



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO
DIPARTIMENTO SCIENZE AGRARIE E FORESTALI

Corso di Dottorato in Economia e Politica Agraria

**VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI
FOTOVOLTAICI NELLE AZIENDE AGRICOLE**

SSD AGR/01

TESI DI

DR. RICCARDO SQUATRITO

COORDINATORE DEL DOTTORATO

PROF.SSA MARIA CRESCIMANNO

TUTOR

DOTT.SSA VALERIA BORSELLINO

CO-TUTOR

DR. FILIPPO SGROI

XXIV CICLO - ANNO ACCADEMICO 2013/2014

DOTTORATO



ad Enza e Mario



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO
DIPARTIMENTO SCIENZE AGRARIE E FORESTALI

Corso di Dottorato in Economia e Politica Agraria

**VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI
FOTOVOLTAICI NELLE AZIENDE AGRICOLE**

SSD AGR/01

TESI DI

DR. RICCARDO SQUATRITO

COORDINATORE DEL DOTTORATO

PROF.SSA MARIA CRESCIMANNO

TUTOR

DOTT.SSA VALERIA BORSELLINO

CO-TUTOR

DR. FILIPPO SGROI

XXIV CICLO - ANNO ACCADEMICO 2013/2014

DOTTORATO



INDICE

Elenco delle figure	Pag. 3
Elenco delle tabelle	5
Introduzione	6

CAPITOLO 1

LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI NELL'UNIONE EUROPEA

1.1 Introduzione	13
1.2 Le FER nell'Unione Europea: stato dell'arte e prospettive	16
1.3 La produzione di energia da FER nell'Unione Europea	17
1.4 La produzione di energia rinnovabile nel settore elettrico	21
1.5 L'impatto socio-economico delle rinnovabili nell'Unione Europea	23
1.6 L'espansione del comparto fotovoltaico	28

CAPITOLO 2

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

2.1 Evoluzione dei principali meccanismi di incentivazione	34
2.1.1 Il Conto Energia	34
2.1.1.1 Lo scambio sul posto ed il ritiro dedicato	39
2.2 Il costo dell'incentivazione agli impianti fotovoltaici: la componente A3	45
2.3 Ripartizione regionale degli impianti in esercizio	47
2.4 La produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici	51
2.5 Il rapporto tra fotovoltaico e settore primario	55
2.5.1 Fotovoltaico su serra	57

2.5.2 Impianti a terra e problematiche connesse	59
2.5.3 Il trattamento fiscale della produzione elettrica da fotovoltaico in agricoltura	62

CAPITOLO 3

VALUTAZIONE ECONOMICO-FINANZIARIA DI INVESTIMENTI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN AZIENDA AGRICOLA

3.1 Introduzione	66
3.2 Caso studio	66
3.3 Materiali e metodi	69
3.4 Risultati	75
3.5 Analisi di sensitività	81
3.5.1 Variazione disgiunta della tariffa incentivante e del costo di installazione ...	81
3.5.2 Variazione congiunta della tariffa incentivante e del costo di installazione ..	85
3.5.3 Variazione della producibilità di energia elettrica da pannelli fotovoltaici ...	90
3.6 Break even point	92
Conclusioni	95
Bibliografia	98

Elenco delle figure

Figura 1 – Consumo di energia primaria in alcuni Paesi dell'UE	Pag. 20
Figura 2 – Comparazione tra il trend attuale della potenza fotovoltaica installata nei Paesi membri e quanto indicato nei Piani di Azione per le Energie Rinnovabili	30
Figura 3 – Potenza fotovoltaica per gestionale commerciale	39
Figura 4 – Andamento dell'incidenza della potenza per gestione commerciale	40
Figura 5 – Andamento dei prezzi medi mensili (fascia oraria F1) zonali suddivisi per zona di mercato da gennaio 2008 ad agosto 2013	44
Figura 6 – Andamento del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo suddiviso per trimestre	45
Figura 7 – Costo annuale degli incentivi riconosciuti agli impianti ammessi al Conto Energia	46
Figura 8 – Composizione percentuale della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente tipo domestico - IV trimestre 2013	47
Figura 9 – Producibilità elettrica degli impianti fotovoltaici in Italia	49
Figura 10 – Andamento del C.I.L. di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici	52
Figura 11 – Andamento del C.I.L di energia elettrica da FER ed incidenza del settore fotovoltaico	52
Figura 12 – Produzione mensile di energia elettrica da fotovoltaico nel 2012	54
Figura 13 – Potenza relativa agli impianti fotovoltaici installati per settore di attività	55
Figura 14 – Confronto tra produzione di energia elettrica di origine fotovoltaica e consumo di energia elettrica in agricoltura	56
Figura 15 – Potenza installata per tipologia di sito in Italia a fine 2012	58
Figura 16 – Distribuzione regionale potenza su serre/pensiline a fine 2012	58
Figura 17 – FCC del caso A relativo alle differenti modalità di finanziamento	75
Figura 18 – FCC del caso B relativo alle differenti modalità di finanziamento	75
Figura 19 – FCC del caso C relativo alle differenti modalità di finanziamento	75
Figura 20 – FCC del caso D relativo alle differenti modalità di finanziamento	76
Figura 21 – FCC del caso E relativo alle differenti modalità di finanziamento	76
Figura 22 – FCC del caso F relativo alle differenti modalità di finanziamento	76

Figura 23 – VAN dei casi A, B, C e D	77
Figura 24 – VAN dei casi E ed F	78
Figura 25 – Variazione relativa del VAN dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali	91
Figura 26 – Variazione del DPBP (anni) dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali	91
Figura 27 – Variazione del TIR (%) dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali	92
Figura 28 – Confronto tra BEP_{FIT} e FiT	93
Figura 29 – Confronto tra BEP_{CPV} e C_{PV}	94

Elenco delle tabelle

Tabella 1 – Quota di energia da FER sul consumo finale lordo di energia nell'UE ..	Pag. 18
Tabella 2 – Quota di ciascuna fonte nel consumo di energia primaria da FER nell'UE	20
Tabella 3 – Quota di energia elettrica generata da FER	21
Tabella 4 – Quota di ciascuna fonte nel consumo di energia elettrica da FER nell'UE	23
Tabella 5 – Giro di affari generato dalle FER nell'Unione Europea nel 2011	26
Tabella 6 – Distribuzione degli impiegati per settore rinnovabile nell'Unione Europea nel 2011	27
Tabella 7 – Potenza fotovoltaica installata nell'UE	29
Tabella 8 – Produzione di energia elettrica di origine fotovoltaica nell'UE	32
Tabella 9 – Potenza regionale per gestione commerciale	41
Tabella 10 – Distribuzione regionale impianti fotovoltaici in esercizio	48
Tabella 11 – Taglia media annua degli impianti fotovoltaici installati	50
Tabella 12 – Incidenza regionale della potenza installata per Conto Energia	51
Tabella 13 – Produzione netta di energia elettrica da impianti fotovoltaici e produzione totale destinata al consumo su base regionale. Anno 2012	53
Tabella 14 – Impianti collocati a terra e non a terra a fine 2012	61
Tabella 15 – Principali caratteristiche economiche dei casi studio analizzati	68
Tabella 16 – DPBP dei casi studio analizzati	79
Tabella 17 – TIR dei casi studio analizzati	80
Tabella 18 – Valore del VAN (€) in corrispondenza delle variazioni della FiT	83
Tabella 19 – Valore del VAN (€) in corrispondenza delle variazioni del C_{PV}	83
Tabella 20 – Valore del TIR (%) in corrispondenza delle variazioni della FiT	84
Tabella 21 – Valore del TIR (%) in corrispondenza delle variazioni del C_{PV}	84
Tabella 22 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.500 €/kW in assenza di FiT	86
Tabella 23 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.250 €/kW in assenza di FiT	86
Tabella 24 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.000 €/kW in assenza di FiT	87
Tabella 25 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.750 €/kW in assenza di FiT	87
Tabella 26 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.500 €/kW in assenza di FiT	88
Tabella 27 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.250 €/kW in assenza di FiT	88
Tabella 28 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.000 €/kW in assenza di FiT	89

Introduzione

La *green economy* è considerata una realtà che evolve a differenti velocità, e secondo varie strade, nei Paesi sviluppati ed in quelli in via di sviluppo.

Nel panorama internazionale, numerose sono le definizioni di *green economy*, ma tutte sostanzialmente concordano sul fatto che essa miri a migliorare la qualità della vita di tutto il genere umano, riducendo le disuguaglianze nel lungo termine e preservando le generazioni future da preoccupanti rischi ambientali e significative scarsità ecologiche.

È opportuno precisare anche che la definizione di *green economy* non sostituisce quella di sviluppo sostenibile, ma ne diviene un necessario passaggio: la sostenibilità rimane un fondamentale obiettivo a lungo termine, ma per arrivarci bisogna implementare il comparto dell'economia verde.

La *green economy* va considerata non come un settore dell'economia, ma come un nuovo modo di governare, di organizzare, di produrre e di distribuire.

La rivoluzione verde appare uno dei pochi mezzi in grado di dare un nuovo impulso ad un sistema economico ripiegato su se stesso, che tenga conto delle risorse e della capacità degli ecosistemi di reggere la pressione antropica.

Dal punto di vista economico la sostenibilità non esclude la trasformazione o il consumo dei valori ambientali, ma richiede che questo avvenga nei limiti della capacità di assimilazione dell'ecosistema e, in una logica di costo-opportunità, consideri i vantaggi e gli svantaggi derivanti dall'uso delle risorse disponibili. Si tratta quindi di considerare con attenzione il grado – ed eventualmente il tempo – di riproducibilità delle risorse utilizzate, così come delle esternalità, negative e positive, connesse alla crescita economica e quindi anche degli effetti cumulativi e delle inevitabili implicazioni per le generazioni future.

Il tradizionale modello economico, imperniato sulla cosiddetta *brown economy*, si è di fatto basato sullo sfruttamento di risorse naturali, a lungo credute infinite, e sulla scarsa attenzione agli impatti delle attività antropiche su ambiente, società e qualità della vita. Viceversa la *green economy* non solo riconosce i limiti del pianeta, ma li rimarca come confini all'interno dei quali debba muoversi un nuovo modello economico basato su un uso sostenibile delle risorse e su una drastica riduzione degli impatti ambientali e sociali, ai fini di un miglioramento generalizzato della qualità della vita.

La transizione verso un'economia sostenibile non riguarda soltanto le produzioni direttamente connesse alla energie rinnovabili o al riciclo dei materiali, ma è un fenomeno sempre più pervasivo nell'economia. La riduzione dei consumi energetici, delle emissioni

climalteranti e dell'inquinamento atmosferico, o la gestione dei rifiuti, riguardano trasversalmente tutti i settori dell'economia. In misura diversa le competenze richieste tendono quindi a interessare tutte le attività umane, sia legate al mondo della produzione che più in generale alla stessa vita delle persone.

Nonostante la crisi economica manifestatasi su scala mondiale a partire dal 2008 a cui è seguita una lunga fase di recessione economica, negli ultimi anni l'espansione del comparto verde non ha conosciuto pause significative, evidenziando la necessità di una vera e propria rivoluzione economica, ancor prima che verde. In effetti, la crisi ha reso necessario un cambiamento ed ha fatto sì che molte imprese imboccassero il sentiero verde, l'unico a guidare verso la strada dell'ottimizzazione delle risorse e dei costi ambientali e sociali della produzione, in linea con le nuove esigenze dei consumatori. L'eterogeneo gruppo di imprese che si pone in prima fila nello sviluppo della *green economy* è costituito da realtà che, in tempi caratterizzati da scarse certezze, per passione dei singoli, intuito imprenditoriale o puro calcolo strategico hanno creduto nelle potenzialità del settore.

Quello che fino a pochi anni fa era considerato un mondo per imprenditori visionari e per il consumo di nicchia, oggi si è trasformato in un'ondata che ha travolto più o meno trasversalmente tutti i settori economici. Alcuni, come quello delle energie rinnovabili, appaiono ormai maturi, mentre altri, come nel caso del riutilizzo e del recupero, lasciano presagire prospettive interessanti, attraendo grandi realtà aziendali.

La forza della *green economy* deriva anche dalla carica di innovazione che porta con sé, riconducibile alla presenza di imprenditori giovani, ricchi di idee e con forti motivazioni. In questi anni la *green economy* ha dato vita sia a tipologie di imprese e professioni nuove che a prospettive di rinascita di settori maturi o di professioni più tradizionali. A fianco dei tecnici e dei progettisti esperti di rinnovabili, riciclo e nuovi materiali ecosostenibili, si affermano o muovono i primi passi filoni rinnovati come quello degli operatori edili esperti in efficientamento energetico, dei consulenti legali esperti in tematiche ambientali, degli agricoltori biologici e dei loro canali di distribuzione, degli operatori nel turismo ecologico e di tante altre figure. Le competenze già presenti nei settori "tradizionali", destinate ad essere spiazzate dalle nuove produzioni, possono essere preziose anche nel nuovo scenario, se integrate ed adeguate alle nuove necessità.

In effetti, è in atto una vera e propria rivoluzione, specialmente se si pensa a tutte quelle aziende che stanno attuando una sorta di riconversione culturale, investendo capitali, pensiero e tecnologia in una reale virata verso il verde, cambiando processi e prodotti,

mettendo in discussione i cicli di vita dei beni di consumo, che iniziano ad essere concepiti all'insegna della riciclabilità totale e del basso consumo di risorse. In una recente indagine condotta a livello europeo, oltre il 90% delle piccole e medie imprese (PMI) ha dichiarato di aver realizzato almeno un'azione per migliorare la propria efficienza energetica, mentre l'80% sostiene che nuovi investimenti saranno avviati nei prossimi anni (Commissione Europea, 2012a). Per il 33% delle PMI intervistate, si tratta di interventi che assumono un valore prioritario nelle proprie strategie aziendali.

