:

Intervallo di Potenza(KWp)	Tariffa primo semestre 2012 (€/kWh)	Tariffa secondo semestre 2012 (€/kWh)
1 < P <=20	0,352	0,345
20 < P <=200	0,304	0,298
P>200	0,266	0,261

In particolare, il Quarto Conto Energia ha valorizzato gli impianti di potenza compresa tra 1 kW e 1 MW installati su tetto e sottoposti a tutti quegli interventi che hanno promosso l'integrazione architettonica, promuovono la diffusione del fotovoltaico verso applicazioni più promettenti in termini di potenziale di diffusione e che hanno consentito il minor utilizzo del territorio. Per tale motivo il Quarto Conto Energia ha favorito l'installazione di piccoli impianti su tetto (Segmento Residential e Commercial) a scapito dei grandi parchi fotovoltaici (Ground Mounted). Tali impianti hanno avuto rendimenti maggiori soprattutto se adottato un regime di incentivazione sull'energia prodotta insieme al Ritiro Dedicato per l'energia in eccesso.

3.4.1.5 Il Quinto Conto Energia (2012)

L'attuale Conto Energia in vigore si è inserito in un contesto di crisi finanziaria che ha colpito soprattutto le famiglie italiane, le quali hanno dovuto fare i conti negli ultimi dieci anni con un aumento notevole del prezzo delle bollette elettriche; secondo i dati dell'Autorità per l'energia, la spesa annua delle famiglie per l'elettricità è passata da una media di 338,43 euro nel 2002 a 515,31 euro nel 2012, ossia 176,88 euro in più a famiglia e un aumento del 52,5%.

Questo è stato uno dei principali motivi che hanno portato alla revisione degli incentivi del Quarto Conto Energia: come affermato dal presidente dell'ISTAT, "la crescita rapida nel settore delle rinnovabili è stata favorita da incentivi estremamente generosi per la generazione elettrica". Secondo l'ENEL, se in Italia si applicassero le tariffe tedesche, il costo per i consumatori si ridurrebbe dagli attuali 3-3,5 miliardi di euro all'anno a meno di 2,5 miliardi, con una diminuzione tra il 16,6% e il 33,3% del costo della bolletta elettrica.

Quasi unanimemente è stata riconosciuta quindi la necessità di una riduzione degli incentivi, in ragione della diminuzione dei costi degli impianti, del contenimento degli oneri in bolletta e dell'esigenza di orientare gli investimenti non solo sull'eolico e sul fotovoltaico ma anche sulle altre filiere tecnologiche, sulla manifattura e sulla ricerca.

Il 6 luglio 2012 è stato emanato il Quinto Conto Energia, decreto che disciplina l'incentivazione di energia prodotta da impianti fotovoltaici installati dopo il raggiungimento del costo indicativo cumulato di 6 miliardi di euro, relativo alla complessiva somma di incentivi stanziati dal GSE fin

dal Primo Conto Energia. Una volta raggiunta tale cifra, il GSE lo ha comunicato all'AEEG, che entro tre giorni lavorativi dalla comunicazione ha pubblicato sul sito la delibera. Così, decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della delibera dell'AEEG, le modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Quinto Conto Energia sono entrate in vigore. Siccome la soglia dei 6 miliardi di euro è stata raggiunta a fine luglio, l'applicazione degli incentivi è partita il 27 agosto. E' stato pertanto molto importante capire quando è entrato effettivamente in vigore tale decreto perché gli incentivi hanno valori diversi a seconda del semestre in cui, a partire da tale data, vengono installati gli impianti. Dunque, tale Conto Energia è entrato in vigore il 27 agosto e cesserà di applicarsi, in ogni caso, decorsi trenta giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro di incentivazione, ossia al momento in cui il GSE ha pianificato di stanziare 700.000.000 € di incentivi riguardanti il presente Conto Energia. La data di raggiungimento del predetto valore di 6,7 miliardi di euro l'anno verrà comunicata con le stesse modalità previste per l'entrata in vigore del medesimo decreto e sulla base degli elementi forniti dal GSE all'AEEG. Tale norma, relativa alla durata del Quinto Conto Energia, si applica in tutti i casi ad eccezione degli impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche, per i quali l'incentivazione prevista da tale decreto partirà solo dopo il 31 dicembre 2012.

Analizzando il Quinto Conto Energia, si nota una prima differenza rispetto al Quarto e riguardante la soglia di potenza oltre la quale scatta l'obbligo di iscriversi al registro degli impianti. Infatti, con lo scopo di ridurre la burocratizzazione dell'iter incentivante, secondo il Quinto Conto Energia, possono accedere agli incentivi senza passare per il registro i seguenti impianti:

- gli impianti sotto i 12 kWp
- gli impianti tra 12 e 20 kWp che accettino di ricevere una tariffa incentivante decurtata del 20%
- gli impianti fino 50 kWp realizzati in sostituzione dell'eternit
- gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato di incentivi di 50 milioni di euro)
- gli impianti a concentrazione (sempre con tetto di 50 milioni)
- gli impianti su edifici e terreni della pubblica amministrazione, purché realizzati con gara d'appalto pubblica e anche in questo caso con un tetto di spesa di 50 milioni di euro

Tutti gli impianti che non rientrano nelle categorie sopra indicate possono accedere agli incentivi attraverso l'iscrizione in appositi registri informatici del GSE nei quali egli individua quali impianti hanno i requisiti necessari per ricevere l'incentivazione.

Riguardo alle tariffe di incentivazione, sono più basse rispetto a quelle previste per il 2013 dal precedente Conto Energia. Si seguirà lo stesso meccanismo indicato nel Quarto CE e con riferimento all'anno 2013. Pertanto, è previsto un premio per l'autoconsumo calcolato sull'energia consumata nel sito, e verrà applicata una tariffa onnicomprensiva sull'energia immessa in rete (eccesso di energia). In particolare, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW la tariffa incentivante sull'energia immessa in rete corrisponde alla differenza tra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario della zona in cui è installato l'impianto, fermo restando che tale differenza non potrà mai essere superiore all'onnicomprendente. Invece gli impianti di potenza fino a 1 MW riceveranno come incentivo la tariffa onnicomprensiva indicata nel decreto del Quinto CE. Le tariffe incentivanti sono le seguenti:

1) Tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici

Intervallo di Potenza(KWp)	Impianti sugli edifici primo semestre (€/kWh)		Altri impianti primo semestre (€/kWh)	
	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1 <= P <= 3	0,208	0,126	0,201	0,119
3 < P <= 20	0,196	0,114	0,189	0,107
20 < P <= 200	0,175	0,093	0,168	0,086
200 < P <= 1000	0,142	0,060	0,135	0,053
1000 < P <= 5000	0,126	0,044	0,120	0,038
P > 5000	0,119	0,037	0,113	0,031
Intervallo di Potenza(KWp)	Impianti sugli edifici secondo semestre (€/kWh)		Altri impianti secondo semestre (€/kWh)	
	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1 <= P <= 3	0,182	0,100	0,176	0,094
3 < P <= 20	0,171	0,089	0,165	0,083
20 < P <= 200	0,157	0,075	0,151	0,069
200 < P <= 1000	0,13	0,048	0,124	0,042
1000 < P <= 5000	0,118	0,036	0,113	0,031
P > 5000	0,112	0,030	0,106	0,024
Intervallo di Potenza(kWp)	Impianti sugli edifici terzo semestre (€/kWh)		Altri impianti terzo semestre (€/kWh)	
	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1 <= P <= 3	0,175	0,075	0,152	0,070
3 < P <= 20	0,149	0,067	0,144	0,062
20 < P <= 200	0,141	0,059	0,136	0,054
200 < P <= 1000	0,118	0,036	0,113	0,031
1000 < P <= 5000	0,110	0,028	0,106	0,024
P > 5000	0,104	0,022	0,099	0,017
Intervallo di Potenza(kWp)	Impianti sugli edifici quarto semestre (€/kWh)		Altri impianti quarto semestre (€/kWh)	
	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1 <= P <= 3	0,144	0,062	0,14	0,058
3 < P <= 20	0,137	0,055	0,133	0,051
20 < P <= 200	0,131	0,049	0,126	0,044
200 < P <= 1000	0,111	0,029	0,107	0,025

1000 < P <= 5000	0,105	0,023	0,101	0,019
P > 5000	0,099	0,017	0,095	0,013
Intervallo di Potenza(kWp)	Impianti sugli edifici quarto semestre (€/kWh)		Altri impianti quarto semestre (€/kWh)	
	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Onnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1 <= P <= 3	0,133	0,051	0,130	0,048
3 < P <= 20	0,128	0,046	0,124	0,042
20 < P <= 200	0,122	0,04	0,118	0,036
200 < P <= 1000	0,106	0,024	0,102	0,02
1000 < P <= 5000	0,100	0,018	0,097	0,015
P > 5000	0,095	0,013	0,092	0,010

Per impianti che entrano in esercizio nei semestri successivi si applica una ulteriore riduzione del 15% a semestre.

2) Tariffe incentivanti per gli impianti integrati con caratteristiche innovative

Incentivi sugli impianti installati nel primo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <= 20	0,288	0,186
20 < P <= 200	0,276	0,174
P > 200	0,255	0,153
Incentivi sugli impianti installati nel secondo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <= 20	0,242	0,16
20 < P <= 200	0,231	0,149
P > 200	0,217	0,135
Incentivi sugli impianti installati nel terzo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <= 20	0,218	0,144
20 < P <= 200	0,208	0,134
P > 200	0,195	0,121
Incentivi sugli impianti installati nel quarto semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <= 20	0,196	0,13
20 < P <= 200	0,187	0,121
P > 200	0,176	0,109
Incentivi sugli impianti installati nel quinto semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <= 20	0,176	0,117
20 < P <= 200	0,169	0,109
P > 200	0,158	0,098

Per impianti che entrano in esercizio nei semestri successivi si applica una ulteriore riduzione del 15% a semestre.

3) Incentivi su impianti fotovoltaici a concentrazione

Incentivi sugli impianti installati nel primo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <=200	0,259	0,157
200 < P <=1000	0,238	0,136
P >1000	0,205	0,103
Incentivi sugli impianti installati nel secondo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <=200	0,215	0,133
200 < P <=1000	0,201	0,119
P >1000	0,174	0,092
Incentivi sugli impianti installati nel terzo semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <=200	0,194	0,12
200 < P <=1000	0,181	0,107
P >1000	0,157	0,083
Incentivi sugli impianti installati nel quarto semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <=200	0,174	0,108
200 < P <=1000	0,163	0,096
P >1000	0,141	0,075
Incentivi sugli impianti installati nel quinto semestre		
Intervallo di Potenza(kWp)	Onnicomprensiva (€/kWh)	Tariffa premio sull'autoconsumo (€/kWh)
1 < P <=200	0,157	0,097
200 < P <=1000	0,146	0,087
P >1000	0,127	0,067

Come i precedenti decreti, si assiste ad un'ulteriore diminuzione degli incentivi di circa il 60% per le categoria "impianti installati su edifici" e "altri impianti" installati nel primo semestre, e di circa il 70 % per le stesse categorie di impianti installati il secondo semestre; inoltre, come illustrato nella tabella seguente, è evidente che le categorie che hanno risentito maggiormente della riduzione degli incentivi sono stati i grandi impianti (l'autoconsumo per i piccoli impianti è infatti sempre stato più conveniente e, di conseguenza, con tali riduzioni per l'immissione questo è ancora più vero).

POTENZA (kWp)	Variazione delle tariffe tra il primo semestre del Quarto CE e il primo semestre del Quinto CE		Variazione delle tariffe tra il secondo semestre del Quarto CE e il secondo semestre del Quinto CE	
	EDIFICI	ALTRI IMPIANTI	EDIFICI	ALTRI IMPIANTI
1 <= P <= 3	-54%	-50%	-60%	-57%
3 < P <= 20	-54%	-51%	-61%	-59%
20 < P <=200	-60%	-58%	-65%	-63%
200 < P <= 1000	-73%	-69%	-76%	-73%
1000 < P <= 5000	-76%	-76%	-78%	-78%
P > 5000	-78%	-79%	-81%	-82%

La riduzione degli incentivi non è stata l'unica rivoluzione del decreto. Di seguito vengono riassunte le principali caratteristiche del Quinto CE rispetto al Quarto CE:

- I. Le tariffe incentivanti sono state ridefinite con il Quinto Conto Energia, ovvero sono state introdotte una tariffa onnicomprensiva sull'energia venduta e un premio di autoconsumo sull'energia autoconsumata. Quindi sull'energia autoconsumata viene applicato il premio sull'autoconsumo, consentendo così un notevole risparmio in bolletta, mentre sull'energia immessa in rete da impianti di potenza fino a 1 MW, viene applicata una tariffa fissa che comprende già la remunerazione derivante dalla vendita dell'energia stessa. Sull'energia immessa in rete da impianti di potenza superiore a 1 MW invece si applica una tariffa corrispondente alla differenza tra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario della zona in cui è installato l'impianto.

In pratica il GSE ha voluto unire sia i benefici incentivati derivanti dall'autoconsumo, sia i ritorni legati alla valorizzazione dell'energia elettrica. Questa novità potrebbe però avere forti ripercussioni in quanto elimina il duplice introito introdotto per la prima volta con il Secondo Conto Energia. Con il Quinto Conto Energia infatti non viene più remunerata l'energia prodotta a prescindere dall'utilizzo della stessa; al contrario si separa l'attività di consumo da quella di vendita. Prima invece si aveva un duplice vantaggio, sia perché si ottenevano tariffe più alte sull'energia prodotta, sia perché era possibile incentivare l'energia prodotta e poi venderla. Per di più, un altro aspetto significativo riguarda il fatto che chi accede alle tariffe del Quinto Conto Energia non potrà accedere al regime di Scambio Sul posto o di Ritiro Dedicato. Perciò con il Quinto CE bisognerà scegliere, o si rinuncia agli incentivi per accedere al meccanismo di SSP e RID, oppure si ricevono gli incentivi. Viste tali importanti novità, a questo punto è necessario capire a chi conviene chiedere l'incentivazione sull'energia autoconsumata e a chi invece conviene vendere l'energia attraverso il Ritiro Dedicato. In particolare:

- Siccome alla tariffa premio sull'autoconsumo è necessario aggiungere il risparmio energetico ottenuto dall'utilizzo di energia prodotta autonomamente, i piccoli utenti privati o chiunque intenzionato ad autoconsumare parte dell'energia prodotta, sarà più spinto ad autoconsumare piuttosto che vendere l'energia, ossia utilizzerà l'impianto per soddisfare il fabbisogno energetico dell'immobile in cui è installato ed, in secondo luogo, per vendere l'energia in eccesso. Quindi, a meno che i costi degli impianti non si riducano del 40/50% rispetto ai costi di luglio 2012, per tali utenti non sembrerebbe efficiente installare un impianto volto alla mera produzione di energia elettrica.

- Un'ulteriore conseguenza della ridefinizione delle tariffe incentivanti riguarda l'installazione degli impianti a concentrazione. Essi infatti sono soggetti ad una maggiore tariffa incentivante ma hanno anche costi fissi maggiori perché necessitano di sistemi di inseguimento con una tecnologia poco matura, producendo così grossi quantitativi di energia. Dunque, tenendo presente che rispetto al Quarto Conto Energia l'attuale meccanismo di incentivazione è rivolto maggiormente all'autoconsumo, non è più efficiente investire in questa tipologia di impianti.
- Per chi invece decidesse di installare un grande impianto con lo scopo di vendere gran parte dell'energia prodotta, quindi soprattutto parchi fotovoltaici, è necessario fare alcune importanti considerazioni: da una parte potrebbe richiedere l'incentivazione, in quanto il differenziale tra onnicomprensiva ed i prezzi zionali orari hanno valori lievemente superiori rispetto ai prezzi zionali medi. Infatti i prezzi zionali medi vanno da un minimo di 0,052 €/kWh ad un massimo di 0,142 €/kWh, contro un differenziale medio di 0,150 €/kWh. Alla luce di ciò sembrerebbe più efficiente chiedere l'incentivazione, però è necessario tenere in considerazione anche altre dinamiche come il trend del prezzo dell'energia, le reazioni nella filiera produttiva, le spese di istruttoria (3 € ogni kWp fino ai 20 kWp e 2 € per i kW eccedenti) e gli oneri di gestione (0,0005 € per ogni kWh incentivato) che gravano su chi richiede gli incentivi.

II. Tra le novità principali del decreto ci sono nuovi criteri di priorità e di iscrizione al registro per gli impianti fotovoltaici idonei ad accedere agli incentivi.

Come precedentemente visto, solo gli impianti fotovoltaici al di sotto dei 12 kWp di potenza installata possono accedere agli incentivi senza passare attraverso l'iscrizione al registro curato dal GSE. Tutti gli altri impianti al di sopra dei 12 kWp di potenza dovranno iscriversi al registro che definirà una graduatoria di accesso agli incentivi; quindi, vista la difficoltà nell'entrare nell'apposito registro, risulta più difficile usufruire degli incentivi per gli impianti di taglia superiore ai 12 kW. Esiste però la possibilità per gli impianti da 12 kW a 20 kW di poter evitare l'iscrizione all'apposito registro, subendo una decurtazione della tariffa incentivante del 20%. In questo modo gli impianti con potenza maggiore a 12 kW non hanno assoluta certezza di usufruire delle tariffe incentivanti. Inoltre per gli impianti di potenza superiore è necessario che l'edificio sul quale viene installato sia almeno di classe D; quindi il cliente finale potrebbe sopportare alte spese per ristrutturare l'edificio.

Considerando che il Quinto Conto Energia potrebbe terminare nel giro di pochi mesi, chi sviluppa un grande progetto deve valutare il fatto che, una volta ottenute tutte le autorizzazioni e terminato l'iter di connessione, tale incentivo potrebbe essere superato.

III. Si riconfermano i premi cumulabili per gli impianti fino a 50 kW con moduli installati su edifici in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto, nonché agli impianti con componenti principali realizzati in Stati membri dell'Unione Europea o facenti parte dello Spazio Economico Europeo. Di conseguenza, il prezzo dell'impianto sarà più alto per il cliente finale, però egli ne beneficerà in termini di maggiore qualità, efficienza e in termini di remunerazione ottenuta, visto che le tariffe premio per tali impianti sono particolarmente generose. In particolare:

- Accedono alla tariffa premio di 20 €/MWh sull'energia consumata dagli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE. Quindi, a prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, ne fanno parte tutti gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e gruppi di conversione con determinati requisiti tecnici e realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo – SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia). Tale tariffa passa a 10 €/MWh per gli impianti installati entro il 31 dicembre 2014 e 5 €/MWh per quelli installati successivamente.
- Accedono ad un'ulteriore tariffa premio gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture di eternit o dell'amianto. Le tariffe sono di: 30 €/MWh per impianti fino a 20 kW e 20 €/MWh per gli impianti da 20 kW a 50 kW, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2013; 20 €/MWh per impianti fino a 20 kW e 10 €/MWh per impianti da 20kW a 50 kW, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014; 10 €/MWh per impianti fino a 20 kW e 5 €/MWh per impianti da 20kW a 50 kW, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014.

L'obiettivo di questa norma è proprio quello di smantellare le coperture in eternit o amianto, le quali nuociono gravemente alla salute ma nonostante ciò ricoprono i tetti di ancora molti immobili in Italia. Inoltre il secondo obiettivo è quello di ridurre la dipendenza dei produttori europei dalla fornitura di materie prime cinesi, caratterizzate da bassi costi ma altrettanta bassa qualità e sicurezza.

Dal punto di vista della segmentazione di mercato, il decreto privilegia le medie installazioni (sotto 1 MW) volte all'autoconsumo sulle case private e sui tetti dei capannoni aziendali (Residential and Commercial). Tuttavia, il Quinto CE potrebbe anche dar luce a grandi progetti (Ground Mounted) che attivano una convenzione di Ritiro Dedicato senza richiedere l'incentivazione. In questo modo si diffonderebbero centrali elettriche fotovoltaiche finanziate dal pubblico o da privati, gettando così le basi della Grid Parity. Risulta pertanto importante, per gli operatori del settore e/o potenziali investitori, capire i seguenti aspetti critici:

- ✓ qual è il rendimento massimo di un progetto interamente incentivato dalle tariffe del quinto CE;
- ✓ fino a che quantità l'autoconsumo risulta essere più conveniente della vendita remunerata dall'onnicomprensiva;
- ✓ quanto vale un progetto volto alla vendita di energia con il Ritiro Dedicato;
- ✓ quanto vale l'opzione di poter eventualmente passare da un regime di incentivazione ad un regime di Ritiro Dedicato.

Visti l'evoluzione del quadro normativo e gli ottimi risultati registrati nel 2011, si evidenzia la necessità di definire in maniera univoca il profilo energetico che renderà il Paese il più indipendente possibile dalle instabilità geopolitiche, e che permetterà al sistema economico nazionale di riposizionarsi per competere a livello globale. Si pensi infatti che lo stesso Quinto Conto Energia non durerà molto perché il decreto prevede che “decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno”, l'incentivazione non troverà più applicazione. Dunque, vista la velocità con la quale il Governo cambia le regole in corso e visto che a metà settembre 2012 si è raggiunta già la quota di 6,156 miliardi di euro, si ipotizza la fine del Quinto CE per la seconda metà del 2013 (per la precisione il contatore del GSE a dicembre segnava un costo annuo di 6.500.174.264 euro, per una potenza di circa 16.755 MW distribuita in 466.416 impianti; dall'entrata in vigore del Quinto Conto Energia sono entrati in esercizio 19.918 impianti per 1.050,853 MW di potenza e una spesa annuale di 111.823.680 euro).

Dopo questa data il fotovoltaico italiano, in teoria, dovrebbe trovarsi senza fondi, a meno che il Governo decida di finanziare ulteriormente il settore. Ma questa eventualità, data la difficilissima congiuntura economica e di bilancio, appare ora molto difficile da ipotizzare. Più probabile che, una volta terminate le scarse risorse del Quinto Conto, si studi una qualche forma di aiuto indiretto. Ma il futuro per il fotovoltaico nazionale, questo è certo, appare molto in salita rispetto al recente passato.

Ecco che per il fotovoltaico arriverà il momento della cosiddetta Grid Parity, ossia il momento in cui l'energia prodotta avrà lo stesso costo produttivo dell'energia tradizionale, ergo un investimento in tale fonte di energia sarà redditizio a prescindere dagli incentivi.

Per indirizzare il mercato verso questa direzione, ha giocato un ruolo molto importante il Quinto Conto Energia; infatti, come già visto, tale decreto risulta essere adatto soprattutto per chi è intenzionato ad autoconsumare l'energia nel sito poiché la convenienza deriva dal fatto che la somma tra il costo dell'energia pagata per la quota autoconsumata e il relativo premio è sempre superiore alla tariffa onnicomprensiva. Ciononostante, bisogna prendere in considerazione molte variabili per capire quali sono effettivamente le strategie e gli assetti più convenienti per un ipotetico investimento in un progetto di produzione e vendita di energia mediante il fotovoltaico.

Sarà dunque necessario capire se sarà possibile considerare ancora remunerativo un ipotetico investimento nel fotovoltaico in un contesto di scarsa/nulla incentivazione.

3.4.2 Le tecniche di valorizzazione dell'energia immessa in rete

Il Conto Energia è necessario per ottenere gli incentivi calcolati sull'energia prodotta però, quando l'energia prodotta eccede quella autoconsumata, è possibile avvalersi di strumenti in grado di gestire l'energia in eccesso (ad esclusione del Quinto Conto Energia). In particolare esistono i seguenti metodi che permettono di ottenere un introito anche dall'energia in eccesso che viene immessa in rete:

- a) è possibile attivare una convenzione volta alla valorizzazione dell'energia attraverso lo Scambio Sul Posto. Forma di "autoconsumo in sito" dell'energia elettrica mediante la quale l'energia prodotta e immessa in rete può essere prelevata e autoconsumata in un tempo differente da quello in cui si realizza la produzione. In questo modo, dunque, la rete elettrica è utilizzata come strumento per l'immagazzinamento dell'energia prodotta ma non istantaneamente autoconsumata;
- b) è possibile optare per la cessione in rete. Tale meccanismo permette di vendere l'energia elettrica che viene immessa in rete attraverso diverse modalità: la vendita al GSE mediante il "Ritiro Dedicato", la vendita sul libero mercato mediante la borsa elettrica (mercato regolamentato) oppure la vendita a un grossista mediante contratti bilaterali (mercato non regolamentato).

Chiaramente la scelta del meccanismo adottato è un nodo cruciale del progetto in quanto impatta direttamente sui flussi di cassa futuri. Si pensi per esempio al trade-off tra un grande impianto remunerato dalla tariffa onnicomprensiva e lo stesso remunerato dai prezzi del mercato dell'energia

elettrica, oppure lo stesso impianto remunerato diversamente, ne consegue che per poter analizzare l'effettivo valore di tali progetti è necessario analizzare le predette tecniche nello specifico.

3.4.2.1 Lo Scambio Sul Posto (Delibera AEEG/ARG/elt 74/08)

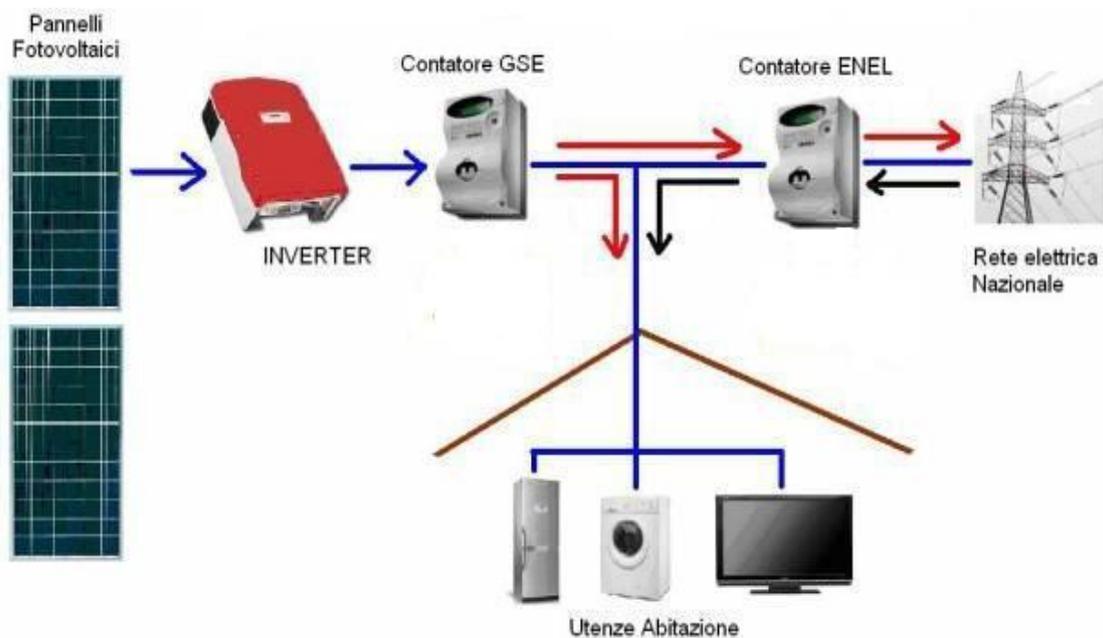
Lo Scambio Sul Posto non è un incentivo in senso stretto, ma una convenzione con il GSE che si configura come una facilitazione per l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto a fonti rinnovabili. Tale convenzione una volta si affiancava all'incentivazione sull'energia prodotta, ora però con il Quinto Conto Energia non è più possibile ottenere l'erogazione della tariffa incentivante con il regime di Scambio Sul Posto. Attraverso tale servizio era possibile percepire le tariffe incentivanti calcolate sull'energia prodotta (introito in termini monetari) e di conseguenza poter riutilizzare l'energia prodotta che non viene istantaneamente consumata (introito in termini di energia). Attualmente, invece, tale meccanismo è utile solamente per utilizzare nel tempo l'energia prodotta da fonti rinnovabili che non può essere consumata al momento della produzione; quindi dal punto di vista monetario è possibile ottenere solo un risparmio energetico. Perciò, lo Scambio Sul Posto è considerato come uno strumento di immagazzinamento dell'energia prodotta realizzabile attraverso l'immissione in rete e la restituzione dell'energia stessa in un periodo futuro. Secondo la definizione dell'AEEG infatti: "consiste nel realizzare una particolare forma di autoconsumo in sito, consentendo che l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete possa essere prelevata e consumata in un momento differente da quello nel quale avviene la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata". Proprio per tale motivo, l'esistenza dello Scambio Sul Posto è data dal fatto che non esistono sul mercato accumulatori in grado di trattenere per molto tempo grossi quantitativi di energia elettrica.

Rispetto allo Scambio Sul Posto, il GSE, gestore di rete (cioè il distributore di energia competente territorialmente), si configura quale organo preposto a rendere operativo il meccanismo, assumendo il ruolo di intermediario tra il sistema elettrico e gli utenti dello SSP; si realizza una ben definita triangolazione tra il GSE e utente dello Scambio Sul Posto che rappresenta il cliente finale del mercato elettrico dal momento che, per approvvigionarsi dell'energia che ritira dalla rete, deve stipulare un contratto di fornitura con il gestore (oltre ad avere l'attivazione della fornitura, senza i quali non può accedere a tale meccanismo). In parallelo il GSE stipula con l'utente una convenzione che gli consente di controllare l'energia immessa in rete, e di regolare l'erogazione del Contributo in Conto Scambio (CS) e le relative tempistiche.

La richiesta per accedere al regime di Scambio Sul Posto può essere presentata dai titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a

200 kW (dal 1° Gennaio 2009 lo Scambio Sul Posto è stato allargato agli impianti di potenza fino a 20 kW). Adottando tale regime, il meccanismo prevede la possibilità di ottenere una compensazione economica pari a quanto inizialmente pagato dall'utente in fase di prelievo energetico. Da notare che prima del 2009 la compensazione avveniva in termini di quantitativo di energia, mentre successivamente si è passati ad una compensazione in termini di valore monetario dell'energia. Tale cambiamento risulta di particolare importanza perché il valore di energia prodotta e immessa alle ore 13:00 è diverso dal valore dello stesso quantitativo prodotto alle ore 2:00. In particolare la compensazione avviene su base annua ed effettuata mediante il meccanismo che segue:

- 1) Il titolare dell'impianto conferisce l'energia prodotta nel sistema elettrico gestito dal GSE, il quale riceve l'energia e la vende sul mercato.
- 2) Il titolare dell'impianto acquista l'energia necessaria presso l'impresa fornitrice (Enel) pagando il relativo onere. Al termine dell'anno di produzione, il GSE restituisce al cliente (titolare dell'impianto) tale onere attraverso il cosiddetto contributo "quota energia", ossia l'onere che il cliente ha sostenuto nei confronti dell'Enel per il prelievo dell'energia di cui aveva bisogno.
- 3) Si calcola il valore dell'energia immessa in rete sulla base del prezzo orario zonale medio.
- 4) La differenza tra il valore dell'energia immessa (Controvalore Energia Immessa, CEI) e la "quota energia" (controvalore Onere Energia, OE) rappresenta l'eccesso energetico ovvero il credito che andrà portato in compensazione in futuro. Tale credito potrà essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. In questo modo sarà possibile utilizzare a costo zero l'energia prodotta fino a tre anni prima, al termine dei quali l'eventuale credito residuo verrà annullato e non sarà più utilizzabile. Tale valore monetario sarà sempre uguale al minore tra i due valori (facendo un esempio, se l'energia acquistata vale 80 euro e quella ceduta 50 euro, l'energia scambiata vale 50 e viceversa); a fronte del fatto che l'utente acquista e paga l'energia che preleva dalla rete, il GSE riconosce un controvalore, il Contributo in quota energia, pari al valore dell'energia scambiata.
- 5) Si calcola la "quota servizi" ossia la restituzione sostenuta dal cliente finale per l'utilizzo della rete, calcolata sulla base dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento. Questo accade perché l'utente pagando al proprio fornitore tutti i consumi, si ritiene che non debba subire, per la quota di energia scambiata, l'onere dei servizi di rete.
- 6) Il corrispettivo percepito dal titolare dell'impianto, "Contributo in Conto Scambio", è dato dalla somma tra "quota energia" e "quota servizi", al netto degli oneri amministrativi da pagare al GSE.



Si nota che, al fine di garantire maggiori certezze e semplicità nelle procedure, lo Scambio Sul Posto viene effettuato da un unico soggetto intermediario a livello nazionale, il GSE.

Per ultimo, lo Scambio Sul Posto è un meccanismo non compatibile con il Ritiro Dedicato dell'energia e con la tariffa onnicomprensiva, che si configura come una vendita incentivata di energia elettrica. È invece compatibile con il Conto Energia per il fotovoltaico (vale a dire la tariffa incentivante) e con i Certificati Verdi, altra forma di incentivazione di energia da fonti rinnovabili, basata sulla vendita di titoli scambiati sul mercato elettrico.

3.4.2.2 Il Ritiro Dedicato (delibera AEEG n. 280/07)

A differenza dello Scambio Sul Posto, che è una tecnica di scambio dell'energia elettrica immessa in rete, il Ritiro Dedicato è una vera e propria modalità di vendita dell'energia elettrica. Non è un incentivo in senso stretto, ma una formula semplificata e agevolata di vendita dell'energia prodotta. Pertanto, essa si applica in alternativa ai contratti bilaterali, alla vendita dell'energia in borsa e alla tariffa onnicomprensiva prevista dal Quinto Conto Energia, essendo una sorta di "fusione" tra vendita ed incentivo.. Il Ritiro Dedicato è dunque una sorta di vendita al GSE (si demanda difatti al Gestore di tali servizi il ritiro, cioè l'acquisto, di tutta l'elettricità immessa in rete dall'impianto) dell'energia elettrica, il quale provvede a remunerare ogni kWh ritirato in base alle quotazioni del prezzo dell'energia nel Mercato Elettrico e secondo precise modalità predefinite.

Per accedere al Ritiro Dedicato, si stipula una convenzione con il GSE, nel ruolo di intermediatore commerciale tra il produttore e il sistema elettrico, ruolo che riguarda sia la compravendita dell'energia elettrica sia la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione). La stipula della convenzione con il GSE lo

impegna a ritirare tutta l'energia elettrica prodotta per poi venderla al Mercato Elettrico. Il GSE si occupa inoltre di regolare con Terna (il gestore della rete di trasmissione nazionale) e le imprese distributrici i corrispettivi per l'accesso della rete. La convenzione Ritiro Dedicato comprende tutti gli aspetti tecnici e commerciali, tranne le connessioni e la misura dell'energia; questi due servizi continuano ad essere forniti dai distributori locali cui l'impianto è collegato.

L'accesso a tale regime può essere richiesto dai titolari di:

- a. Impianti con qualsiasi potenza se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili ossia energia eolica, geotermica, solare, moto ondoso, maremotrice o idraulica.
- b. Impianti con potenza fino a 10 MW se alimentati da fonti non rinnovabili oppure fonti rinnovabili diverse dalle precedenti e con centrali ibride.
- c. Impianti con potenza maggiore o uguale a 10 MW se posseduti da un autoproduttore e alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Il meccanismo è molto semplice, l'energia in eccesso viene immessa in rete ed il GSE, sempre attraverso il contatore bidirezionale, individua il quantitativo energetico immesso e regola il produttore su base mensile. Il GSE applica dunque, sull'energia immessa ogni mese, la media mensile dei prezzi medi zonali orari, ossia la media dei prezzi per fascia oraria formatesi nel mese di riferimento, in base ai movimenti della domanda e dell'offerta di energia avvenuti sul Mercato Elettrico e relativi alla zona in cui l'impianto è ubicato. Così, mentre i clienti finali trovano in bolletta il Prezzo Unico Nazionale (valore medio), ai produttori di energia viene riconosciuto il Prezzo Zonale Orario (PZO). Questo però in via generale; esiste infatti una deroga per i titolari di impianti con potenza fino a 1 MW i quali possono chiedere di applicare i prezzi minimi garantiti per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete. Tali produttori si vedranno remunerare l'energia immessa in rete almeno da dei prezzi aggiornati annualmente dall'AEEG; inoltre, alla fine di ogni anno, il GSE riconosce un conguaglio a favore dei titolari degli impianti per i quali il potenziale introito associato ai prezzi orari zonali risulti maggiore rispetto a quello risultante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti. Concettualmente il metodo di calcolo del contributo segue il seguente meccanismo:

1) Si stima il valore dell'energia immessa in rete, moltiplicando la quantità immessa nel mese (kWh) con la potenza dell'impianto (kW) e con il coefficiente relativo alla tensione con il quale viene immessa in rete l'energia (media, alta o bassa tensione).

2) Si calcolano i contributi che il GSE deve versare a favore del titolare dell'impianto (si tratta del valore delle immissioni (€) ed i corrispettivi per i servizi di trasporto ed immissione). Il valore delle immissioni (€) si stima moltiplicando il valore dell'energia immessa nel mese di riferimento (kWh) con i prezzi minimi garantiti o il prezzo medio mensile della zona dove è installato l'impianto

(€/kWh). I corrispettivi per i servizi di trasporto ed immissione invece si stimano moltiplicando il valore dell'energia immessa (kWh) con il coefficiente associato di circa 0,00356 €/kWh.

3) Si stimano i corrispettivi che il produttore dovrebbe versare al GSE:

- Corrispettivi di trasmissione, pari a 0,000256 €/kWh sull'energia immessa (kWh).
- Corrispettivi amministrativi, pari allo 0,5% del valore delle immissioni (€) calcolato al punto 2, fino a un massimo di 3.500 €/anno.
- Corrispettivi per il servizio di trasporto e dispacciamento, pari a 11 €/mese per gli impianti di potenza maggiore a 50 kW.

4) Si calcola il contributo finale con la seguente formula:

$$\begin{aligned} & \text{Valore Immissioni (1)} \\ & + \text{Corrispettivi trasporto ed immissione (2)} \\ & - \text{Corrispettivi dovuti al GSE (3)} \end{aligned}$$

Ma quale dei due servizi appena descritti risulta essere il più vantaggioso?

Non c'è una risposta assoluta ma, come sempre, la risposta è relativa. La soluzione più vantaggiosa dipende dal tipo di uso che l'utente fa dell'impianto fotovoltaico, dal dimensionamento, dai propri consumi, dal livello dei prezzi minimi garantiti, dalle variazioni del prezzo di acquisto dell'energia elettrica, dal prezzo del petrolio, ecc.

In linea generale, come indicazione di massima, un elemento decisivo per la scelta è la quantità di consumo e autoconsumo istantaneo e "differito" dell'energia elettrica da parte del detentore (nonché produttore/fruttore) dell'impianto fotovoltaico.

In linea generale si può affermare che se il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico autoconsuma gran parte dell'energia prodotta dal proprio impianto, allora per lui sarà più conveniente l'opzione dello Scambio Sul Posto; se invece il divario tra energia consumata ed energia prodotta aumenta in modo considerevole, ovvero detto in altri termini il responsabile dell'impianto consuma poco rispetto a quanto è in grado di produrre l'impianto fotovoltaico, allora è più vantaggioso il Ritiro Dedicato.

3.4.2.3 Vendita sul mercato mediante la Borsa Elettrica

La liberalizzazione del Mercato Elettrico è stata avviata in Italia con il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999, noto come decreto Bersani. Tale decreto ha segnato l'inizio del processo di liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, dando vita così al meccanismo che permette di vendere l'energia prodotta sul mercato, ossia collocando l'energia nella Borsa Elettrica (Mercato Elettrico), ossia su un mercato

regolamentato e gestito in Italia dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). La Borsa Elettrica costituisce uno strumento fondamentale ai fini della creazione di un mercato concorrenziale dell'energia elettrica in Italia e nasce con lo scopo di favorire l'emergere di prezzi di equilibrio trasparenti, che consentano a produttori e consumatori di vendere e comprare energia dove c'è una maggiore convenienza economica. Tale mercato funziona come una normale borsa in cui si scambiano titoli e dove operano diversi attori tra cui il GSE, traders, istituzioni finanziarie, grandi produttori di energia, grossisti e investitori.

In particolare, per entrare nella Borsa Elettrica è necessario possedere determinati requisiti di capacità e onorabilità. I requisiti di capacità sono rispettati se si è dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei relativi sistemi di sicurezza, oppure se si ha a disposizione dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza. I requisiti di onorabilità sono invece rispettati se il produttore non ha subito condanne per reati di aggio (rialzo e ribasso fraudolento di prezzi sul pubblico mercato o nelle borse di commercio), delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche/telematiche e frode informatica. I soggetti in possesso di tali requisiti devono presentare al Gestore dei Mercati Energetici (GME) una domanda di ammissione, sottoscrivere un contratto di adesione redatto secondo i modelli predefiniti e impegnarsi a pagare al GME i seguenti corrispettivi: un corrispettivo "una tantum" di accesso di circa 7.500 €, un corrispettivo fisso annuo di 10.000 € e un corrispettivo per ogni MWh scambiato. I citati modelli della domanda di ammissione e del contratto di adesione sono disponibili sul sito internet del GME. Entro 15 giorni dalla ricezione della domanda, il GME effettuerà le opportune verifiche sulla documentazione e sui requisiti, dopodiché comunicherà l'ammissione o il rigetto della richiesta.

Ad accedere alla Borsa Elettrica sono spesso grandi produttori che producono grandi quantitativi di energia con il mero scopo di venderli. Infatti, esistono dei vincoli tecnici molto stringenti per poter accedere al mercato elettrico. I principali vincoli tecnici sono tre e anche minime deviazioni per qualche secondo da essi possono portare a stati di crisi del sistema, in particolare:

- 1) Va fatto un bilanciamento istantaneo dell'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete, tenendo così conto delle perdite di trasporto e di distribuzione.
- 2) La frequenza e la tensione dell'energia immessa in rete dev'essere mantenuta all'interno di un range piccolissimo.
- 3) L'energia immessa sull'elettrodotto non devono mai superare i limiti massimi dell'elettrodotto stesso.

Oltre a tali vincoli, esistono ulteriori difficoltà che rendono il mercato elettrico uno strumento molto sofisticato. Le principali difficoltà sono:

- La variabilità, inelasticità e non razionalità della domanda.
- L'assenza di possibilità di stoccaggio dell'energia che vincola l'offerta.
- Il fatto che, una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi così secondo leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi. Questo meccanismo rende non tracciabile il percorso dell'energia per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza.

Gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto o vendita, costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta e ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa. Tali offerte possono essere:

- Semplici, se sono costituite da una coppia di valori che indicano la quantità di energia offerta sul mercato da un operatore ed il relativo prezzo per un determinato periodo rilevante.
- Multiple, se sono costituite dal frazionamento di una quantità complessiva offerta sul mercato dallo stesso operatore, per lo stesso periodo rilevante, per la stessa unità di produzione e stesso punto di prelievo.
- Predefinite, se costituite da offerte semplici o multiple che giornalmente vengono proposte al GME.

La Borsa italiana come sistema organizzato di offerte di vendita ed acquisto dell'energia elettrica si basa su tre tipi di mercato:

- a. Mercato dell'Energia:
 - Mercato del giorno prima (MGP)
 - Mercato di aggiustamento (MA)
- b. Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)

Nella Borsa Elettrica italiana l'MGP e l'MA sono a "System Marginal Price", ovvero il prezzo di Borsa, pagato a tutti i venditori e compratori, è il prezzo dell'offerta di vendita più costosa accettata per soddisfare la domanda, mentre l'MSD è a "Pay As Bid", vale a dire che a ciascun venditore è pagato il prezzo da egli offerto (in questo caso vi è di solito un unico compratore).

Le transazioni si svolgono su una piattaforma telematica alla quale gli operatori si connettono tramite internet per la conclusione i contratti on line.

Per dare qualche cifra, nel 2012 la perdurante crisi economica ha inciso fortemente sulla domanda di energia elettrica allargando il divario con l'offerta che, per contro, ha consolidato il suo trend

espansivo. L'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima, ha subito ancora una sensibile riduzione (-4,4%), dopo quella del 2011 (-2,2%), ripiegando su livelli inferiori al 2004, anno in cui la borsa elettrica ha iniziato ad operare. In calo, ed ai minimi storici, anche le importazioni dall'estero. In decisa crescita, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile (+24,1%), trainata dai nuovi impianti fotovoltaici ed eolici. La marcata contrazione degli scambi over the counter (-8,7%) ha determinato un'inversione di tendenza della liquidità del mercato che, dopo tre anni, è tornata a crescere attestandosi al 59,8%. Nonostante la bassa domanda elettrica e la generale tendenza al ribasso dei prezzi delle principali borse europee, il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), ha registrato un aumento del 4,5% rispetto al 2011, portandosi a 75,48 €/MWh, livello comunque inferiore a quello del 2008 (86,99 €/MWh), ultimo anno prima della crisi economica. I prezzi di vendita delle zone insulari sono ancora risultati significativamente più elevati rispetto alle zone continentali, con uno spread tra Sicilia e Sud stabile attorno ai 25 /MWh.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) con un aumento di 3,25 €/MWh rispetto all'anno precedente si è portato a 75,48 €/MWh (+4,5%). L'analisi per gruppi di ore rivela un incremento di 3,57 €/MWh (+4,3%) nelle ore di picco e di 3,07 (+4,6%) nelle ore fuori picco, con il prezzo attestatosi rispettivamente ad 86,28 €/MWh e 69,77 €/MWh. Il rapporto prezzo picco/baseload conferma un trend in costante discesa, aggiornando il minimo storico a quota 1,14 (era 1,50 nel 2005). I prezzi di vendita sono aumentati in tutte le zone con tassi di crescita compresi tra il 5,5% del Nord e l'1,9% del Sud. Quest'ultima pertanto si conferma, per il quarto anno consecutivo, la zona dal prezzo più basso, pari a 70,34 €/MWh. Nelle altre zone continentali il prezzo si è allineato attorno ai 74 €/MWh. Ancora più alti i prezzi delle due zone insulari: 81,67 €/MWh la Sardegna, 95,28 €/MWh la Sicilia, che pertanto lasciano pressoché invariato lo spread con le altre zone. Nel 2012 gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia sono diminuiti del 4,4% rispetto al 2011 portandosi a 298,7 milioni di MWh, minimo storico dall'avvio del mercato regolato. Alla moderata flessione dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 178,7 milioni di MWh (-1,2%), si contrappone una più decisa riduzione dell'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE (Piattaforma dei Conti Energia a Termine), scesa a 120,0 milioni di MWh (-8,7%). Pertanto la liquidità del mercato, ha guadagnato 1,9 punti percentuali rispetto minimo del 2011, risalendo a 59,8%.

3.4.2.4 Vendita dell'energia mediante contratti bilaterali

Il titolare di impianti che producono energia elettrica possono in alternativa di cedere l'energia elettrica prodotta sul cosiddetto "mercato over-the-counter" (OTC), ossia fuori dal mercato

regolamentato. Tale meccanismo si realizza attraverso la stipula di un contratto bilaterale con un trader o un grossista di energia elettrica, in tale contratto viene stabilito il prezzo di cessione ed i corrispettivi da erogare a Terna S.p.A. (società che si occupa del trasferimento di energia elettrica ad alta tensione) per il servizio di dispacciamento dell'energia. Questa tipologia di vendita è utilizzata per vendere sul mercato dei quantitativi di energia provenienti da impianti fotovoltaici di grandi dimensioni che non sono volti all'autoconsumo. Infatti, visto che negli ultimi anni la dimensione dei nuovi impianti installati è aumentata, la vendita dell'energia mediante contratti bilaterali ha assunto un peso sempre maggiore rispetto all'energia scambiata in borsa.

4. LA VALUTAZIONE DEGLI ASSETS IMMOBILIARI

I beni immobiliari rappresentano una vasta porzione della ricchezza complessiva e costituiscono uno strumento di redditività in quanto mezzi di produzione e di consumo, nonché beni di investimento. Dal normale svolgimento delle attività produttive, di consumo ed investimento, diviene pertanto necessario conoscere il valore delle proprietà immobiliari, anche in momenti in cui non sono oggetto di scambio. Diversamente dai titoli mobiliari ogni immobile è unico, ovvero non esiste un equivalente scambiato in un mercato regolamentato del quale si conosca con certezza il prezzo di negoziazione effettivo.

Valutare un bene significa esprimerne il valore mediante una quantità di moneta: per tale ragione si comprende facilmente perché la scelta della definizione stessa di valore assume primaria importanza.

L'attività di valutazione è così finalizzata alla determinazione del valore di mercato del bene, definito *market value*, ossia: "il valore stimato alla data della valutazione per cui una proprietà dovrebbe trasferirsi da un venditore realmente intenzionato ad alienare il bene ad un acquirente realmente intenzionato ad acquistare il bene, in una transazione incondizionata, dopo un adeguato periodo di commercializzazione del bene, in cui le parti hanno agito ognuna con conoscenza, prudenza e senza costrizioni" (definizione adottata da RICS, Royal Institute of Chartered Surveyors, nel Red Book, manuale che definisce gli standard e le regole valutative nel mercato immobiliare britannico).

Teoria e prassi concordano nell'individuare tre diverse metodologie per valutare i beni immobili (Codice delle Valutazioni Immobiliari, 2011):

- criterio di mercato
- criterio al costo di ricostruzione
- criterio reddituale-finanziario: metodo reddituale e finanziario

In particolare, nel **criterio di mercato** il valore di un bene è determinato sulla base dei prezzi riscontrabili per transazioni che possono definirsi comparabili. Alla base di tale metodologia vi è l'ipotesi secondo cui nessun acquirente razionale è disposto a pagare un prezzo superiore al costo di acquisto di beni simili e che presentino quindi lo stesso grado di utilità.

A supporto di quanto descritto, vi sono due principi fondamentali di sostituzione e di equilibrio tra domanda ed offerta:

1. Principio di sostituzione: il valore di un bene si riferisce al prezzo che dovrebbe essere pagato per un bene perfettamente identico
2. Principio di equilibrio: il prezzo di un bene dipende direttamente dal mercato ed è quindi la sintesi del processo di negoziazione

Per applicare tale criterio valutativo è necessario che vi sia stata una serie storica sufficientemente ampia di transazioni aventi per oggetto beni identici.

Per definizione, in senso strettamente teorico, non esistono beni immobiliari identici in quanto unici quanto meno per localizzazione. Tuttavia, dal punto di vista pratico, è possibile identificare la fungibilità del bene in riferimento alle caratteristiche principali che contribuiscono a determinarne l'attrattività.

Il prezzo di un bene è sempre una funzione dell'incontro tra domanda ed offerta e tenderà a muoversi in relazione all'andamento del mercato.

Per applicare efficacemente tale criterio occorre analizzare, valutare e verificare l'esistenza di beni sostituibili e analizzare i prezzi a cui si concludono le transazioni, tenendo in considerazione gli elementi che agiscono su domanda e offerta.

Oggetto di misurazione diviene un'unità di misura, specifica per ogni diversa tipologia di immobile (ogni tipologia di bene immobiliare ha infatti la propria unità di misura: prezzo per mq. nel residenziale o terziario, per porta o affaccio per terminal commerciali o centri di distribuzione, per posto auto o posto barca, per poltrona per multisala, per camera di albergo, etc..), che è estratta dal campione di *comparable* analizzato: il valore finale del bene è ottenuto dalla moltiplicazione del prezzo medio dell'unità di misura estratto per la quantità espressa dal bene da valutare. Dopo aver raccolto tutte le informazioni sul bene e sul mercato occorre verificare le differenze tra le informazioni che si sono ottenute ed il singolo bene da valutare: per tale ragione il criterio non è mai applicabile a beni che siano, per loro natura, effettivamente unici da ogni punto di vista.

Tale criterio tuttavia funziona molto bene per quelle tipologie standardizzate e in cui prevale un mercato della proprietà rispetto ad un mercato dello spazio. In particolare, il mercato dei beni residenziali (specialmente in Italia dove vi è un'alta propensione delle famiglie a possedere l'abitazione in cui vivono) rappresenta un mercato della proprietà in cui, per classi omogenee, si

scambia la proprietà di beni relativamente simili tra loro: in tale situazione diviene agevole estrarre il prezzo di vendita per metro quadrato (è relativamente agevole classificare i beni residenziali in classi omogenee secondo parametri qualitativi quali la qualità o lo stato d'uso).

Al contrario, non funziona in modo particolarmente efficace per i beni in cui prevale un mercato dello spazio, dove conseguentemente è difficile estrarre dei *comparable* relativi al prezzo dello spazio. In particolare, si pensi al mercato degli uffici in cui prevale sempre più la separazione tra proprietario ed utilizzatore e dove, conseguentemente, si genera un ampio mercato della locazione da cui si possono estrarre *comparable* per definire un canone annuale per metro quadrato di mercato.

Infine, tale criterio non può essere utilizzato per le tipologie in cui non esiste un mercato, né della proprietà né dello spazio, come nel caso di alcuni immobili speciali (es. stadi, ospedali, ponti, strade, ecc.).

Il **criterio al costo di ricostruzione** si basa sul principio secondo cui nessun acquirente razionale è disposto a pagare un prezzo superiore al prezzo di acquisto di un'area nella stessa localizzazione e ai successivi costi di realizzazione di un bene con caratteristiche di utilizzo comparabili all'oggetto di valutazione, al netto della perdita di valore derivante dall'invecchiamento. Si basa quindi sulla misurazione di tre diversi elementi, quali: i) il valore dell'area di pertinenza dell'edificio, ii) i costi di costruzione di un edificio con caratteristiche simili e iii) i fattori di aggiustamento per considerare il deprezzamento derivante dal tempo e dall'usura. Fondamentale in questo criterio è anche il principio del massimo e migliore utilizzo (*highest and best use*), che prevede che "il valore di un bene sia funzione del più probabile utilizzo che sia fisicamente possibile, finanziariamente fattibile, legalmente permesso e che offra la miglior redditività" (Ferrero C. ,1996).

Tale criterio, semplice da applicare da un punto di vista teorico, presenta due principali criticità sul piano operativo. In primo luogo, infatti, occorre determinare il valore dell'area, per cui è necessario riferirsi ad altri criteri; in secondo luogo, il deprezzamento, che rappresenta la perdita di valore economico derivante dall'obsolescenza della struttura e dal suo deterioramento fisico, difficilmente può essere misurato in maniera oggettiva. Tali limiti relegano il criterio al costo per la valutazione di quei beni per cui non esiste un mercato della proprietà (dove è preferibile il criterio di mercato) o dello spazio (dove è preferibile il criterio economico-finanziario), mentre è particolarmente adatto per gli immobili speciali.

Da ultimo, il **criterio reddituale-finanziario** si basa, oltre che sui principi di sostituzione e di equilibrio tra domanda ed offerta precedentemente enunciati, anche sul principio di anticipazione

secondo cui un acquirente razionale non è disposto a pagare un prezzo superiore al valore attuale dei benefici economici che il bene immobile sarà in grado di produrre durante la sua vita utile.

Tale criterio, che sarà presentato in dettaglio nei paragrafi successivi, presuppone quindi l'individuazione di un beneficio economico (definibile come reddito o flusso di cassa) ed un fattore di correzione temporale funzione del rischio del precedente beneficio economico (tasso di capitalizzazione o di attualizzazione).

Il beneficio economico di un immobile è, principalmente, il canone di locazione che esso può generare al netto dei costi (tale principio rimane valido anche nel caso in cui l'utilizzatore sia anche proprietario del bene in quanto il beneficio economico è rappresentato dal costo alternativo dello spazio sul mercato o costo opportunità cui rinuncia utilizzando direttamente l'immobile): diviene fondamentale individuare la quantità di canone di locazione che il bene può generare anche attraverso l'analisi un campione di *comparable* nel mercato dello spazio. Occorre quindi analizzare le transazioni di spazio (anziché della proprietà, come nel caso del criterio di mercato) per definire la quantità di reddito rinvenibile. Conseguentemente il criterio economico-finanziario meglio si adatta per la valutazione degli immobili con le seguenti caratteristiche:

- il diritto di proprietà è scambiato con relativamente scarsa frequenza (es. centri commerciali, uffici, multisala);
- vi è un prevalente mercato dello spazio (separazione tra utilizzatore e proprietario);
- il valore del immobile non è necessariamente legato ad una unità fisica (es. metro quadrato), ma alla capacità dell'immobile di produrre reddito in maniera non strettamente legata alla sua dimensione (es. centro commerciale o multisala).

Il criterio economico-finanziario si va sempre più affermando nei mercati evoluti, in cui è in aumento la separazione tra proprietari (prevalentemente investitori istituzionali) ed utilizzatori: si crea quindi un mercato dello spazio molto consistente che consente di definire puntualmente la capacità di reddito degli immobili. In tale contesto il criterio al costo di ricostruzione e di mercato presentano difficoltà (o impossibilità) di applicazione, superate invece dal criterio economico-finanziario che quindi trova facile applicazione anche nel caso della gestione degli asset immobiliari (nel caso specifico quelli fotovoltaici) detenuti da un fondo immobiliare.

4.1 IL CRITERIO REDDITUALE-FINANZIARIO : METODO REDDITUALE E FINANZIARIO A CONFRONTO

Il criterio di valutazione economico ricerca il valore di un immobile stimando quale sia la sua capacità di produrre benefici economici nell'orizzonte temporale considerato; la denominazione

“economico” deriva appunto dall’utilizzo di metodologie e principi che sono applicabili a tutte le altre tipologie di investimento. Esso si basa sul fondamentale assunto che un acquirente razionale non è disposto a pagare un prezzo superiore al valore attuale dei benefici che il bene sarà in grado di produrre. Tale principio di anticipazione, che si aggiunge a quelli di equilibrio e di sostituzione, su cui si fondano i criteri di mercato e al costo di ricostruzione precedentemente descritti, implicitamente ipotizza anche che tale prezzo non potrà essere superiore al costo di acquisto di proprietà simili che presentino lo stesso grado di utilità. Il criterio economico-finanziario permette di esprimere il valore di un bene in funzione dei medesimi fattori che determinano il valore di un qualsiasi asset: il reddito atteso ed il rischio associato al suo conseguimento. Secondo tale criterio, infatti, il valore di un bene è funzione dei benefici economici futuri che sarà in grado di produrre nel corso della sua vita utile.

Prassi e teoria valutativa immobiliare dedicano una crescente attenzione al criterio economico-finanziario che ben si presta per le valutazioni immobiliari di beni che producono un flusso di reddito annuo.

Il prezzo dello spazio dipende da domanda ed offerta ed è possibile conoscerlo mediante analisi di mercato sui valori dei canoni annui di locazione recentemente ottenuti nei nuovi contratti di locazione (canone annuale in euro per metro quadrato).

Anche nel caso di un immobile scarsamente fungibile, dove la superficie non è il principale driver di valore, e destinato esclusivamente ad una specifica funzione, il valore dipende egualmente dalla possibilità di vendere lo spazio: quello che cambia è il metodo con cui si deve stimare il valore di tale spazio. Nel caso di un immobile non destinato ad una specifica funzione, si può semplicemente affermare che i benefici monetari futuri deriveranno dalla vendita dello spazio, ovvero dai canoni di locazione. Negli immobili a destinazione specifica (es. hotel o centro commerciale) è invece importante determinare il canone massimo sostenibile dall’attività economica in essi operante e valutarne il valore.

In particolare, per i fondi immobiliari fotovoltaici che rientrano nella categoria di immobili a destinazione speciale, l’oggetto prioritario dell’investimento non è l’immobile inteso come terreno o fabbricato ma, piuttosto, l’impianto fotovoltaico. Argomento di tale valutazione non sarà pertanto il singolo immobile ma il complesso unitario dei beni (mobili ed immobili) operanti congiuntamente per il conseguimento di uno specifico fine produttivo, quale la produzione di energia elettrica.

In termini di profilo di rischio-rendimento, l’andamento del mercato immobiliare non incide sul valore dei beni in portafoglio dei fondi. Questi fondi infatti risentono unicamente del rischio cosiddetto locativo, connesso cioè alla solvibilità del conduttore degli impianti in quanto unicamente connesso all’andamento del settore delle energie alternative, tale così da garantire un

ottimo ritorno dall'investimento; un alto rendimento si può ottenere soprattutto mediante lo strumento del fondo di private equity che consente l'acquisizione di partecipazioni societarie in imprese operanti nel settore delle energie rinnovabili.

È bene precisare come l'amministrazione finanziaria qualifichi l'impianto distinguendo tra bene mobile od immobile.

L'Agenzia del Territorio, prendendo in esame la fattispecie dal punto di vista degli obblighi di accatastamento gravanti sul titolare dell'impianto, ha ritenuto nella Ris. 6.11.2008 n. 3/T che “gli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici si qualificano senza dubbio come unità immobiliari che devono essere accertate nella categoria “D/1-opifici”, equiparando gli stessi alle turbine delle centrali elettriche.”

Al contrario, secondo la medesima Agenzia, non assumono autonoma rilevanza catastale, costituendo semplici pertinenze delle unità immobiliari cui accedono, le porzioni di fabbricato ospitanti impianti di produzione di energia aventi modesta potenza e destinati prevalentemente ai consumi domestici.

In senso ben diverso si è pronunciata l'Agenzia delle Entrate che, fin dalla Circ. 19.7.2007 n. 46/E, ha ritenuto che “l'impianto fotovoltaico situato su un terreno, non costituisce impianto infisso al suolo, in quanto normalmente i moduli che lo compongono (i pannelli solari) possono essere agevolmente rimossi e posizionati in altro luogo, mantenendo inalterata la loro originaria funzionalità”. E anche da ultimo l'Agenzia, ritornando sulla questione nella Circ. 23.6.2010 n. 38/E (punto 1.8 a), ha ulteriormente precisato che “detti impianti, ancorché “stabilmente” e “definitivamente” incorporati al suolo (e quindi, civilisticamente, beni immobili ai sensi dell'art. 812 c.c.), debbono essere pur sempre considerati beni mobili purché possano essere rimossi e utilizzati per le medesime finalità senza “antieconomici” interventi di adattamento” (per tale concetto si è richiamata l'analoga impostazione adottata dalla Circ. 11.4.2008 n. 38 relativa agli impianti aventi diritto al beneficio del credito d'imposta per investimenti in aree svantaggiate ai sensi della legge 296/2006).

Ne deriverebbe pertanto la presenza di beni che, in quanto stabilmente incorporati al suolo, dovrebbero ritenersi “immobili”, ma che per il fatto di poter essere separati dallo stesso senza alterarne la funzionalità o di poter essere riutilizzati in altro contesto con le medesime finalità senza antieconomici interventi di adattamento sarebbero equiparati ai beni mobili.

Ne deriverebbe pertanto l'emersione a livello tributario di una sorta di *tertium genus*, sconosciuto al codice civile, di beni che in quanto stabilmente incorporati al suolo dovrebbero ritenersi “immobili”, ma che per il fatto di poter essere separati dallo stesso senza alterarne la funzionalità o

di poter essere riutilizzati in altro contesto con le medesime finalità senza antieconomici interventi di adattamento sarebbero equiparati ai beni mobili.