Di fronte alla cruda realtà dell'emergenza ecologica ed economica globale, anche l'opinione pubblica ha cominciato ad attribuire grande importanza alla sostenibilità dei processi produttivi, tanto da far virare molti mercati verso il verde. La crisi, infatti, ha determinato un'accelerazione dell'affermazione degli stili di vita sostenibili, minando le basi dell'iperconsumismo tanto caro ai mercati affamati di perenne crescita.

La figura tipica del settore, indipendentemente dall'ambito o dalla specializzazione, è per lo più ibrida, multidisciplinare, con forti capacità relazionali e comunicative. Secondo un rapporto UNEP (*United Nations Environment Programme*), la *green economy* potrebbe generare a livello globale da 15 a 60 milioni di nuovi posti di lavoro nei prossimi quarant'anni, contribuendo fattivamente alla lotta alla povertà, mentre il settore delle rinnovabili sta occupando in tutto il mondo cinque milioni di lavoratori (UNEP, 2011). Un'ulteriore indagine effettuata dall'ILO (*International Labour Organization*) prevede che almeno la metà dei lavoratori di tutto il mondo – circa un miliardo e mezzo di persone – sarà interessata nel prossimo decennio dalla trasformazione *green*, coinvolgendo in particolare l'agricoltura, la selvicoltura, la pesca, l'energia, il manifatturiero ad alta produzione, il riciclaggio dei rifiuti, l'edilizia ed i trasporti (ILO, 2012).

Ad oggi in Italia si contano tra 850.000 e 950.000 unità che, secondo alcune stime, nell'arco di un decennio potrebbero quasi raddoppiare (Gelasio e Gisotti, 2012). L'impatto sull'occupazione nei settori direttamente coinvolti (soprattutto rinnovabili ed efficienza energetica) è naturalmente positivo, rilevante e immediatamente percepito da lavoratori e imprenditori, anche se una parte meno visibile ma altrettanto importante degli occupati è legata alle attività indirettamente collegate, ossia in considerazione del processo di attivazione intersettoriale generato dalla domanda che ciascun settore della *green economy* rivolge agli altri per l'acquisto di beni e servizi intermedi, semilavorati, e così via.

Il dato riportato acquisisce maggiore rilevanza tenuto conto degli effetti particolarmente gravosi che la crisi finanziaria ha avuto sul nostro Paese, generando un forte incremento del tasso di disoccupazione scaturito dalla chiusura di centinaia di migliaia di imprese.

Il profilo del vero imprenditore *green* corrisponde sempre più a persone giovani, consapevoli del valore economico dell'ambiente e dell'importanza della sostenibilità ambientale dei processi produttivi, che prestano particolare attenzione all'innovazione tecnologica.

Fra tutti i settori che compongono questo nuovo modello di sviluppo economico, quello relativo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) negli ultimi anni ha agito da traino per l'intero comparto verde.

A livello comunitario, attraverso la direttiva 28/2009/CE¹ sulla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, sono stati fissati degli ambiziosi traguardi da raggiungere entro il 2020. La cosiddetta strategia del 20-20-20 prevede, rispetto ad un predeterminato anno di riferimento, la riduzione del 20% dei gas ad effetto serra, la riduzione del 20% dei consumi energetici ed il soddisfacimento del 20% del fabbisogno energetico europeo mediante le energie rinnovabili.

Le fonti energetiche rinnovabili come l'idroelettrico, le biomasse, la geotermia, l'eolico e il fotovoltaico rappresentano una valida alternativa alle tradizionali fonti fossili sia per i vantaggi in termini di minor impatto sull'ambiente che per la loro capacità di essere rinnovabili e non soggette ad esaurimento (Ciorba *et al.*, 2004; Pearce, 2002).

Tra l'altro la *green energy*, limitando il consumo di combustibili fossili e riducendo l'immissione di gas ad effetto serra in atmosfera, contribuisce al raggiungimento degli obiettivi stabiliti con il Protocollo di Kyoto, evitando le sanzioni in cui incorrerebbero gli Stati firmatari in caso di inadempienze (Karakosta *et al.*, 2012).

La recente espansione del comparto energetico relativo alle FER è riconducibile in particolar modo allo sviluppo del settore fotovoltaico, che ha goduto di generosi meccanismi di incentivazione in diversi Paesi (Badcock e Lenzen, 2010). Ciò ha richiamato gli interessi di molti piccoli investitori e soprattutto dei grandi gruppi finanziari che hanno deciso di investire nell'energia solare (Szabó *et al.*, 2010), assumendo un ruolo fondamentale nelle politiche energetiche europee (Bürer e Wüstenhagen, 2009).

La crescita del fotovoltaico ha interessato anche il territorio italiano, attraverso l'installazione di decine di migliaia di impianti fotovoltaici, presenti ormai nel 95% dei Comuni italiani (Legambiente, 2012). Il fenomeno ha generato ricadute positive anche in termini occupazionali, con la creazione dal 2002 al 2010 di oltre 100.000 posti di lavoro,

¹ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, pubblicata in G.U.U.E. n. L140 del 5 giugno 2009.

dei quali circa 20.000 addetti diretti e con età media inferiore ai 35 anni (ANIE-GIFI, 2011).

L'espansione del comparto ha coinvolto in parte anche il settore agricolo attraverso la realizzazione di impianti a terra o su fabbricati rurali, orientano le aziende verso una maggiore multifunzionalità. Pur tuttavia, non bisogna dimenticare che l'imprenditore agricolo è chiamato a produrre prodotti agricoli; quindi, la produzione di beni e servizi connessi all'agricoltura devono essere visti nell'ottica di integrarne il reddito o di ridurre i costi di produzione (Tudisca *et al.*, 2011).

Per tale ragione, a causa dell'eccessiva proliferazione degli impianti fotovoltaici a terra, si sono accesi forti dibattiti sulla destinazione d'uso dei suoli. L'insediamento di tale tipologia di impianti fotovoltaici, infatti, non solo si pone in competizione con le attività agricole per l'occupazione del suolo, ma lo sottrae per periodi molto lunghi (almeno venti anni) e, quel che è peggio, ne compromette la fertilità, rendendo particolarmente difficile un suo futuro recupero ai fini agricoli (Vieri, 2012). Al fine di tutelare maggiormente le produzioni alimentari, in Italia non è più consentito l'accesso agli incentivi statali per gli impianti con moduli collocati a terra su superfici agricole².

Viceversa, l'ampia disponibilità di superfici, garantita dalle serre e dai fabbricati rurali, può essere sfruttata dalle aziende agricole nel rispetto degli equilibri ambientali e paesaggistici del territorio a vantaggio di una attività agricola eco-sostenibile, in grado di accrescere la propria immagine presso il consumatore incrementando la competitività all'interno del settore (Mekhilef *et al.*, 2013; Chironi e Ingrassia, 2010).

Partendo da questi presupposti, ed in considerazione della rapida diffusione nel settore agricolo degli impianti fotovoltaici, il presente lavoro ha avuto l'obiettivo di valutare la convenienza economica di tale tipologia di investimenti effettuati in aziende agrarie.

La tesi è stata preceduta da un corposo studio della letteratura in materia, ponendo particolare attenzione alla politica energetica adottata dal legislatore; successivamente, l'elaborazione dei dati ricavati dai rilievi aziendali ha permesso di determinare gli indicatori di convenienza economica.

Lo studio è diviso in tre parti: nella prima è stata effettuata una panoramica sulla diffusione delle fonti rinnovabili all'interno del territorio dell'Unione Europea, riportandone anche l'impatto socio-economico; successivamente, l'attenzione è stata focalizzata sull'espansione del fotovoltaico in Italia, con particolare riguardo al sistema di

² Legge 24 marzo 2012, n. 27, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", pubblicata in G.U.R.I. n.71 del 24-3-2012, Supplemento Ordinario n. 53.

incentivazione ed alle implicazioni per il settore primario; infine, lo studio dei casi empirici ha permesso di determinare gli indicatori di convenienza finalizzati alla valutazione economica degli investimenti nel settore.

La tesi pertanto vuole dare un contributo conoscitivo al processo di diffusione degli impianti fotovoltaici sul territorio italiano e, in particolar modo, all'interno delle aziende agrarie, valutandone gli eventuali punti di forza e di debolezza.

CAPITOLO 1
LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI
NELL'UNIONE EUROPEA

1.1 Introduzione

Nel corso degli anni sono state enunciate varie definizioni delle FER; in generale, è possibile considerare rinnovabili quelle fonti di energia il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali. Per loro caratteristica le fonti rinnovabili si rigenerano e sono da considerarsi inesauribili. In una interpretazione di breve periodo le uniche fonti energetiche considerate rinnovabili afferiscono all'energia solare, eolica, alla biomasse, alla geotermia ed al moto delle onde, il cui utilizzo attuale non pregiudica la disponibilità nel futuro del vento, del sole o delle maree. Viceversa, le fonti fossili (petrolio, carbone, gas naturale) e nucleari (uranio, plutonio) sono da considerarsi limitate e pertanto appartenenti alla categoria delle risorse non rinnovabili. Il petrolio può infatti rigenerarsi soltanto dopo lunghi periodi geologici, al di sopra della circoscritta ottica storica in cui l'uomo vive.

L'Unione Europea, insieme a gran parte della comunità internazionale, ha posto da tempo l'implementazione del comparto delle FER tra le priorità della propria politica energetica. Il settore energetico si trova ad affrontare quattro sfide principali: la minaccia di un cambiamento climatico con potenziali effetti distruttivi ed irreversibili, la riduzione progressiva della sicurezza degli approvvigionamenti, la crescita e volatilità dei prezzi dell'energia e la crescente domanda energetica nei Paesi in via di sviluppo. Non è errato affermare che uno sviluppo economico sostenibile sarà possibile solo se il mondo saprà garantire un'offerta di energia affidabile a prezzi accessibili ed effettuare una rapida trasformazione verso approvvigionamenti energetici a basso contenuto di carbonio, efficienti e rispettosi dell'ambiente.

Inoltre, in tal modo, Paesi come l'Italia punterebbero a riequilibrare, a medio e lungo termine, il mix energetico oggi troppo dipendente dalle importazioni di combustibili fossili. Rispetto a una media dell'UE a 27 del 55%, il tasso di dipendenza italiano dall'estero per la copertura dei fabbisogni energetici è dell'82%, a causa delle importazioni di gas naturale e petrolio, ed i costi per le nostre imprese restano comunque il 30% più alti della media europea (SVIMEZ, 2013).

Nonostante le previsioni dei principali osservatori internazionali confermino che le fonti fossili costituiranno ancora per qualche decennio la principale fonte di approvvigionamento energetico, appare urgente avviare una riflessione ed intraprendere azioni volte a guidare la transizione verso un nuovo modello energetico, gestendo in positivo gli effetti dei cambiamenti che ne conseguiranno sul piano economico e sociale.

L'impegno comunitario nello sviluppo delle FER è stato sancito con il cosiddetto «Pacchetto Clima-Energia³», contenente un insieme di misure che impegnano gli Stati membri a raggiungere entro il 2020 il 20% di impiego delle fonti rinnovabili nel consumo primario di energia, il 20% di risparmio energetico in tutti i settori ed il 20% di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990.

La direttiva 2009/28/CE rappresenta uno degli strumenti legislativi messi in atto per tradurre in pratica gli obiettivi al 2020; tale atto introduce il target del 20% della copertura con le FER dei consumi finali di energia, dove i consumi si riferiscono a tutte le forme di energia, non solo all'elettricità, e dunque anche a quelli per il riscaldamento e il raffrescamento sia nelle industrie che nel settore civile, nonché del settore dei trasporti, per il quale è stato imposto un obiettivo minimo del 10% della copertura mediante biocombustibili che ha determinato, in continuità con la politica agro-energetica adottata in passato, una domanda crescente di biomasse vegetali a destinazione energetica (Messina e Pecorino, 2008).

Fornendo dei target obbligatori, si vuol dare certezze agli investitori ed incoraggiare lo sviluppo tecnologico per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Un passaggio delicatissimo è stato quello della ripartizione dell'obiettivo comune del 20% fra i vari Stati. Per non gravare sui Paesi entrati da poco nell'Unione, già impegnati con diversi problemi di adeguamento dei loro sistemi economici e normativi, non si è utilizzato né il criterio delle potenzialità né il criterio di ottimizzazione economica delle risorse per la realizzazione degli interventi. Partendo da una stima del livello degli usi finali previsto nel 2020 e da una valutazione del contributo fornito dalle fonti rinnovabili nel 2005, l'espansione da realizzare è stata divisa in due parti, una uguale per ogni Paese, la seconda legata alla popolazione ed al PIL; per l'Italia ne è risultato un obiettivo del 17%, a sua volta ripartito su base regionale con il cosiddetto *Burden Sharing*⁴.

³ Il cd. «Pacchetto Clima-Energia», approvato dal Parlamento europeo il 17 dicembre 2008 e pubblicato in G.U.U.E. n. L140 del 5 giugno 2009, è composto da sei provvedimenti che contemplano: il miglioramento e l'estensione del sistema di scambio tra gli Stati membri delle emissioni di gas a effetto serra (dir. 2009/29/CE); la riduzione dei gas serra attraverso il controllo delle emissioni provenienti da settori non rientranti nel sistema di scambio quote (decisione 406/2009/CE); l'aumento del ricorso alle energie rinnovabili attraverso la fissazione di obiettivi nazionali obbligatori (dir. 2009/28/CE); lo stoccaggio nel sottosuolo del biossido di carbonio (dir. 2009/31/CE); la riduzione delle emissioni prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da realizzare anche tramite biocarburanti (dir. 2009/30/CE); la riduzione delle emissioni di CO₂ delle auto anche attraverso miglioramenti tecnologici dei motori (reg. CE 443/2009).

⁴ D. M. 15 marzo 2012, «Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. *Burden Sharing*)», Ministero dello Sviluppo Economico, pubblicato in G.U.R.I. n. 78 del 2 aprile 2012.

Al fine del raggiungimento degli obiettivi stabiliti, la direttiva prevede che gli Stati membri possano «scambiare» energia ottenuta da fonti rinnovabili mediante un trasferimento statistico, intraprendere progetti comuni per la produzione di elettricità e di riscaldamento da fonti rinnovabili e, inoltre, stabilire una cooperazione con Paesi terzi.

Altro tema importante è il mercato europeo che ne deriva, tenuto conto che non vi è ancora un'armonizzazione dei mercati interni e degli incentivi. Inoltre, per il commercio di biomasse e biocombustibili importati da Paesi terzi si pone il problema della sostenibilità ambientale nei vari contesti produttivi.

La direttiva 2009/28/CE punta, in aggiunta, sul sostegno alle azioni di sviluppo nazionali e regionali, sullo scambio di migliori prassi tra iniziative di sviluppo locale e regionale in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili, sulla promozione del ricorso ai fondi strutturali e sulla produzione energetica decentrata. Quest'ultima presenta molti vantaggi, fra i quali l'utilizzo delle fonti di energia locali, la maggiore sicurezza degli approvvigionamenti energetici, le minori distanze di trasporto, la ridotta dispersione energetica, lo sviluppo e la coesione delle comunità grazie alla disponibilità di fonti di reddito ed alla creazione di posti di lavoro.

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), pubblicato nel giugno 2010 ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2009/28/CE, definisce le strategie e le misure attuative finalizzate ad incrementare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia (Ministero dello Sviluppo Economico, 2010).

Tra gli obiettivi generali assumono particolare rilievo la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, considerato che l'Italia dipende fortemente dalle importazioni di energia, la riduzione delle emissioni di gas dannosi per il clima, secondo gli impegni assunti a livello internazionale (accordo di Kyoto e seguenti) ed il miglioramento della competitività dell'industria nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo dell'innovazione tecnologica. Infatti, lo sviluppo delle fonti rinnovabili può fungere da traino per la ripresa economica, dell'occupazione e degli investimenti. Le linee di azione vengono delineate per i differenti settori d'intervento, quali quelli del riscaldamento/raffrescamento, dei trasporti e dell'energia elettrica.

I consumi di energia elettrica rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale di energia; pertanto, la produzione di energia elettrica da FER resta una linea d'azione strategica. Per integrare nel sistema elettrico la crescita della generazione da fonti rinnovabili, dovuta principalmente agli impianti fotovoltaici ed eolici, è previsto un

piano di sviluppo di nuove linee elettriche e il potenziamento dell'esistente rete di trasmissione e di distribuzione.

Infatti, al fine di elevare la percentuale di consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili garantendo al contempo efficienza e costi accettabili, è necessario che il sistema elettrico sia adeguato nelle sue infrastrutture; in particolare, occorre puntare alla realizzazione delle cosiddette reti intelligenti, capaci di realizzare forme efficienti di stoccaggio, accumulo, raccolta e smistamento dell'energia elettrica prodotta.

Difatti, le fonti rinnovabili hanno caratteristiche peculiari di intermittenza (il sole e il vento non garantiscono livelli di produzione costanti) e di diffusione sul territorio; alle grandi centrali si affiancano molteplici impianti, da connettere con la rete in modo efficiente e programmato.

Successivamente alla direttiva 2009/28/CE, è entrato in vigore il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28⁵, finalizzato all'attuazione della suddetta direttiva.

Il provvedimento definisce strumenti, meccanismi, incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili.

1.2 Le FER nell'Unione Europea: stato dell'arte e prospettive

Le energie rinnovabili consentono di diversificare le fonti di approvvigionamento energetico, aumentandone in tal modo la sicurezza e migliorando la competitività europea con la creazione di nuove industrie, occupazione, crescita economica e opportunità di esportazione e, al contempo, riducendo le emissioni di gas a effetto serra (Commissione Europea, 2012b).

L'Europa ha assunto la leadership mondiale nel settore della *green energy*, anche se la recente crisi internazionale ha rallentato gli investimenti, effettuati in gran parte con capitali privati, a loro volta legati alla stabilità della politica nel settore. In ragione di ciò, sarebbe opportuno cominciare a delineare gli orientamenti politici per il post 2020, garantendo continuità allo sviluppo del settore in modo da rassicurare gli investitori e da assicurare all'Europa una posizione dominante sia nel campo della ricerca che in quello produttivo.

⁵ D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", pubblicato in G.U.R.I. n. 71 del 28 marzo 2011, Supplemento Ordinario n. 81.

La crescita del settore è stata sostenuta dalla diminuzione dei costi delle tecnologie, come nel caso del fotovoltaico, legata alle politiche di sostegno ed alla rimozione delle barriere di mercato.

La diffusione delle FER all'interno del mercato europeo, registrata in gran parte a partire dal terzo millennio, è stata costante ed abbastanza uniforme su tutto il territorio comunitario. Gli obiettivi imposti dalla direttiva 2009/28/CE, reputati in un primo tempo assai ambiziosi, oggi appaiono concreti e realizzabili; tuttavia, occorre un ulteriore impegno in termini di semplificazione amministrativa e maggiore trasparenza delle procedure di autorizzazione e pianificazione, nonché per lo sviluppo e il funzionamento delle infrastrutture (Commissione Europea, 2013). Analisi condotte dalla Commissione Europea, che tengono conto delle politiche nazionali e del taglio ai meccanismi di sostegno, prevedono una tendenza negativa per il settore dell'energia eolica e, in maniera meno drastica, anche per le biomasse. Diverso è il caso del fotovoltaico, in cui il repentino cambiamento dei regimi di sostegno, legato ad un inatteso sviluppo del settore, potrebbe trasformare l'attuale eccedenza di capacità installata pianificata in una futura carenza.

Inoltre, per i biocarburanti, considerato che nel settore dei trasporti è stato fissato un target del 10% di energia derivante da fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2020, la strada appare ancora più impervia poiché occorre valutare attentamente l'impatto in termini di sostenibilità del processo produttivo, sia dal punto di vista ambientale che sociale.

In definitiva, nonostante recentemente il comparto delle FER abbia registrato una forte espansione, le condizioni per il raggiungimento dei target fissati a livello europeo sono legate all'attuazione rigorosa e completa della direttiva sulle energie rinnovabili ed al rispetto degli impegni assunti nei piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili.

1.3 La produzione di energia da FER nell'Unione Europea

La direttiva 2009/28/CE ha stabilito che entro il 2020 il 20% dei consumi energetici finali dell'Unione Europea dovrà essere coperto con fonti rinnovabili. L'obiettivo comune è stato ripartito decretando un target specifico per ogni Paese membro, considerate le differenti situazioni di partenza e le possibilità di crescita delle FER. Partendo da una stima del livello dei consumi energetici finali previsti nel 2020 e da una valutazione del contributo fornito dalle fonti rinnovabili nel 2005, la produzione di energia rinnovabile aggiuntiva da realizzare è stata divisa in due parti, una uguale per ogni Paese ed una legata al PIL pro capite della Nazione considerata. Per l'Italia è stato fissato un target del 17%, ripartito a sua volta fra le diverse Regioni attraverso il *burden sharing* impiegando un approccio che

correla le caratteristiche del territorio delle singole Regioni e Province autonome al potenziale economicamente sostenibile di fonti rinnovabili per la produzione elettrica ed alla possibilità di orientare parte dei consumi termici, che derivano dai fabbisogni residenziali, del terziario, dell'agricoltura e dell'industria, verso l'impiego di tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili.

La tabella 1 prende in considerazione l'incidenza della produzione di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi registrata nel periodo fra il 2004 ed il 2011 nei Paesi membri.

Tab. 1 – Quota di energia da FER sul consumo finale lordo di energia nell'UE (%)

Nazione	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Traiettoria indicativa 2011/2012*	Target 2020
Svezia	38,3	39,9	41,7	43,0	43,9	46,5	47,9	46,8	41,6	49,0
Lettonia	32,8	32,2	31,1	29,6	29,8	34,2	32,5	33,1	34,1	40,0
Finlandia	29,0	28,6	29,8	29,4	30,5	29,9	31,0	31,8	30,4	38,0
Austria	22,8	23,7	24,4	26,1	26,9	28,4	30,4	30,9	25,4	34,0
Estonia	18,4	17,5	16,1	17,1	18,9	23,0	24,6	25,9	19,4	25,0
Portogallo	19,3	19,8	20,6	21,3	22,3	23,4	22,7	24,9	22,6	31,0
Danimarca	14,9	16,0	16,4	17,8	18,6	20,0	22,0	23,1	19,6	30,0
Romania	17,0	17,6	17,1	18,2	20,1	22,2	22,9	21,4	19,0	24,0
Lituania	17,2	16,9	16,6	15,7	16,9	19,0	19,8	20,3	16,6	23,0
Slovenia	16,1	16,0	15,5	15,4	14,6	18,4	19,6	18,8	17,8	25,0
Spagna	8,1	8,2	9,0	9,3	10,1	11,8	13,8	15,1	11,0	20,0
Bulgaria	9,2	9,2	9,3	9,0	9,5	11,7	13,4	13,8	10,7	16,0
Germania	4,8	5,2	5,5	7,1	7,3	8,0	10,7	12,3	8,2	18,0
Grecia	7,1	7,2	7,2	8,0	8,0	8,1	9,2	11,6	9,1	18,0
Francia	9,1	9,2	9,1	9,3	9,9	10,8	11,4	11,5	12,8	23,0
Italia	4,9	5,0	5,4	5,4	6,3	7,6	9,8	11,5	7,6	17,0
Polonia	7,0	6,9	6,9	6,8	7,2	7,8	9,3	10,4	8,8	15,0
Slovacchia	6,7	6,5	6,5	7,6	7,5	8,9	8,5	9,7	8,2	14,0
Rep. Ceca	5,9	6,1	6,4	7,3	7,2	7,8	8,4	9,4	7,5	13,0
Ungheria	4,4	4,5	5,0	5,7	5,6	7,0	7,6	8,1	6,0	13,0
Irlanda	2,4	2,8	3,1	3,4	3,6	4,5	5,6	6,7	5,7	16,0
Cipro	2,7	2,6	2,8	3,4	3,7	4,2	4,6	5,4	4,9	13,0
Olanda	1,8	2,1	2,2	2,4	2,7	3,3	3,3	4,3	4,7	14,0
Belgio	1,9	2,3	2,6	2,6	3,0	3,6	4,0	4,1	4,4	13,0
Regno Unito	1,1	1,3	1,4	1,6	1,9	2,3	3,3	3,8	4,0	15,0
Lussemburgo	0,9	1,4	1,5	1,7	1,8	1,9	2,9	2,9	2,9	11,0
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	2,0	10,0
Totale UE	7,9	8,2	8,5	9,1	9,6	10,6	12,1	13,0		20,0

* La traiettoria indicativa è stata calcolata utilizzando la parte B dell'allegato I della direttiva 2009/28/CE.

Fonte: nostra elaborazione su dati Eurostat.

La crescita complessiva dell'utilizzo delle FER è stata costante per tutto l'arco temporale analizzato, passando da un'incidenza del 7,9% nel 2004 ad una del 13,0% nel 2011.

L'incremento riscontrato ha beneficiato, soprattutto nell'ultimo triennio, della drastica riduzione dei consumi energetici, causata dalla recente crisi economica che ha colpito trasversalmente anche il continente europeo e, nel 2011, dell'effetto di un inverno eccezionalmente mite che ha ridotto sensibilmente l'energia richiesta per il riscaldamento.

La Svezia, con il 46,8%, è il primo Paese dell'UE per incidenza delle rinnovabili sui consumi energetici, dato che risulta ben al di sopra di quello stabilito per il 2011/2012 nella traiettoria indicativa (41,6%) e di poco inferiore al target 2020 (49,0%).

La leadership svedese è legata principalmente al settore delle bioenergie ed a quello idroelettrico.

Alle spalle della Svezia si colloca la Lettonia (33,1%), che in realtà ha incrementato solamente dello 0,3% l'incidenza delle rinnovabili rispetto al 2004 (32,8%) e rappresenta uno dei pochi Paesi, con Francia, Olanda, Belgio, Regno Unito e Malta, a non aver raggiunto il valore stabilito nella traiettoria indicativa.

In terza posizione si colloca la Finlandia (31,8%), seguita da Austria (30,9%) ed Estonia (25,9%), l'unico Paese ad aver già superato il target per il 2020 (25,0%), con ben 9 anni di anticipo, grazie alla produzione di energia da biomassa.

L'Italia, con un'incidenza delle FER sui consumi energetici dell'11,5%, si colloca alle spalle di molti Paesi, ma occorre evidenziare come gli sforzi profusi negli ultimi anni nella diffusione della *green energy*, abbiano consentito di superare ampiamente il valore stabilito nella traiettoria indicativa (7,6%).