Vero è che, da ultimo, con la circ. 11 marzo 2011 n. 12 in tema di applicazione di imposta sostitutiva di cui all'art. 1, comma 16, della legge 220/2010 in presenza di contratti di leasing immobiliari in corso al 1 gennaio 2011, l'Agenzia delle entrate ha ritenuto che l'imposta stessa si applichi anche ai contratti di leasing stipulati per la realizzazione di impianti fotovoltaici. Con ciò, a quanto pare, considerando tali contratti dei leasing immobiliari e, pertanto, riconoscendo implicitamente la natura immobiliare dell'impianto. Tale ultimo orientamento di prassi amministrativa sembra dunque indicare (quanto meno) un avvicinamento tra la posizione delle due Agenzie in ordine alla qualificazione degli impianti in questione, nel senso di una ormai concorde qualificazione immobiliare delle vere e proprie "centrali fotovoltaiche", da accatastarsi, come sopra già accennato, in categoria D/1.

La tendenza sembra dunque quella di distinguere:

- a) i piccoli impianti fotovoltaici, destinati in prevalenza alla copertura dei consumi domestici, i quali, anche fiscalmente, non hanno una propria autonomia reddituale e non devono quindi essere autonomamente accatastati, potendo al limite solo incidere sulla rendita attribuibile al fabbricato di cui costituiscono pertinenza;
- b) le centrali o parchi fotovoltaici, impianti questi che tendono alla produzione di energia elettrica di fonte fotovoltaica destinata alla vendita, suscettibili, come tali, di un'autonoma redditività e, pertanto, soggetti ad accatastamento in categoria D/1 alla stregua di beni immobili (ove, come normalmente avviene, si realizzi il presupposto di unione al suolo di cui all'art. 812 c.c.).

Tornando al suddetto criterio di valutazione economico-finanziario, bisogna sapere che quest'ultimo si articola in due differenti metodologie che si basano su diverse misure di reddito atteso, includendo diverse assunzioni riguardanti la relazione tra reddito e valore:

- i. *metodologia reddituale (direct capitalization)*: è utilizzata per convertire la previsione del reddito atteso di un singolo anno in un'indicazione di valore mediante un passaggio diretto, che si sostanzia dividendo il reddito stimato per un appropriato tasso di capitalizzazione (un reddito e un tasso)
- ii. *metodologia finanziaria (yield capitalization)*: è utilizzata per convertire tutti i flussi futuri in un valore presente, attualizzando ogni beneficio atteso per un appropriato tasso di attualizzazione (pluralità di flussi)

Pur essendo l'espressione di uno stesso criterio, notevoli sono le differenze metodologiche e diversi possono essere i risultati. In particolare, le differenze tra il metodo reddituale e quello finanziario sono riconducibili ai seguenti punti:

La definizione di beneficio economico che il bene è in grado di produrre:

- il metodo reddituale si basa sulla ricerca di un reddito economico
- il metodo finanziario individua un flusso di cassa (che solo occasionalmente potrebbe coincidere con l'equivalente economico)

L'orizzonte temporale considerato:

- il metodo reddituale determina il valore di un bene attraverso un processo monoperiodale che consiste nella definizione di un reddito annuo e di un tasso di capitalizzazione relativo a questo singolo periodo di riferimento
- il metodo finanziario opera con un procedimento pluriperiodale mediante l'analisi su un arco temporale esteso a più periodi

L'algoritmo di calcolo:

- il metodo reddituale si basa sulla capitalizzazione del beneficio futuro, trasformando un'indicazione reddituale presente in una indicazione di valore
- il metodo finanziario utilizza il principio dell'attualizzazione per anticipare i flussi futuri

4.1.1 Metodo finanziario e applicazione al modello

Il presente lavoro ha l'obiettivo di fornire uno strumento utile al fine di effettuare simulazioni riguardo alla determinazione del valore di mercato (fair value) degli assets fotovoltaici detenuti da un fondo chiuso immobiliare; il metodo proposto trova applicazione non soltanto per i fondi, ma anche per impianti detenuti da un qualsiasi soggetto privato.

Nella spiegazione della metodologia impiegata sono stati inseriti i dati per un impianto campione al fine di poter effettuare tutte le valutazioni necessarie.

Tutte le informazioni desumibili dall'utilizzo di tale modello devono essere perciò generate in modo automatico una volta immessi alcuni dati essenziali per il suo funzionamento. I dati da inserire manualmente sono stati contrassegnati da celle colorate in grigio, quelli calcolati in automatico in azzurro.

Dati da inserire	
Calcoli automatici	

La valutazione è stata effettuata nel rispetto delle metodologie valutative e dei principi dettati dalla normativa applicabile ed in particolare:

- Testo Unico della Finanza (TUF – D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58) e relativi Regolamenti Attuativi
- Art. 17 del Decreto del Ministero del Tesoro del 24 maggio 1999, n. 58
- Regolamento della Banca di Italia sulla gestione collettiva del risparmio dell' 8 maggio 2012
- Regolamento congiunto CONSOB – Banca di Italia del 29 ottobre 2007, come modificato in data 9 maggio 2012
- Comunicazione congiunta di Banca di Italia e Consob del 29 luglio 2010 recante le “Linee applicative di carattere generale in materia di processo di valutazione dei beni immobili dei fondi comuni di investimento”
- Principi e Linee Guida concernenti “Il rapporto tra le SGR e gli esperti indipendenti nelle attività di valutazione dei beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari” diffuse da Assogestioni con circolare del 27 maggio 2010

Tra i vari metodi utili al fine di ottenere la valutazione dei suddetti assets, è stato scelto di utilizzare quello finanziario per le motivazioni sopra esposte.

La metodologia basata sull'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è principalmente adottata nei mercati finanziari per determinare il valore dei titoli mobiliari, azioni ed obbligazioni.

Il valore di qualunque asset dipende dai benefici economici che è in grado di generare, quindi dai suoi flussi di cassa attualizzati.

Il valore di un titolo, e allo stesso modo anche di una proprietà immobiliare, è equivalente al valore attuale dei flussi futuri che è in grado di generare, scontati ad un tasso che consideri il rischio insito in tali flussi.

L'applicazione di tale metodologia di valutazione presenta due criticità:

- la determinazione dei flussi futuri
- la scelta del tasso di attualizzazione

Diversamente dalla metodologia reddituale, basata sul concetto di capitalizzazione diretta del reddito, la metodologia finanziaria si basa sulla tecnica dell'attualizzazione dei flussi di cassa. Tale metodo richiede la formulazione di previsioni puntuali su redditi e costi futuri pluriperiodali per un orizzonte temporale definito. L'elemento che entra nell'algoritmo di calcolo è un flusso di cassa, definito come quantità di denaro generata (o anche assorbita) dall'immobile nel periodo

considerato. Per valutare un bene occorre analizzare tutti i flussi generati dallo stesso, fino al termine della sua vita utile.

Per chiarezza espositiva si procederà alla spiegazione del metodo finanziario secondo i seguenti passaggi:

- periodo di analisi
- definizione dei flussi di cassa del periodo
- processo di attualizzazione dei flussi

Periodo di analisi

Gli immobili producono benefici economici per un lungo orizzonte temporale, tuttavia la capacità previsionale del valutatore è limitata e diviene pertanto necessario definire un orizzonte temporale limitato su cui condurre l'analisi: generalmente, nella prassi, si utilizza un orizzonte simile alla durata del contratto di locazione, oppure un periodo di 10 o 15 anni.

In secondo luogo, occorre definire l'ampiezza di ogni flusso: nella prassi si ricorre al trimestre, tipica cadenza di pagamento dei contratti di locazione, o all'anno, sebbene non si debbano escludere altre grandezze quali il mese (ad esempio nel caso di immobili con rent roll, vale a dire lista di affitti, particolarmente articolati).

Prendendo in considerazione il modello è stato valutato, a fronte di una vita utile dell'impianto variabile dai 20 ai 30 anni, un orizzonte temporale legato al periodo riguardante la remunerazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici costante in moneta corrente e pari a 20 anni, durata corrispondente a quella dell'incentivo derivante dal Conto Energia.

A tal proposito sono state inserite, al fine di semplificare la valutazione, come possibili alternative tre scelte riguardo alla vita utile, rispettivamente pari a 20, 25 o 30 anni.

Alla fine del periodo incentivante in Conto Energia, l'impianto fotovoltaico continuerà ad avere diritto della remunerazione economica derivante dall'esercizio commerciale in regime di "Scambio Sul Posto" – deliberazione ARG/elt 74/2008 oppure in regime di "Ritiro Dedicato" – deliberazione AEEG 280/07.

Dalla differenza tra la vita utile dell'impianto e l'orizzonte di tempo considerato si ottiene la vita utile residua, dato necessario al fine di valutare il valore residuo dell'impianto:

Vita utile residua (anni) = Vita utile impianto – Vita utile Conto Energia

Vita utile impianto (anni)	25
Vita utile Conto Energia (anni)	20
Vita utile residua (anni)	5

Riguardo all'ampiezza dei flussi è stato scelto come riferimento l'anno.

La definizione dei flussi di cassa del periodo

Diversamente dal metodo reddituale, la metodologia finanziaria ricorre alla definizione puntuale dei flussi di cassa, cioè della liquidità effettivamente prodotta in ogni periodo. Per tale ragione non è necessario ricorrere a ripartizioni pluriennali di costi che concretamente si manifestano in un solo periodo, ma diviene necessario individuare esattamente il periodo in cui tale manifestazione avrà luogo.

Nella metodologia finanziaria la definizione di beneficio economico rilevante è il flusso di cassa, cioè la quantità di denaro disponibile in ogni periodo: la differenza tra tutte le entrate e le uscite, relative all'immobile, di pertinenza del proprietario.

Vediamo nel dettaglio tutte le informazioni che sono state prese in considerazione al fine di determinare i suddetti flussi di cassa.

Dati tecnici dell'impianto:

Potenza (kW)	5.000
Ore equivalenti (kWh/kW)	1.465
Producibilità (kWh/anno)	7.325.000

La producibilità energetica di un impianto fotovoltaico rappresenta la quantità (espressa in kWh) di energia elettrica che l'impianto è in grado di produrre in un anno ed è stata ottenuta dal prodotto tra la potenza dell'impianto (kW), ovvero l'energia prodotta nell'unità di tempo, per le ore equivalenti (kWh/kW) rappresentanti il rendimento annuo in ore, oppure, detto in altri termini, la produttività annua alla potenza di picco:

$$\text{Producibilità (kWh)} = \text{Potenza (kW)} * \text{Ore equivalenti (kWh/kW)}$$

Il rendimento/produttività dipende essenzialmente dai seguenti fattori:

- 1) La radiazione solare incidente sul sito di installazione: la quantità di energia prodotta da un impianto fotovoltaico varia sia nello "spazio" (cioè dipende dalla latitudine del sito e dalla altitudine a cui si trova l'impianto) che nel "tempo" (nel corso dell'anno ma anche di un giorno). In realtà, la quantità di radiazione solare incidente su un sito è influenzata anche da altri fattori come, ad esempio, le caratteristiche di assorbimento e riflessività del territorio circostante. Ciò che comunque di solito principalmente interessa è la producibilità annua di

un impianto fotovoltaico: considerare questo parametro equivale in qualche modo ad escludere la complessità introdotta dal fattore tempo, ed a concentrarsi solo sul fattore "geografico".

- 2) L'orientamento e l'inclinazione della superficie dei moduli: la quantità di energia prodotta da un impianto fotovoltaico dipende, a parità di altri fattori, dal posizionamento dei pannelli, cioè dall'orientamento e dall'inclinazione della loro superficie. L'orientamento ottimale della superficie del pannello risulta quella con esposizione a 0° Sud. Per quanto riguarda invece l'angolo di inclinazione, detto anche angolo di tilt, alle nostre latitudini è, tipicamente, intorno ai 30° rispetto al piano orizzontale. Questa è la situazione ideale, che si considera quindi come "caso standard" e ideale, quando è possibile (è tipicamente il caso di impianti a terra, su tetto piano etc.).
- 3) La presenza di ombreggiamenti o sporco: le perdite per ombreggiamento, in un impianto fotovoltaico, sono funzione della geometria di disposizione dei pannelli solari e degli ostacoli vicini o di quelli all'orizzonte, che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco della giornata, soprattutto d'inverno. Il problema della gestione degli ombreggiamenti è dato dal carattere dinamico delle ombre, che si muovono sui pannelli seguendo il movimento del Sole. Quest'ultimo può essere previsto e calcolato con esattezza, di conseguenza con appositi software è oggi possibile visualizzare lo sviluppo delle ombre nel tempo e tenerne conto in fase di progettazione. Vi sono poi le perdite di producibilità per insudiciamento, cioè per sporcizia, detriti o polveri. Esse dipendono dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche, dalla vicinanza o meno di fonti inquinanti e dall'inclinazione dei pannelli fotovoltaici.
- 4) Le prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (moduli, inverter, etc.): l'effettiva producibilità energetica di un impianto fotovoltaico dipende, oltre che dal sito di installazione e dal posizionamento dei pannelli (e dalla presenza o meno di ombreggiamenti), anche da una serie di parametri tecnici legati ai componenti utilizzati e alle scelte tecniche compiute in fase di progettazione. Fra questi parametri, spiccano l'efficienza dei pannelli fotovoltaici nel convertire la luce in elettricità, l'efficienza dell'inverter nel trasformare la corrente continua in alternata e quella dei restanti componenti dell'impianto, che sono soggetti a "perdite" elettriche. Ad esempio, le prestazioni dei moduli fotovoltaici indicate sui loro data sheet si riferiscono a condizioni standard (25° C e 1.000 W/mq) per poter confrontare modelli diversi o pannelli di marche diverse, ma poi bisogna

tener conto delle condizioni di lavoro reali. Le perdite elettriche, tuttavia, non dipendono solo dalla bontà e dall'efficienza dei singoli componenti, ma anche dalla qualità del progetto dell'intero sistema e da altri fattori.

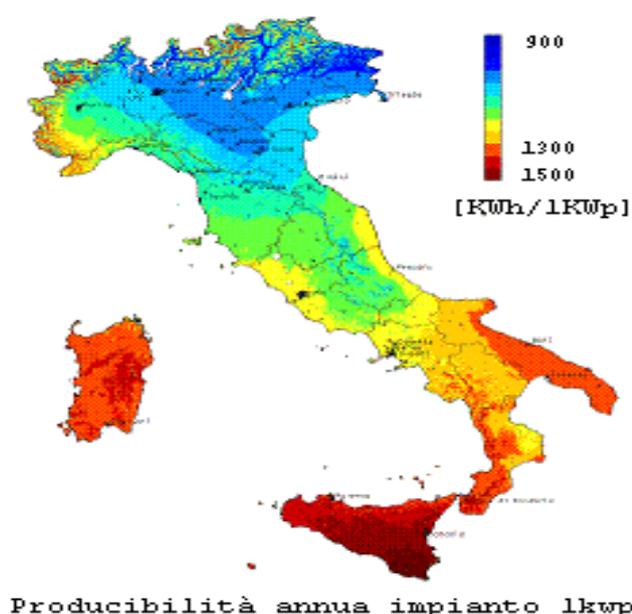
Com'è noto, un impianto fotovoltaico è un impianto elettrico costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici, i quali sfruttano l'energia solare incidente per produrre energia elettrica mediante il cosiddetto "effetto fotovoltaico"; in ambito fotovoltaico la potenza elettrica è il dato caratterizzante la dimensione di ogni singolo modulo, a differenza della potenza nominale o di picco ("watt di picco", W_p) indicante la massima potenza prodotta dal modulo stesso in condizioni standard di funzionamento (irraggiamento 1000 W/mq e temperatura 25°C).

La potenza nominale di un impianto fotovoltaico si misura perciò come somma dei valori di potenza nominale di ciascun modulo fotovoltaico di cui è composto il suo campo, e l'unità di misura è il kilowatt.

È bene sottolineare che W e W_p non corrispondono a due grandezze fisiche differenti, ma entrambi sono riferiti alla potenza elettrica; il W_p si distingue dal W solo per le particolari condizioni di funzionamento (standard) a cui si riferisce.

Negli impianti fotovoltaici il kWh quantifica l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico di potenza di picco P in un tempo di funzionamento T espresso in ore (detto altrimenti, rappresenta per quanto tempo tale potenza è resa disponibile), il kWp la potenza resa disponibile dall'impianto fotovoltaico in un certo istante.

La figura che segue mostra, per il territorio italiano, la producibilità elettrica annua di un impianto fotovoltaico da 1 kWp (Fonte: JRC - Ispra)



La potenza di un impianto fotovoltaico, che è a tutti gli effetti un generatore elettrico, non è infatti costante ma cambia continuamente al variare della luce solare che riceve.

Un impianto fotovoltaico in produzione eroga quindi una potenza istantanea estremamente variabile, in quanto dipende direttamente dall'irradiazione solare, che aumenta o diminuisce a seconda dell'ora del giorno, della stagione dell'anno, dell'area geografica e delle condizioni meteorologiche.

Per questa ragione non è possibile stabilire se un impianto o modulo fotovoltaico è più potente di un altro semplicemente sulla base della potenza concretamente erogata in fase di produzione, che può dipendere da molteplici fattori estranei ai moduli stessi.

Per poter confrontare i diversi impianti e moduli fotovoltaici e stabilire quale è più potente e quale meno, è invece necessario verificare la potenza, in kilowatt, che sono in grado di erogare quando sono sottoposti alle stesse identiche condizioni di luce.

A tale scopo, lo IEC (Commissione Elettronica Internazionale) ha stabilito e standardizzato con precisione le condizioni di luce ottimali a cui deve essere sottoposto un impianto fotovoltaico per stabilire la sua potenza massima teorica.

Il numero di kilowatt che un certo impianto o modulo fotovoltaico è in grado di erogare quando si trova sottoposto alle condizioni ottimali standardizzate rappresenta la sua potenza (massima teorica) espressa in kilowatt picco (kWp).

La potenza di un impianto fotovoltaico (in un certo senso la sua dimensione, almeno in termini di capacità produttiva potenziale) si misura quindi in kW picco dal momento che gli impianti fotovoltaici sono generalmente classificati in base alla loro potenza massima teorica espressa appunto in kilowatt picco (kWp), per cui si può decidere di installare un impianto da 3 kWp, da 10 kWp e così via, ovvero di impianti che, nelle condizioni ottimali standard stabilite dallo IEC, producono rispettivamente una potenza di 3 kW, 10 kW eccetera.

E' ovvio che, una volta messi in produzione, gli impianti fotovoltaici producono generalmente una potenza istantanea in kW nettamente inferiore alla propria potenza in kWp, e che potrebbe essere raggiunta solo se e quando si verificassero le stesse condizioni ottimali previste dallo IEC (cosa che può avvenire in rari casi e comunque per brevissimo tempo).

Il numero di kWp di un impianto o modulo fotovoltaico ci dà quindi una misura della sua dimensione in termini di potenza.

E dato che la dimensione dell'impianto determina, insieme ad altri fattori, la sua produzione di energia elettrica, sarà altrettanto importante saper calcolare quanta energia elettrica produrrà in concreto un certo impianto fotovoltaico, della potenza di n kWp, collocato in una certa area geografica.

Deve essere chiaro soprattutto che la potenza in kWp di un modulo fotovoltaico è un valore teorico legato alle caratteristiche intrinseche del modulo, che dipende esclusivamente dal modulo stesso; in altre parole, un modulo fotovoltaico da 3 kWp rimane un modulo da 3 kWp sia che venga installato a Bolzano o che venga installato a Palermo, anche se in concreto la produzione annua di energia elettrica in termini di kWh sarà ovviamente maggiore per l'impianto installato a Palermo, grazie al maggiore irradiazione solare dovuto alla diversa latitudine.

Si tratta quindi di un valore che attiene alle caratteristiche tecniche del modulo indipendentemente dalla zona dove viene installato.

La concreta produzione di energia elettrica di un modulo fotovoltaico dipenderà quindi dalla combinazione della sua potenza teorica, espressa in termini di kilowatt picco (kWp), con le reali condizioni di irradiazione dell'area geografica in cui viene collocato.

Anche le normative che regolano gli incentivi e i finanziamenti suddividono gli impianti fotovoltaici in classi di grandezza basate sul kilowatt picco, ossia sul numero di kWp dell'impianto.

I decreti dal Terzo al Quinto Conto Energia, per esempio, assegnano la tariffa incentivante più alta agli impianti di potenza inferiore a 3 kWp, ossia ai più piccoli, seguita dalla tariffa per gli impianti di potenza compresa tra 3 kWp e 20 kWp, e così via fino agli impianti di potenza superiore a 5.000 kWp, che godono del contributo più basso.

Il Conto Energia, come precedentemente visto, è l'incentivo studiato per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici e consiste nel riconoscimento, da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), di una tariffa incentivante per ogni kWh elettrico prodotto dall'impianto fotovoltaico. Si ha diritto all'incentivo su tutta l'energia prodotta, compresa quella autoconsumata, indipendentemente dalla soluzione che si sceglie per l'utilizzo della stessa (Scambio Sul Posto o Ritiro Dedicato).

È bene precisare che si è assunta l'ipotesi di trattare esclusivamente impianti fotovoltaici (non integrati, parzialmente integrati e integrati per il Secondo Conto Energia, su edifici e "altri impianti" per i restanti) ad esclusione degli impianti a concentrazione e degli integrati con caratteristiche innovative, con tariffe che vanno dal Secondo al Quinto Conto Energia, escluse quindi quelle del Primo.

Inserendo come input il tipo di CE, l'anno di entrata in esercizio, la tipologia di impianto e la potenza espressa in kWp, il simulatore fornisce in automatico come output il valore della tariffa incentivante espressa in €/kWh e, nel caso del Quinto Conto Energia, oltre alla tariffa omnicomprensiva, anche la tariffa premio da autoconsumo, espressa sempre in €/kWh.

Conto Energia	III
Anno	1gennaio2011 / 30aprile2012
Tipologia	Altri impianti
P (kWp)	1000<P≤5000
Tariffa incentivante (€/kWh)	0,313
Tariffa premio da autoconsumo (€/kWh)	#N/D

Ricapitolando e riassumendo quanto precedentemente riportato, con l'introduzione del Quinto Conto Energia, le differenze sostanziali introdotte da tale Conto rispetto ai precedenti sono state:

- Cessazione della tariffa incentivante per tutta l'energia prodotta
- Introduzione di una tariffa omnicomprensiva per la sola energia netta ceduta alla rete
- Introduzione di una tariffa speciale per l'autoconsumo (definita "tariffa premio")
- Regole di accesso al registro uguali per tutti i tipi di impianti

La tariffa incentivante (tipica solo del Conto Energia per il fotovoltaico) si chiama così perché è un incentivo puro all'energia prodotta; essa si somma ai benefici che derivano dalla vendita o dall'autoconsumo dell'energia.

La tariffa omnicomprensiva è invece un corrispettivo che viene riconosciuto esclusivamente all'energia netta immessa in rete, ed è formata da due componenti: una parte retribuisce la vendita dell'energia alla rete, l'altra costituisce la premialità (l'incentivo vero e proprio o componente incentivante); tale tariffa sostituisce quella incentivante. Ma al fotovoltaico rimane un vantaggio aggiuntivo, riconosciuto specificatamente all'energia autoconsumata, appunto la tariffa premio da autoconsumo.

Con l'entrata dell'ultimo Conto, non sono inoltre più accumulabili i vantaggi dello Scambio Sul Posto o del Ritiro Dedicato.

Il Dm 5 Maggio 2011 ha fornito le tariffe per l'anno 2012 con scaglioni tariffari semestrali. Verrebbe spontaneo fare un confronto con quelle previste dal Quinto Conto Energia nello stesso periodo, ma tale confronto risulterebbe del tutto improprio poiché le nuove tariffe comprendono tutto, acquisto dell'energia e componente incentivante.

Qualche facilitazione arriva dalle poche righe inserite in apertura del Dm, nell'articolo 3 relativo alle definizioni, comma 1, punto ab): *“Componente incentivante nelle tariffe: fino al 31 Dicembre 2012 è il valore delle tariffe incentivanti; successivamente a tale data, è convenzionalmente assunta pari al valore della Tariffa premio sull'autoconsumo”*.

Proseguendo con la descrizione del lavoro svolto, una volta inserito il tipo di incentivazione, viene richiesto di inserire l'anno di entrata in esercizio dell'impianto, dato utile per calcolare l'anno di

fine Conto Energia, di fine esercizio e il periodo effettivo, espresso in anni, informazione necessaria per determinare il periodo Conto Energia; infine occorre introdurre il mese di entrata in esercizio.

- Anno fine Conto Energia = Anno entrata in esercizio + Orizzonte di tempo considerato (costante e pari a 20 anni) - 1
- Periodo Conto Energia = Periodo effettivo - Vita utile residua
- Anno fine esercizio = Anno entrata in esercizio + Vita utile impianto - 1
- Periodo effettivo = Anno entrata in esercizio + Vita utile impianto - Anno inizio valutazione

Anno entrata in esercizio	2011
Anno fine Conto Energia	2030
Periodo Conto Energia (anni)	18
Anno fine esercizio	2035
Periodo effettivo (anni)	23
Mese entrata in esercizio	Aprile
Anno inizio valutazione	2013
Semestre di valutazione	1° Semestre

È bene precisare che il dato riferito all'anno di entrata in esercizio, pur essendo già presente nella tabella del Conto Energia, è stato reinserito per facilitare i calcoli, in quanto in precedenza vi era la possibilità di inserire anche i semestri o periodi di tempo (come per esempio il 1 gennaio 2011/30 aprile 2012 nel caso del Terzo Conto Energia) differenti dall'anno.

In ultimo, la valutazione degli asset fotovoltaici è stata fatta su base annuale a partire o dal 1 gennaio (1° Semestre) , oppure dal 1 luglio (2° Semestre) dell'anno di inizio valutazione che non necessariamente coincide con l'anno di entrata in esercizio dell'impianto.

Proseguendo con l'inserimento degli elementi necessari al fine di completare la valutazione, vengono richieste alcune informazioni utili per il calcolo dei ricavi.

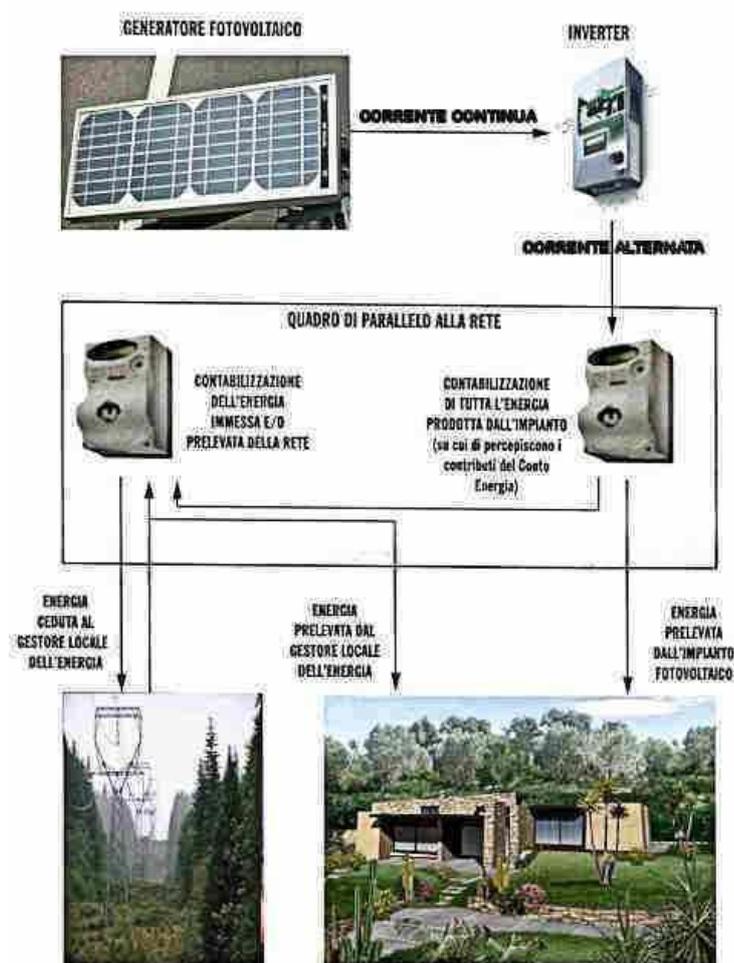
Gli impianti che sono stati presi in considerazione sono quelli definiti "grid-connected", che si differenziano da quelli definiti come "stand alone".

Un impianto "stand-alone", a differenza dell'impianto "grid-connected", non è collegato alla rete nazionale, che garantisce la copertura del fabbisogno energetico anche in assenza dell'irraggiamento solare. Un impianto "stand-alone", al fine di continuare ad erogare energia in assenza di soleggiamento, dovrà quindi essere dotato di un sistema di accumulatori, sorgenti riutilizzabili di energia elettrica. Impianti di questo tipo producono energia elettrica in modo autonomo, per abitazioni che sono lontane dai punti di consegna della rete elettrica nazionale e dove è quindi troppo oneroso un allacciamento alla stessa venendo soprattutto realizzati in zone rurali e di montagna.

I componenti principali di un impianto fotovoltaico isolato sono:

- Generatore fotovoltaico
- Inverter
- Regolatore di tensione
- Accumulatore

Un impianto fotovoltaico "grid-connected" è un impianto collegato stabilmente alla rete elettrica e dalla quale può prelevare energia o immetterla nel caso che ne produca più di quella che serve utilizzandola come se essa fosse una batteria inesauribile con capacità infinita. Il vantaggio principale di questa soluzione impiantistica è quella di evitare l'installazione delle batterie dell'impianto permettendo così di ridurre i costi di impianto, di non vanificare il risparmio economico ottenuto con l'energia solare con la sostituzione delle batterie di accumulo al piombo ogni 10-15 anni e di poter disporre in qualsiasi momento di potenza elettrica per gli apparecchi utilizzatori anche dopo diversi giorni di cattive condizioni meteorologiche.



I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

1. Generatore fotovoltaico
2. Inverter
3. Contatore produzione energia
4. Utenza
5. Contatore bidirezionale (prelievo / immissione)
6. Rete distribuzione del gestore locale dell'energia

La vendita di energia prodotta da impianti fotovoltaici è regolata, come già esposto, dal Conto Energia con il sostegno del Gestore dei Servizi Energetici. La richiesta per l'incentivo deve essere fatta al GSE subito dopo l'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Risulta evidente il fatto di aver considerato esclusivamente impianti connessi alla rete, gli unici a beneficiare dei vantaggi derivanti dagli incentivi previsti per la valorizzazione dell'energia elettrica. Connettere un impianto alla rete elettrica è un presupposto fondamentale in tutti i casi in cui si intende scambiare o cedere energia alla rete, usufruendo degli eventuali meccanismi incentivanti previsti dalla normativa.

Le regole tecniche, procedurali ed economiche per la connessione si sono via via tradotte in una serie di deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, e hanno infine portato alla redazione di un Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA).

A seconda della potenza in immissione richiesta per la connessione, il Testo Integrato stabilisce che l'allacciamento debba avvenire in alta, media o bassa tensione. Nel caso di connessione alla rete di due o più impianti di produzione, che il Testo Integrato definisce "un lotto di impianti di produzione", la potenza in immissione richiesta "è pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto".

Le tensioni di esercizio possono essere classificate in diverse quattro categorie:

- Altissima tensione (AAT): 220-380 kV (kilovolt)
- Alta tensione (AT): 130-150 kV
- Media tensione (MT): 10-30 kV
- Bassa tensione (BT): 220-380 V

La tabella seguente indica il livello di tensione a cui viene erogato il servizio di connessione, a seconda della potenza in immissione richiesta.

Livello di tensione	Potenza
Bassa tensione (BT)	Fino a 100 kW
Media tensione (MT)	Fino a 6.000 kW
Alta/Altissima tensione (AT/AAT)	Oltre i 6.000 kW

È stata quindi inserita la cella contenente il tipo di tensione, con la possibilità di selezionare quella Bassa, Media o Alta, dato utile come vedremo più avanti per ottenere il coefficiente di maggiorazione nel calcolo dell'energia immessa in rete.