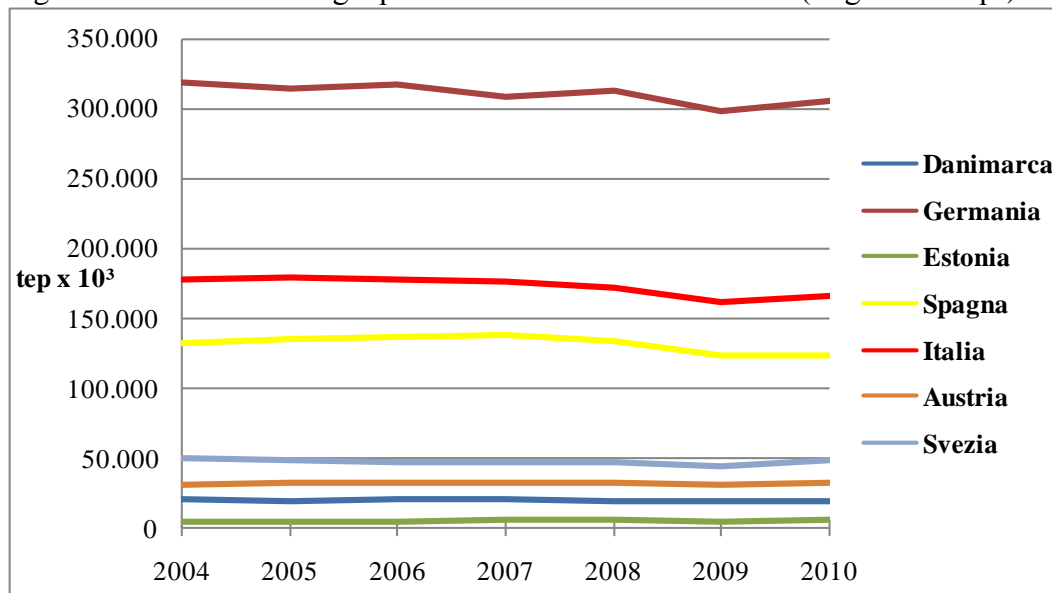
Sebbene in Italia gran parte della produzione di energia rinnovabile provenga dal settore idroelettrico, un sostanziale impulso alla diffusione delle FER è attribuibile alla recente crescita del fotovoltaico.

Classificando i Paesi dell'Unione Europea in base all'incremento dell'incidenza registrato fra il 2004 al 2011, si evidenzia come ancora una volta a primeggiare sia la Svezia (+8,5%, dal 38,3% nel 2004 al 46,8% nel 2011), seguita dalla Danimarca (+8,2%), dall'Austria (+8,1%), dalla Germania e dall'Estonia (+7,5% per entrambe), dalla Spagna (+7,0%) e dall'Italia (+6,6%).

Il dato italiano assume maggiore rilevanza se si prendono in considerazione i consumi di energia primaria dei Paesi dell'Unione Europea (Figura 1). I consumi energetici italiani, infatti, sono secondi solo a quelli tedeschi; di conseguenza, nel periodo analizzato, in

termini assoluti i progressi dell'Italia nel consumo di energia da FER sono inferiori solo a quelli della Germania.

Fig. 1 – Consumo di energia primaria in alcuni Paesi dell'UE (migliaia di tep⁶)



Fonte: nostra elaborazione su dati Eurostat.

L'incidenza di ciascuna fonte nella produzione di energia primaria da FER evidenzia come nel 2011 la biomassa sia stata di gran lunga la fonte rinnovabile più utilizzata (66,8%), seguita dall'energia generata dagli impianti idroelettrici (16,2%) e da quelli eolici (9,5%) (Tabella 2).

Tab. 2 – Quota di ciascuna fonte nel consumo di energia primaria da FER nell'UE (%)

Fonte	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biomassa	65,1	66,8	67,5	68,2	67,7	67,7	67,7	66,8
Idraulica	24,9	22,7	21,5	19,9	19,8	19,0	18,9	16,2
Eolica	4,5	5,2	5,7	6,7	7,2	7,7	7,7	9,5
Geotermica	4,9	4,6	4,5	4,3	4,1	3,9	3,5	3,8
Solare	0,6	0,7	0,8	0,9	1,2	1,7	2,2	3,7
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: nostra elaborazione su dati Eurostat.

La fonte solare, pur avendo ancora un'importanza marginale nella produzione energetica, ha registrato una crescita costante, passando da un'incidenza dello 0,6% nel 2004 ad una

⁶ Tonnellate equivalenti di petrolio, rappresentano un'unità di misura dell'energia.

del 3,7% nel 2011; viceversa, la fonte idraulica ha registrato una tendenza opposta (dal 24,9% al 16,2%).

1.4 La produzione di energia rinnovabile nel settore elettrico

I meccanismi incentivanti per le FER nel settore elettrico, messi in atto nei diversi Paesi dell'UE, hanno favorito la diffusione di impianti eolici, fotovoltaici ed a bioenergie.

Il parco di generazione elettrico sta cambiando, passando da un sistema basato sulle fonti fossili e sul nucleare ad un sistema più indirizzato verso lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e delle tecnologie a basso contenuto di carbonio (GSE, 2013_a).

A partire dal 2005 si è registrata una crescita costante della quota dell'energia generata da FER nel settore elettrico (Tabella 3).

Tab. 3 – Quota di energia elettrica generata da FER (%)

Nazione	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Svezia	45,6	53,8	47,6	51,5	55,0	56,4	54,5	58,7
Austria	59,2	58,8	57,5	60,7	62,3	67,7	61,4	55,2
Portogallo	23,9	15,5	28,9	29,6	26,4	33,3	50,0	43,6
Lettonia	47,1	48,4	37,7	36,4	41,2	49,2	48,5	41,9
Danimarca	25,5	26,3	24,0	27,0	26,7	27,5	33,1	38,8
Spagna	18,3	14,3	17,6	19,5	20,6	25,8	33,1	30,2
Finlandia	28,2	26,8	24,0	25,9	30,8	25,8	26,5	27,7
Romania	29,9	35,8	31,4	26,9	28,4	27,9	34,2	27,1
Slovenia	29,0	24,2	24,4	22,1	29,1	36,8	33,1	26,2
Italia	15,4	13,7	14,1	13,3	16,2	20,5	22,2	23,6
Germania	9,2	10,0	11,4	14,1	14,6	16,2	16,9	20,4
Irlanda	5,1	6,7	8,5	9,5	11,7	14,1	12,8	19,4
Slovacchia	14,4	16,6	16,5	16,6	15,5	17,9	20,5	17,0
Grecia	9,5	10,0	11,8	6,8	8,3	12,5	16,7	13,0
Francia	12,6	11,0	12,2	13,0	14,1	13,6	14,5	12,8
Estonia	0,7	1,3	1,5	1,5	2,0	6,1	10,8	12,6
Rep. Ceca	4,0	4,5	4,9	4,7	5,2	6,8	8,3	10,3
Olanda	4,5	6,3	6,7	6,2	7,7	9,2	9,3	10,1
Bulgaria	8,9	11,8	11,2	7,5	7,4	9,8	15,2	9,8
Lituania	3,5	3,9	3,6	4,6	4,7	5,5	7,8	9,6
Regno Unito	3,5	4,2	4,5	4,9	5,4	6,6	6,7	9,2
Belgio	1,6	2,3	3,1	3,7	4,6	6,1	6,8	9,0
Polonia	2,1	2,6	2,9	3,5	4,3	5,8	7,0	8,3
Ungheria	2,3	4,5	3,5	4,3	5,4	7,0	7,1	6,4
Lussemburgo	2,6	2,9	3,1	3,3	3,6	3,7	3,1	3,0
Cipro	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,7	2,5
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8
Totale UE	13,7	13,6	14,2	15,1	16,4	18,3	19,9	20,4

Fonte: nostra elaborazione su dati Eurostat.

L'aumento dell'incidenza riscontrato fra il 2010 (19,9%) ed il 2011 (20,4%) si è verificato nonostante una netta riduzione della produzione di energia elettrica nel comparto idroelettrico, dovuta a scarsità delle precipitazioni.

Nel 2011 la Svezia e l'Austria rappresentano gli unici Paesi dell'Unione Europea in cui la produzione di energia elettrica da FER è superiore a quella generata attraverso i processi tradizionali, con una quota rispettivamente del 58,7% e del 55,2%; il primato svedese è dovuto in gran parte all'energia elettrica prodotta dal settore idroelettrico.

A seguire si collocano il Portogallo (43,6%), la Lettonia (41,9%) e la Danimarca (38,8%). L'Italia, con il 23,6%, rappresenta il decimo Paese fra quelli dell'Unione Europea per incidenza della produzione energetica da FER nel settore elettrico.

Considerando invece i progressi effettuati dal 2004 al 2011, la crescita maggiore dell'incidenza delle FER si è registrata in Portogallo (+19,7%), seguito dall'Irlanda (+14,3%), dalla Danimarca (+13,3%) e dalla Svezia (+13,1%). Anche l'Italia fa segnare un incremento significativo, passando dal 15,4% al 23,6% (+8,2%), mentre la Lettonia (-5,2%), l'Austria (-4,0%), la Romania (-2,8%), la Slovenia (-2,8%) e la Finlandia (-0,5%) nel 2011 registrano un dato peggiore rispetto al 2004.

Dall'analisi delle fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica, emerge come il comparto idroelettrico, nonostante nel 2011 contribuisca maggiormente alla produzione di energia elettrica (45,9%), registri un evidente calo dell'incidenza rispetto al 2004 (70,9%); tale riduzione non è una conseguenza del depotenziamento del comparto, ma della diffusione, verificatasi negli ultimi anni, degli impianti alimentati a FER afferenti agli altri settori (Tabella 4).

La fonte eolica è quella che ha inciso in maggior misura nella crescita delle rinnovabili elettriche, passando da un'incidenza del 13,9% nel 2004 ad una del 26,5% nel 2011 (+12,6%); segue la fonte solare (+6,7%) che fra il 2010 ed il 2011, con una produzione aggiuntiva di circa 23 TWh, ha quasi raddoppiato la propria produzione di energia elettrica (+99,7%).

L'apporto dell'energia geotermica e di quella oceanica resta ancora marginale, contribuendo nel complesso con l'1,0% sui consumi elettrici da fonti rinnovabili.

Tab. 4 – Quota di ciascuna fonte nel consumo di energia elettrica da FER nell'UE (%)

Fonte	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Idraulica	70,9	66,4	64,5	60,7	58,5	55,7	54,8	45,9
Eolica	13,9	16,4	17,1	20,2	21,5	22,7	22,3	26,5
Biomassa	13,8	15,6	16,7	17,3	17,6	18,2	18,5	19,7
Solare	0,2	0,3	0,5	0,7	1,4	2,4	3,5	6,9
Geotermica	1,2	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,9
Oceanica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: nostra elaborazione su dati EurObserv'ER.

1.5 L'impatto socio-economico delle rinnovabili nell'Unione Europea

L'espansione del comparto delle rinnovabili, oltre che sulla produzione energetica, ha avuto un forte impatto anche in termini sociali, con ricadute positive sull'occupazione.

La crescita delle FER è proseguita in maniera significativa anche nel corso del 2011, stabilendo il nuovo record annuale di 257 miliardi di dollari di investimenti a livello mondiale.

Tale valore corrisponde ad un incremento del 17% rispetto all'anno precedente ed a sei volte il livello degli investimenti registrato nel 2004 (UNEP, 2012).

Recenti analisi di mercato effettuate su scala mondiale prevedono che gli investimenti annuali sulla *green energy* continueranno ad accrescersi da qui al 2030, raggiungendo nello scenario più probabile la cifra record di 630 miliardi di dollari (BNEF, 2013).

Si prevede che a rinnovare l'appeal delle rinnovabili saranno soprattutto i miglioramenti della competitività economica dell'energia solare ed eolica nei confronti delle fonti fossili insieme al decollo di tecnologie come la geotermia o la produzione energetica da biomasse. All'interno del territorio dell'Unione Europea, nel 2011 l'attività economica generata dalle FER è stata di circa 137 miliardi di euro, in rialzo del 3% rispetto all'anno precedente (Tabella 5).

La stima effettuata considera i costi di produzione, distribuzione ed installazione dei materiali e quelli di funzionamento e manutenzione degli impianti.

Nel corso del 2011 il *turnover* più rilevante si è avuto in Germania, con un valore di 36.740 milioni di € destinati alle FER (corrispondente al 26,8% della somma spesa all'interno del territorio comunitario); seguono l'Italia con 23.660 milioni di € e la Francia con 11.505 milioni di €.

Il settore delle FER a cui sono stati destinati i maggiori investimenti è rappresentato dal fotovoltaico (45.924 milioni di €), con un picco di 16.000 milioni di € registrato in Germania.

L'Italia, che nel 2011 è stata il leader mondiale per potenza fotovoltaica installata, ha investito nel settore 14.800 milioni di €, corrispondenti al 62,6% del giro d'affari generato a livello nazionale dagli investimenti in FER.

Al giro d'affari relativo al fotovoltaico seguono quello associato all'eolico (32.355 milioni di €) ed alle biomasse solide (27.498 milioni di €).

Occorre evidenziare come, ad eccezione del valore stimato per l'eolico in Danimarca e per l'idroelettrico di piccola scala in Italia, in tutti i settori considerati i maggiori investimenti economici siano stati registrati in Germania.

Gli investimenti effettuati nel campo della *green energy* hanno innescato esternalità positive tanto nell'ambito strettamente economico quanto in quello sociale, a partire dall'occupazione. Tali benefici acquisiscono notevole rilevanza in considerazione del periodo di grave crisi economica che attanaglia, con i dovuti distinguo, l'intero continente europeo e ha causato la perdita di decine di migliaia di posti di lavoro.

Inoltre, poiché il settore delle rinnovabili è caratterizzato da forti elementi di dinamicità, competitività e capacità innovativa, è facilmente intuibile come le imprese che vi operano necessitino di forza lavoro giovane ed altamente qualificata.

Le statistiche sulla forza lavoro relativa alle FER nel 2011 prendono in considerazione sia gli impiegati diretti che quelli indirettamente legati al settore (Tabella 6).

A testimonianza dell'importanza sociale delle FER, complessivamente nel 2011 l'occupazione legata alle fonti rinnovabili fra i Paesi dell'Unione Europea ammonta a 1.186.460 unità, con un incremento superiore al 3% rispetto al valore registrato nel 2010 (1.148.600 impiegati).

La Germania, con 378.800 unità, rappresenta il primo Paese per numero di occupati, seguita dalla Francia (178.400), dall'Italia (121.850) e dalla Spagna (80.000).

Come evidenziato per gli investimenti, anche nel campo degli occupati il fotovoltaico detiene il primato con 311.930 impiegati (il 26,3% del totale); seguono il settore delle biomasse solide (23,1%) e l'eolico (22,8%).

Il fotovoltaico assume un'importanza ragguardevole soprattutto nel territorio italiano, dove i 55.000 occupati rappresentano il 45,1% degli impiegati nella *green energy*, dato che sale al 70,0% se a questi si sommano i 30.000 lavoratori del comparto eolico.

A livello statale, ad esclusione dei biocarburanti dove il primato è appannaggio della Francia, in tutti i settori considerati la Germania genera più posti di lavoro rispetto ad ogni altro Paese dell'Unione Europea.

Tab. 5 – Giro di affari generato dalle FER nell'Unione Europea nel 2011 (milioni di euro)

Nazione	Fotovoltaico	Solare termico	Biomasse solide	Eolico	Biocarburanti	Biogas	Geotermica	Idroelettrico di piccola scala	Totale
Germania	16.000	1.110	7.100	4.350	3.670	2.280	1.820	400	36.740
Italia	14.800	450	1.030	3.300	1.350	1.500	630	600	23.660
Francia	3.880	435	1.730	2.090	2.450	190	430	300	11.505
Regno Unito	2.500	64	510	5.100	1.000	575	85	150	9.984
Spagna	1.500	600	1.400	3.500	1.600	90	<5	200	8.895
Danimarca	670	50	430	6.975	130	35	<5	<5	8.300
Svezia	175	20	4.500	1.250	470	10	900	280	7.605
Austria	272	365	2.430	670	410	60	201	500	4.908
Polonia	5	185	600	700	1.400	40	45	80	3.055
Finlandia	3	<5	2.175	500	160	15	150	45	3.053
Irlanda	1.100	50	310	920	300	100	180	0	2.960
Belgio	1.700	38	290	220	305	60	15	10	2.638
Rep. Ceca	1.000	90	600	15	285	90	45	60	2.185
Romania	3	15	1.135	700	190	<5	26	80	2.154
Portogallo	80	108	760	725	290	20	<5	90	2.078
Grecia	1.100	77	270	400	100	25	<5	50	2.027
Slovacchia	750	15	230	0	155	15	30	140	1.335
Bulgaria	220	5	290	315	5	0	15	110	960
Ungheria	20	15	443	80	150	10	75	<5	798
Lettonia	3	<5	510	<5	40	10	<5	<5	583
Irlanda	<1	15	55	325	90	20	<5	<5	516
Estonia	<1	<5	250	100	5	<5	25	<5	396
Lituania	<1	5	285	40	40	<5	<5	<5	386
Slovenia	100	7	150	0	35	10	<5	15	322
Cipro	10	24	<5	70	15	0	0	0	124
Lussemburgo	8	5	10	<5	40	<5	0	<5	78
Malta	22	5	0	0	0	0	0	0	27
Totale UE	45.924	3.768	27.498	32.355	14.685	5.175	4.712	3.145	137.274

Fonte: nostra elaborazione su dati EurObserv'ER.

Tab. 6 – Distribuzione degli impiegati per settore rinnovabile nell'Unione Europea nel 2011

Nazione	Fotovoltaico	Solare termico	Biomasse solide	Eolico	Biocarburanti	Biogas	Geotermica	Rifiuti	Idroelettrico di piccola scala	Totale
Germania	110.900	14.100	48.300	101.100	23.200	52.900	14.200	6.800	7.300	378.800
Francia	62.750	8.100	45.500	20.000	29.900	2.350	3.500	3.800	2.500	178.400
Italia	55.000	4.500	10.600	30.000	8.400	4.000	6.150	950	2.250	121.850
Spagna	15.000	5.000	14.400	30.000	10.200	2.000	600	1.300	1.500	80.000
Svezia	450	300	25.000	8.000	3.800	<50	13.000	2.900	1.500	55.000
Regno Unito	10.000	700	5.200	17.750	7.500	3.200	1.700	1.720	1.000	48.770
Austria	4.200	3.600	18.850	3.500	2.700	1.500	1.050	150	1.050	36.600
Danimarca	880	450	4.500	25.500	1.500	200	<100	2.500	<50	35.680
Polonia	100	2.150	21.800	1.600	6.450	500	1.000	<50	950	34.600
Finlandia	<50	70	22.450	6.400	1.400	<50	3.100	250	400	34.170
Grecia	22.000	3.700	2.750	2.500	550	100	<100	n.d.	550	32.250
Portogallo	3.500	1.500	7.800	4.900	1.600	100	200	300	1.750	21.650
Belgio	10.370	550	3.000	3.600	2.000	350	650	430	100	21.050
Olanda	2.500	1.500	3.150	2.800	2.500	1.900	2.000	4.500	200	21.050
Romania	<50	200	11.700	4.000	1.400	300	<100	n.d.	400	18.150
Ungheria	4.750	250	4.600	800	1.200	100	1.150	50	400	13.300
Rep. Ceca	1.500	500	6.200	350	1.900	500	900	50	300	12.200
Bulgaria	3.600	110	3.000	3.650	100	0	300	n.d.	400	11.160
Slovacchia	3.000	250	2.350	0	1.100	<50	<100	<50	300	7.200
Lettonia	<50	<50	5.200	<50	300	200	<50	<50	350	6.300
Estonia	<50	<50	2.600	650	<50	<50	1.000	n.d.	<50	4.500
Irlanda	<50	250	600	2.000	700	100	<100	<50	100	3.950
Lituania	<50	<50	2.950	250	300	<50	100	n.d.	150	3.900
Slovenia	800	150	1.550	0	150	350	<100	<50	450	3.600
Cipro	230	500	<50	500	<50	0	0	n.d.	0	1.330
Lussemburgo	<50	<50	50*	350	200	<50	<50	<50	<50	900
Malta	<50	<50	0	0	0	0	0	n.d.	0	100
Totale UE	311.930	48.680	274.150	270.250	109.150	70.950	51.300	26.000	24.050	1.186.460

Fonte: nostra elaborazione su dati EurObserv'ER.

1.6 L'espansione del comparto fotovoltaico

Negli ultimi anni il fotovoltaico ha conseguito una crescita eccezionale, sia a livello europeo che mondiale, generando un enorme giro d'affari legato alla compravendita dei pannelli fotovoltaici. Nel 2012 il mercato europeo ha rallentato la propria crescita, registrando per la prima volta una quantità di potenza installata inferiore rispetto all'anno precedente. Inoltre, se nel 2011 il mercato europeo rappresentava circa i tre quarti di quello mondiale, nel 2012 la quota è scesa fino a circa il 50%.

Tuttavia, la crescita a livello mondiale è rimasta costante, sostenuta dall'espansione del mercato asiatico e da quello americano.

Negli ultimi anni l'espansione del settore fotovoltaico europeo si è basata su fenomeni altamente speculativi, derivanti dalla netta differenza fra le entrate garantite dagli incentivi statali, costanti ed altamente remunerative, ed i costi di acquisto dei pannelli fotovoltaici, in rapido decremento con il trascorrere del tempo e con l'aumentare della concorrenza.

Per contenere la spesa pubblica legata agli incentivi, i Governi hanno deciso di introdurre tasse legate alla produzione elettrica o di modificare in maniera retroattiva le proprie leggi, come nel caso della Repubblica Ceca, della Bulgaria, del Belgio e della Spagna; in altri casi è stata stabilita una riduzione del numero delle installazioni preventivate.

Nel 2012, all'interno del territorio dell'Unione Europea, è stata installata una potenza fotovoltaica pari a 16.519,9 MW (-25,0% rispetto al 2011), mentre la potenza cumulata ha raggiunto il valore di 68.647,2 MW (Tabella 7).

Il dato sulla potenza cumulata acquisisce grande rilevanza alla luce del percorso ipotizzato da ogni Stato membro nel proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili. In base agli scenari ipotizzati nei piani, nel 2020 dovrebbe essere raggiunta una potenza fotovoltaica pari a 84.376 MW.

Secondo un secondo scenario ipotizzato da EurObserv'ER, che considera gli attuali trend di sviluppo ed i risultati raggiunti da alcuni Paesi (superiori alle proprie aspettative come nel caso di Italia e Germania), il dato sarebbe altamente sottostimato.

Infatti, EurObserv'ER stima che entro il 2015 potrebbero essere superati i 100 GW, fino a raggiungere nel 2020 la soglia di 150 GW (Figura 2).

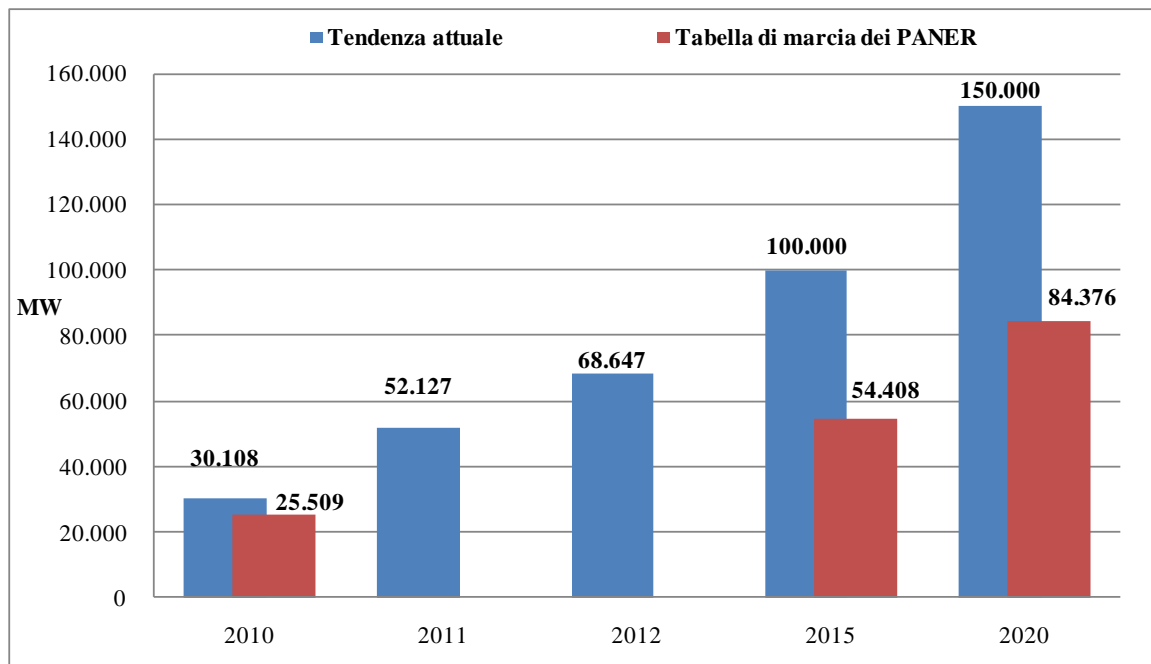
Dopo la breve parentesi italiana del 2011, nel 2012 la Germania si conferma il Paese leader per potenza installata (7.604,0), non solo a livello europeo ma anche su scala globale.

Tab. 7 – Potenza fotovoltaica installata nell'UE (MW)

Nazione	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Potenza cumulata
Germania	82,9	153,4	613,0	866,0	833,0	1.103,0	2.173,0	3.940,0	7.411,0	7.490,0	7.604,0	32.698,0
Italia	2,0	4,0	4,7	15,6	12,5	70,2	338,0	698,8	2.326,1	9.303,0	3.578,0	16.361,0
Spagna	4,8	6,5	16,2	14,5	60,5	590,8	2.687,2	15,8	371,2	378,9	194,4	4.516,6
Francia	3,2	4,0	0,0	5,3	7,6	19,0	62,3	221,2	817,8	1.755,9	1.079,0	4.027,6
Belgio	0,3	0,2	0,3	0,8	2,1	17,4	49,4	324,0	518,0	955,6	599,3	2.649,9
Rep. Ceca	0,0	0,0	0,9	0,1	0,3	4,7	49,2	408,6	1.495,8	0,0	109,0	2.022,4
Regno Unito	1,4	1,8	2,3	2,7	3,2	3,8	4,4	6,9	50,3	899,3	679,0	1.657,3
Grecia	1,0	0,9	1,3	0,9	1,3	2,5	9,3	36,2	150,4	425,9	912,0	1.543,3
Bulgaria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	4,3	26,6	179,9	721,0	933,2
Slovacchia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	174,0	313,1	30,0	517,3
Austria	3,7	6,5	2,3	4,8	1,6	2,1	4,7	20,0	42,9	91,7	234,5	421,7
Danimarca	0,1	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	1,2	2,5	9,6	375,0	391,7
Olanda	5,8	17,1	5,6	1,7	1,5	1,4	4,1	10,6	21,0	58,0	175,0	321,0
Portogallo	0,4	0,4	0,6	0,3	0,4	14,5	50,1	34,2	18,9	34,9	67,9	228,8
Slovenia	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,6	1,0	6,9	36,5	54,9	116,9	217,4
Lussemburgo	0,0	11,4	10,5	0,0	0,1	0,2	0,6	1,8	3,1	11,2	6,5	47,2
Svezia	0,3	0,5	0,1	0,4	0,6	1,4	1,7	0,5	2,7	4,3	8,1	23,8
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	2,2	2,8	12,1	18,7
Cipro	0,0	0,0	0,0	n.d.	0,5	0,4	0,8	1,1	2,9	3,8	7,1	17,2
Finlandia	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,5	0,6	0,0	2,0	1,5	0,0	11,2
Romania	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	1,3	1,6	2,9	6,4
Lituania	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	6,1
Ungheria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	1,1	1,0	0,9	3,7
Polonia	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,1	0,4	0,8	1,2	3,4
Lettonia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,5
Irlanda	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,7
Estonia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
Totale UE	105,9	207,0	658,3	914,2	926,5	1.833,1	5.070,3	5.739,0	13.478,8	22.019,4	16.519,9	68.647,2

Fonte: nostra elaborazione su dati EurObserv'ER.