Altro dato fondamentale per il calcolo dei ricavi è quello relativo alla zona di irraggiamento (nel presente modello è stato ipotizzato di considerare, come possibili alternative, tre zone generiche quali Nord, Centro e Sud).

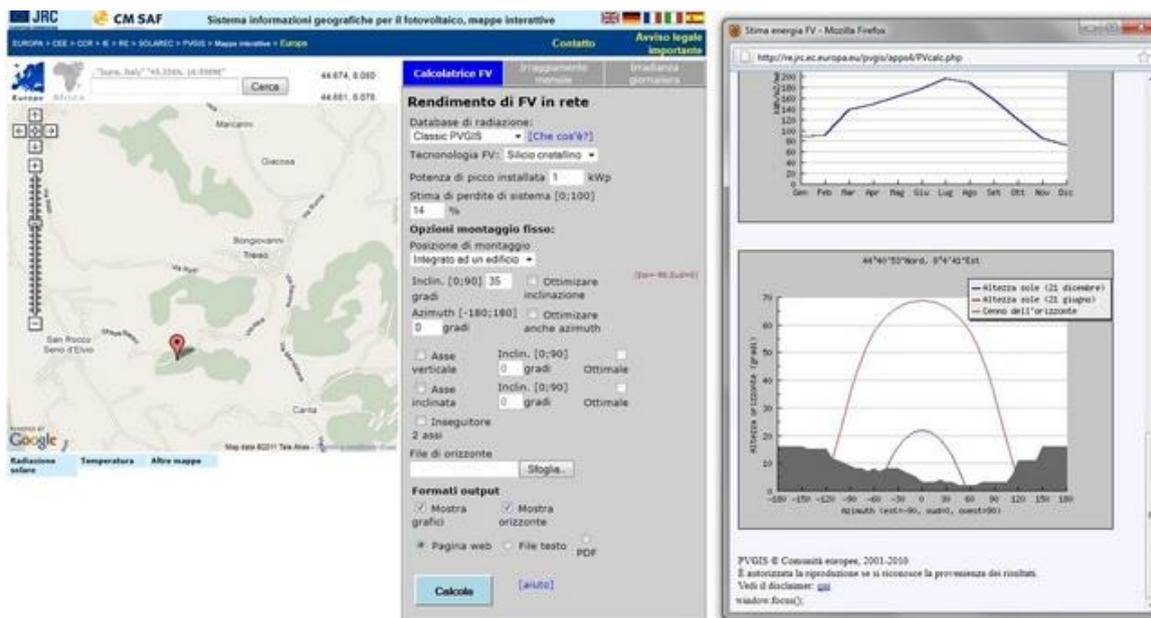
Tensione	MT
Zona irraggiamento	CENTRO
Autoconsumo	0,00%
Perdite trasformatori e rete	1%
Dcadimento prestazione moduli	0,60%

L'irraggiamento è la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (si misura in kWh/m²/giorno), è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc.) e dipende dalla latitudine del luogo, cresce cioè quanto più ci si avvicina all'equatore.

La producibilità di un impianto dipende direttamente dall'irraggiamento, che varierà a seconda della zona geografica in cui questo è collocato.

Con l'aiuto di una simulazione del rendimento energetico è possibile calcolare, per un determinato sito, tenendo in considerazione diversi parametri, la quantità di energia prodotta annualmente da un impianto fotovoltaico. Questo dato influisce sensibilmente sulla redditività di un impianto FV. La simulazione del rendimento può essere effettuata per mezzo di diversi software.

Il programma di simulazione che è stato utilizzato per ottenere i dati relativi all'irraggiamento presenti nel modello è il simulatore PVGIS, dal quale è stato estrapolato il dato relativo alla media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²), Hm.



Per ciascun mese è stata calcolata l'incidenza percentuale dell'irraggiamento, ottenuta dividendo il valore mensile di Hm per il valore totale per anno; tale percentuale, moltiplicata per il valore della producibilità precedentemente ottenuta, dà in uscita il valore della producibilità prodotta mensilmente:

$$\text{Producibilità mensile (kWh/mese)} = \% \text{ Irraggiamento mensile} * \text{Producibilità (kWh/anno)}$$

Tale valore è stato successivamente corretto tenendo in considerazione il decadimento della prestazione dei moduli: a causa del naturale affaticamento dei materiali con i quali vengono costruiti, le prestazioni di un comune pannello fotovoltaico, costituito da più moduli, diminuiscono di circa un punto percentuale su base annua. I moduli fotovoltaici odierni hanno un tempo di vita stimato di 80 anni circa, anche se è plausibile ipotizzare che vengano dismessi dopo un ciclo di vita di 35-40 anni, a causa della perdita di potenza dei moduli e del miglioramento tecnologico dei nuovi prodotti, ovvero per obsolescenza dei precedenti.

Il nuovo valore della producibilità è stato ottenuto correggendo il valore della producibilità iniziale mensile con la percentuale relativa alla degradazione dei moduli:

$$\text{Producibilità corretta con decadimento prestazione moduli (kWh/mese)} = \text{Producibilità mensile (kWh/mese)} * (1 - \% \text{ Decadimento prestazione moduli})^{\text{Esponente inflazione producibilità}}$$

In altre parole il valore della producibilità iniziale è stato moltiplicato per il complementare del decadimento della prestazione dei moduli, elevato all'esponente dell'inflazione della producibilità, dato dalla differenza tra l'anno di inizio valutazione con quello di riferimento della producibilità stessa, indicante appunto l'anno a cui si riporta tale valore (non necessariamente infatti il valore della producibilità iniziale coincide con quello dell'anno in cui si sta effettuando la valutazione):

$$\text{Esponente inflazione producibilità} = \text{Anno inizio valutazione} - \text{Anno riferimento producibilità}$$

Anno riferimento costo energia	2013
Esponente inflazione energia	0
Anno riferimento costi operativi	2013
Esponente inflazione costi	0
Anno riferimento producibilità	2011
Esponente inflazione producibilità	2
Esponente inflazione terreno	2

Come accade nell'esempio preso in considerazione l'impianto, entrato in funzionamento nel 2011, presenta un valore dell'esponente pari a 2, dovuto al fatto che il valore della producibilità iniziale, pari a 7.325.000 kWh, fa riferimento all'anno di entrata in esercizio ed essendo la valutazione

effettuata ad inizio 2013, vi è la conseguenza che ci saranno già due anni di funzionamento dell'impianto stesso, i cui moduli avranno subito un certo grado di usura.

Sommando i valori così ottenuti, si ricava la producibilità annua prodotta dall'impianto, corretta con il decadimento della prestazione dei moduli (kWh/anno), riportata in tabella con la voce TOTALE PER ANNO.

MESI	Hm (kWh/m2)	% Irraggiamento	Producibilità(kWh)	Producibilità corretta con decadimento prestazione moduli (kWh)
Gennaio	83,5	5%	361.723,05	357.395,39
Febbraio	89,8	5%	389.014,73	384.360,55
Marzo	141,0	8%	610.813,77	603.505,99
Aprile	162,0	10%	701.786,03	693.389,86
Maggio	181,0	11%	784.094,27	774.713,37
Giugno	185,0	11%	801.422,32	791.834,10
Luglio	197,0	12%	853.406,47	843.196,31
Agosto	190,0	11%	823.082,38	813.235,02
Settembre	163,0	10%	706.118,04	697.670,05
Ottobre	132,0	8%	571.825,65	564.984,33
Novembre	90,2	5%	390.747,53	386.072,63
Dicembre	76,4	5%	330.965,76	327.006,08
ANNO	141			
TOTALE PER ANNO	1.691		7.325.000,00	7.237.363,70

Quest'ultima andrà infine corretta con le perdite dei trasformatori e della rete.

Il trasformatore viene ampiamente usato nelle reti di trasporto dell'energia elettrica che collegano le centrali elettriche alle utenze (industriali e domestiche); è una macchina elettrica statica (perché non contiene parti in movimento) e reversibile, in grado di operare solo in corrente alternata e che serve per variare i parametri della potenza elettrica apparente (tensione e corrente) in ingresso rispetto a quelli in uscita, mantenendola costante. Il rendimento di un trasformatore è molto alto e le perdite sono molto basse.

Ma alle perdite del trasformatore vanno sommate quelle della rete, dispersioni naturali di energia generate durante il trasporto dell'elettricità dal generatore al punto di immissione in rete, dopodiché la responsabilità è del gestore di rete. Non sono esclusivamente quelle dovute al cosiddetto effetto joule (fenomeno per cui un conduttore attraversato da una corrente elettrica disperde energia sotto forma di calore), ma anche tutte quelle perdite che causano una mancata fatturazione di energia elettrica per le aziende distributrici.

Si avrà quindi l'energia effettivamente prodotta dall'impianto, ottenuta come prodotto tra la producibilità (corretta con il coefficiente di degradazione) e il complementare della percentuale delle perdite dovute ai trasformatori e alla rete. In formula:

Producibilità corretta con perdite (kWh/anno) = Producibilità (kWh/anno) * (1- % Perdite trasformatori e rete)

L'autoconsumo è una delle possibili alternative di valorizzazione dell'energia e rappresenta la quota di energia elettrica prodotta dall'impianto ma non immessa in rete, in quanto autoconsumata direttamente dall'impianto, evitando di dover acquistare la stessa quota di energia al prezzo di mercato: ciò equivale ad un risparmio economico pari al costo dell'energia che sarebbe stata prelevata dalla rete. Si parla dunque di "costo evitato".

L'autoconsumo diretto è la modalità di valorizzazione dell'energia prodotta più remunerativa, poiché significa l'abbattimento del 100% dei costi della bolletta dell'energia autoconsumata. Si tratta, però, di un'opzione possibile solo nel caso in cui il profilo orario di consumo dell'energia si sovrappone temporalmente ad almeno una parte del profilo orario di produzione (ad esempio nel caso del fotovoltaico, ciò accade senz'altro ad un'utenza che consuma molta energia di giorno). Nei momenti in cui l'energia consumata è inferiore a quella prodotta, ad esempio durante i picchi di produzione elettrica, cioè d'estate per il fotovoltaico, l'energia in surplus potrà essere immessa in rete e venduta con la "cessione in rete" (per cui non c'è il problema di dover "dimensionare" l'impianto).

La quantità di autoconsumo è stata ottenuta dal prodotto tra l'energia prodotta e il valore, immesso in input, della percentuale di autoconsumo:

Autoconsumo (kWh) = Producibilità corretta con perdite (kWh) * % Autoconsumo

Successivamente, sottraendo alla quantità totale dell'energia prodotta dall'impianto la quantità di energia autoconsumata, si ottiene la quantità di energia netta immessa in rete, che rappresenta un surplus di energia prodotta e non autoconsumata:

Energia netta immessa in rete (kWh) = Producibilità corretta con perdite (kWh) - Autoconsumo (kWh)

ottenuta dalla seguente equazione, sempre valida:

Energia prodotta = Energia Autoconsumata + Energia immessa in rete

Da come si può facilmente notare, la quantità di energia elettrica prodotta è sempre maggiore o uguale alla quantità di energia elettrica immessa in rete poiché parte della produzione può essere autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete.

Nel presente lavoro è stato deciso di adottare, come regime commerciale di energia scambiata con la rete, il Ritiro Dedicato, modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita al GSE dell'energia elettrica immessa in rete, escludendo quindi lo Scambio Sul Posto dal momento che non è possibile usufruire contemporaneamente dei due servizi.

Per accedere al Ritiro Dedicato, è sufficiente stipulare una semplice convenzione con il GSE, il quale corrisponde al produttore un prezzo per ogni kWh prodotto. Tale regime non prevede incentivi, ma si configura come una semplificazione burocratica per la vendita di energia.

Il regime di "cessione in rete" permette la valorizzazione dell'energia attraverso la sua vendita, che è interessante se l'energia totale annua prodotta supera notevolmente quella (eventualmente) autoconsumata. La cessione in rete può essere parziale, se solo una parte dell'energia viene immessa mentre il resto è autoconsumato, come può accadere ad esempio per un impianto, o totale nel caso in cui non vi sia autoconsumo, come ad esempio per un grande parco fotovoltaico. Per la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immessa in rete si possono usare, come precedentemente esposto, due diverse modalità:

- 1) "indiretta", mediante la stipula di una convenzione di "Ritiro Dedicato" con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che svolge come visto il ruolo di intermediario commerciale;
- 2) "diretta" sul mercato libero, che a sua volta si può effettuare attraverso due differenti canali: la vendita alla "Borsa Elettrica" (in pratica, il mercato elettrico organizzato dal GME, il Gestore dei Mercati Energetici) o direttamente a un grossista ("contratto bilaterale" stipulato sul mercato non regolamentato) dove il produttore entra direttamente in contatto con il mercato.

Nell'ambito dell'unica convenzione, il GSE riconosce i prezzi definiti dall'AEEG per l'energia immessa in rete e maggiorata delle perdite standard (pari al 5,1% in MT e al 10,8% in BT, con AT = 0%), ultimamente modificati in base a quanto riportato: *“il GSE comunica che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (Delibera 175/2012/R/eel del 3 maggio 2012) ha aggiornato i fattori percentuali di perdita da applicare all’energia immessa dagli impianti di generazione distribuita nelle reti di bassa e media tensione (Tabella 4 del TIS - Testo Integrato della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento)” ... “Si informano gli operatori titolari di impianti in regime di ritiro dedicato o scambio sul posto che dal 1° luglio 2012 al 31 dicembre*

2013 l'energia elettrica immessa in rete, ai fini della remunerazione, sarà aumentata dei seguenti valori percentuali:

- + 5,1% per punti di immissione in bassa tensione (BT)
- + 2,4% per punti di immissione in media tensione (MT)''

In riferimento alla cessione dell'energia, il prezzo orario zonale di mercato va applicato non alla semplice energia netta immessa in rete, precedentemente calcolata, ma all'energia immessa in rete maggiorata, vale a dire corretta per il coefficiente di perdita , valido come visto solo nel caso di media e bassa tensione.

Energia maggiorata (kWh) = Energia netta immessa in rete (kWh) * % Maggiorazione

Anno entrata in esercizio	2011
Mese entrata in esercizio	Aprile
Anno inizio valutazione	2013
Semestre di valutazione	1° Semestre
Incidenza sul totale %	100%
Producibilità (kWh)	7.237.363,7
Incidenza producibilità mensile sul totale %	18,59%
Autoconsumo	0,0%
Tensione	MT
Maggiorazione	0,024
Esponente inflazione producibilità	2

TABELLA PER IL CALCOLO DEI RICAVI DA CONTO ENERGIA

Periodo di operatività (anni)	Producibilità(kWh)	Producibilità (kWh) corretta con perdite	Autoconsumo (kWh)	Energia netta immessa in rete (kWh)	Energia immessa maggiorata (kWh)
1	7.237.363,70	7.164.990,06	0,00	7.164.990,06	7.336.949,82
2	7.193.939,52	7.122.000,12	0,00	7.122.000,12	7.292.928,13
3	7.150.775,88	7.079.268,12	0,00	7.079.268,12	7.249.170,56
4	7.107.871,23	7.036.792,51	0,00	7.036.792,51	7.205.675,53
5	7.065.224,00	6.994.571,76	0,00	6.994.571,76	7.162.441,48
6	7.022.832,65	6.952.604,33	0,00	6.952.604,33	7.119.466,83
7	6.980.695,66	6.910.888,70	0,00	6.910.888,70	7.076.750,03
8	6.938.811,48	6.869.423,37	0,00	6.869.423,37	7.034.289,53
9	6.897.178,62	6.828.206,83	0,00	6.828.206,83	6.992.083,79
10	6.855.795,54	6.787.237,59	0,00	6.787.237,59	6.950.131,29
11	6.814.660,77	6.746.514,16	0,00	6.746.514,16	6.908.430,50
12	6.773.772,81	6.706.035,08	0,00	6.706.035,08	6.866.979,92
13	6.733.130,17	6.665.798,87	0,00	6.665.798,87	6.825.778,04
14	6.692.731,39	6.625.804,07	0,00	6.625.804,07	6.784.823,37
15	6.652.575,00	6.586.049,25	0,00	6.586.049,25	6.744.114,43
16	6.612.659,55	6.546.532,95	0,00	6.546.532,95	6.703.649,74
17	6.572.983,59	6.507.253,76	0,00	6.507.253,76	6.663.427,85
18	6.533.545,69	6.468.210,23	0,00	6.468.210,23	6.623.447,28
19	1.207.151,49	1.195.079,97	0,00	1.195.079,97	1.223.761,89
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA PER IL CALCOLO DEI RICAVI DA VENDITA ENERGIA ED AUTOCONSUMO

Periodo di operatività (anni)	Producibilità(kWh)	Producibilità (kWh) corretta con perdite	Autoconsumo (kWh)	Energia netta immessa in rete (kWh)	Energia immessa maggiorata (kWh)
1	7.237.363,70	7.164.990,06	0,00	7.164.990,06	7.336.949,82
2	7.193.939,52	7.122.000,12	0,00	7.122.000,12	7.292.928,13
3	7.150.775,88	7.079.268,12	0,00	7.079.268,12	7.249.170,56
4	7.107.871,23	7.036.792,51	0,00	7.036.792,51	7.205.675,53
5	7.065.224,00	6.994.571,76	0,00	6.994.571,76	7.162.441,48
6	7.022.832,65	6.952.604,33	0,00	6.952.604,33	7.119.466,83
7	6.980.695,66	6.910.888,70	0,00	6.910.888,70	7.076.750,03
8	6.938.811,48	6.869.423,37	0,00	6.869.423,37	7.034.289,53
9	6.897.178,62	6.828.206,83	0,00	6.828.206,83	6.992.083,79
10	6.855.795,54	6.787.237,59	0,00	6.787.237,59	6.950.131,29
11	6.814.660,77	6.746.514,16	0,00	6.746.514,16	6.908.430,50
12	6.773.772,81	6.706.035,08	0,00	6.706.035,08	6.866.979,92
13	6.733.130,17	6.665.798,87	0,00	6.665.798,87	6.825.778,04
14	6.692.731,39	6.625.804,07	0,00	6.625.804,07	6.784.823,37
15	6.652.575,00	6.586.049,25	0,00	6.586.049,25	6.744.114,43
16	6.612.659,55	6.546.532,95	0,00	6.546.532,95	6.703.649,74
17	6.572.983,59	6.507.253,76	0,00	6.507.253,76	6.663.427,85
18	6.533.545,69	6.468.210,23	0,00	6.468.210,23	6.623.447,28
19	6.494.344,42	6.429.400,97	0,00	6.429.400,97	6.583.706,60
20	6.455.378,35	6.390.824,57	0,00	6.390.824,57	6.544.204,36
21	6.416.646,08	6.352.479,62	0,00	6.352.479,62	6.504.939,13
22	6.378.146,20	6.314.364,74	0,00	6.314.364,74	6.465.909,50
23	6.339.877,33	6.276.478,55	0,00	6.276.478,55	6.427.114,04
24	1.171.368,92	1.159.655,23	0,00	1.159.655,23	1.187.486,95
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Alcune precisazioni. È da notare che impostando come semestre di valutazione il secondo, vale a dire considerando il periodo che va da luglio a dicembre, i dati appena calcolati e riferiti unicamente all'anno di inizio valutazione variano. Più precisamente si avrà un dimezzamento della quantità di energia prodotta e, di conseguenza, a di tutte le altre voci ottenute a partire da questa, solamente nell'anno riferito all'inizio della valutazione (periodo di operatività = 1), essendo già trascorsa la prima metà dell'anno (2° Semestre = 50%).

Tale discorso ovviamente non risulta valido prendendo in considerazione, come accade nell'esempio, l'intero anno (1° Semestre = 100%).

Per ottenere l'incidenza della producibilità mensile sul totale, è stata considerata la tabella sopra esposta con i dati riferiti all'irraggiamento mensile; in particolare è stata effettuata la somma delle producibilità a partire dal mese di entrata in esercizio dell'impianto fino a fine anno. Nell'esempio, considerando l'impianto entrato nel mese di aprile, il valore della producibilità sarà dato dalla sommatoria delle producibilità mensili, a partire da aprile fino ad arrivare a dicembre, che equivale, in termini numerici, a $5.963.448,46 \text{ kWh} = 701.786,03 + 784.094,27 + 801.422,32 + 853.406,47 + 823.082,38 + 706.118,04 + 571.825,65 + 390.747,53 + 330.965,76$.

Successivamente, calcolando il complementare e dividendolo per il totale, si ottiene la grandezza desiderata:

$$7.325.000 - 5.963.448,46 = 1.361.551,54 \text{ kWh}$$

$$1.361.551,54 \text{ kWh} : 7.325.000 \text{ kWh} = 18,59 \% .$$

Tutte le informazioni e considerazioni effettuate fino ad ora hanno come finalità quella di determinare le entrate derivanti dalle attività dell'impianto.

Si hanno a proposito tre tipi di guadagno.

1) Ricavi da Conto Energia

I ricavi da Conto Energia sono quelli che beneficiano della tariffa incentivante, e come tali avranno una durata pari a quella del CE (nell'esempio sarà pari a 18 anni e non a 20 anni, in quanto l'inizio della valutazione non coincide con l'entrata in esercizio dell'impianto). Per calcolarli sono stati presi come riferimento i valori della tabella per il calcolo dei ricavi da Conto Energia:

$$\text{Ricavi da Conto Energia (€/anno)} = \text{Producibilità (kWh/anno)} * \text{Tariffa incentivante (€/kWh)}$$

2) Ricavi da vendita energia

La seconda fonte diretta di reddito è quella derivante dall'eventuale vendita dell'energia prodotta. Riprendendo quanto detto inizialmente, l'energia elettrica immessa in rete dai produttori e ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici con il meccanismo del Ritiro Dedicato viene valorizzata dal GSE al "prezzo medio zonale orario", ovvero al prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. Più precisamente, i prezzi di mercato sono quelli stabiliti giorno per giorno dalle dinamiche di domanda e offerta che si sviluppano nella Borsa elettrica. Mentre ai clienti finali del mercato elettrico viene addebitati in bolletta un unico prezzo medio per tutto il territorio nazionale (PUN, Prezzo Unitario Nazionale), ai produttori viene riconosciuto il Prezzo Zonale Orario (PZO), variabile in base alla zona geografica dell'impianto. Tale prezzo viene corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore e il profilo viene determinato dal gestore della rete.

Tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino ad 1 MW (con l'eccezione delle centrali ibride), hanno diritto invece a prezzi minimi garantiti, differenziati per scaglioni e aggiornati annualmente dall'AEEG; gli scaglioni dell'energia elettrica vengono calcolati con riferimento all'energia immessa maggiorata del relativo coefficiente di perdita per gli impianti connessi in bassa e media tensione. Tali prezzi risultano sempre vantaggiosi rispetto a quelli zonali

di mercato. Infatti, se su base annua dovesse risultare che i prezzi di mercato avrebbero potuto fruttare di più al produttore, il GSE provvede ad effettuare un conguaglio a suo favore.

In input è stato inserito il valore del prezzo zonale orario, chiamato prezzo di vendita dell'energia, essendo l'impianto analizzato di potenza superiore ad 1 MW.

Assumption operative	
Prezzo vendita energia (€/kWh)	0,0788
Prezzo energia rete (€/kWh)	0,12

Ricavi da vendita energia (€/anno) = Energia immessa maggiorata (kWh/anno) * Prezzo vendita energia (€/kWh)

dove il prezzo di vendita è stato corretto con l'inflazione dell'energia, dato precedentemente inserito in input dal momento che, come visto, qualsiasi processo valutativo che consideri l'utilizzo di valori monetari deve fare i conti con l'inflazione:

Prezzo vendita energia (€/kWh) = Prezzo zonale orario (€/kWh) * (1+ % Inflazione energia) ^ Esponente inflazione energia

Tale esponente è stato calcolato come differenza tra l'anno di inizio valutazione e l'anno di riferimento del costo dell'energia, indicante l'anno a cui il prezzo dell'energia fa riferimento:

Esponente inflazione energia = Anno inizio valutazione – Anno riferimento costo energia

Anno riferimento costo energia	2013
Esponente inflazione energia	0
Anno riferimento costi operativi	2013
Esponente inflazione costi	0
Anno riferimento producibilità	2011
Esponente inflazione producibilità	2
Esponente inflazione terreno	2

È da notare che questa tipologia di ricavi, a differenza della precedente, avrà una durata pari alla vita utile dell'impianto dal momento che non beneficia di alcun incentivo (riprendendo l'esempio, i ricavi da vendita energia avranno una durata pari a 23 anni e non a 25 sempre per il discorso che l'anno di inizio valutazione differisce da quello di entrata in esercizio) e, di conseguenza, il valore dell'energia immessa è stato preso dalla tabella per il calcolo dei ricavi da vendita energia ed autoconsumo, questi ultimi realizzati grazie alla percentuale di energia immediatamente consumata e non immessa in rete.

3) Ricavi da autoconsumo

Optando per il Ritiro Dedicato si può autoconsumare l'energia prodotta dall'impianto, energia che viene sottratta alla vendita ottenendo un guadagno, non nel senso di un'entrata vera e propria, ma come una mancata spesa. I contributi del Conto Energia sono infatti cumulabili sia con l'autoconsumo (se presente), sia con i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica residua. I "ricavi" da autoconsumo vengono quindi valorizzati come l'energia autoconsumata per il prezzo retail dell'energia elettrica, ossia il prezzo a cui l'energia verrebbe comprata se non si facesse autoconsumo. Il prezzo retail in Italia è tipicamente sui 20 €cent/kWh (per utenti domestici) e sui 12 €cent/kWh (per utenti industriali) (sulla base dei rapporti pubblicati dall'AEEG).

Per i calcoli è stato quindi considerato il costo che si sarebbe dovuto sostenere prelevando la corrispettiva quantità di energia autoconsumata dalla rete; ecco perché si parla di "costo evitato", in quanto autoconsumando si riesce ad evitare un esborso pari al prezzo con il quale tale energia verrebbe pagata nel caso fosse prelevata dalla rete.

$$\text{Ricavi da autoconsumo (€/anno)} = \text{Prezzo energia rete (€/kWh)} * \text{Autoconsumo (kWh/anno)}$$

dove il prezzo dell'energia prelevata dalla rete è stato anch'esso corretto con l'inflazione dell'energia, ugualmente a quanto visto per quello di vendita dell'energia.

Periodo di operatività	Ricavi da conto energia(€/anno)	Prezzo vendita energia (€/kWh)	Ricavi da vendita energia(€/anno)	Prezzo energia rete (€/kWh)	Ricavi da autoconsumo(€/anno)
1	2.265.294,84	0,08	578.151,65	0,12	0,00
2	2.251.703,07	0,08	583.302,98	0,12	0,00
3	2.238.192,85	0,08	588.500,21	0,12	0,00
4	2.224.763,69	0,08	593.743,74	0,13	0,00
5	2.211.415,11	0,08	599.034,00	0,13	0,00
6	2.198.146,62	0,08	604.371,39	0,13	0,00
7	2.184.957,74	0,09	609.756,34	0,13	0,00
8	2.171.847,99	0,09	615.189,27	0,13	0,00
9	2.158.816,91	0,09	620.670,61	0,14	0,00
10	2.145.864,01	0,09	626.200,78	0,14	0,00
11	2.132.988,82	0,09	631.780,23	0,14	0,00
12	2.120.190,89	0,09	637.409,39	0,14	0,00
13	2.107.469,74	0,09	643.088,71	0,14	0,00
14	2.094.824,92	0,10	648.818,63	0,15	0,00
15	2.082.255,97	0,10	654.599,61	0,15	0,00
16	2.069.762,44	0,10	660.432,09	0,15	0,00
17	2.057.343,86	0,10	666.316,54	0,15	0,00
18	2.044.999,80	0,10	672.253,42	0,15	0,00
19	377.838,42	0,10	678.243,20	0,16	0,00
20	0,00	0,10	684.286,34	0,16	0,00
21	0,00	0,11	690.383,33	0,16	0,00
22	0,00	0,11	696.534,65	0,16	0,00
23	0,00	0,11	702.740,77	0,17	0,00
24	0,00	0,11	131.787,44	0,17	0,00
25	0,00	0,11	0,00	0,17	0,00
26	0,00	0,11	0,00	0,17	0,00
27	0,00	0,12	0,00	0,18	0,00
28	0,00	0,12	0,00	0,18	0,00
29	0,00	0,12	0,00	0,18	0,00
30	0,00	0,12	0,00	0,18	0,00
31	0,00	0,12	0,00	0,19	0,00

Quanto visto fino ad ora è valido se si considerano gli impianti entrati in esercizio dal Secondo al Quarto Conto Energia.

Con l'entrata in vigore del Quinto Conto Energia viene premiata, oltre alla produzione di energia elettrica tramite la cosiddetta tariffa omnicomprensiva, anche la capacità di consumare l'energia elettrica autoprodotta usufruendo di uno specifico premio erogato dal GSE, con la tariffa premio da autoconsumo, una particolare "tariffa premiante" per tutta l'energia autoconsumata.

La percentuale di energia elettrica autoconsumata ha così prodotto un utile pari al premio per autoconsumo. Maggiore è l'autoconsumo, maggiore è il beneficio economico.

Per quanto riguarda quindi i ricavi da autoconsumo, considerando un impianto che usufruisce del Quinto CE, vanno sommati ai ricavi da autoconsumo precedentemente calcolati quelli ottenuti con la nuova normativa, vale a dire:

$$\text{Ricavi da autoconsumo (€/anno)} = \{\text{Prezzo energia rete (€/kWh)} * \text{Autoconsumo (kWh/anno)}\} + \{\text{Tariffa premio da autoconsumo (€/kWh)} * \text{Autoconsumo (kWh/anno)}\}$$

La tariffa omnicomprensiva, come più volte sottolineato, è un incentivo monetario che viene concesso solo per l'energia elettrica netta immessa in rete, vale a dire solo per l'elettricità effettivamente ceduta alla rete, al netto degli autoconsumi. Il valore economico della tariffa incorpora, seppur non in maniera esplicita, sia una quota incentivante, sia un corrispettivo per la vendita dell'energia (per questo motivo viene definita "omnicomprensiva"). In altre parole, il produttore che ne beneficia non ha il diritto di vendere l'energia prodotta, rinunciando ad un qualsiasi ulteriore corrispettivo economico.

Ecco spiegato il motivo per il quale nel calcolo dei ricavi, oltre a quelli derivanti da autoconsumo, vengono determinati soltanto quelli da Conto Energia considerando nulli quelli derivanti dalla vendita di energia (Ricavi da vendita energia = 0).

$$\text{Ricavi da Conto Energia (€/anno)} = \text{Tariffa omnicomprensiva (€/kWh)} * \text{Energia netta immessa in rete (kWh/anno)}$$

Di seguito si riporta la tabella riassuntiva delle tre voci di guadagno esaminate:

Periodo di operatività	Ricavi da Conto Energia (€/anno)	Ricavi da vendita energia (€/anno)	Ricavi da autoconsumo (€/anno)
1	2.265.294,84	578.151,65	0,00
2	2.251.703,07	583.302,98	0,00
3	2.238.192,85	588.500,21	0,00
4	2.224.763,69	593.743,74	0,00
5	2.211.415,11	599.034,00	0,00
6	2.198.146,62	604.371,39	0,00
7	2.184.957,74	609.756,34	0,00
8	2.171.847,99	615.189,27	0,00
9	2.158.816,91	620.670,61	0,00
10	2.145.864,01	626.200,78	0,00
11	2.132.988,82	631.780,23	0,00
12	2.120.190,89	637.409,39	0,00
13	2.107.469,74	643.088,71	0,00
14	2.094.824,92	648.818,63	0,00
15	2.082.255,97	654.599,61	0,00
16	2.069.762,44	660.432,09	0,00
17	2.057.343,86	666.316,54	0,00
18	2.044.999,80	672.253,42	0,00
19	377.838,42	678.243,20	0,00
20	0,00	684.286,34	0,00
21	0,00	690.383,33	0,00
22	0,00	696.534,65	0,00
23	0,00	702.740,77	0,00
24	0,00	131.787,44	0,00
25	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	0,00
31	0,00	0,00	0,00

Il caso analizzato, non prevedendo alcuna percentuale di autoconsumo, presenterà ovviamente ricavi da autoconsumo nulli.