Fig. 2 – Comparazione tra il trend attuale della potenza fotovoltaica installata nei Paesi membri e quanto indicato nei Piani di Azione Nazionali per le energie rinnovabili



Fonte: EurObserv'ER.

In Germania la potenza fotovoltaica cumulata è salita fino a 32.698,0 MW, doppiando quella presente in Italia (16.361,0 MW), il secondo Paese europeo per potenza fotovoltaica installata. Il mercato tedesco è rimasto attraente a causa del continuo calo del prezzo di acquisto dei sistemi fotovoltaici che, nella redditività dell'investimento, ha inciso maggiormente rispetto alla riduzione delle tariffe incentivanti garantite. Dal 2006, in Germania, per un impianto fotovoltaico su tetto fino a 10 kW, il prezzo medio di acquisto dei pannelli si è ridotto di circa due terzi, passando da 5.100 €/kW a 1.751 €/kW.

La Francia nel 2012 è riuscita a varcare la soglia di 1 GW (1.079,0 MW) grazie all'installazione di grandi centrali fotovoltaiche fra le quali una di 115,0 MW, fra le dieci più grandi del mondo.

Riguardo alla potenza installata nel 2012, a Germania, Italia e Francia seguono la Grecia (912,0 MW), la Bulgaria (721,0 MW) ed il Regno Unito (679,0). In Danimarca, seppur siano stati installati solamente 375,0 MW, si è registrata una crescita abnorme rispetto all'anno precedente (9,6 MW), imputabile all'introduzione di un sistema di *net metering* molto vantaggioso.

Per quanto riguarda la produzione elettrica, i dati riportati nella tabella 8 rispecchiano l'andamento evidenziato per la potenza fotovoltaica installata.

La produzione di 28.000 GWh riscontrata in Germania, rappresenta il 4,6% della produzione lorda di energia elettrica a livello nazionale. L'Italia, rispetto al 2011 (10.796 GWh), nel 2012 presenta una produzione aggiuntiva di oltre 7.000 GWh.

È interessante evidenziare come in Italia, a fronte di una potenza fotovoltaica installata pari a circa il 50% di quella tedesca, la produzione di energia elettrica corrispondente sia pari al 67% di quella prodotta in Germania. Tale differenza è da attribuire alle migliori condizioni climatiche in cui operano gli impianti fotovoltaici italiani che, a parità di potenza installata, erogano una produzione energetica maggiore di quella tedesca.

Tab. 8 – Produzione di energia elettrica di origine fotovoltaica nell'UE (GWh)

Nazione	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Germania	188	333	557	1.282	2.220	3.075	4.420	6.578	11.683	19.340	28.000
Italia	21	24	29	31	35	39	193	676	1.906	10.796	18.800
Spagna	30	41	56	41	119	501	2.562	5.961	6.425	7.386	8.169
Francia	7	8	8	11	12	18	42	174	620	2.050	4.000
Rep. Ceca	0	0	0	0	1	2	13	89	616	2.182	2.173
Belgio	0	0	1	1	2	6	41	166	560	1.170	2.115
Regno Unito	3	3	4	8	11	14	17	20	33	252	1.327
Grecia	0	0	1	1	1	1	5	50	158	610	1.239
Bulgaria	0	0	0	0	0	0	0	3	15	101	534
Slovacchia	0	0	0	0	0	0	0	0	17	397	500
Portogallo	2	3	3	3	5	24	38	160	214	277	360
Austria	9	15	18	21	22	24	30	49	89	174	300
Olanda	17	31	33	34	35	36	38	46	60	100	200
Slovenia	0	0	0	0	0	0	1	4	13	66	121
Danimarca	1	2	2	2	2	2	3	4	6	15	114
Lussemburgo	0	1	9	18	21	21	20	20	21	26	30
Svezia	2	2	2	2	2	3	4	7	9	11	21
Cipro	0	0	0	1	1	2	3	4	6	12	20
Malta	0	0	0	0	0	0	0	1	6	18	14
Finlandia	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	8
Ungheria	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	5
Polonia	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4
Romania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Lituania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Irlanda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Estonia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lettonia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	n.d.
Totale	282	465	725	1.459	2.492	3.772	7.435	14.019	22.465	44.992	68.059

Fonte: nostra elaborazione su dati Eurostat ed EurObserv'ER.

CAPITOLO 2
IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

2.1 Evoluzione dei principali meccanismi di incentivazione

In Italia le politiche di sensibilizzazione allo sfruttamento delle energie rinnovabili hanno avuto inizio con cosiddetto “Decreto Bersani”⁷, che ha determinato la liberalizzazione del settore elettrico, precedentemente nelle mani dell'ex monopolista ENEL.

Il Governo negli ultimi anni ha creato gli enti necessari e promosso un modello di mercato che ha già prodotto benefici come l'entrata di nuovi operatori nel mercato della generazione di elettricità, un più elevato livello di concorrenza, una migliore pianificazione sul lungo termine della rete infrastrutturale e validi incentivi per sviluppare nuove capacità di produzione laddove risultino maggiormente necessarie.

Al fine di favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili nella generazione elettrica, attraverso il “Decreto Bersani” è stato introdotto l'obbligo per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere ogni anno in rete una percentuale di energia generata da impianti alimentati da FER.

La prima vera spinta all'espansione del settore fotovoltaico italiano è riconducibile al “Programma nazionale 10.000 tetti fotovoltaici”⁸, lanciato nella primavera del 2001 dal Ministero dell'Ambiente e dalle Regioni, attraverso cui sono stati stanziati contributi a fondo perduto in conto capitale per l'installazione di impianti di piccola taglia collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie e relative pertinenze residenziali. Il programma ha avuto il pregio di sensibilizzare l'opinione pubblica all'adozione dei sistemi fotovoltaici e di far nascere una piccola rete di imprese specializzate nel settore. Tuttavia, anche a causa della scarsa disponibilità di fondi (il programma originariamente prevedeva lo stanziamento di 60 miliardi delle vecchie lire, ma le numerose richieste di finanziamento hanno costretto gli enti preposti ad allocare nuove risorse) i risultati ottenuti sono stati modesti.

2.1.1 Il Conto Energia

La diffusione a macchia d'olio degli impianti fotovoltaici sul territorio italiano è coincisa con l'approvazione del meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica, noto come “Conto Energia”, oggi giunto alla quinta versione⁹.

⁷ D.lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”, pubblicato in G.U.R.I. n. 75 del 31 marzo 1999.

⁸ D.M. 16 marzo 2001, “Programma Tetti fotovoltaici”, pubblicato in G.U.R.I. n. 74 del 29 marzo 2001.

⁹ A partire dal 2005 si sono succeduti nel seguente ordine temporale: il I Conto Energia (D.M. 28/07/2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”, modificato dal D.M. 06/02/2006, pubblicati rispettivamente in G.U.R.I. n. 181 del 5 agosto

Il Conto Energia è uno strumento di incentivazione della produzione di energia da impianti fotovoltaici previsto dalla direttiva 2001/77/CE¹⁰, recepita in Italia dal d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003¹¹ che all'articolo 7 prevedeva, per l'elettricità generata mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, una specifica tariffa incentivante di importo decrescente e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio.

Una sostanziale novità introdotta dal I Conto Energia è costituita dall'introduzione di un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica che sostituisce i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto. Si tratta, dunque, di un nuovo sistema di incentivazione volto a valorizzare direttamente la produzione ed a garantire un rientro in tempi ragionevoli dell'investimento senza gravare sul bilancio dello Stato, ma ricorrendo ad un prelievo sulle bollette elettriche dei consumatori. Infatti, la copertura finanziaria necessaria all'erogazione degli incentivi è garantita da un prelievo tariffario obbligatorio a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica (componente A3) di tutti gli operatori elettrici italiani.

Il I Conto Energia garantiva delle tariffe incentivanti fino al raggiungimento di una potenza cumulativa di 500 MW, ponendo un obiettivo nazionale di 1.000 MW di potenza cumulata da raggiungere entro il 2015.

L'accesso agli incentivi era consentito agli impianti fotovoltaici con potenza compresa fra 1 kW e 1.000 kW, entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005; l'entità dell'incentivazione (tariffa fissa per kWh di energia elettrica prodotta), garantita per un ventennio, era definita in base alla taglia dell'impianto ed all'anno di presentazione della domanda.

Agli impianti con potenza non superiore a 20 kW veniva riconosciuta la possibilità di optare per il servizio di scambio sul posto o per la cessione in rete dell'energia generata,

2005 e n. 38 del 15 febbraio 2006), il II Conto Energia (D.M. 19/02/2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387", G.U.R.I. n. 45 del 23 febbraio 2007), il III Conto Energia (D.M. 06/08/2010 "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", G.U.R.I. n. 147 del 24 agosto 2010), il IV Conto Energia (D.M. 05/05/2011 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", G.U.R.I. n. 109 del 12 maggio 2011) e, infine, il V Conto Energia (D.M. 05/07/2012 "Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", G.U.R.I. n. 159 del 10 luglio 2012).

10 "Sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", pubblicata in G.U.R.I. L 283 del 27 ottobre 2001.

11 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", pubblicato in G.U.R.I. n. 25 del 31 gennaio 2004, Supplemento Ordinario n. 17.

vincolando nel primo caso l'erogazione dell'incentivo esclusivamente alla parte di energia prodotta e consumata in loco. Il servizio di scambio sul posto¹² è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente, al soggetto responsabile di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Per gli impianti con potenza superiore a 20 kW, l'energia prodotta, in aggiunta all'incentivo ventennale, poteva essere ulteriormente valorizzata con il ricavato della vendita delle eccedenze alla rete locale, con modalità e prezzi di ritiro fissati dall'AEEG¹³. Inoltre, con il I Conto Energia viene stabilito un limite di potenza annuale installabile dal 2006 al 2012 ed un incremento percentuale delle tariffe per i moduli integrati su edifici.

Il II Conto Energia¹⁴ stabilisce nuovi criteri e modalità all'incentivazione dell'energia fotovoltaica e, vista la continua espansione del settore, innalza a 3.000 MW l'obiettivo nazionale di potenza cumulata da raggiungere entro il 2016. Rispetto al I Conto Energia, le principali novità introdotte riguardano:

- la semplificazione dell'iter amministrativo per l'accesso alle tariffe;
- la sostituzione del limite annuo di potenza incentivabile con un limite massimo cumulato di 1.200 MW ed un periodo di moratoria di 14 mesi che sale a 24 per i soggetti pubblici, con inizio dalla data di raggiungimento del suddetto limite;
- una maggiore differenziazione delle tariffe, avvantaggiando gli impianti di piccola taglia e/o architettonicamente integrati su strutture o edifici;
- l'eliminazione del limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per ogni singolo impianto;
- la corresponsione della tariffa incentivante per tutta l'energia prodotta dagli impianti che optano per lo scambio sul posto, indipendentemente dal consumo della stessa in loco;
- l'incremento delle tariffe incentivanti per particolari tipi di impianti fotovoltaici.

In sostanza, con il II Conto Energia per ciascun impianto le tariffe incentivanti corrisposte variano in base alla classe di potenza, alla tipologia ed alla data di entrata in esercizio.

Per gli impianti che non beneficiano dello scambio sul posto, l'energia generata, se immessa in rete, viene ritirata dal gestore locale ovvero ceduta sul mercato.

¹² Regolato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) con la delibera ARG/elt 74/08.

¹³ Delibera 34/05.

¹⁴ Divenuto operativo con la delibera dell'AEEG 90/07, stabilisce che le tariffe del I Conto Energia si continuano ad applicare per gli impianti che hanno acquisito il diritto all'incentivazione entro il 2006.

Con il III Conto Energia¹⁵ vengono apportate nuove modifiche al sistema di incentivazione; nonostante le intenzioni originarie del legislatore fossero differenti, il decreto ha incentivato gli impianti entrati in esercizio tra il 1° gennaio 2011 ed il 31 maggio 2011¹⁶, a causa della precoce entrata in vigore del IV Conto Energia. Il decreto innalza a 8.000 MW l'obiettivo nazionale di potenza cumulata da raggiungere entro il 2020.

Fra le principali novità introdotte dal III Conto Energia occorre annoverare:

- una sostanziale e generalizzata riduzione delle tariffe incentivanti;
- la distinzione di quattro tipologie di impianti cui corrispondono differenti livelli di incentivazione, ovvero impianti solari fotovoltaici (distinti in due categorie: su edifici ed altri impianti fotovoltaici), impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, impianti a concentrazione ed impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica;
- la distinzione di sei classi di potenza per gli impianti solari fotovoltaici (in passato erano tre);
- una disponibilità di potenza elettrica cumulativa, per gli impianti solari fotovoltaici che possono accedere alle tariffe previste all'interno del decreto, stabilita in 3.000 MW;
- specifiche maggiorazioni sulle tariffe incentivanti;
- il limite di 200 kW per gli impianti che possono beneficiare dello scambio sul posto.

In seguito, con il IV Conto Energia¹⁷, in considerazione della crescita esponenziale del settore fotovoltaico, l'obiettivo nazionale di potenza cumulata viene incrementato fino a 23.000 MW da raggiungere entro il 2016, corrispondente ad un costo annuo degli incentivi compreso fra 6 e 7 miliardi di euro. Nel provvedimento vengono quantificati gli incentivi da erogare agli impianti che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013 al 31 dicembre 2016.

Le modifiche introdotte riguardano:

- l'ulteriore taglio delle tariffe incentivanti;
- l'introduzione dei limiti di spesa cui corrispondono obiettivi indicativi di potenza, il cui superamento non limita l'accesso alle tariffe incentivanti, ma causa una diminuzione delle tariffe programmate per il periodo successivo;
- la distinzione tra piccoli e grandi impianti fotovoltaici;
- l'obbligo di iscrizione ad un registro per i grandi impianti;

¹⁵ Le norme attuative del decreto sono contenute nella delibera dell'AEEG ARG/elt 181/10 del 20 ottobre 2010.

¹⁶ Come indicato nel comma 9 dell'articolo 25 del d.lgs. 28/2011.

¹⁷ Delibera dell'AEEG ARG/elt 149/11 del 27 ottobre 2011.

- la garanzia di un indennizzo nel caso di perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante per i ritardi nell'allaccio degli impianti dovuti ai gestori di rete;
- l'introduzione a partire dal 2013 di una tariffa onnicomprensiva, vale a dire comprendente sia il valore dell'incentivo che quello dell'energia ceduta alla rete, e di una tariffa autoconsumo.

Infine, il V Conto Energia, entrato in vigore a partire dal 27 agosto del 2012¹⁸, a poco più di un anno di distanza dal precedente decreto, rappresenta l'ultimo provvedimento adottato per definire i meccanismi di incentivazione al solare fotovoltaico. Il decreto cessa di applicarsi decorsi 30 giorni dal raggiungimento di un costo cumulativo annuo degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro, stanziando, in pratica, ulteriori 700 milioni di euro da destinare alla spesa annuale per gli incentivi.

A differenza dei precedenti meccanismi di incentivazione, il V Conto Energia remunera con una tariffa onnicomprensiva la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e con una tariffa premio la quota di energia netta consumata in sito.

Nel caso di un impianto con autoconsumo la tariffa spettante è, quindi, data dalla somma della tariffa onnicomprensiva sulla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata. L'entità della tariffa riconosciuta varia in base alla potenza ed alla tipologia dell'impianto.

Tale tipologia di sostegno, secondo alcuni studi appare essere la forma più efficace per incrementare la diffusione degli impianti di generazione di energia, in quanto garantisce un investimento a lungo termine a basso rischio per gli investitori, indipendente dalle oscillazioni del mercato (Couture e Gagnon, 2010).

Il V Conto Energia inserisce l'obbligo di iscrizione al registro anche per gli impianti di taglia medio-piccola, escluse alcune eccezioni.

Inoltre, con il decreto vengono introdotti dei piccoli contributi relativi alle spese di istruttoria ed agli oneri di gestione determinati, rispettivamente, in base ai kW di potenza installata ed a kWh di energia incentivata.

Il 6 giugno 2013 il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi ha raggiunto il valore di 6,7 miliardi di euro¹⁹, così che il V Conto Energia ha cessato di applicarsi decorsi 30 giorni dal raggiungimento di tale soglia.

¹⁸ Ovvero trascorsi 45 giorni dalla deliberazione dell'AEEG 292/2012/r/efr del 12 luglio 2012 con cui veniva determinato il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi relativi al fotovoltaico pari a 6 miliardi di euro, in accordo con quanto stabilito nell'articolo 2, comma 3, del IV conto Energia.

¹⁹ Delibera dell'AEEG 250/2013/R/EFR del 6 giugno 2013.

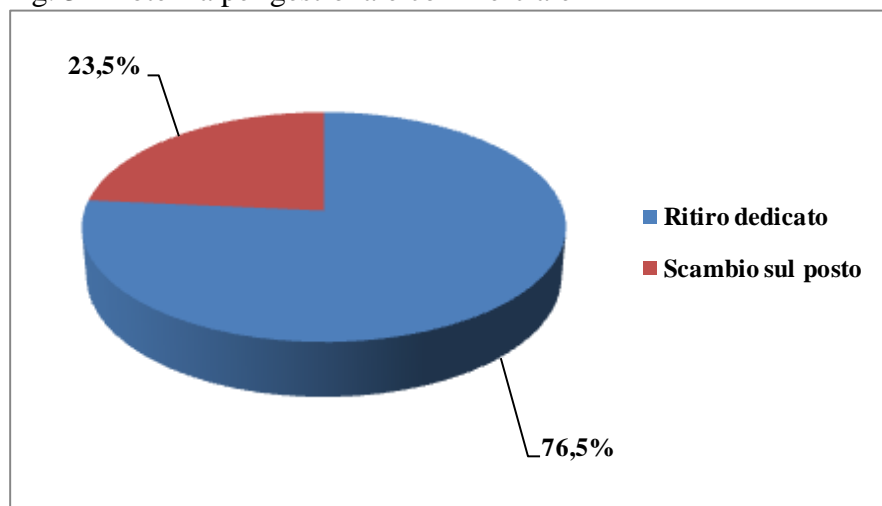
A partire da giugno 2013 e fino al 31 dicembre, è stata introdotta la detrazione fiscale al 50% per le spese relative all'acquisto e all'installazione di impianti fotovoltaici per uso domestico, a cui è possibile associare i benefici dello scambio sul posto ma non gli incentivi del V Conto Energia²⁰.

2.1.1.1 Lo scambio sul posto ed il ritiro dedicato

L'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, oltre ad usufruire degli incentivi previsti dal Conto Energia, può essere ulteriormente valorizzata attraverso lo scambio sul posto (*net metering*), il ritiro dedicato o la vendita diretta sul mercato elettrico.

Considerando gli impianti in regime di scambio sul posto o di ritiro dedicato, il 76,5% della potenza fotovoltaica afferisce ad impianti con ritiro dedicato mentre, di conseguenza, lo scambio sul posto si ferma al 23,5% (Figura 3).

Fig. 3 – Potenza per gestionale commerciale



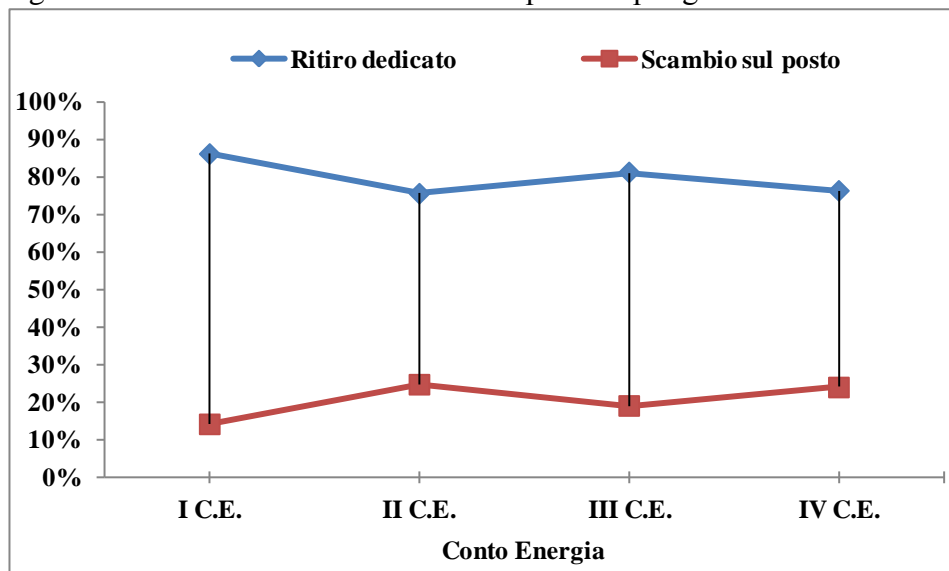
Fonte: GSE.

La netta differenza è una diretta conseguenza del fatto che i grandi impianti possono aderire esclusivamente al ritiro dedicato, poiché l'accesso allo scambio sul posto è riservato ad impianti con potenza massima di 200 kW (fino al II Conto Energia il limite era fissato a 20 kW).

²⁰ D.L. 4 giugno 2013 n. 63 “Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione Europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale”, pubblicato in G.U.R.I. n. 130 del 5 giugno 2013.

Nel corso dell'emanazione delle diverse versioni del Conto Energia, si è registrato un incremento dell'incidenza della potenza degli impianti in regime di scambio sul posto, che è passata dal 14% del I Conto Energia al 24% del IV Conto Energia (Figura 4).

Fig. 4 – Andamento dell'incidenza della potenza per gestione commerciale



Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

La tabella 9 mostra come, ad esclusione della Valle d'Aosta (65% della potenza afferente allo scambio sul posto), in tutte le Regioni gli impianti fotovoltaici usufruiscono maggiormente del ritiro dedicato.

La Regione in cui si osserva la più elevata incidenza del ritiro dedicato è la Puglia (91%), a testimonianza di una capillare presenza di grandi impianti all'interno del territorio. Seguono altre Regioni centromeridionali, quali la Basilicata (89%), le Marche (87%), il Molise (86%), l'Abruzzo (85%) ed il Lazio (83%).

Lo scambio sul posto consente di effettuare una specifica forma di autoconsumo che si basa sull'immissione nella rete elettrica dell'energia prodotta ma non autoconsumata, con la possibilità di usufruirne in un momento successivo, utilizzando il sistema elettrico per l'immagazzinamento virtuale dell'energia.

Tab. 9 – Potenza regionale per gestione commerciale degli impianti fotovoltaici

Regione	I C. E.		II C.E.		III C.E.		IV C.E.		Totale	
	Ritiro dedicato	Scambio sul posto	Ritiro dedicat	Scambio sul posto	Ritiro dedicato	Scambio sul posto	Ritiro dedicat	Scambio sul posto	Ritiro dedicato	Scambio sul posto
<i>Abruzzo</i>	90%	10%	82%	18%	87%	13%	86%	14%	85%	15%
<i>Basilicata</i>	98%	2%	86%	14%	89%	11%	89%	11%	89%	11%
<i>Calabria</i>	95%	5%	70%	30%	77%	23%	74%	26%	74%	26%
<i>Campania</i>	89%	11%	75%	25%	83%	17%	75%	25%	76%	24%
<i>Emilia R.</i>	84%	16%	75%	25%	83%	17%	76%	24%	76%	24%
<i>Friuli V. G.</i>	48%	52%	47%	53%	62%	38%	63%	37%	56%	44%
<i>Lazio</i>	78%	22%	83%	17%	91%	9%	81%	19%	83%	17%
<i>Liguria</i>	60%	40%	59%	41%	45%	55%	58%	42%	57%	43%
<i>Lombardia</i>	58%	42%	58%	42%	62%	38%	67%	33%	62%	38%
<i>Marche</i>	88%	12%	87%	13%	93%	7%	85%	15%	87%	13%
<i>Molise</i>	78%	22%	80%	20%	92%	8%	88%	12%	86%	14%
<i>Piemonte</i>	80%	20%	76%	24%	85%	15%	81%	19%	79%	21%
<i>Puglia</i>	92%	8%	93%	7%	90%	10%	87%	13%	91%	9%
<i>Sardegna</i>	93%	7%	65%	35%	84%	16%	75%	25%	73%	27%
<i>Sicilia</i>	87%	13%	80%	20%	86%	14%	76%	24%	79%	21%
<i>Toscana</i>	80%	20%	65%	35%	81%	19%	70%	30%	69%	31%
<i>Trentino A. A.</i>	91%	9%	59%	41%	55%	45%	59%	41%	59%	41%
<i>Umbria</i>	82%	18%	79%	21%	87%	13%	79%	21%	80%	20%
<i>Valle d'Aosta</i>	100%	0%	29%	71%	41%	59%	39%	61%	35%	65%
<i>Veneto</i>	72%	28%	65%	35%	58%	42%	64%	36%	64%	36%

Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

Tale meccanismo permette di ottenere una compensazione in termini economici tra il valore dell'energia prodotta ed immessa in rete e quello dell'energia prelevata e consumata in un periodo diverso da quello in cui avviene la produzione.

Nel sistema di mercato elettrico vigente, la valorizzazione dell'energia elettrica è effettuata su base oraria, pertanto i valori dell'energia elettrica prodotta ed autoconsumata coincidono nel caso in cui la produzione e il consumo siano contestuali, mentre potrebbero differire nel caso in cui non si realizzi tale condizione di contestualità, vale a dire qualora la produzione ed il consumo avvengano in ore diverse. Tuttavia il *net metering* non tiene conto del diverso valore dell'energia immessa in rete e di quella prelevata.

Il servizio dello scambio sul posto è riservato agli impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 200 kW. Gli impianti che hanno avuto accesso agli incentivi del V Conto Energia non possono usufruire di tale servizio (lo stesso vale per il ritiro dedicato).

Lo scambio sul posto è finalizzato principalmente alla diffusione della microgenerazione, in modo tale da rendere il cliente finale autosufficiente.