A riprova di quanto detto, andiamo a variare alcuni dati di input: al posto del Terzo Conto Energia inseriamo il Quinto e introduciamo una percentuale di autoconsumo pari per esempio al 10%. Si otterranno ricavi da Conto Energia e da autoconsumo, essendo la voce dei ricavi da vendita nulla:

Conto Energia	V
Anno	1° Semestre 2012
Tipologia	Altri impianti
P (kWp)	1000<P≤5000
Tariffa incentivante (€/kWh)	0,120
Tariffa premio da autoconsumo (€/kWh)	0,038

Periodo di operatività	Ricavi da Conto Energia (€/anno)	Ricavi da vendita energia (€/anno)	Ricavi da autoconsumo (€/anno)
1	773.818,93	0,00	113.206,84
2	769.176,01	0,00	113.809,56
3	764.560,96	0,00	114.420,09
4	759.973,59	0,00	115.038,47
5	755.413,75	0,00	115.664,77
6	750.881,27	0,00	116.299,05
7	746.375,98	0,00	116.941,35
8	741.897,72	0,00	117.591,74
9	737.446,34	0,00	118.250,28
10	733.021,66	0,00	118.917,02
11	728.623,53	0,00	119.592,02
12	724.251,79	0,00	120.275,34
13	719.906,28	0,00	120.967,04
14	715.586,84	0,00	121.667,18
15	711.293,32	0,00	122.375,83
16	707.025,56	0,00	123.093,05
17	702.783,41	0,00	123.818,90
18	698.566,71	0,00	124.553,43
19	129.068,64	0,00	125.296,73
20	0,00	0,00	126.048,85
21	0,00	0,00	126.809,85
22	0,00	0,00	127.579,81
23	0,00	0,00	128.358,78
24	0,00	0,00	24.005,47
25	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	0,00
31	0,00	0,00	0,00

Da ultimo, occorre notare che la durata dei ricavi non coincide sempre con quella indicata inizialmente. Detto altrimenti, può verificarsi il fatto che il periodo del Conto Energia per i ricavi da CE e quello effettivo per le altre due voci di ricavo sia maggiore di quello indicato in input: questo accade quando si considerano impianti entrati in esercizio in un mese diverso da gennaio.

Come avviene nell'esempio, l'impianto entra in esercizio nel mese di aprile generando ricavi da Conto Energia per 19 anni e da vendita energia per 24 anni (le rispettive durate erano previste di 18 anni per i primi e di 23 anni per i secondi).

I valori presenti in questi "anni in più" sono però molto inferiori rispetto a quelli degli altri anni.

A tal proposito trova utilità il valore precedentemente calcolato dell'incidenza della producibilità mensile sul totale: moltiplicando infatti tale percentuale per il guadagno relativo all'ultimo anno, si ottiene un valore che rappresenta i ricavi che non sono stati conteggiati nell'anno di entrata in esercizio, proprio per il fatto che l'impianto ha iniziato ad essere operativo ad anno iniziato.

Tornando all'esempio, considerando i ricavi da Conto Energia, tale periodo dovrebbe essere di 18 anni e 3 mesi (gennaio, febbraio e marzo) con un guadagno al diciannovesimo anno pari a 2.044.999,80 (€/anno) * 18,59% = 377.838,42 (€/anno), avendo scelto l'anno come grandezza di riferimento per l'ampiezza dei flussi di cassa.

Stesso discorso vale, oltre che per le entrate, anche per le uscite.

Per determinare il beneficio economico derivante dall'investimento in un asset immobiliare occorre conoscere anche le uscite che contribuiscono a definire, insieme alle entrate, il cosiddetto flusso di cassa.

Le voci di costo prevalenti in un impianto fotovoltaico (e che sono state considerate nella costruzione di tale modello) sono:

- Costi di O&M (Operation and Maintenance, ovvero costi di funzionamento e manutenzione ordinaria): rientrano in queste voci di costo tutte le operazioni di conduzione e gestione di un impianto.

Un contratto di manutenzione dell'impianto può pesare, in funzione del livello di assistenza concordato, circa l'1%-2% dei costi iniziali d'investimento, all'anno (nella letteratura variano tra lo 0,8% e il 3%). L'attività di manutenzione consiste generalmente nel tenere monitorato l'impianto (sia da remoto, sia mediante ispezioni programmate), segnalando (o prevenendo) eventuali anomalie. Il sistema di monitoraggio fotovoltaico è necessario per tenere sotto controllo l'efficienza e l'efficacia dell'impianto fotovoltaico, aumentandone così il rendimento e la produttività. Un buon sistema di monitoraggio di impianti fotovoltaici è una soluzione tecnologica che non si limita ad analizzare i dati di produzione dell'asset ma deve essere in grado di segnalare immediatamente tramite allarmi sia i cali di performances sia il guasto di alcune parti dell'impianto (inverter, quadri di stringa, sezionatori ecc.).

Un fattore importante dei costi di manutenzione è infatti la vita dell'impianto. È probabile che una parte dell'elettronica di potenza (inverter) debba essere sostituita prima della fine vita dell'impianto. In genere, gli inverter hanno una vita più breve dei pannelli e in conseguenza devono essere sostituiti prima della fine di vita dell'impianto stesso.

Il generatore fotovoltaico produce corrente continua ma, per utilizzare l'energia elettrica prodotta ed immetterla nella rete di distribuzione occorre trasformarla in corrente alternata, con caratteristiche di ampiezza e frequenza adatte alla rete elettrica. L'inverter è il dispositivo elettronico in grado di convertire la corrente continua in corrente alternata; è quindi un componente molto importante per l'efficienza, la produttività e l'affidabilità dell'impianto fotovoltaico. Adattando la corrente e la tensione del generatore a quella della rete, controlla e gestisce l'intero sistema e protegge contro guasti, sovratensioni e sovraccarichi (è infatti l'ultimo componente costituente l'impianto fotovoltaico).

Considerando che la vita media di un inverter viene ritenuta mediamente di 10/15 anni, è necessario sostenere un esborso aggiuntivo per l'acquisto di uno nuovo; per evitare di sostenere una ulteriore spesa, spesso quest'ultimo viene incluso nel contratto O&M. Nel caso in cui per

esempio l'inverter venga cambiato due volte lungo la vita del progetto, i costi O&M possono aumentare notevolmente fino al 20% del costo d'investimento. Molti proprietari di impianti inoltre stipulano un'estensione di garanzia che li tutela da eventuali rotture o guasti degli inverter durante il loro funzionamento, ovvero è l'O&M Contractor che stipula, per conto del cliente, l'estensione di garanzia.

Concludendo, il proprietario può decidere di accollarsi il costo di sostituzione dell'inverter (€/kW), che difatti è un costo d'investimento aggiuntivo, oppure decidere di far assumere il rischio della sostituzione all'O&M Contractor.

Per il range del costo di sostituzione è stata ipotizzata (dai dati ottenuti da analisi di mercato) una variazione tra un minimo di 80 €/kWh e un massimo di 120 €/kWh, in base alla grandezza dell'impianto. Nel caso si verifichi la necessità di sostituire l'inverter, bisogna quindi sostenere un esborso aggiuntivo che avviene in un determinato anno, compreso nei 20 anni di durata del Conto Energia. Nell'esempio è stato ipotizzato avvenga al dodicesimo anno ma, tenendo in considerazione la variabile dell'anno di inizio di valutazione, l'anno di sostituzione dell'inverter risulterà pari a:

$$\text{Anno sostituzione inverter} = 12 - (\text{Anno inizio valutazione} - \text{Anno entrata in esercizio})$$

Sostituzione inverter	SI
Costo sostituzione inverter (€/kW)	84
Sostituzione inverter	€ 420.000,00
Anno sostituzione inverter	10

- Assicurazione: necessaria a coprire rischi quali danneggiamento, furto, eventi atmosferici che possano compromettere il funzionamento dell'impianto fotovoltaico. I costi assicurativi, a differenza di quelli di manutenzione, difficilmente superano l'1% dei costi iniziali di investimento (all'anno). In termini di costo specifico possono pesare tra i 10 e i 20 €/kWp/anno. È importante sottolineare come il tema della vigilanza sia un aspetto critico e, conseguentemente, l'assicurazione sarà tanto più economica quanto i sistemi di monitoraggio e di prevenzione di danni e furti saranno adeguati ai rischi.
- Sicurezza e vigilanza: dovuto ad esempio al monitoraggio degli impianti (camere di sicurezza).
- Altri costi G&A (General & Administrative): rientrano tipicamente le spese societarie, di contabilità, bolli, vidimazioni postali, canoni sim, ecc.

- Management fees per gestione asset (Commissioni di gestione): ne è un esempio il compenso pagato dalla società di gestione per le scelte di investimento operate. Tali oneri vengono commissionati a terzi per la gestione ad esempio delle pratiche con il GSE, la gestione ed estensione delle garanzie, i pagamenti delle tasse locali, il controllo delle performance economiche-finanziarie, ecc. Questa voce di costo rientra tipicamente nella voce contratto di servizi.
- Agency fee : costi bancari, che generalmente la banca applica nei finanziamenti.
- Oneri accesso rete e corrispettivi per il ritiro dedicato: sono costi minori da corrispondere al GSE per i servizi effettuati o comunque in relazione all'energia immessa.
- Costo dispacciamento/Oneri di sbilanciamento: oneri a carico dei soggetti che immettono o prelevano energia dalla rete (utenti del dispacciamento) in misura diversa da quanto definito secondo i programmi di immissione e prelievo.

L'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, come modificato dalla deliberazione 281/2012/R/efr, prevede che il GSE calcoli, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al medesimo GSE. Tale quota residua è trasferita per ciascuna unità di produzione secondo le modalità previste dal documento "Regole Tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero". Le modalità di attribuzione sono comuni sia al Ritiro Dedicato, sia alla Tariffa Fissa Onnicomprensiva.

Per le unità di produzione di qualsiasi potenza, in sintesi, la quota residua del corrispettivo di sbilanciamento (detta anche quota onerosa) è calcolata considerando la differenza tra:

- il corrispettivo di sbilanciamento, espresso in euro, attribuito da Terna al punto di dispacciamento;
- la valorizzazione a prezzo di mercato dello sbilanciamento effettivo registrato nello stesso periodo e nello stesso punto dato dal prodotto tra il prezzo di vendita che si forma nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento in esito ai mercati del GME e lo sbilanciamento fisico effettivo attribuito dal GSE al punto di dispacciamento sulla base della differenza tra l'effettiva immissione e il programma finale di immissione accettato in esito ai mercati del GME.

Dal rapporto tra la quota onerosa mensile e l'energia immessa nel mese nel punto di dispacciamento il GSE determina il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile ai sensi della Delibera n. 111/06 - Allegato A.

Questo discorso trova validità anche per le fonti di energia rinnovabili non programmabili, quale appunto l'energia prodotta dal fotovoltaico. Come ricorda la stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas “la «*non programmabilità*» delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non consiste nella impossibilità di prevedere l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, quanto piuttosto nella difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. Infatti, la produzione di energia elettrica non programmabile è caratterizzata dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, anche se con differenti livelli di precisione a seconda della fonte e dalle situazioni”.

Oneri di sbilanciamento (€/anno) = Costo dispacciamento (€/kWh) * Energia netta immessa in rete (kWh)

dove per il costo di dispacciamento per la fonte fotovoltaica è atteso in un range che va da un minimo di 0 €/MWh ad un massimo di 10 €/MWh (valori ottenuti in base a stime di mercato).

- Energia elettrica (non compresa in autoconsumo): corrisponde alla fornitura di energia elettrica in assorbimento dalla rete, quando l'impianto non produce, ad esempio di notte o nei giorni di bassissima produzione, causa condizioni climatiche avverse (cielo parzialmente coperto o nuvoloso). L'impianto ha infatti dei consumi relativamente costanti, come l'assorbimento dei macchinari ed i servizi ausiliari (allarme, videosorveglianza, eventuale illuminazione...).
- Altri costi: tra questi sono compresi quelli di contingency (i rischi di contingency sono quei rischi a cui è collegata una probabilità molto bassa di accadimento ma, nell'evenienza in cui dovessero presentarsi, i costi per l'impresa potrebbero essere ingenti), royalties (si tratta di canoni periodici che, se previsti, vengono corrisposti periodicamente dal franchisee (affiliante) al franchisor (affiliato) e calcolati solitamente in percentuale sul fatturato, come compenso delle prestazioni fornite dal franchisor per la durata del contratto), servizi amministrativi GSE ecc.
- Terreno (compravendita): questa voce di costo rappresenta la spesa di capitale o CAPEX (dall'inglese CAPital EXpenditure) necessaria per sviluppare o fornire beni durevoli. In questo caso l'acquisto del terreno è da considerarsi come un CAPEX, mentre il costo annuale nel caso di affitto o di canone del diritto di superficie rappresenta la spesa operativa o OPEX (dal termine inglese OPerating EXpenditure) necessaria per la gestione dello stesso.

I piccoli impianti fotovoltaici, solitamente, vengono ubicati sul tetto della struttura che li accoglie. I grandi impianti, in particolare quelli industriali, occupano volumi non indifferenti e quindi occorre acquistare un terreno in grado di accoglierli. E' possibile tuttavia costruire impianti fotovoltaici su terreni agricoli. Questo costituisce un vantaggio per il soggetto investitore: un terreno industriale, infatti, ha un costo maggiore in quanto scaturisce da una forte componente contrattuale. Per tale motivo c'è anche la possibilità che si presentino differenti livelli di prezzo per terreni della stessa dimensione, ma ubicati in differenti aree geografiche. I prezzi dei terreni agricoli sono invece stabili (questo aiuta ad effettuare una valutazione generica come quella presentata in questa sede), che variano tra gli 1,5 €/mq e i 5 €/mq.

Attualmente il D.L. 1/2012, coordinato con la legge di conversione 27/2012 ha modificato le condizioni per l'accesso agli incentivi agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole.

In particolare l'articolo 65 comma 1 della Legge 27/2012, recita *“1. Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28”*. In aggiunta, il comma 2 della medesima legge prevede che le limitazioni del comma 1 non si applichino agli impianti su aree agricole per i quali sia stato conseguito il titolo abilitativo entro il 29 marzo 2011 (entrata in vigore del D.lgs. 3 marzo 2011 n.28 il quale ha normato in modo definitivo le installazioni fotovoltaiche su terreni agricoli, prevedendo restrizioni in termini di potenza massima installabile e di rapporto fra la superficie occupata dall'impianto e quella totale. Tale normativa si pone l'obiettivo di preservare i terreni agricoli da improprie speculazioni pur lasciando alle imprese agricole la possibilità di realizzare impianti fotovoltaici ad integrazione dell'attività agricola) o per il quale sia stata presentata richiesta per il conseguimento del titolo entro il 1° gennaio 2011, a condizione che gli impianti siano entrati in esercizio entro il 24 maggio 2012.

Con la compravendita, il venditore del terreno cede all'acquirente la proprietà dello stesso, che ne diventa così il proprietario.

Nella realtà i fondi sono soliti ricorrere all'affitto del diritto di superficie del terreno/tetto sul quale costruirsi l'impianto stipulando, come si vedrà più avanti, contratti di locazione con i proprietari degli immobili (terreni/fabbricati). Può accadere però che, anche in questi casi, il fondo acquisti il terreno al fine di costruirvi al di sopra non l'impianto fotovoltaico, ma le cabine di trasformazione necessarie per trasformare la tensione per la distribuzione dell'energia elettrica.

Le stazioni o cabine di trasformazione sono apparecchiature che servono per trasferire l'energia elettrica tra linee elettriche a tensioni diverse. Le linee di trasmissione AAT servono per il

trasporto dell'energia elettrica su grandi distanze, sono collegate alle stazioni di trasformazione AAT/AT, dette anche stazioni primarie, le quali trasformano l'energia dalla tensione di trasporto a quella di distribuzione ad AT; ad esse sono collegate le linee elettriche di distribuzione ad AT che collegano una stazione di trasformazione con quella successiva (o sono incaricate alla fornitura di energia elettrica alle grandi utenze). Procedendo troviamo le stazioni di trasformazione AT/MT, o cabine primarie, che trasformano l'energia elettrica dall'AT alla MT di distribuzione. Le linee elettriche a MT si distinguono in linee principali, o "dorsali", che garantiscono la fornitura a grandi clienti e linee secondarie, o "derivazioni", che interessano i singoli territori comunali. Esse sono collegate alle cabine di trasformazione MT/BT, o cabine secondarie, che trasformano l'energia elettrica dalla MT alla BT. Le linee elettriche BT sono quelle che trasportano la fornitura alle piccole utenze: entrano negli edifici e alimentano il quadro contatori, che distribuisce corrente ai singoli utenti.

Risulta chiaro il motivo per il quale è necessario sostenere un esborso aggiuntivo per l'acquisto del terreno: la cabina serve per passare dal voltaggio dell'impianto al voltaggio della media tensione. Ancora una volta, quello che succede dopo è responsabilità del distributore.

O&M	€	190.000,00
Assicurazione	€	25.668,00
Sicurezza e Vigilanza	€	-
Altri costi G&A	€	18.432,00
Management fees per gestione asset	€	24.969,00
Agency fee	€	31.995,00
Oneri accesso rete	€	-
Costo dispacciamento (€/MWh)		4
Sostituzione inverter	SI	
Costo sostituzione inverter (€/kW)		84
Sostituzione inverter	€	420.000,00
Anno sostituzione inverter		10
Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)	€	-
Altri costi	€	132,00
Costo terreno (compravendita)	€	520.000,00

Anche i costi, come i ricavi, vanno inflazionati. È opportuno quindi inserire, per ogni voce di costo, il relativo valore dell'inflazione (solitamente al tasso ISTAT assunto al 2%), eccezion fatta per quello di dispacciamento e per l'energia elettrica (non compresa in autoconsumo), indicizzate allo stesso valore dell'energia.

Inflazione energia	1,5%
O&M	1,5%
Assicurazione	2%
Sicurezza e vigilanza	2%
Altri costi G&A	2%
Management fees per gestione asset	2%
Agency fee banca	2%
Oneri accesso rete	2%
Costo dispacciamento	1,5%
Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)	1,5%
Altri costi	2%
Inflazione terreno	2%

Nel calcolo dei flussi di cassa l'inflazione rappresenta un elemento positivo sia per quanto riguarda i ricavi derivanti dalla produzione di energia che per il terreno, mentre per le voci di costo e per gli assorbimenti per i consumi ausiliari di energia è negativo.

Stesso discorso visto per i ricavi vale anche per i costi. Se il semestre di valutazione fosse stato il secondo, si avrebbe avuto un dimezzamento della quantità di tali voci di costo esclusivamente per quanto riguarda il primo anno di funzionamento, dal momento che al 2° Semestre corrisponde una percentuale del 50%. Inoltre bisogna calcolare anche il valore dell'incidenza dei costi sul totale, ottenuta però diversamente da quella riferita alla producibilità.

Più precisamente, è stato attribuito ad ogni mese un numero da 0 a 11 come di seguito riportato:

Gennaio	0
Febbraio	1
Marzo	2
Aprile	3
Maggio	4
Giugno	5
Luglio	6
Agosto	7
Settembre	8
Ottobre	9
Novembre	10
Dicembre	11

e successivamente, in base al mese di entrata in esercizio, è stato rapportato il numero del mese corrispondente sul totale (nell'esempio $3 : 11 = 27\%$); tale percentuale va applicata alle singole voci di costo presenti all'ultimo anno, essendo l'impianto entrato in funzionamento ad anno iniziato.

Mese entrata in esercizio	Aprile
Incidenza costi sul totale %	27%
Anno inizio valutazione	2013
Semestre di valutazione	1° Semestre
Incidenza sul totale %	100%

COSTI €/ANNO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
O&M	190.000	192.850	195.743	198.679	201.659	204.684	207.754	210.871	214.034	217.244	220.503	223.810	227.167	230.575	234.034	237.544	241.107	244.724	248.395	252.121	255.902	259.741	263.637	267.580
Assicurazione	25.668	26.181	26.705	27.239	27.784	28.340	28.906	29.484	30.074	30.676	31.289	31.915	32.553	33.204	33.868	34.546	35.237	35.941	36.660	37.393	38.141	38.904	39.682	40.475
Sicurezza e vigilanza	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri costi G&A	18.432	18.801	19.177	19.560	19.951	20.350	20.757	21.173	21.596	22.028	22.469	22.918	23.376	23.844	24.321	24.807	25.303	25.809	26.325	26.852	27.389	27.937	28.495	29.063
Management fees per gestione asset	24.969	25.468	25.724	26.110	26.501	26.899	27.302	27.712	28.127	28.549	28.978	29.412	29.853	30.301	30.756	31.217	31.685	32.161	32.643	33.133	33.630	34.134	34.646	35.164
Agency fee banca	31.995	32.635	33.288	33.953	34.632	35.325	36.032	36.752	37.487	38.237	39.002	39.782	40.577	41.389	42.217	43.061	43.922	44.801	45.697	46.611	47.543	48.494	49.464	50.452
Oneri accesso rete	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo dispacciamento	28.660	28.915	29.349	29.789	30.236	30.690	31.150	31.617	32.092	32.573	33.061	33.557	34.061	34.572	35.090	35.617	36.151	36.693	37.244	37.802	38.369	38.945	39.529	40.120
Sostituzione inverter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	420.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri costi	132	135	137	140	143	146	149	152	155	158	161	164	167	171	174	178	181	185	189	192	196	200	204	57

Le criticità relative alla valutazione dell'investimento, come inizialmente evidenziato, riguardano sia la stima dei flussi di cassa, sia quella del tasso di attualizzazione. Sono queste due importanti operazioni che potrebbero distorcere il processo di stima del valore d'investimento o di mercato del "bene operativo". La determinazione dei flussi di cassa non crea particolari problemi in quanto è imperniata su valori contabili reali, cosa che non accade per il tasso di sconto il quale presenta diverse criticità, essendo calcolato da valori stimati a volte in modo troppo approssimativo.

Prendendo a riferimento la tabella del Conto Economico, sottraendo dalle entrate precedentemente calcolate le uscite derivanti dal funzionamento dell'impianto, si ottengono flussi di cassa chiamati EBITDAR (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, Amortization, and Rent (or Restructuring) costs, ovvero gli utili al lordo degli interessi, delle imposte, delle svalutazioni, degli ammortamenti e dell'affitto/ristrutturazione, praticamente lo stesso calcolo per ottenere l'EBITDA, con l'eccezione che gli affitti e/o costi di ristrutturazione vengono esclusi dalle spese):

EBITDAR (€/anno) = Totale Ricavi Netti – Totale Costi Operativi

Anno
Anno di operatività
Ricavi da conto energia
Ricavi da vendita
Ricavi da autoconsumo
TOTALE RICAVI NETTI
O&M
Assicurazione
Sicurezza e vigilanza
Altri costi G&A
Management fees per gestione asset
Agency fee banca
Oneri accesso rete
Costo dispacciamento
Sostituzione inverter
Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)
Altri costi
TOTALE COSTI OPERATIVI
EBITDAR

Processo di attualizzazione dei flussi

Investire in un impianto fotovoltaico è un'attività con un livello di rischiosità che spesso non viene appropriatamente considerato nelle tecniche standard di valutazione di tali investimenti. Infatti, l'installazione di un impianto fotovoltaico volto alla produzione/vendita di energia è un business che include molte opportunità ma anche molte minacce. Tale business comporta soprattutto l'assunzione di rischi di contesto ed operativi. I primi sono imputabili a cause esterne legate all'andamento del prezzo dell'energia, all'irraggiamento ed a eventi atmosferici (minacce), i secondi invece sono relativi a caratteristiche intrinseche del progetto come la localizzazione dell'impianto, la tipologia della tecnologia e dei materiali (debolezze).

Come in tutti i progetti di investimento, anche investire in un impianto fotovoltaico, sia di grandi che di piccole dimensioni, è un progetto che include diversi rischi i quali incidono direttamente sui flussi di cassa del progetto attraverso l'attualizzazione dei flussi stessi. Risulta pertanto essenziale identificare tali rischi per due motivi: in primo luogo per individuarne la natura e capire quali possono essere evitati o neutralizzati attraverso procedure di risk assesment; in secondo luogo per individuare il rischio sistematico del business che va ad incidere direttamente sul tasso utilizzato per scontare tali flussi di cassa.

Come già accennato, l'attività considerata nel modello fa riferimento alla vendita di energia, tramite il servizio del Ritiro Dedicato, e dunque andrà valutata. Tale attività è considerata molto rischiosa perché dipende prevalentemente da fattori esterni.

I rischi esterni hanno origine sistematica: essi non possono essere eliminati con la diversificazione e di conseguenza rappresentano i veri costi dell'investimento. Tali rischi si possono dividere in tre macro classi per quanto riguarda un investimento immobiliare:

1. rischio relativo al locatario
2. rischio relativo al contesto di inserimento
3. rischio relativo alle intrinseche caratteristiche del bene valutato

Definendo come “rischio tutti quei fatti o atti in grado di determinare l'insuccesso dell'investimento, ovvero di non garantire un adeguato ritorno del capitale” (A. Borello, 2009) si identificano le seguenti tipologie di rischio per un impianto fotovoltaico:

- **Rischio di contesto.** Fanno parte di questa categoria tutti i rischi macroeconomici, i rischi politico/normativi, ambientali e relativi a tutto ciò che influisce sull'evoluzione della domanda, del mercato e della filiera. Si manifesta a livello di mercato locale nel quale è inserita l'opera ed è composto dai:
 - **Rischi ambientali.** Dipendono da cause esterne alle criticità del progetto in sé e sono:

- Rischi atmosferici che non garantiscono un irraggiamento sufficiente
 - Tormente, grandine, neve, terremoti e calamità naturali
 - Temperature troppo elevate
 - Scariche elettriche e incendi
 - Furti e danni
 - Prezzo dell'energia in ribasso per chi adotta la convenzione "Ritiro Dedicato"
- Rischi normativi. Fanno riferimento ai cambiamenti all'interno del quadro normativo (anche fiscale) che possono condizionare le vendite e le locazioni:
- Rischio regolatorio: il sopravvenire di modifiche nelle norme legislative o regolamentari durante la durata del contratto che alterano le condizioni di equilibrio economico e finanziario (ne è un esempio l'evoluzione del quadro normativo relativo ai Conti Energia, con l'introduzione di ben cinque CE in soli sette anni)
- I rischi di business o rischi operativi. Nel caso di un progetto di investimento volto alla produzione e vendita di energia elettrica, tali rischi sono legati a caratteristiche intrinseche della tecnologia utilizzata, al posizionamento dei pannelli o ad una non corretta installazione dei moduli. Riguardano quindi il funzionamento dell'impianto e sono dovuti ad una scarsa manutenzione. Per tale motivo essi corrispondono ai rischi operativi:
- Rischi associati a ritardi nella costruzione o nella consegna
 - Funzionamento non corretto del sistema (guasti) o perdita di efficienza
 - Perdite operative per mismatching, perdite negli inverter e nei circuiti

In particolare, i rischi operativi possono essere neutralizzati stipulando contratti assicurativi, oppure con la stipula di convenzioni e accordi con gli installatori ed i costruttori; in questo modo nella fase di costruzione dell'impianto si ha la certezza sulla qualità tecnologica, sui costi adeguati e soprattutto sui tempi di realizzazione quanto più brevi possibili.

Attraverso la stipula di una serie di contratti, è infatti possibile che i vari rischi connessi ad un'iniziativa immobiliare vengano allocati sugli altri soggetti partecipanti all'iniziativa stessa come accade per esempio, attraverso un contratto "chiavi in mano" grazie al quale tutti i rischi legati alla costruzione potranno essere girati sull'impresa che si fa carico della costruzione dell'impianto. E' infatti molto importante riuscire ad allocare quanto più possibile i vari rischi coinvolti nella gestione dell'immobile in modo da ridurre i relativi costi.

- I rischi economici: legati maggiormente al successo reddituale, riguardano la capacità di generare ricavi in grado di coprire i costi. Essi vengono analizzati con il break-even operativo, strumento in grado di determinare la quantità ottima di produzione che permette all'azienda di non avere perdite di esercizio. Attraverso il rapporto tra costi fissi e margine di contribuzione, sarà quindi possibile identificare se il valore creato è in grado di coprire i costi necessari per il funzionamento del business. Vista la presenza di tali rischi, sarà necessario prendere delle decisioni importanti prima di avviare il progetto. Per esempio se prendere o meno il terreno in affitto, in quanto ciò inciderebbe molto sui costi fissi del progetto; oppure sulla decisione o meno di stipulare polizze assicurative.
- I rischi finanziari: se i rischi economici riguardano la capacità di produrre reddito, i rischi finanziari invece riguardano la capacità di generare cassa attraverso una struttura finanziaria efficiente. Essi riguardano tutti quei fatti che possono modificare la consistenza del circolante, della posizione finanziaria oppure della dilazione di pagamento/incasso. In sintesi i rischi finanziari sono quelli che possono far esaurire le fonti di liquidità a disposizione per la gestione e lo sviluppo degli investimenti. Per escludere situazioni di insolvenza, sarà necessario valutare tali rischi attraverso il payback period ed il budget di tesoreria.
- Il rischio politico, rischio Paese e di cambio. Queste tre categorie di rischio vanno considerate solo in casi particolari, ossia se si sta parlando di progetti di sviluppo immobiliare che nascono in Paesi extra-europei e in via di sviluppo:
 - il rischio politico deve essere considerato nel caso in cui l'iniziativa immobiliare sorga in un Paese che offre scarsa stabilità dei governi o sociale;
 - il rischio Paese, spesso collegabile al rischio politico, è tipico dei Paesi in via di sviluppo; tale rischio va considerato specialmente nel caso si ricorra al finanziamento (andando ad incidere nel tasso di sconto) dal momento che rispecchia il rischio del finanziamento tramite debito del Paese nel quale viene emesso;
 - se un progetto si svolge in ambito internazionale deve essere pure considerato il rischio di cambio, che può essere naturalmente eliminato mediante l'acquisto di strumenti di copertura.

Per stimare i rischi sistematici, il mondo della finanza moderna propone diversi metodi alternativi (Principi di Finanza Aziendale, 2011):

- Metodi basati sul tempo di recupero dell'investimento (Payback Period)

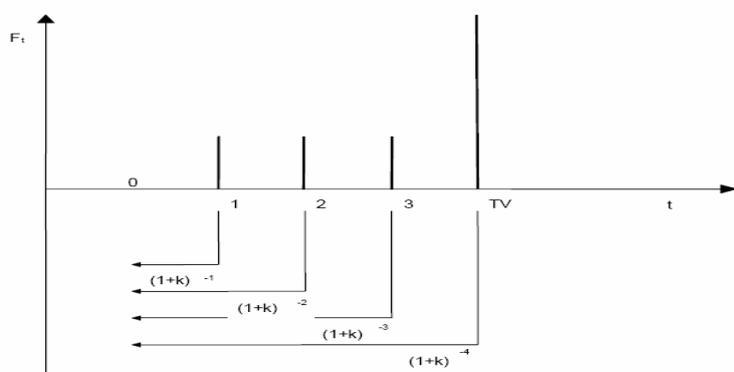
- Metodi basati sul Tasso Interno di Rendimento (TIR o in inglese IRR, Internal Rate of Return)
- Metodi basati sul Valore Attuale Netto (VAN, NAV o DCF)

Tra quelli proposti, la metodologia finanziaria scelta per la valutazione del valore di un asset fotovoltaico si fonda sul metodo del valore attuale (VA), semplificazione di quello incentrato sul VAN, definito anche *Discounted Cash Flow* (DCF), basato sull'attualizzazione, secondo un tasso corretto per il rischio, dei flussi futuri attesi dall'attività in questione con l'esclusione dell'investimento inizialmente sostenuto. Tale metodologia consiste nel determinare il valore attuale (VA), definito quale somma di tutti i flussi di cassa, ognuno attualizzato ad un adeguato tasso di attualizzazione.

Il motivo per il quale si ricorre a questa tipologia di valutazione è perché i flussi generati dal funzionamento di un impianto fotovoltaico sono pressoché costanti (grazie alla remunerazione costante data dalla tariffa incentivante) permettendo così una stima puntuale del valore. Ma non solo. Tale metodo infatti:

- È oggettivo
- È trasparente
- Gli immobili non sono per definizione beni omogenei
- Nella maggior parte dei casi, le informazioni disponibili circa le transazioni effettuate sono insufficienti, incerte e suscettibili di diverse interpretazioni
- Le caratteristiche da considerare per definire il valore di un immobile possono essere molte e di segno opposto
- È un modello previsionale

Rappresentazione grafica del processo di attualizzazione



Il valore attuale presenta la seguente formula:

$$VA = \frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

con

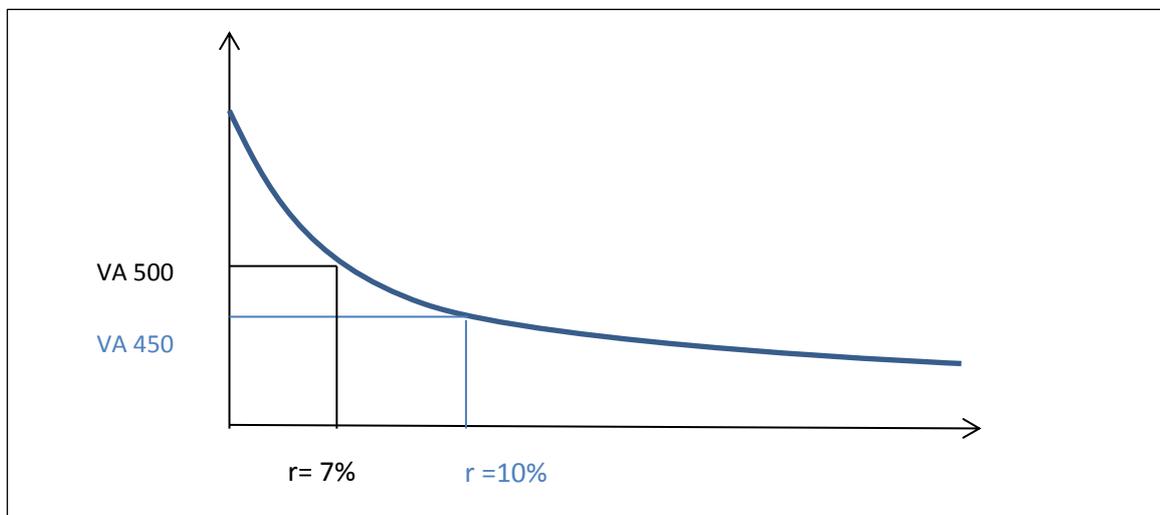
FC = Flusso di cassa

r = Tasso di attualizzazione

n = Ultimo periodo di previsione nel quale è prodotto il flusso

Graficamente il valore attuale può essere rappresentato come una funzione monotona decrescente del tasso di attualizzazione: tale valore si riduce all'aumentare del tasso utilizzato per scontare i flussi di cassa. In termini economici la spiegazione si ritrova nel minore valore attribuito ai flussi futuri attualizzati a tassi che esprimono una maggiore rischiosità.

Rappresentazione grafica della funzione del valore attuale



Per capire la convenienza di un investimento, e non solo quindi qual'è il valore dell'asset valutato, basta sottrarre al valore attuale precedentemente calcolato il valore dell'investimento inizialmente sostenuto per il suo acquisto (F_0 , che rappresenta un flusso negativo, cioè in uscita), ottenendo così il valore attuale al netto dei flussi di cassa, definito VAN (NAV, Net Asset Value o NPV Net Present Value):

$$VAN = -F_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

In conclusione, conviene investire capitale in un certo progetto solo se:

- a) il valore attuale dei flussi di cassa è maggiore del costo dell'investimento ovvero
- b) il valore attuale dei flussi di cassa al netto del costo dell'investimento è maggiore di zero (positivo)

In sintesi il tasso di attualizzazione è utilizzato per scontare i flussi di cassa generati dall'asset oggetto di valutazione e rappresenta il tasso di rendimento richiesto dal mercato per un investimento con flussi di cassa aventi il medesimo rischio: si tratta, quindi, di un costo opportunità legato al rendimento offerto da investimenti alternativi e comparabili per dimensioni e profilo di rischio, che rappresenta un'adeguata remunerazione per la rischiosità cui si espone l'investitore (detto altrimenti, è espressione di un rendimento atteso e quindi è funzione del rischio dell'investimento).

Il tasso di attualizzazione consente pertanto di determinare il valore attuale dell'immobile, infatti esprime il valore economico del tempo: il punto cruciale è rappresentato dalla corretta individuazione del tasso da applicare all'algoritmo di valutazione e la sua scelta, potenzialmente soggetta ad errore od arbitrarietà, ha notevole influenza sul risultato della valutazione.

La scelta del tasso di attualizzazione da utilizzare per lo sconto dei flussi di cassa non è semplice. Per progetti con grado di certezza elevato è possibile utilizzare il rendimento dei titoli privi di rischio (R_f); ma, nella realtà, nessun progetto presenta flussi di cassa certi. I flussi di cassa derivano sempre da un processo di stima che, per definizione, presenta una componente valutativa. Quindi un determinato grado di incertezza va sempre tenuto in considerazione nella determinazione del tasso di sconto che deve per forza essere superiore al tasso privo di rischio.

Nella finanza di mercato è possibile estrarre un tasso di attualizzazione dalle serie storiche dei rendimenti dei titoli quotati utilizzando modelli di pricing del rischio, che tuttavia si basano su alcune ipotesi molto forti, già appena accettabili nei mercati finanziari, ma che sono ancor più difficilmente verificabili nel mercato immobiliare, alla luce delle sue caratteristiche specifiche.

Il mercato immobiliare presenta numerosi limiti all'applicazione di tali modelli:

- difficilmente esistono serie storiche, attendibili e pubblicamente disponibili, dei rendimenti di classi di immobili: ancora più difficile ipotizzare la stessa informazione a livello di singolo immobile;

- le negoziazioni degli immobili avvengono in un mercato privato in cui esistono forti asimmetrie informative tra i partecipanti al mercato: i soggetti hanno diverse informazioni sulle transazioni concluse, sulle caratteristiche degli immobili in vendita, sulla loro redditività e sulle possibilità di future trasformazioni;
- la possibilità di finanziamento varia notevolmente tra i diversi soggetti partecipanti al mercato ed in ogni caso lo spread effettivo si allontana notevolmente dal tasso privo di rischio.

La teoria e la prassi individuano differenti metodologie per ricavare i tassi, ciascuna applicabile in certe situazioni ed in base alle tipologie di dati disponibili, quali:

- i. estrazione dal mercato
- ii. build-up approach
- iii. redditività complessiva attesa
- iv. costo del capitale (WACC)

Il tasso di attualizzazione utilizzato è il costo del capitale, cioè il rendimento atteso dall'investimento: nella valutazione di un investimento il tasso di attualizzazione è generalmente espresso dal WACC (Weighted Average Cost of Capital), cioè dalla media ponderata del costo del capitale di tutte le forme di finanziamento.

Analogamente anche nella stima del valore di mercato di un bene si utilizzano valori di rendimento richiesto per il capitale proprio, il costo del debito e la struttura finanziaria tipica dell'investimento; diversamente dalla valutazione di un investimento (se l'investimento è realizzato avvalendosi esclusivamente di capitale proprio, il tasso di attualizzazione sarà uguale al costo del capitale (equity), cioè del rendimento minimo atteso dall'investitore: nella realtà la maggior parte degli investimenti sono realizzati impiegando anche capitale di debito, per tale ragione si ricorre ad una formula di ponderazione), in questo caso non si utilizzano valori soggettivi, cioè la struttura finanziaria e il costo del capitale dell'investitore, ma si ricorre a valori di mercato utilizzati in media per investire nella determinata tipologia di bene.

Dal punto di vista operativo tale aspetto rappresenta la principale criticità del metodo e può condurre a valutazioni immobiliari "non di mercato" in quanto influenzate dalle ipotesi assunte in merito alla struttura finanziaria e/o allo status fiscale del veicolo immobiliare.

Il costo del capitale è quindi una media ponderata di due elementi: il debito ed il capitale proprio, e la ponderazione si basa sulle quantità utilizzate, cioè sul rapporto di indebitamento.

Combinando i tre elementi nella formula del costo medio ponderato del capitale, si ottiene il tasso di attualizzazione da utilizzare per scontare i flussi di cassa prodotti dall'asset oggetto di valutazione:

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

dove

Re = costo dell'equity

Rd = costo del debito

E = valore di mercato dell'equity

D = valore di mercato del debito

V = E + D

E/V = percentuale di finanziamento dato dall'equity

D/V = percentuale di finanziamento dato dal debito

Tc = imposta societaria

Il costo della parte di capitale finanziata con debito è ridotta grazie allo scudo fiscale derivante dalla deducibilità degli interessi passivi (fattore di rettifica 1-Tc).

Il costo del debito (K_d), è il tasso di interesse applicato sui finanziamenti accesi per ottenere capitale da terzi (Debt). Il metodo più utilizzato per determinare il costo del debito è il rapporto tra oneri finanziari e passività finanziarie (Debt). Esiste però un altro metodo, proposto da A. Damodaran (A. Damodaran, 2006), che determina il costo del debito attraverso la somma tra risk free e uno spread determinato sulla base del livello di interest coverage (EBIT/Oneri finanziari) del progetto:

$$R_d = R_f + SPREAD$$

Il costo del debito va quindi moltiplicato solamente con il rapporto $D/D+E$, se si sta operando in un contesto caratterizzato da assenza di imposte. Invece nella realtà, ossia in presenza di imposte e deducibilità degli oneri finanziari, il costo del debito va ridotto dell'imposizione fiscale; di conseguenza il costo del debito sarà moltiplicato per il prodotto tra $(1-Tc)$ e $(D/D+E)$ dove Tc è l'imposizione fiscale.

Il costo del capitale proprio (Ke) è la componente più complessa da calcolare, perché all'interno di essa viene stimata la rischiosità dell'investimento. Inoltre, a differenza del costo del debito, dell'equity e delle passività finanziarie, che si riferiscono a dati contabili certi, il costo del capitale

proprio tiene conto del costo opportunità: ingloba nel modello di valutazione l'opportunità di investire diversamente il capitale destinato al progetto di investimento. Il calcolo del K_e si fonda sul CAPM, modello che stima la rischiosità dell'investimento attraverso lo studio del legame tra il rendimento atteso dell'investimento e il rischio non neutralizzabile con investimenti diversificati, quello sistematico. Il costo del capitale si determina in questo modo:

$$K_e = \text{Risk Free} + \text{Beta} * (\text{Market Risk Premium}) = R_f + \beta * (MRP)$$

Al rendimento in titoli privi di rischio si aggiunge il premio al rischio del mercato di riferimento, dipendente dal coefficiente di rischiosità sistematica non diversificabile dell'investimento stesso. In particolare, il premio al rischio coincide con il maggior rendimento atteso del mercato borsistico in cui avrà luogo l'investimento, rispetto ad un investimento risk free (titoli di stato). Invece il Beta è il coefficiente che stima la rischiosità specifica dell'investimento, ossia il rischio che si sopporta investendo nel progetto in questione anziché investire nel mercato azionario.

E' però opportuno chiarire che il Beta stima il rischio sistematico e quindi non diversificabile desumibile dai prezzi delle azioni. Per tale motivo spesso risulta difficile ottenere un valore adeguato per l'investimento che si desidera valutare. Infatti, anche se il CAPM è il metodo più utilizzato, presenta difficoltà nella stima corretta del Beta.

Normalmente, secondo il CAPM, come stima del Beta viene utilizzato il Beta Unlevered del settore. Oppure, quando tale dato è difficilmente reperibile, come avviene nel caso di settori particolari come quello del fotovoltaico in Italia, un metodo alternativo consiste nell'utilizzare il Beta desumibile da una o più imprese quotate operanti nel settore oggetto della valutazione. Successivamente il Beta trovato, essendo Levered, viene trasformato in Beta Unlevered per depurarlo della struttura finanziaria dell'impresa quotata utilizzata come benchmark. In seguito, esso viene trasformato in Beta Levered, sulla base della struttura finanziaria scelta per finanziare l'investimento sottoposto a valutazione. Analizzando i rendimenti delle imprese quotate operanti nel settore del fotovoltaico in Italia, il Beta medio oscilla tra 0,2 e 1,08 con un valore medio di 0,7324. In seguito si ritiene opportuno mostrare i valori associati alle relative imprese.

SOCIETA' QUOTATE ITALIANE	BETA Unlevered a maggio 2012
AionRenewablesSpA	1,080448
AlerionCleanpowerSpA	0,483485
Falck RenewablesSpA (FKR)	1,019124
FintelEnergia Group SpA (FTL)	0,219134
Enel Green Power SpA (EGPW)	0,816995
KinexiaSpA (KNX)	0,695486
KR Energy SpA (KRE)	0,907699
TerniEnergiaSpA (TER)	0,651799
TerniGreenSpA (TEG)	0,687236
MEDIA	0,729045111

Tale risultato è stato calcolato sulla base del Beta di Maggio 2012 ottenuto tramite il terminale di Bloomberg

Come si può intuire, il problema di tale stima riguarda il fatto che risulta molto approssimativa, in primo luogo perché la maggior parte di aziende operanti nel fotovoltaico in Italia non sono quotate. In secondo luogo perché tale approccio non tiene conto dei cosiddetti rischi di contesto, i quali soprattutto per tali investimenti, variano da Stato a Stato. Si pensi alle variazioni del PZO (Prezzo Zonale Orario), prezzo di acquisto dell'energia elettrica che come precedentemente visto si forma nel mercato elettrico italiano e alle diverse condizioni climatiche. Inoltre, la normativa offre la possibilità di intraprendere progetti di investimento molto diversi e che perciò includono rischi diversi. Si pensi alla differenza tra un progetto finanziato da una tariffa incentivante fissa ed un progetto finanziato dalla vendita dell'energia nel Mercato Elettrico.

I fondi immobiliari sono degli strumenti finanziari molto importanti non tanto per il loro rendimento "puro" ma per il fatto di essere molto poco correlati con i mercati finanziari mobiliari. Questo conferisce stabilità ai portafogli finanziari degli investitori che includono un fondo immobiliare (tipicamente per una percentuale che va dal 5% al 15% massimo).

L'introduzione, relativamente recente, nel panorama finanziario italiano dei fondi comuni di investimento immobiliare determina l'assenza di una serie storica consolidata dei rendimenti ed evidenti necessità di comprensione delle modalità di definizione e valutazione del parametro di ritorno economico. Sinteticamente il rendimento di un fondo immobiliare è connesso a due fattori distinti:

- i flussi di cassa netti derivanti dalla gestione degli assets in portafoglio (costituiti principalmente da canoni di locazione decurtati degli oneri afferenti il funzionamento del fondo e l'impatto fiscale);
- l'eventuale plusvalenza/minusvalenza ottenuta in seguito alla dismissione finale dei cespiti in portafoglio (considerato l'investimento iniziale e tutti i costi di manutenzione, di ristrutturazione e finanziari sostenuti e capitalizzati nel valore di bilancio).

Ovviamente non rientrano nel rendimento tutte quelle plusvalenze iscritte in bilancio e quindi maturate, ma non effettivamente realizzate. A questi fattori se ne aggiunge un altro: le performance del titolo in borsa, ininfluenti in termini generali, ma particolarmente significative a livello dei singoli percorsi individuali di investimento.

In linea di principio, i fondi immobiliari non costituiscono un prodotto di investimento a rendimento garantito (anche se nulla vieterebbe di strutturare un fondo immobiliare come prodotto a rendimento garantito) e, di conseguenza, il loro effettivo rendimento risulta essere incerto e indeterminato, caratterizzato da un livello di rischiosità non trascurabile. Ciò premesso, è importante sottolineare come tutti i fondi immobiliari presentino un rendimento obiettivo, vale a dire un rendimento che il gestore si propone di ottenere nell'arco di vita del prodotto evidenziando la potenziale remunerazione dell'investimento realizzato dal sottoscrittore. Tale valore viene comunemente utilizzato come parametro di valutazione dell'abilità del gestore, che in caso di raggiungimento dell'obiettivo prefissato potrà beneficiare di una fee aggiuntiva determinata sulla migliore performance ottenuta.

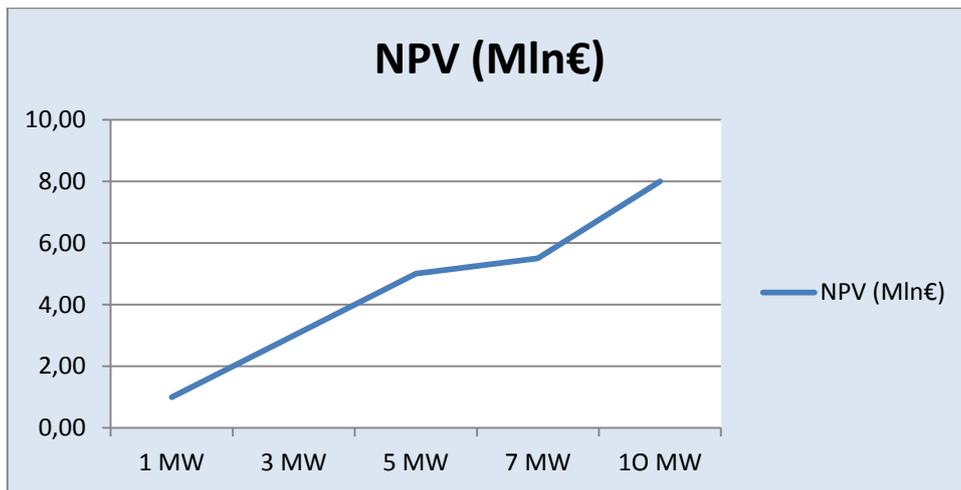
Negli ultimi dodici anni il rendimento medio annuo del mercato immobiliare in Europa si è attestato intorno al 10%: il rendimento da rivalutazione del capitale investito (dal momento che il guadagno di un fondo immobiliare deriva dalla rivalutazione degli immobili contenuti nel fondo oltre che dagli affitti che il fondo stesso riscuote), maggiormente volatile di quello relativo alle locazioni, seppur abbia risentito maggiormente delle fasi critiche del mercato (2008-2009) è stato compensato dai rendimenti da locazione mediamente stabili, intorno al 6% (Fonte dati: Amundi Immobilier).

Il fotovoltaico è considerato un investimento con basso rischio in quanto, tra la tariffa incentivante e l'energia ceduta alla rete, si ha un rendimento per ogni kWh prodotto relativamente stabile, con la presenza, nella maggior parte dei casi, di un utile maggiore del capitale investito.

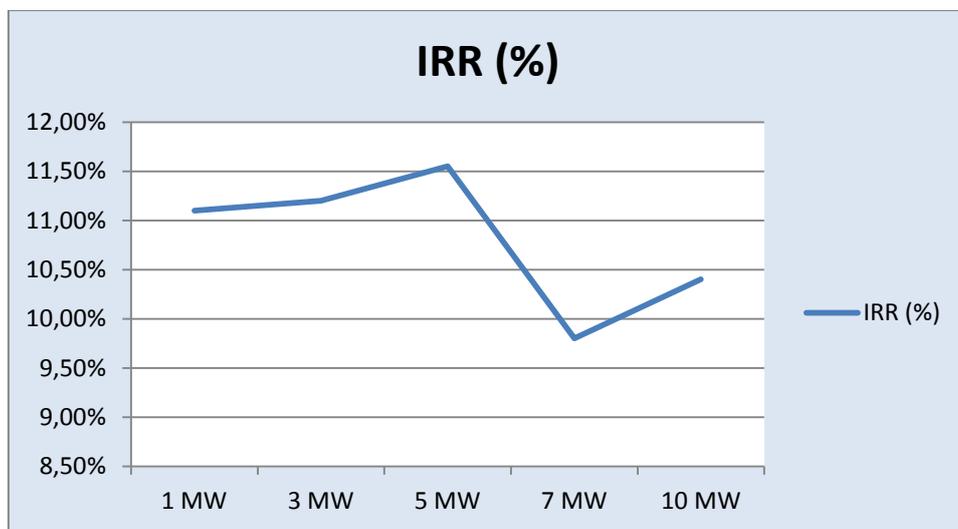
Per i fondi immobiliari che investono nel fotovoltaico, il rendimento atteso si aggira intorno a valori compresi o superiori al 10 e 12 % (con target di rendimenti superiori all'8%).

Si nota come i rendimenti dei fondi immobiliari che investono in immobili ed in infrastrutture energetiche risultino simili; la differenza sostanziale risiede nel fatto che, dopo il periodo di incentivazione, i flussi per i fondi rinnovabili subiranno un brusco calo a causa della mancanza dei ricavi da Conto Energia.

Come mostrato nel "Seminary paper in international finance ed economics" del 3/2011, che analizza la situazione del fotovoltaico in Italia, i rendimenti ottenibili sugli investimenti realizzati nel fotovoltaico per un impianto da 5 MW si aggirerebbero intorno all'11,5% (IRR) con un NAV di circa 5 milioni di euro:



NPV Subject to the Size of a Plant (Fonte: Photovoltaic in Italy - An economic, legal, institutional and financial perspective)



IRR Subject to the Size of a Plant (Fonte: Photovoltaic in Italy - An economic, legal, institutional and financial perspective, 2011)

Ma affinché un investimento risulti conveniente, il tasso interno di rendimento (TIR o IRR, acronimo dall'inglese Internal Rate of Return) deve essere superiore al costo opportunità del capitale. Dal momento che, come più volte sottolineato, in questo contesto si sta valutando unicamente il valore di mercato del bene (indipendente dall'obiettivo di rendimento preposto dal fondo), ovvero l'ammontare stimato per il quale l'asset può essere compravenduto alla data della valutazione tra un acquirente e un venditore, occorre determinare il tasso di sconto.

Quest'ultimo riflette la struttura finanziaria della società proprietaria dell'impianto; non essendo stata fornita tale struttura, per definire le determinanti del tasso di attualizzazione sono stati assunti valori medi di settore.

Tornando all'esempio, per la determinazione del WACC sono state considerate le seguenti ipotesi:

- Imposta societaria pari al 26% (T_c)
- Costo del debito (R_d) = Tasso fisso (Irs 20 anni) + Spread = 2,5% + 5,5% = 8%

- Costo dell'equity pari al 18% (Re)
- Percentuale di finanziamento dato dall'equity pari al 30% (E/V)
- Percentuale di finanziamento dato dal debito pari al 70% (D/V)

Applicando in seguito la formula del WACC:

$$WACC = WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc) = 30\% * 18\% + 70\% * 8\% * (1 - 26\%) = 9,54\%$$

Aliquota fiscale	26%
Irs 20 anni	2,50%
Spread	5,5%
Tasso debito (Rd)	8,0%
Tasso equity (Re)	18%
E	30%
D	70%
WACC	9,54%

Giunti a questo punto, si hanno tutti gli elementi necessari per determinare il valore attuale dell'impianto oggetto di valutazione, con il già citato metodo del *DCF*.

I flussi di cassa non sono stimati lungo un orizzonte di valutazione infinito. Di norma si utilizza un orizzonte più breve aggiungendo un valore finale al termine dell'orizzonte di valutazione, rappresentante il valore attuale dei flussi di cassa relativi agli anni oltre tale orizzonte di valutazione. La stima del valore terminale richiede una particolare attenzione, dal momento che spesso rappresenta la quota più importante del valore di un immobile.

Infatti per valutare un bene immobiliare occorre analizzare tutti i flussi generati dallo stesso, fino al termine della sua vita utile, facendo la stima del valore finale del bene al termine del periodo di valutazione.

Il modello Discounted Cash Flow (*DCF*) così descritto prende il nome di “*Modello a due stadi*”, costituito da un primo periodo di stima esplicita dei flussi monetari attesi (generalmente tra i 10 e i 15 anni) ed un valore residuo detto *Terminal Value (TV)*, che impatta notevolmente sul risultato finale della valutazione:

$$VA_{asset} = \underbrace{\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}}_{VA \text{ (free cash flow)}} + \underbrace{\frac{TV_n}{(1+r)^n}}_{TV \text{ (Terminal Value)}}$$

con

- FC_t = Flusso di cassa disponibile *unlevered* (al lordo degli oneri finanziari)
- r = Costo opportunità del capitale
- n = Orizzonte di valutazione
- TV_n = Valore finale

dove

$$TV_n = \frac{FC_{n+1}}{(r - g)}$$

è il valore finale che, sinteticamente, rappresenta la capacità dell'immobile di generare flussi di cassa oltre la previsione esplicita fatta oppure quel valore che lo stesso assume al momento della sua vendita.

In base alla metodologia più seguita, il valore terminale viene stimato con il *Modello della crescita costante del flusso di cassa*, ottenuto attualizzando i flussi che si manifesteranno in modo perpetuo dopo l'orizzonte temporale di riferimento scelto (nella formula vale a dire al periodo $n+1$). Il flusso costante viene pertanto trasformato in una rendita perpetua grazie all'utilizzo del fattore di crescita g , definito tasso di crescita di lungo periodo atteso.

Il fattore FC_{n+1} è ottenuto correggendo la quantità dei flussi di cassa all'anno n , che corrisponde all'ultimo anno del periodo di valutazione, con tale tasso di crescita:

$$FC_{n+1} = FC_n * (1 + g)$$

La determinazione del valore finale così calcolata richiederebbe come ipotesi principale che l'immobile generi un flusso perpetuo negli anni a venire; esistono però casi limitati che pongono un limite relativamente breve alla durata dei benefici economici (come concessioni o usufrutti) e che richiedono perciò la valutazione della rendita relativamente ad un orizzonte di tempo determinato.

Il caso analizzato rientra in questa categoria, essendo gli immobili concessi in locazione dal fondo ad una società veicolo che, come spiegato in seguito, si occuperà della gestione di tali assets.

Inoltre per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, a differenza degli altri beni immobili (es. uffici, appartamenti..), presentano una vita utile relativamente breve, trascorsa la quale il bene viene dismesso, non generando più alcun tipo di ricavo.

Per questi motivi, la formula del terminal value descritta precedentemente trova difficoltà di applicazione. Più precisamente, nella valutazione del valore dell'impianto, è stato considerato un periodo di valutazione pari a quello del Conto Energia; successivamente è stato calcolato il valore

residuo, semplicemente attualizzando i flussi generati nel periodo della vita utile residua dell'impianto.

Riprendendo la formula precedentemente vista, il valore attuale dei flussi di cassa dell'impianto fotovoltaico all'anno di riferimento (anno di valutazione = 0) è dato da:

$$VA_{\text{impianto}} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{TV_n}{(1+r)^n}$$

Partendo con la determinazione del valore del primo addendo, considerato un orizzonte di valutazione pari alla durata del periodo del Conto Energia (nell'esempio 18 anni), e come flusso di cassa l'EBITDAR precedentemente calcolato, si ottiene:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+WACC)^t} = \sum_{t=1}^{18} \frac{FC_t}{(1+9,54\%)^t} = 20.450.261,6 \text{ €}$$

È da notare che l'esponente t cambia a seconda del fatto che si stia considerando la valutazione dal 1° o 2° Semestre; più precisamente, nel primo caso $t=\{1, 2, \dots, 18\}$ mentre, facendo partire la valutazione dal secondo semestre e avendo preso a riferimento come ampiezza di ogni flusso l'anno, sarà $t=\{0,5, 1,5 \dots 17,5\}$.

Per determinare il valore del secondo addendo, occorre innanzitutto determinare il valore residuo dell'impianto all'anno di fine Conto Energia, vale a dire al diciottesimo anno ($n=18$). Tale valore è ottenuto utilizzando sempre un'attualizzazione:

$$TV_n = \sum_{t=1}^k \frac{FC_t}{(1+WACC)^t} = \sum_{t=1}^6 \frac{FC_t}{(1+9,54\%)^t} = 1.304.375 \text{ €}$$

con k = periodo di vita utile residua, pari a 6 anni e non a 5, dal momento che l'impianto è entrato in esercizio in un mese diverso da gennaio (e quindi andrà considerata anche la quota calcolata con l'incidenza su totale); inoltre in questo caso si considerano i flussi generati nel periodo di vita utile residua, dal diciannovesimo al ventiquattresimo anno.

Infine, attualizzando il valore residuo all'anno di riferimento, si determina il valore attuale dell'impianto:

$$VA_{impianto} = \sum_{t=1}^{18} \frac{FC_t}{(1+WACC)^t} + \frac{TV_{18}}{(1+WACC)^{18}} = 20.450.261,6 + \frac{1.304.375}{(1+9,54\%)^{18}} =$$

$$= 20.450.261,6 + 252.817,9 = 20.703.079,5 \text{ €}$$

Per stimare il valore di mercato dell'asset fotovoltaico bisogna sommare, al valore appena calcolato, anche quello del terreno, dal momento che, come precedentemente visto, è stato sostenuto un esborso per la sua acquisizione; viceversa, nel caso di solo esborso per il diritto di superficie (vale a dire per la locazione del terreno/tetto necessario al fine di costruirvi al di sopra l'impianto), il valore attuale dell'impianto coinciderebbe già con il valore di mercato dell'asset.

Il terreno, non producendo un flusso costante di reddito, avrà un valore all'anno di riferimento derivante dall'attualizzazione dell'ultimo anno di vita utile dell'impianto (nel caso considerato n=23), vale a dire:

$$VA_{terreno} = \frac{\text{terreno (compravendita)} * (1 + \text{inflazione energia})^{[\text{esponente inflazione terreno} + (\text{periodo effettivo} - 1)]}}{(1 + WACC)^n}$$

$$= \frac{520.000 * (1 + 2\%)^{24}}{(1 + 9,54\%)^{23}} = 102,770,8 \text{ €}$$

dove l'esponente è dato dalla somma tra l'esponente dell'inflazione dell'energia riferito al primo anno, che tiene in considerazione l'inflazione degli anni di funzionamento dell'impianto precedenti alla valutazione (in questo caso pari a 2, dovuti alla differenza tra l'anno di inizio valutazione e l'anno di entrata in esercizio dell'impianto), e gli anni rimanenti per la valutazione, vale a dire 22, essendo la vita utile effettiva dell'impianto pari a 23 anni.

Esponente inflazione terreno = Anno di inizio valutazione – Anno entrata in esercizio

Anno riferimento costo energia	2013
esponente inflazione energia	0
Anno riferimento costi operativi	2013
esponente inflazione costi	0
Anno riferimento producibilità	2011
esponente inflazione producibilità	2
esponente inflazione terreno	2

VALORE DI MERCATO DELL'ASSET FOTOVOLTAICO = VALORE IMPIANTO FOTOVOLTAICO + VALORE TERRENO = 20.703.079,5 € + 102.770,8 € = 20.805.850,3 €

VALUTAZIONE ECONOMICA	
WACC	9,54%
VALORE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	€ 20.703.079,5
VALORE TERRENO	€ 102.770,8
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,3

Per terminare l'analisi del presente lavoro, verrà valutato il valore del patrimonio del fondo dato dall'insieme degli assets detenuti; va ricordato che tale valore, nel caso analizzato, dipende unicamente dalla presenza di un impianto; nella realtà sarà dato dalla somma dei valori di mercato dei singoli assets detenuti, ottenuti o come somma del valore dell'impianto fotovoltaico e del valore del terreno, oppure dal singolo valore dell'asset.

Occorre pertanto capire in che contesto vengono collocati i vari assets e le modalità con le quali questi beni vengono gestiti.

Il comparto delle energie rinnovabili in Italia presenta una struttura particolare, riflesso dell'evoluzione recente e della peculiarità delle filiere che lo compongono, caratterizzate da un'elevata frammentazione e dalla forte differenziazione dei soggetti che vi operano.

Gli attori del settore in Italia si possono segmentare in base a due determinanti:

- il livello di presenza nella catena del valore
- la loro origine

Schema semplificato della catena del valore nel settore delle energie rinnovabili



Fonte: Ufficio Studi KPMG Advisory

Rispetto alle fasi della filiera presidiate e delle attività svolte, il comparto è caratterizzato dalla presenza delle seguenti categorie di operatori:

- i produttori di impianti: si tratta di una gamma diversificata di soggetti, in genere focalizzati su una sola tipologia (eolico, fotovoltaico, bioenergie), con diverso presidio lungo la catena del valore; ad esempio nel fotovoltaico sono presenti sia produttori operanti a livello mondiale (nel solare First

Solar, Sharp, MEMC, Suntech, ecc.), sia operatori nazionali di dimensione più ridotta, e locali che si occupano dell'assemblaggio e dell'installazione degli impianti;

- i *developer* (o sviluppatori): si dedicano all'individuazione, alla promozione e allo sviluppo di nuovi siti e progetti nelle fonti rinnovabili, sotto il profilo della misurazione della risorsa energetica (nel caso dell'eolico), tecnico (di progettazione preliminare) ed autorizzativo, nonché nella contrattualizzazione dei terreni:

- generalmente operano in partnership con operatori del settore di dimensioni medio-grandi (es. Sorgenia, Enel Green Power, Edison Energie Speciali, ecc.) o finanziari (es. fondi di investimento infrastrutturali), oppure cedono i propri progetti ai *player* di maggiori dimensioni

- il ruolo di tali soggetti dovrebbe nel prossimo futuro ridursi con il rallentamento dei tassi di crescita del settore ed il relativo consolidamento, anche in relazione alle garanzie e fidejussioni progressivamente necessarie per operare nella fase di 'sviluppo' (ad esempio per la richiesta di connessione alla rete elettrica);

- gli installatori ed impiantisti: un insieme eterogeneo di imprese, dai grandi *EPC (Engineering, Procurement, Construction) contractor* che si occupano dell'installazione tramite i contratti "chiavi in mano" vale a dire ad un certo predeterminato prezzo fisso, entro una certa data, in conformità con determinate specifiche, e con garanzie di rendimento determinati, agli operatori di piccole e medie dimensioni, nella maggior parte dei casi già attivi in altri settori (tipicamente quello impiantistico o civile). In base al contratto, il corrispettivo EPC può essere comprensivo di tutti i costi e quindi rappresentare il costo di investimento totale sostenuto oppure può essere solo il costo di realizzazione dell'impianto a cui vanno aggiunti ad esempio i costi di connessione e dei diritti di superficie;

- le imprese che si occupano dell'esercizio, della vendita di energia e della gestione e manutenzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

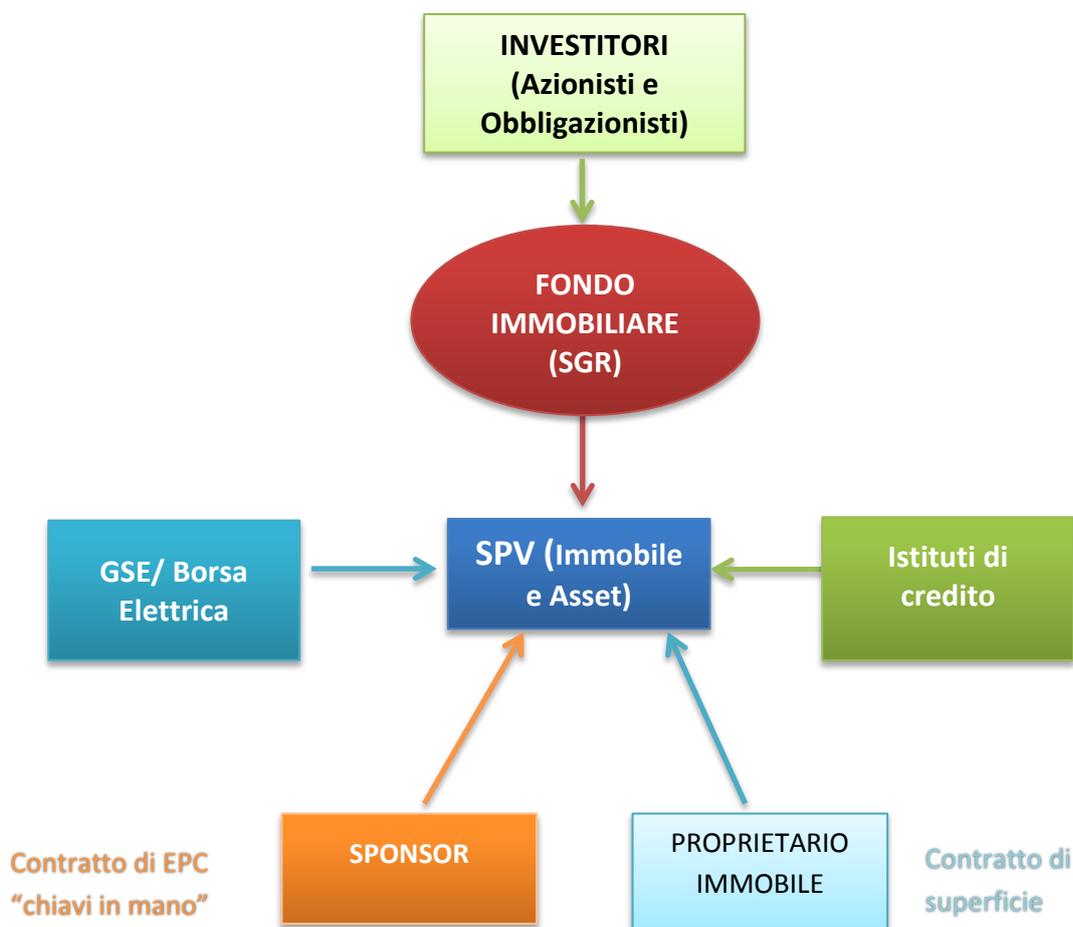
La tendenza odierna da parte dei fondi che investono nel fotovoltaico è quella di non sviluppare più l'impianto ma comprarlo già costruito e connesso alla rete, poiché caratterizzato da un rischio inferiore.

Tipicamente esistono vari modi per gestire gli assets detenuti da un fondo immobiliare chiuso. Uno dei più diffusi consiste nell'acquisizione del 100% (o di una percentuale differente) da parte del fondo di una società veicolo definita SPV, Special Purpose Vehicle (o di più SPV), già proprietaria dell'impianto e titolare del terreno che si occuperà della gestione di tutti i contratti (contratti EPC,

contratti di finanziamento, contratti di superficie ecc.) necessari per l'attività di gestione e vendita dell'energia. In questo caso il fondo acquista il 100% o una parte inferiore delle quote della SPV.

La realizzazione di un impianto fotovoltaico avviene normalmente attraverso la costituzione di una o più società progetto (SPV), da parte dello sponsor, nella forma giuridica di società di capitali (S.R.L.) o di società di persone (S.A.S.) oppure una forma combinata di società di persone con il socio accomandatario società a responsabilità limitata (S.R.L. & Co. S.A.S.) che si interfacerà con il GSE per svolgere la sua attività. La SPV potrà essere finanziata mediante equity da parte dello sponsor o da investitori (capitale proprio o finanziamento soci) ed in parte mediante finanziamenti di terzi (quali ad esempio le banche). Sino al momento dell'entrata in funzione dell'impianto, gli interessi passivi sui finanziamenti di terzi verranno capitalizzati sul costo dell'impianto di proprietà della SPV. Ai fini fiscali, gli interessi passivi saranno quindi interamente dedotti attraverso le quote di ammortamento dell'impianto.

Il realizzo dell'investimento avviene normalmente attraverso la vendita delle quote (share deal) della SPV da parte dello sponsor e, più raramente, attraverso la vendita diretta dell'impianto fotovoltaico (asset deal) da parte della SPV stessa.



Inoltre l'SPV stipulerà un contratto di Operation and Maintenance con un O&M Contractor e dei contratti assicurativi ai quali cederà rimborsi in cambio dei servizi offerti.

La creazione dell'SPV nel caso presentato rientra nel cosiddetto Project Finance o finanza di progetto, approccio multidisciplinare al finanziamento di specifici investimenti caratterizzati da ampi livelli di complessità di strutturazione nonché dalla possibilità di ricorrere ad un elevato coinvolgimento di finanziamenti provenienti dal settore bancario. La principale garanzia per il rimborso dei finanziamenti è rappresentata dai flussi di cassa del progetto, che si devono manifestare con adeguati livelli di certezza, e da una efficace gestione dei rischi legati all'iniziativa, che permette di limitare la possibilità che i flussi di cassa previsti vengano meno. La valutazione di sostenibilità economico/finanziaria della singola iniziativa si basa esclusivamente sulla qualità (intesa come capacità di generare flussi di cassa a fronte di un determinato livello di rischio) del singolo progetto e non su merito creditizio dei singoli azionisti.

Per promuovere l'investimento nel fotovoltaico di progetti di grandi dimensioni (superiori al MW) che altrimenti non sarebbero potuti essere realizzati per la mancanza dei capitali necessari, si è diffusa questa modalità di finanziamento. Diversamente dal finanziamento d'impresa tradizionale, che ha ad oggetto la valutazione dell'equilibrio economico-finanziario dell'impresa stessa e degli effetti su tale equilibrio dei nuovi investimenti realizzati, nonché dei debiti contratti, il project financing ha per oggetto la valutazione economico-finanziaria di uno specifico progetto imprenditoriale legato a un determinato investimento, giuridicamente ed economicamente indipendente dalle altre iniziative dell'impresa che lo realizza. Questo innovativo strumento di finanziamento sposta, dunque, il focus dalla capacità di investimento della singola impresa alla qualità del progetto, attraverso la creazione di un'apposita società veicolo, la cui esclusiva finalità è la realizzazione e la gestione del progetto stesso. Più precisamente, per Project financing si intende un'operazione di finanziamento nella quale l'iniziativa economica viene generalmente realizzata dai promotori attraverso la costituzione di una società di progetto che abbia come oggetto sociale esclusivo la realizzazione e la gestione dell'iniziativa. Questo consente la separazione economica e giuridica dell'investimento, ovvero, i flussi di cassa generati dal progetto sono giuridicamente isolati da tutte le altre attività dei promotori e, quindi, dai rischi a queste associati. Il principio appena descritto prende il nome di *ring fence* e rappresenta la caratteristica principale del project financing; dal lato dei promotori, il *ring fence* è importante perché consente loro di limitare l'impatto di un eventuale andamento negativo dell'iniziativa sul proprio bilancio (per esempio, nel caso in cui il fondo acquisti più società veicolo, se la redditività prodotta dagli asset detenuti da una SPV dovesse essere negativa, il fondo potrà comunque ottenere un profitto dalle restanti società

detenute). Il loro rischio nel progetto è pertanto limitato al solo capitale sociale versato nella società di progetto e alle eventuali garanzie collaterali fornite. Dal punto di vista delle banche il *ring fence* consente di isolare i flussi di cassa connessi alla gestione del progetto realizzato, che costituiscono la fonte primaria per il servizio del debito e per la remunerazione del capitale di rischio, da entrate e uscite connesse ad altri progetti e attività dei promotori.

Sul piano societario, la realizzazione del progetto è «in pancia» a una società veicolo le cui attività sono limitate, mediante opportune clausole statutarie e stringenti vincoli contrattuali, esclusivamente alla realizzazione del progetto. La SPV non possiede mezzi patrimoniali diversi ed ulteriori rispetto a quelli che acquisisce per il perseguimento o a seguito dell'attuazione del progetto. Tutti gli assets sono "segregati" e concorrono integralmente a costituire, mediante la costituzione di garanzie reali o vincoli contrattuali di diversa natura, garanzie a beneficio dei soggetti finanziatori. Il finanziamento è concesso di norma su base *non recourse*: in termini espliciti i finanziatori non avranno rivalsa diretta sul patrimonio degli azionisti e le loro garanzie sono limitate all'apporto di *Equity* degli *Sponsor* (sono le imprese o le amministrazioni pubbliche che hanno dato il via all'operazione costituendo la società veicolo e conferendo in essa il capitale azionario), agli *asset* del progetto e al *Security Package* fornito dal General Contractor (il Contractor è l'impresa che si aggiudica la gara per la costruzione dell'impianto; esso è rappresentato sempre da un consorzio di imprese a capo del quale c'è il General Contractor che provvede poi a subappaltare una parte più o meno ingente dei lavori ad altre imprese subcontrattiste. Il General Contractor assume le obbligazioni contrattuali nei confronti dello Special Purpose Vehicle ed è responsabile per la corretta realizzazione dei lavori svolti direttamente e da parte dei suoi subcontrattisti. Può anche accadere che il general contractor svolga al termine della costruzione, da solo o tramite una società appositamente creata con una o più sponsor, l'attività di gestione e manutenzione della struttura).

Sarà l'Operator (gestore dell'impianto), controparte contrattuale della società veicolo, a prendere in carico l'impianto dal contractor al termine della fase di costruzione e che provvederà all'attività di manutenzione assicurando allo Special Purpose Vehicle condizioni di resa prestabilite. E' compito del gestore anche il controllo dei dispositivi di sicurezza dell'impianto e il mantenimento degli standard definiti di contratto. Per la sua attività, il gestore percepisce un compenso (fee) periodico o di importo fisso o secondo struttura.

Essendo *non recourse* il finanziamento di una iniziativa con il Project Finance necessita di tempi medio-lunghi e di *Due Diligence* (tecnica e legale) molto approfondita. Come affermato in precedenza, l'isolamento giuridico si realizza generalmente attraverso la costituzione, con versamento di capitale proprio a carico dei promotori, della società di progetto il cui oggetto sociale

ed esclusivo è la realizzazione e la gestione finanziaria dell'iniziativa, alla quale fanno dunque riferimenti tutti i diritti e gli obblighi relativi all'investimento. E' allora l'SPV ad assumere la veste di debitore nei confronti delle banche. Ciò consente, tra l'altro, ai promotori di non presentare direttamente nel loro stato patrimoniale il debito contratto per il finanziamento del progetto, e quindi di non intaccare i propri indici di indebitamento; il project financing si presenta come un finanziamento fuori bilancio. Nel bilancio dei promotori l'operazione figurerà solo attraverso l'iscrizione nell'attivo della partecipazione acquisita nella società di progetto. La costituzione di una società di progetto è spesso una scelta obbligata anche per altri motivi; spesso infatti, il project financing si presta a essere utilizzato per progetti che, per dimensione e complessità, richiedono la partecipazione congiunta di più imprese. Inoltre operazioni del genere sono frequentemente avviate in Paesi diversi da quello di origine dei promotori e in joint-venture con imprese di diversa nazionalità. E' chiaro che in situazioni simili la costituzione di un'apposita società di progetto diventa indispensabile al fine di unificare diritti e obblighi dei promotori rispetto all'iniziativa.

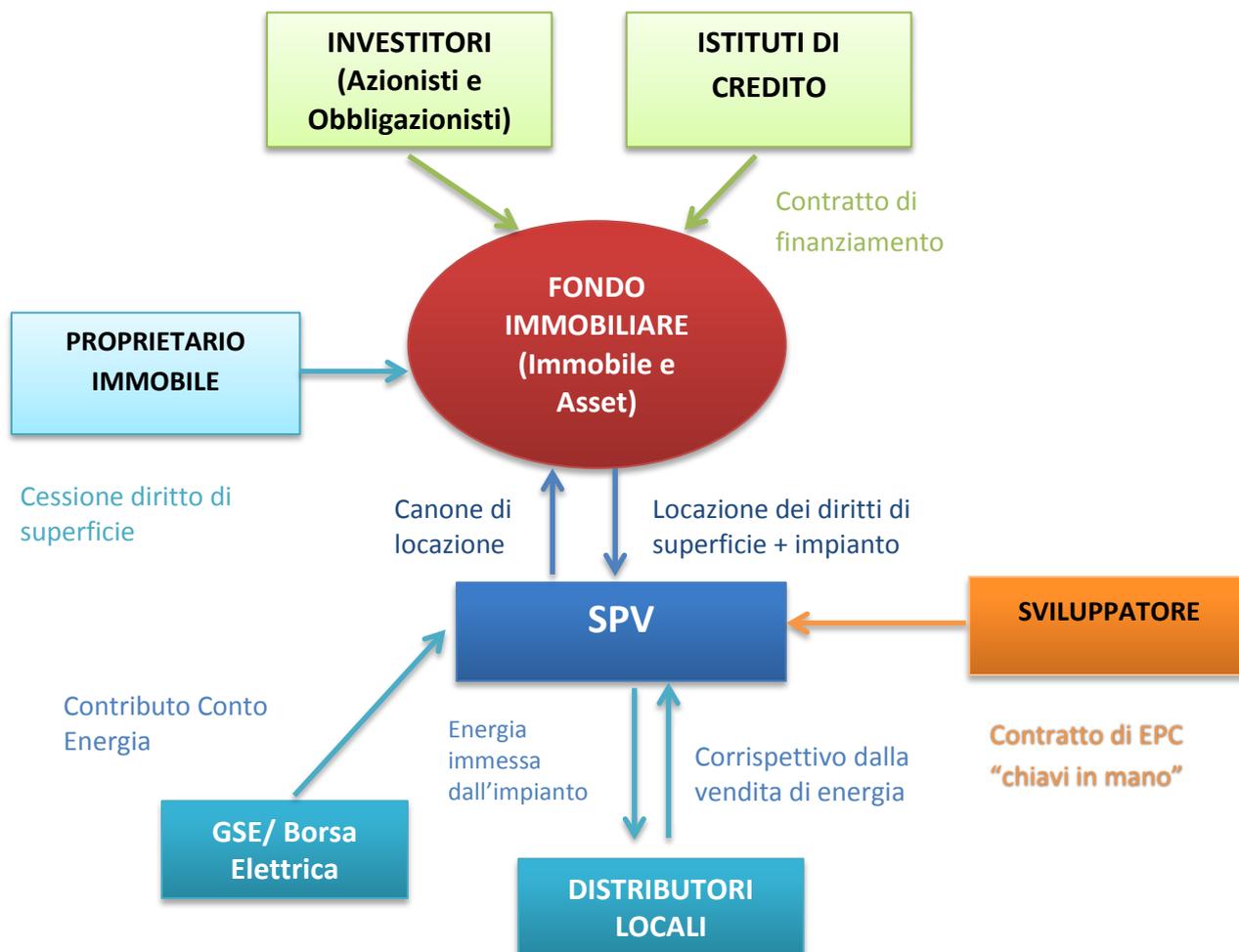
Può accadere che, nella gestione di tali assets, convenga stipulare dei contratti di locazione per ottenere un beneficio dal punto di vista della tassazione; la disciplina dei fondi immobiliari è stata soggetta a numerose modifiche normative.

Questa soluzione prevede che il fondo (più precisamente la SGR, in quanto non dotato di personalità giuridica), una volta stipulato con il proprietario dell'immobile il contratto di superficie per ottenere la titolarità del terreno/tetto sul quale è stato costruito l'impianto, acquisti il 100% della società veicolo (creata con il meccanismo precedentemente analizzato) diventando così a tutti gli effetti il proprietario dell'impianto (o impianti se più di uno). Il fondo successivamente concede in locazione i diritti di superficie comprensivi di impianto fotovoltaico alla SPV costituita ad hoc per svolgere l'attività di gestione e di vendita dell'energia la quale, interfacciandosi con il GSE, diventa titolare del Conto Energia ricevendo così la tariffa incentivante.

I ricavi conseguiti dalla SPV sono prevalentemente quelli derivante dalla tariffa incentivante e i quelli derivanti dalla vendita di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

I canoni di locazione pagati dalla SPV al Fondo Immobiliare sono tipicamente parametrati sulla base dei ricavi dalla gestione operativa dell'impianto.

Graficamente:



Prendendo in esame il modello, in input andranno inserite tutte le informazioni utili al fine di determinare i ricavi del fondo ed i suoi costi, ottenendo così i flussi di cassa operativi dai quali, grazie all’attualizzazione, si determinerà il valore del patrimonio detenuto.

Partendo dal calcolo delle entrate, occorre inserire in input il valore del canone di locazione derivante dalla cessione alla società veicolo degli assets necessari per svolgere le varie attività.

“La locazione è un contratto con il quale una parte si obbliga a far godere all’altra una cosa mobile o immobile per un dato tempo, verso un determinato corrispettivo (Art. 1571 c.c.).”

Tale canone è definito variabile cioè è, di regola, commisurato ad una percentuale sul volume d’affari, la quale varia sensibilmente in relazione al tipo di azienda ed ad altri fattori (ad esempio il settore, la posizione, il tipo di attività, eccetera).

Nel caso dei fondi, il canone variabile viene tipicamente calcolato applicando tale percentuale o sui Ricavi conseguiti dagli assets detenuti dallo stesso, oppure sull’EBITDAR.

È bene sottolineare che, una delle differenze tra le modalità di gestione degli assets precedentemente analizzate, risiede nella presenza o meno del canone di locazione; considerando il primo caso, il canone variabile avrebbe un valore pari al 100% (con canone minimo e imposta per il registro di tutti i canoni di locazione nulli). In tal caso i ricavi derivanti dalla gestione degli assets coinciderebbero con quelli generati dal fondo (si tratta infatti di una struttura a “canone zero” per l’assenza del contratto di locazione stipulato tra la SGR e la SPV in quanto il fondo, acquistando la totalità della società veicolo, rileva anche la proprietà degli assets detenuti).

Nel caso preso in considerazione, il canone variabile è stato calcolato applicando come percentuale il 97% sull’EBITDAR (tali valori vengono stabiliti arbitrariamente in base alla sostenibilità derivate dalla gestione):

$$\text{Canone variabile (€/anno)} = \text{Canone variabile (\%)} * \text{EBITDAR} = 97\% * \text{EBITDAR}$$

Di norma viene fissato un minimo garantito che risponde alle esigenze dell’affittante (il fondo in questo caso) di ricevere un ragionevole ritorno economico dall’investimento effettuato. L’assenza del minimo garantito trasformerebbe gli effetti economici del contratto in una sorta di “compartecipazione” ai risultati della gestione altrui (quella dell’affittuario) snaturando così l’essenza del rapporto tra le due parti.

Per l’adeguamento annuo del canone, tipicamente si corregge quello minimo con una percentuale che ne rappresenta l’aggiornamento:

$$\text{Canone rivalutato (€/anno)} = \text{Canone minimo} + \text{variazione} = \text{Canone minimo} * (1 + \% \text{ aggiornamento canone})$$

Canone minimo	€	200.000
Aggiornamento canone		2%
Canone variabile		97%

Questo sistema di locazione viene adottato dal fondo per ridurre il rischio che la gestione degli asset comporta trasferendolo all’affittuario, vale a dire alla società veicolo, che si attende in cambio una remunerazione dalla propria attività.

La durata è pertanto pari al quella del periodo del Conto Energia.

I ricavi dati dalla proprietà dell’impianto coincidono con il canone variabile nel caso in cui tale valore sia maggiore del canone minimo, viceversa equivalgono a quest’ultimo:

- se Canone variabile > Canone minimo
Ricavi proprietà impianto (€/anno) = Canone variabile (€/anno)
- se Canone variabile < Canone minimo
ricavi proprietà impianto (€/anno) = Canone minimo (€/anno)

I costi del fondo sono dati dalla sommatoria di tre voci quali:

- Diritti di superficie: questione centrale per lo sviluppo e la diffusione dell'energia rinnovabile è il reperimento di aree sulle quali poter installare gli impianti, beneficiando al contempo del contributo pubblico e degli utili derivanti dalla cessione dell'energia prodotta.

In questo senso la modalità più diffusa ai fini dell'installazione degli impianti fotovoltaici si basa sull'utilizzo di beni di terze persone attraverso la locazione e l'affitto o mediante il trasferimento del diritto di superficie. In entrambi i casi è necessario prevedere anche delle servitù utili per la realizzazione e la manutenzione dell'impianto e soprattutto per il suo collegamento alla rete elettrica.

Per quanto riguarda l'affitto, si tratta di un contratto di locazione che ha ad oggetto una cosa produttiva, mobile o immobile.

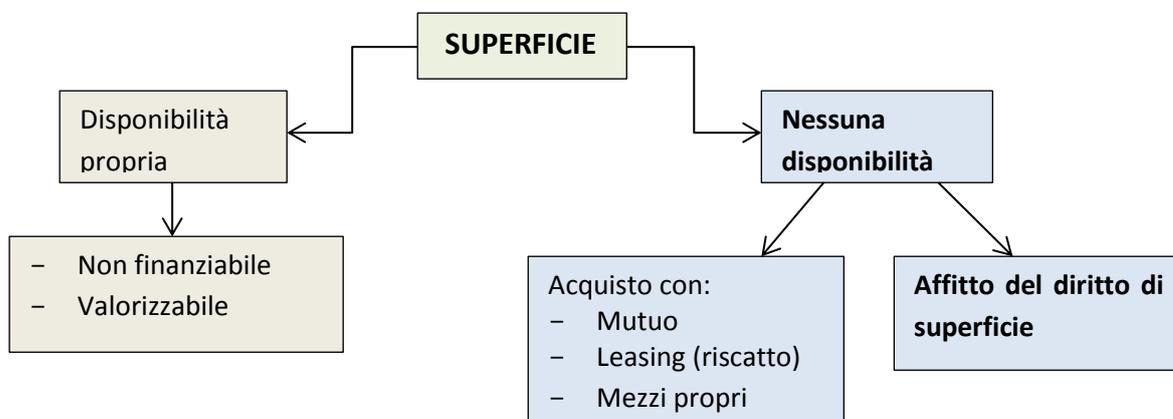
L'affittuario, dietro pagamento di un canone, deve curare la gestione della cosa (nel nostro caso il terreno o il tetto sul quale costruire l'impianto) in base alla sua destinazione economica e all'interesse della produzione. L'affittuario non può subaffittare senza il consenso del locatore. L'affitto impone l'obbligo di gestirlo senza cambiarne la destinazione e conservandone l'efficienza.

Il diritto di superficie, così come enunciato dall'art. 952 e seguenti del Codice civile, rappresenta il diritto reale di godimento che consente al superficiario (che diventa titolare) di realizzare e detenere una costruzione (nel nostro caso l'impianto fotovoltaico) al di sopra o al di sotto della superficie oggetto di trattazione, appunto il terreno o tetto, di proprietà altrui (cd. concedente) e di acquisire la proprietà dell'opera medesima definita proprietà superficiaria, la quale rimane separata da quella del suolo che continua ad appartenere al concedente quale nuda proprietà (la proprietà dell'impianto rimane separata da quella del terreno o immobile); in altre parole consente di realizzare l'impianto lasciando però la superficie sulla quale si va a realizzare a disposizione per altre finalità. A differenza dell'affitto, il proprietario del bene potrà quindi gestirlo apportando modifiche per migliorarne l'efficienza.

Il canone di diritto di superficie può essere pagato una tantum inizialmente o con rata annua; in quest'ultimo caso viene classificato come costo a conto economico.

È utile rappresentare uno schema che mostri il contesto nel quale la locazione del diritto di superficie va a collocarsi.

Le principali fonti di finanziamento per la superficie al fine della realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:



In caso di mancanza di disponibilità, il caso più comune è appunto l'affitto del diritto di superficie.

In tale evenienza il costo viene assimilato ad un costo di gestione che non influenza la scelta della tipologia del finanziamento per la realizzazione dell'impianto.

- Imposta di registro. Il regime fiscale dei fondi immobiliari è un argomento molto complesso in quanto nel corso degli anni la disciplina è stata modificata più volte. I fondi immobiliari sono esenti da imposte dirette sui redditi di capitale (il fondo è considerato soggetto "lordista") e pertanto la tassazione è in capo al possessore delle quote, vale a dire all'investitore, al momento della percezione di proventi, della liquidazione delle quote e in caso di vendita delle stesse sul mercato.

Con riferimento alle locazioni di fabbricati strumentali (si ricorda infatti che il fondo ha ottenuto la cessione del diritto di superficie dal proprietario dell'immobile), ossia degli immobili (terreno/tetto) che per le loro caratteristiche non sono suscettibili di diversa utilizzazione senza radicali trasformazioni trova applicazione, in generale, l'esenzione IVA, salva l'opzione per l'imponibilità da parte del locatore nell'atto.

L'IVA è l'Imposta sul Valore Aggiunto e il tributo consiste in una imposta *indiretta* che colpisce soltanto il valore aggiunto di ogni fase della produzione, rappresentato in questo caso dalla plusvalenza realizzata grazie alla vendita e produzione di energia da parte dell'SPV.

L'articolo 10, comma 1, n. 1), del D.P.R. 26 ottobre 1972, n. 633, esenta dall'imposta sul valore aggiunto la gestione dei fondi comuni di investimento.

Pertanto, sono esenti le prestazioni, finalizzate alla realizzazione del processo produttivo legato alla gestione del fondo comune di investimento, poste in essere dalla società di gestione del risparmio.

Inoltre, il comma 1-*bis* dell'articolo 8 del decreto legge n. 351 del 2001 prevede che gli apporti ai fondi immobiliari chiusi, costituiti da una pluralità di immobili prevalentemente locati al momento dell'apporto, si considerano compresi tra le operazioni di conferimento di azienda o di rami di azienda, con l'esclusione dal campo di applicazione dell'IVA e dai connessi obblighi formali.

Nel caso in cui il terreno sia di proprietà di una persona fisica, all'operazione non va applicata l'IVA, ma neppure se i contraenti sono due società perché si va in reverse charge (l'inversione contabile è un particolare meccanismo di applicazione dell'imposta sul valore aggiunto, per effetto del quale il destinatario di una cessione di beni o prestazione di servizi, se soggetto passivo nel territorio dello Stato, è tenuto all'assolvimento dell'imposta in luogo del cedente o prestatore); anche nel caso di installazioni sulle coperture degli edifici si parla di diritto di superficie, ma è necessario sottolineare che l'area deve essere accatastata come lastrico solare (categoria F/5) e successivamente all'installazione con categoria D/1, diventando un immobile strumentale e quindi assumendo la natura fiscale di questa tipologia. Anche in questo caso il diritto di superficie non è soggetto ad IVA (se tra società è perché si è in reverse charge).

L'Agenzia delle Entrate con la Risoluzione 112/E del 28 aprile ha annunciato che "il contratto di superficie su un terreno agricolo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico non paga l'IVA. Sarà invece assoggettato ad imposta di registro".

Essendo il terreno su cui è stato costruito l'impianto di tipo agricolo, non è stata applicata l'IVA ma l'imposta di registro.

Per quanto concerne l'imposta di registro, anche per le locazioni di immobili strumentali, al pari di quanto stabilito per le cessioni dei medesimi fabbricati, l'imposta si applica in modo uniforme, ma in misura proporzionale, indipendentemente dal regime di esenzione o di imponibilità ad IVA al quale la locazione è soggetta. A seguito delle modifiche apportate dall'art. 35, comma 10 agli articoli 5 e 40 del DPR n. 131 del 1986 (Testo unico imposta di registro), è infatti previsto l'obbligo di registrazione per tutti i contratti di locazione e l'applicazione dell'imposta nella misura dell'1%:

Imposta di Registro = 1% * Ricavi proprietà impianto

- IMU: è un'imposta *diretta* sul patrimonio, che colpisce cioè direttamente, al momento della sua manifestazione, la ricchezza detenuta dal fondo, in questo caso rappresentata dal possesso di beni immobili (impianti fotovoltaici), periodica (si riferisce all'anno solare) e proporzionale poiché commisurata al valore dell'immobile posseduto.

La nuova imposta IMU è acronimo di Imposta Municipale Unica ed è stata introdotta per creare una sola imposta che raccolga tutti i tipi di tributi comunali e che tassi gli immobili a decorrere dal periodo d'imposta 2012. È un'imposta del sistema tributario italiano che si applica sulla componente immobiliare del patrimonio, atta ad accorpate in un unico tributo l'imposta sul reddito delle persone fisiche (IRPEF) e le relative addizionali dovute in relazione ai redditi fondiari su beni non locati, e l'imposta comunale sugli immobili (ICI).

L'Agenzia del Territorio nella Circolare n. 14/T del 2007 al paragrafo 5 ha stabilito che, per la determinazione della rendita catastale delle centrali eoliche può assumersi al relazione: $R_c = V * r$ dove R_c = Rendita catastale, valore fiscale che viene utilizzato per determinare il valore di un immobile ai fini dell'imposizione diretta e l'IMU, V = Valore dell'immobile al costo di ricostruzione, r = Saggio di fruttuosità pari al 2%. La stessa formula matematica è utilizzata anche per le centrali fotovoltaiche. Infatti, nella Nota n. 31892 del 22/06/2012 dell'Agenzia del Territorio si ribadisce che: *“gli immobili ospitanti le centrali elettriche a pannelli fotovoltaici devono essere accertati nella categoria “D/1 – opifici” e che nella determinazione della rendita catastale, qualora valutata in base al costo di ricostruzione, riferito all'epoca censuaria 1988 – 89, a cui applicare il saggio di fruttuosità fissato al 2%, devono essere inclusi i pannelli fotovoltaici, in quanto ne determinano il carattere sostanziale di centrale elettrica e, quindi, di opificio”*.

L'aliquota ordinaria IMU è pari allo 0,76% (tale valore varia in realtà da Comune a Comune e vi sono perciò casi di aliquote addizionali a quella ordinaria); per gli impianti iscritti in catasto, la base imponibile si determina moltiplicando l'ammontare della rendita risultante in catasto alla data del 1/01/2012, rivalutata del 5%, per il moltiplicatore della categoria catastale D , ovvero degli immobili a destinazione speciale e che rientra nella categoria dei fabbricati strumentali, comprensiva di opifici ed in genere fabbricati costruiti per le speciali esigenze di un'attività industriale o commerciale e non suscettibili di una destinazione estranea alle esigenze suddette senza radicali trasformazioni, pari a 60 per l'anno 2012 (cfr. art. 13, comma 4, D.L. 06/12/2011: a partire dall'01/01/2013 il moltiplicatore sarà pari a 65).

$IMU (\text{€}/\text{anno}) = \text{Rendita catastale } (\text{€}/\text{anno}) * 1,05 * 60 * \text{aliquota IMU}$

Diritti di superficie	€	4.500,00
Rendita catastale	€	177.466,00
Aliquota IMU		0,76%
IMU	€	84.970,72

È bene ricordare che anche il diritto di superficie tiene conto dell'inflazione, calcolata allo stesso modo come per le altre voci di costo.

Il Conto Economico del fondo presenterà la forma seguente dove il flusso di cassa operativo è dato dalla differenza tra i ricavi ed i costi del fondo:

FLUSSO DI CASSA OPERATIVO (€/anno) = Ricavi proprietà impianto – Totale costi fondo

Canone minimo
Canone variabile
RICAVI PROPRIETA' IMPIANTO
Diritto di superficie
Imposta Registro
IMU
TOTALE COSTI FONDO
FLUSSO DI CASSA OPERATIVO

Come visto per i flussi di cassa generati dal singolo asset, per determinare il valore attuale del patrimonio del fondo occorre attualizzare i flussi di cassa generati nel periodo considerato, esattamente come fatto per quello dell'asset (varranno quindi le stesse considerazioni fatte in precedenza). Il valore del patrimonio del fondo sarà dato dalla seguente equazione:

$$VA_{fondo} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{TV_n}{(1+r)^n}$$

Con

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+WACC)^t} = \sum_{t=1}^{18} \frac{FDC OPERATIVO_t}{(1+9,54\%)^t} = 18.882.631,5 \text{ €}$$

Ovvero si considerano i flussi di cassa generati dal primo all'ultimo anno del periodo del Conto Energia. Successivamente si calcola il valore residuo, valutando i flussi rimanenti dal diciannovesimo anno all'ultimo anno del periodo della vita utile residua, vale a dire:

$$TV_n = \sum_{t=1}^k \frac{FC_t}{(1+WACC)^t} = \sum_{t=1}^6 \frac{FDC\ OPERATIVO_t}{(1+9,54\%)^t} = 1.063.780,9 \text{ €}$$

Infine, applicando la formula per intero si ottiene :

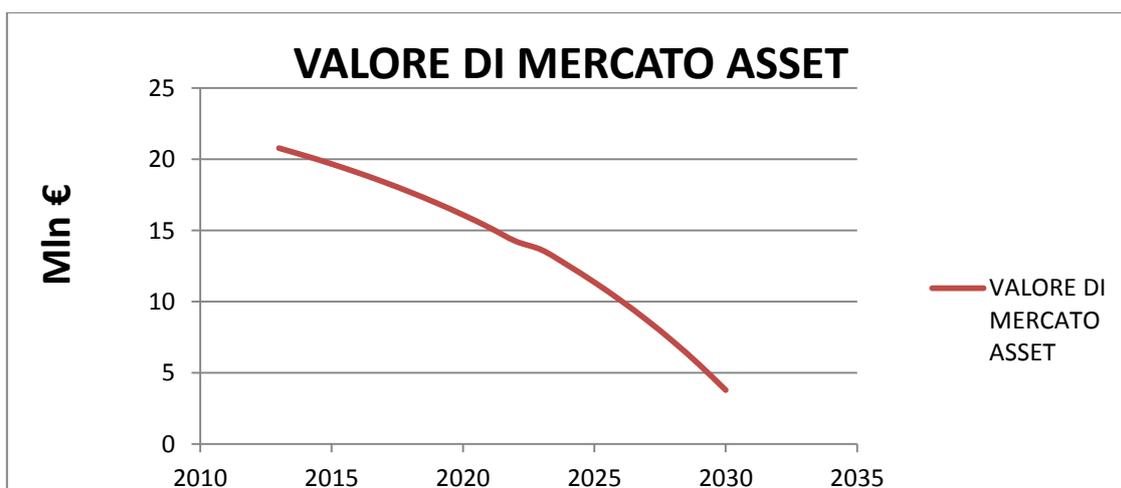
$$VA_{fondo} = \sum_{t=1}^{18} \frac{FDC\ OPERATIVO_t}{(1+WACC)^t} + \frac{TV_{18}}{(1+WACC)^{18}} = 18.882.631,5 + \frac{1.063.780,9}{(1+9,54\%)^{18}} =$$

$$18.882.631,5 + 206.185,2 = 19.088.816,7 \text{ €}$$

VALUTAZIONE ECONOMICA	
VALORE ASSET FOTOVOLTAICO	€ 20.703.079,5
VALORE TERRENO	€ 102.770,8
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,3
VALORE PATRIMONIO FONDO	€ 19.088.816,7

Nel caso vi sia la presenza di uno o più flussi di cassa generati oltre il periodo del Conto Energia negativi, vale a dire durante il periodo della vita utile residua non avendo più alcun ricavo da tariffa (la probabilità che si verifichi tale evento è maggiore), occorre prendere in considerazione l'ipotesi di vendere l'impianto poiché, producendo soltanto perdite, il valore dell'asset diminuirebbe.

Di seguito è stato riportato il grafico che rappresenta una stima dell'andamento del valore di mercato dell'asset, decrescente per tutta la durata del Conto Energia:



4.1.2 Analisi di sensibilità sul risultato ottenuto

Sarebbe però interessante capire come cambierebbe il risultato se si cambiassero alcune variabili di input del modello. Verrà così effettuata una semplice analisi per scenari, in modo da comprendere come varia il valore di mercato dell'asset analizzato al modificarsi di alcune delle variabili considerate più significative.

Le celle variabili sono state evidenziate in grigio.

Ipotizzando lo stesso impianto installato al Nord e al Sud, a riprova di quanto detto inizialmente, si ottiene un più alto valore dello stesso al Sud, grazie alle maggiori condizioni favorevoli di irraggiamento (per i dati relativi alla producibilità è stato utilizzato il programma precedentemente menzionato, PVGIS, che oltre a fornire i dati dell'irraggiamento, permette anche di ottenere il valore della producibilità mensile):

Riepilogo scenari	Valori correnti:	Scenario 1	Scenario 2
Celle variabili:			
Producibilità (kWh)	7.325.000,00	6.490.000,00	7.520.000,00
Zona irraggiamento	CENTRO	NORD	SUD
Celle risultato:			
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,32	€ 18.080.538,52	€ 21.442.558,57

Gli scenari seguenti riportano invece una variazione del costo medio ponderato del capitale, altra variabile molto importante la cui alterazione modifica sensibilmente il risultato. Avendo ipotizzato una variazione del WACC all'interno dei due punti percentuali, si nota come il valore attuale si riduce all'aumentare di tale tasso di sconto, a differenza del caso in cui, considerando un minor valore dello stesso (7,54%), si ottiene il maggiore risultato presente in tutti gli scenari visti fino ad ora. La spiegazione si trova nel fatto che il WACC tendendo a diminuire, determina l'incremento del valore dell'immobile, poiché i Free Cash Flow vengono attualizzati con un minor tasso; in termini economici, l'asset sarà più costoso e quindi maggiore sarà il suo prezzo di scambio in quanto il rischio ad esso associato è minore (e di conseguenza anche il rendimento sarà più basso). Viceversa, aumentando il costo del capitale, il prezzo con il quale l'impianto verrà acquistato/ceduto tenderà a diminuire a causa della presenza di un maggiore rischio relativo alla sua gestione:

Riepilogo scenari	Valori correnti:	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
Celle variabili:					
WACC	9,54%	7,54%	8,54%	10,54%	11,54%
Celle risultato:					
VALORE DI MERCATO	€ 20.805.850,32	€ 23.883.158,8	€ 22.258.598,5	€ 19.502.490,1	€ 18.329.434,7

Andando a variare il tipo di Conto Energia, più precisamente considerando lo stesso impianto entrato con il Secondo Conto (aprile 2010), Quarto Conto (aprile 2012) e Quinto Conto (aprile 2013), si nota un incremento del valore nello Scenario 7 grazie alla presenza di una maggiore incentivazione, seguito da una sua diminuzione negli altri due scenari. In particolare lo Scenario 9 è caratterizzato da una notevole riduzione del valore di mercato (maggiore di un terzo rispetto allo scenario di partenza) a causa della drastica diminuzione delle tariffe incentivanti dell'ultimo Conto Energia introdotto. In confronto al Quarto Conto Energia, il calo degli incentivi presenti nel Quinto Conto Energia va dal -50% per gli impianti residenziali al -75% per le grandi installazioni a terra, con incentivi diminuiti di semestre in semestre. L'obiettivo del nuovo Conto Energia, d'altronde, è anche quello di favorire i piccoli impianti integrati ed evitare le grandi installazioni solari, molto diffuse soprattutto al Sud.

Riepilogo scenari	Valori correnti:	Scenario 7	Scenario 8	Scenario 9
Celle variabili:				
CONTO ENERGIA	III	II	IV	V
Anno	1 Gennaio 2011 / 30 aprile 2012	2010	1° Semestre 2012	2° Semestre incentivante
Tipologia	Altri impianti	Non integrato	Altri impianti	Altri impianti
Potenza	1000<P≤5000	P>20	1000<P≤5000	1000<P≤5000
Tariffa incentivante	0,313	0,346	0,277	0,113
Tariffa premio da autoconsumo	#N/D	#N/D	#N/D	0,031
Celle risultato:				
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,32	€ 22.290.720,24	€ 11.728.508,86	€ 3.285.917,88

I dati presentati nei diversi scenari sono verosimili ed indicativamente validi in quanto rappresentano alcune delle possibili soluzioni alternative al caso preso in esame.

CONCLUSIONI

Il presente lavoro è stato svolto con l'obiettivo di effettuare una valutazione del valore di mercato (fair value) degli assets fotovoltaici detenuti da un fondo chiuso immobiliare gestito da una Società di Gestione del Risparmio (SGR).

Grazie a questa valutazione è stato possibile fornire un valore attuale in grado di rappresentare la stima del prezzo ottenibile in caso di compravendita di ogni singolo asset posseduto.

A tal proposito è stato impiegato il metodo finanziario, scelto tra i possibili criteri utilizzati nella finanza aziendale e di progetto; questa metodologia si basa sull'attualizzazione dei flussi di cassa generati dall'attività di commercializzazione del bene oggetto di analisi secondo un tasso di sconto corretto per il rischio.

Quest'ultimo, definito costo medio ponderato del capitale (WACC), riflette la struttura finanziaria della società proprietaria dell'impianto; non essendo stata fornita tale struttura, per definire le determinanti del tasso di attualizzazione sono stati assunti valori medi di settore.

Il costo opportunità del capitale così calcolato, corrisponde al rendimento ottenibile da investimenti negli assets fotovoltaici e caratterizzati dallo stesso profilo di rischio.

Il metodo proposto trova applicazione non soltanto per i fondi, ma anche per impianti detenuti da un qualsiasi soggetto privato.

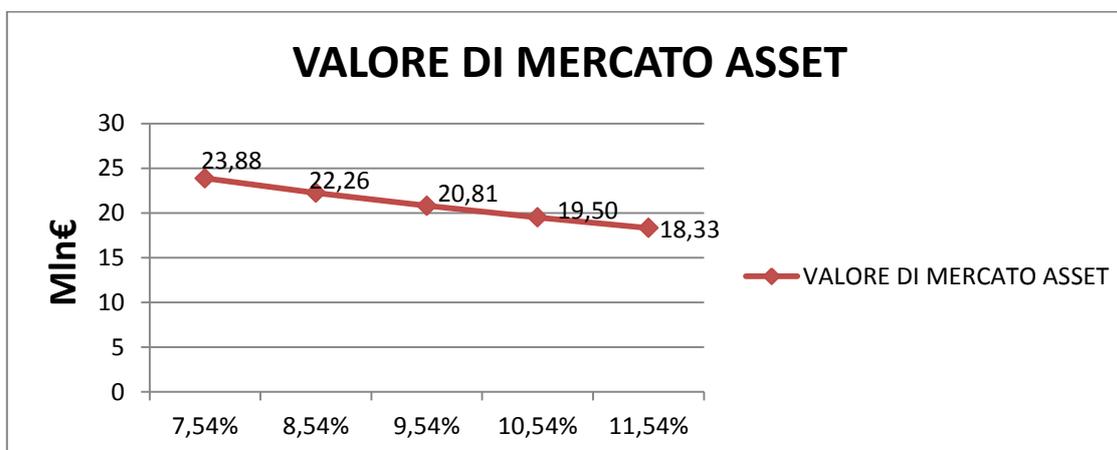
E' stato così creato uno modello matematico al fine di valutare il valore di mercato. Considerando la configurazione iniziale dell'impianto preso a campione con:

- Potenza: 5000 kWp
- Energia prodotta (al primo anno): 7.325.000 kWh/anno
- Energia autoconsumata: 0%
- Zona irraggiamento: Centro
- Tipologia di impianto: Impianto su terreno agricolo con struttura fissa
- Anno di entrata in esercizio: 2011
- Conto Energia: Terzo
- WACC: 9,54%

la valutazione, effettuata ad inizio 2013, ha fornito un risultato positivo e pari a 20.805.850,3 €.

In seguito sono stati ipotizzati vari scenari realistici alternativi variando i parametri di input sopra esposti in modo da comprendere come il valore di mercato dell'asset analizzato varia al modificarsi

delle key assumptions. Tra quelli proposti si nota come, al diminuire del tasso di sconto, il valore di mercato aumenta per il fatto che, riducendo il rischio sistematico del business, l'asset sarà più costoso e quindi maggiore sarà il suo prezzo di scambio:



Volendo indicare il migliore scenario ottenibile variando anche altri parametri, quali l'area di installazione dell'impianto (zona di installazione: Sud) e l'entrata in esercizio nel 2010, la situazione presentata è certamente quella più favorevole, grazie alle migliori condizioni di irraggiamento presenti nella zona meridionale della nostra Penisola e alle tariffe più agevolate offerte dal Secondo Conto Energia:

Riepilogo scenari	Valori correnti:	Scenario Ottimo
Celle variabili:		
Potenza (kW)	5.000,0	5.000,0
Producibilità (kWh/anno)	7.325.000	7.520.000
Autoconsumo	0%	0%
Zona irraggiamento	CENTRO	SUD
Anno entrata in esercizio	2011	2010
CONTO ENERGIA	III	II
Tipologia	Altri impianti	Altri impianti
WACC	9,54%	7,54%
Celle risultato:		
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,32	€ 26.905.822,94

Tale valutazione ad oggi fornisce un risultato che mostra un notevole incremento del prezzo dell'asset, pari a 6.099.972,6 €.

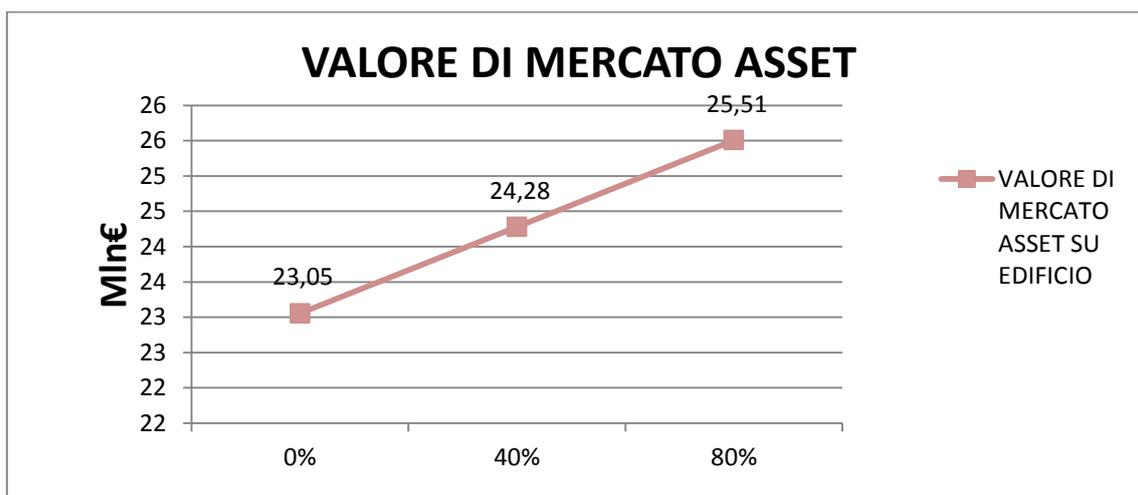
Per poter confrontare impianti simili che abbiano una percentuale di autoconsumo diverso, altra variabile significativa, occorre ipotizzare lo stesso impianto installato su un edificio.

Gli impianti di grande dimensione posizionati su terreno agricolo, come il caso preso in considerazione, presentano tipicamente una percentuale di autoconsumo prossima allo 0%, non essendo l'energia utilizzata in loco ma ceduta totalmente alla rete.

I fondi comuni di investimento, come visto, sono istituti di intermediazione finanziaria che hanno lo scopo di investire i capitali raccolti dai risparmiatori; l'obiettivo è quello di creare valore attraverso la gestione accentrata di assets al fine di ottenere un introito in grado di remunerare gli investitori (in questo caso derivante dalla vendita dell'energia).

Può accadere tuttavia che un fondo detenga un impianto installato su un edificio (per esempio il tetto di un'azienda) e, in quanto tale, faccia parziale o totale autoconsumo; in questo caso la parte di energia autoconsumata potrà essere ceduta all'azienda e l'eventuale eccedenza immessa in rete.

Considerate le seguenti ipotesi, variando la percentuale di autoconsumo, il valore di mercato aumenta. Tale risultato è ottenuto grazie al maggiore introito dovuto alla presenza del ricavo da autoconsumo che, sommandosi con i ricavi da Conto Energia e con quelli derivanti dalla vendita dell'energia elettrica residua, genera un valore più elevato:



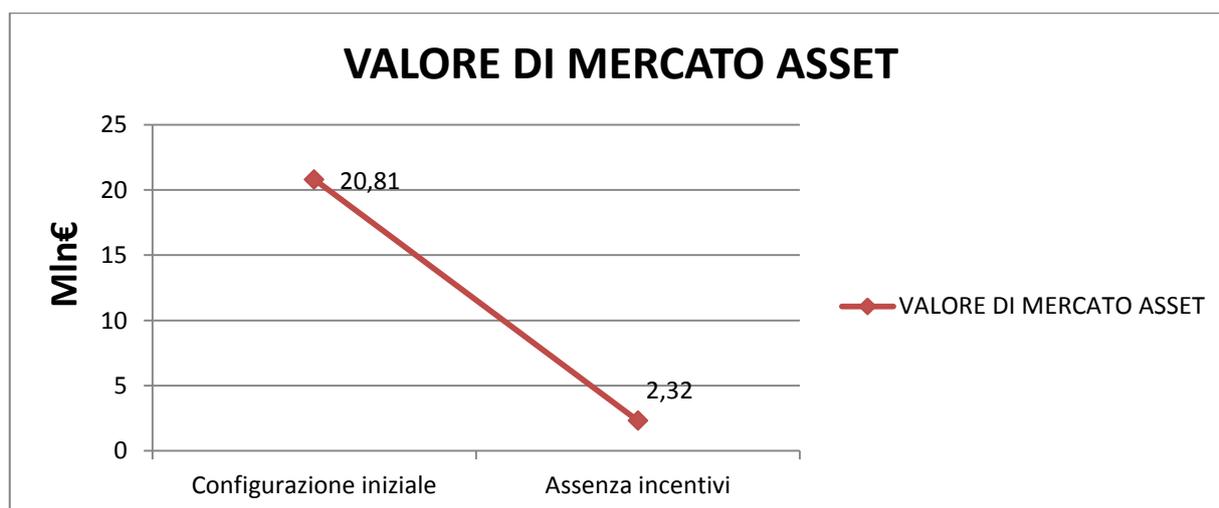
Questa rappresentazione mostra come, nel caso di una percentuale di autoconsumo del 40%, vi sia un incremento del valore pari a 1.226.357 €, mentre lo stesso impianto, se abbinato ad una percentuale di autoconsumo significativa (80%), produce un notevole incremento dello stesso valore di circa 2.452.715 €.

Ritornando all'asset analizzato, considerando lo stesso entrato in esercizio nel 2012, il suo valore avrebbe subito una drastica riduzione a causa degli incentivi ridotti introdotti dal nuovo Conto Energia il quale privilegia le piccole-medie installazioni (sotto a 1MW) volte all'autoconsumo sulle case private e sui tetti dei capannoni aziendali (Residential and Commercial); tale diminuzione

sarebbe stata recuperata in parte grazie al calo dei costi d'investimento sostenuti nel 2012 per l'acquisto di un nuovo impianto.

Le categorie che hanno risentito maggiormente della decurtazione degli incentivi sono stati i grandi impianti; l'obiettivo del nuovo Conto Energia, d'altronde, è anche quello di favorire i piccoli impianti integrati ed evitare le grandi installazioni solari, molto diffuse soprattutto al Sud.

Visti i recenti sviluppi della normativa e poiché, come precedentemente osservato, si ipotizza la fine del Quinto Conto Energia a metà del 2013 a causa del raggiungimento del tetto massimo incentivabile, occorre capire se sarà ancora possibile considerare remunerativo un investimento nel fotovoltaico in un contesto di scarsa/nulla incentivazione; in tal caso tale investimento potrà considerarsi redditizio a prescindere dagli incentivi, permettendo così di raggiungere la Grid Parity, situazione in cui l'energia prodotta avrà un costo produttivo paragonabile a quella tradizionale. Ipotizzando lo stesso impianto entrato in esercizio senza il beneficio derivante dall'incentivazione, si osserva una drastica riduzione del valore di mercato dell'asset:



Tale scenario potrebbe cambiare considerando lo stesso impianto posizionato su un edificio o in prossimità di un'utenza energivora, il quale potrebbe recuperare parte del valore grazie ad una buona percentuale di autoconsumo, specialmente considerando impianti di taglia inferiore a 1MW.

Ciononostante, bisogna prendere in considerazione molte variabili per capire quali saranno effettivamente le strategie e gli assetti più convenienti per un ipotetico investimento in un progetto di produzione e vendita di energia mediante il fotovoltaico, quali ad esempio:

- Il costo d'investimento
- I prezzi di vendita sia wholesale che retail dell'energia ceduta

- Il tasso di sconto utilizzato (WACC)
- La percentuale di autoconsumo

Pertanto, bisognerà intuire quale sarà il trend del settore e affinare le tecniche di valutazione di tali investimenti, perché il fotovoltaico in Italia ha avuto e avrà un ruolo fondamentale in quanto genera e continuerà a generare vantaggi per l'intero sistema Paese quali per esempio:

- Credito ambientale: danno evitato grazie all'assenza totale di emissioni inquinanti (si tratta infatti di energia pulita);
- Credito di energia: i kWh forniti dalle rinnovabili vanno ad evitare la spesa per l'acquisto di combustibile;
- Vantaggi economici: risparmio sulla bolletta elettrica, vendita dell'energia, costi di manutenzione ridotti, utilizzo di spazio inutilizzato, finanziamenti agevolati, modularità di sistema.

APPENDICE

In seguito si riporta il modello matematico che è stato utilizzato per determinare il valore di mercato.

Società				
Regione/Provincia				Dati da inserire
Comune				Calcoli automatici
Potenza (kW)	5.000		Conto Energia	III
Ore equivalenti (kWh/kW)	1.465		Anno	1gennaio2011 / 30aprile2012
Producibilità (kWh/anno)	7.325.000		Tipologia	Altri impianti
Tensione	MT		P (kWp)	1000<P≤5000
Zona installazione	CENTRO		Tariffa incentivante (€/kWh)	0,313
Autoconsumo	0%		Tariffa premio da autoconsumo (€/kWh)	#N/D
Perdite trasformatori e rete	1%		Anno entrata in esercizio	2011
Dcadimento prestazione moduli	0,60%		Anno fine Conto Energia	2030
Vita utile impianto (anni)	25		Periodo Conto Energia (anni)	18
Vita utile Conto Energia (anni)	20		Anno fine esercizio	2035
Vita utile residua (anni)	5		Periodo effettivo (anni)	23
			Mese entrata in esercizio	Aprile
			Anno inizio valutazione	2013
			Semestre di valutazione	1° Semestre
Assumption operative				
Prezzo vendita energia (€/kWh)	0,0788			
Prezzo energia rete (€/kWh)	0,12			
O&M	€ 190.000,00		Inflazione energia	1,5%
Assicurazione	€ 25.668,00		O&M	1,5%
Sicurezza e Vigilanza	€ -		Assicurazione	2%
Altri costi G&A	€ 18.432,00		Sicurezza e vigilanza	2%
Management fees per gestione asset	€ 24.969,00		Altri costi G&A	2%
Agency fee	€ 31.995,00		Management fees per gestione asset	2%
Oneri accesso rete	€ -		Agency fee banca	2%
Costo dispacciamento (€/MWh)	4		Oneri accesso rete	2%
Sostituzione inverter	SI		Costo dispacciamento	1,5%
Costo sostituzione inverter (€/kW)	84		Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)	1,5%
Sostituzione inverter	€ 420.000,00		Altri costi	2%
Anno sostituzione inverter	10		Inflazione terreno	2%
Energia elettrica (non compresa in autoconsumo)	€ -		Diritti di superficie	0%
Altri costi	€ 132,00		IMU	0%
Costo terreno (compravendita)	€ 520.000,00			
Diritti di superficie	€ 4.500,00		Anno riferimento costo energia	2013
Rendita catastale	€ 177.466,00		Esponente inflazione energia	0
Aliquota IMU	0,76%		Anno riferimento costi operativi	2013
IMU	€ 84.970,72		Esponente inflazione costi	0
			Anno riferimento producibilità	2011
			Esponente inflazione producibilità	2
			Esponente inflazione terreno	2
Aliquota fiscale	26%			
Irs 20 anni	2,50%		Canone minimo	€ 200.000
Spread	5,5%		Aggiornamento canone	2%
Tasso debito (Rd)	8,0%		Canone variabile	97%
Tasso equity (Re)	18%			
E	30%			
D	70%			
WACC	9,54%			
VALUTAZIONE ECONOMICA				
VALORE ASSET FOTOVOLTAICO	€ 20.703.079,5			
VALORE TERRENO	€ 102.770,8			
VALORE DI MERCATO ASSET	€ 20.805.850,3			
VALORE PATRIMONIO FONDO	€ 19.088.816,7			

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- Energie rinnovabili, Autorizzazioni, connessione, incentivi, procedure e il Dlgs 28/2011 a cura di Anna Bruno e della redazione di Nextville
- Codice delle Valutazioni Immobiliari, Italian property valuation Standard, Quarta edizione-2011, Tecnoborsa S.c.p.a.
- R. Brealey, S. Myers, F. Allen, S. Sandri, *Principi di Finanza Aziendale*, Sesta Edizione, McGraw Hill Libri Italia, 2011.
- A. Damodaran *Finanza Aziendale*. Seconda Edizione, Apogeo, 2006
- Elettrotecnica dei sistemi energetici M, A.A.2010-2011, Titolare: Prof. Francesco Negrini
- Ferrero C. ,1996, “La valutazione immobiliare”, EGEA, Milano
- Annunziata F., 2008. La gestione collettiva del risparmio, in La disciplina del mercato mobiliare. Giappichelli
- 12 Maffei S., 2000. I fondi comuni di investimento chiusi, in La disciplina delle gestioni patrimoniali. SGR, Fondi comuni e SICAV, Quaderno Assogestioni, n. 23
- CONSOB, Quaderni di finanza, vari anni
- CONSOB, Relazione annuale, vari anni
- Banca d’Italia, Relazione annuale, vari anni
- Assogestioni, “Rapporti semestrali fondi immobiliari”, vari anni
- Nomisma, “Linee Guida per la Valutazione Immobiliare”
- Martin Hoesli, Giacomo Morri, Investimento immobiliare, Hoepli 2010
- EPIA, maggio 2012. *Global Market Outlook, for photovoltaics until 2016*. Craig Win-neker.
- Solar Energy Report, Il sistema industriale italiano nel business dell’energia solare, Aprile 2011
- *Master Program in International Finance and Economics (MiFE), Center for Applied International Finance and Development (CAIFD)*, “Seminary papers in international, finance and economics”, Photovoltaic in Italy - An economic, legal, institutional and financial perspective, Authors: Gudakovskaya, Oksana; Kolobaeva, Marina; Krasnikova, Maria; Latfullina, Regina, Seminar Paper 3/2011, ISSN 2191-4850
- www.ilsole24ore.com
- www.gse.it
- www.gruppohera.it

- www.assogestioni.it
- qualenergia.it
- www.autorita.energia.it
- www.milanofinanza.it