Il ritiro dedicato, incompatibile con il *net metering*, corrisponde ad un sistema semplificato di vendita dell'energia prodotta, alternativo a specifici contratti o alla vendita nella borsa elettrica.

L'energia elettrica generata ed immessa in rete è ceduta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che corrisponde ai produttori un prezzo per kWh ritirato. Il valore dell'energia è stabilito in base 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. Gli impianti di potenza non superiore ad 1 MW possono ottenere un "prezzo minimo garantito" per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, con la possibilità di ottenere maggiori introiti qualora il prezzo medio zonale orario risulti maggiore del prezzo minimo garantito.

La figura 5 prende in esame l'andamento dei prezzi medi mensili registrati nelle principali zone di mercato, considerando il prezzo relativo alla fascia oraria F1, riguardante l'energia elettrica prodotta dal lunedì al venerdì, dalle ore 8:00 alle ore 18:00²¹. La scelta è ricaduta nella fascia F1 poiché è incentrata nelle ore in cui è maggiormente presente la radiazione solare che, come noto, condiziona la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

L'andamento dei prezzi evidenzia come in tutte le zone analizzate nel corso degli anni si è avuto un decremento del prezzo corrisposto per kWh ritirato. In effetti, dal 1° gennaio

²¹ Come stabilito dalla deliberazione AEEG 181/06.

2008 al 31 agosto 2013, nel Polo di Brindisi si è registrata una diminuzione del prezzo di ritiro del 58,8%, nella Zona Sud del 58,4%, nella Zona Centro Sud del 57,6%, nella Zona Sardegna del 57,0%, nella Zona Centro Nord del 54,7%, nella Zona Nord del 48,5% ed infine nella Zona Sicilia del 30,4%.

Il fenomeno è correlabile all'aumento dell'offerta dovuto all'espansione del comparto fotovoltaico che ha causato l'immissioni di ingenti quantitativi di energia elettrica in rete.

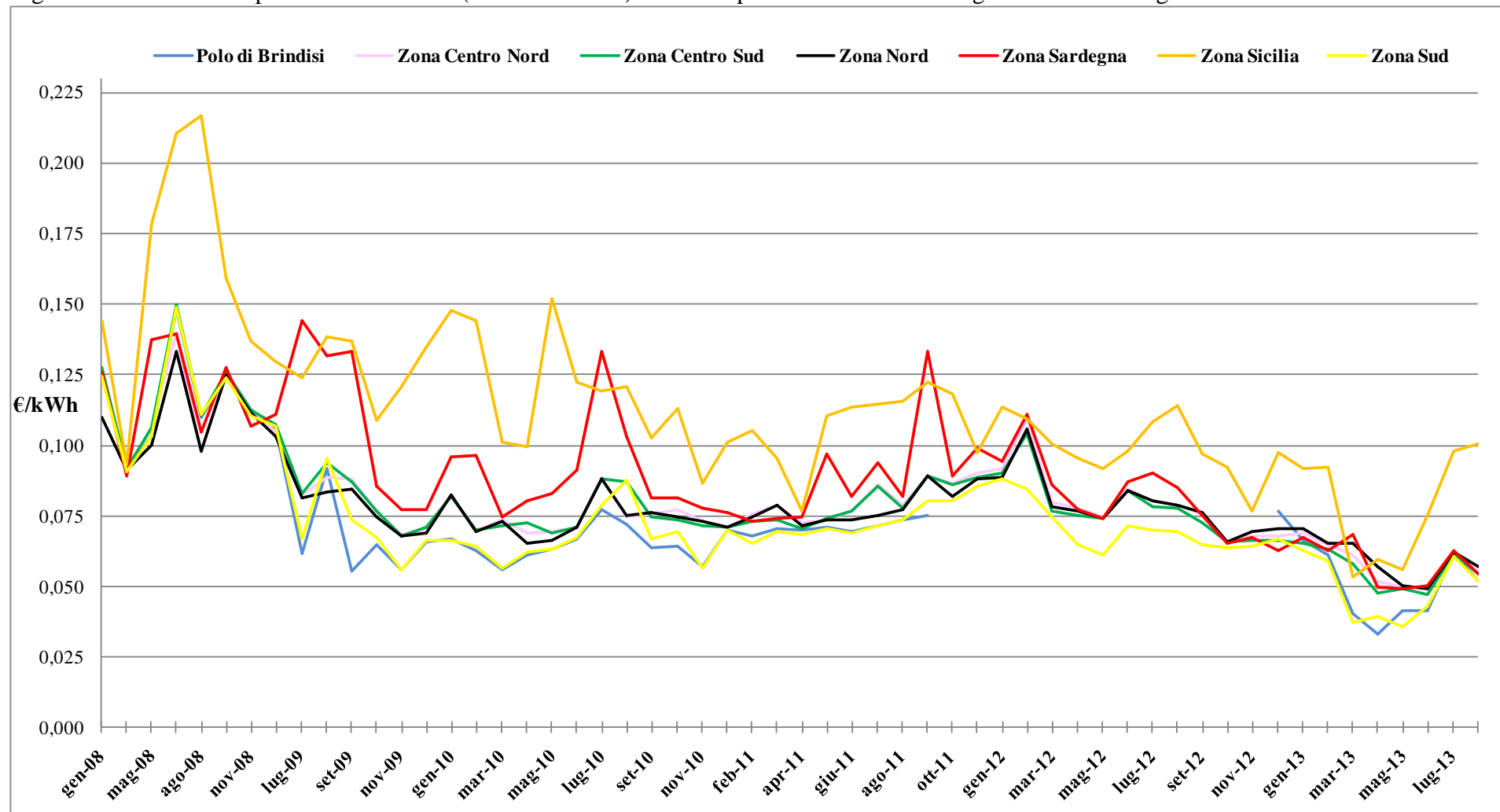
Nel periodo analizzato il prezzo medio mensile è oscillato da un massimo di 0,217 €/ kWh, registrato nella Zona Sicilia ad agosto del 2008, ad un minimo di 0,033 €/ kWh, nel Polo di Brindisi ad aprile 2013.

In linea di massima, escludendo brevi periodi, il prezzo registrato nella Zona Sicilia è risultato sempre il più elevato; viceversa, il prezzo di vendita riscontrato nel Polo di Brindisi si è mantenuto costantemente fra i più bassi.

Tuttavia, occorre evidenziare come la produzione di energia elettrica di origine fotovoltaica non abbia apparentemente apportato grossi benefici, in termini di risparmio sulla bolletta per l'acquisto dell'energia, ai consumatori finali.

Infatti, considerando il medesimo arco temporale, il prezzo pagato per l'approvvigionamento energetico da parte di un consumatore domestico tipo è passato da 0,165 €/kWh, relativo al primo trimestre del 2008, a 0,189 €/kWh, nel secondo trimestre 2013, registrando un incremento del 14,7% (Figura 6).

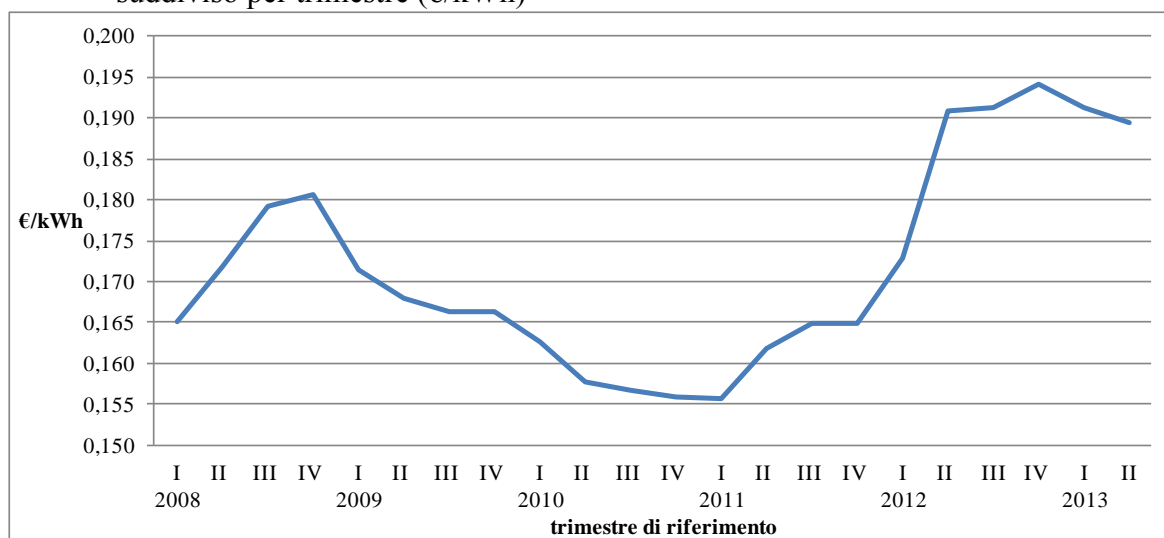
Fig. 5 – Andamento dei prezzi medi mensili (fascia oraria F1) suddivisi per zona di mercato da gennaio 2008 ad agosto 2013*



* Per il Polo di Brindisi non sono riportati i prezzi mensili da ottobre 2011 a novembre 2012, poiché non disponibili.

Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

Fig. 6 – Andamento del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo²² suddiviso per trimestre (€/kWh)



Fonte: AEEG.

2.2 Il costo dell'incentivazione agli impianti fotovoltaici: la componente A3

Nel corso dell'iter normativo si è verificata una interruzione anticipata della programmazione prevista all'interno del III e del IV Conto Energia, al fine di effettuare una rimodulazione al ribasso delle tariffe destinate all'incentivazione degli impianti fotovoltaici.

Tale necessità è scaturita dall'intento del legislatore di contenere la spesa legata all'incentivazione del comparto fotovoltaico, che grava per intero sulle spalle dei consumatori finali di energia elettrica.

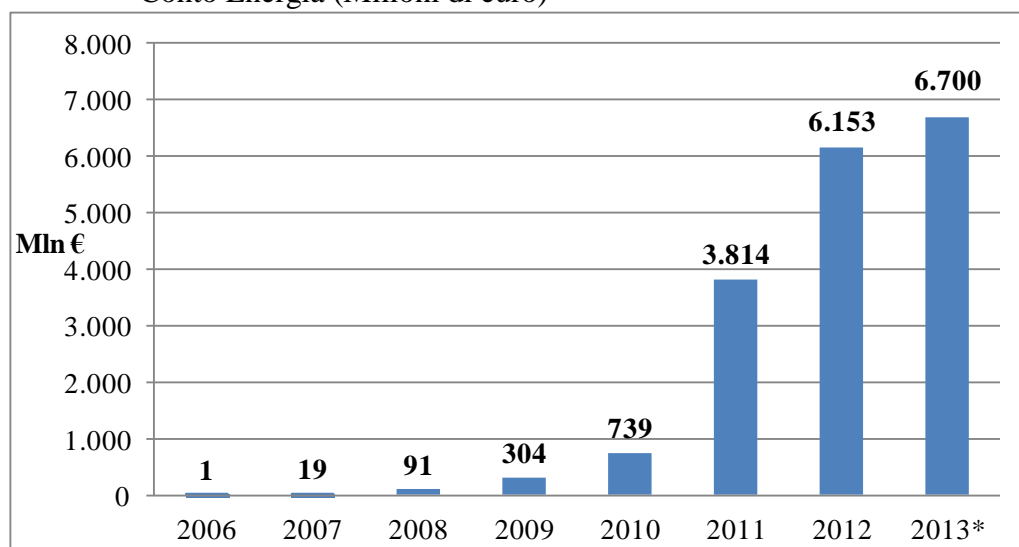
Infatti, parallelamente alla crescita delle installazioni degli impianti fotovoltaici, a partire dal 2006 si è registrato un progressivo incremento del costo annuo degli incentivi, che nel 2013 ha superato la soglia di 6,7 miliardi di euro (Figura 7).

La componente identificata dal codice A3, presente nelle bollette dell'energia elettrica, rappresenta il prelievo tariffario obbligatorio messo in atto al fine di garantire la necessaria copertura finanziaria finalizzata all'erogazione degli incentivi.

Oltre alla copertura degli oneri generati dalle tariffe incentivanti, il gettito della componente A3 è altresì utilizzato per sostenere altre fonti rinnovabili, come il costo dei certificati verdi e dei certificati di emissione CO₂ per gli impianti CIP 6/92, la promozione del solare termodinamico e le agevolazioni per le connessioni alle reti di distribuzione.

²² Condizioni economiche di fornitura per una famiglia con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo.

Fig. 7 – Costo annuale degli incentivi riconosciuti agli impianti ammessi al Conto Energia (Milioni di euro)



* Dato parziale.

Fonte: GSE.

La componente A3, fra le voci presenti nella bolletta elettrica, rientra all'interno degli oneri generali di sistema che non vanno a coprire costi del servizio elettrico, ma piuttosto a finanziare politiche pubbliche di varia natura. Dal 2011 al 2012 il fabbisogno per gli oneri generali è cresciuto del 50%, superando 11 miliardi di euro l'anno, dopo la crescita del 35% riscontrata nell'anno precedente. L'incremento è proseguito anche nella prima metà del 2013, ma ad un ritmo più lento rispetto al passato grazie all'azione di contenimento operata dal Governo; in ogni caso per il 2013 è previsto un gettito che, date le aliquote oggi vigenti, dovrebbe superare i 13,7 miliardi di euro. Questi aumenti hanno accresciuto in maniera molto significativa il peso delle componenti parafiscali nella bolletta elettrica, facendo quasi triplicare la spesa annua correlata (AEEG, 2013a).

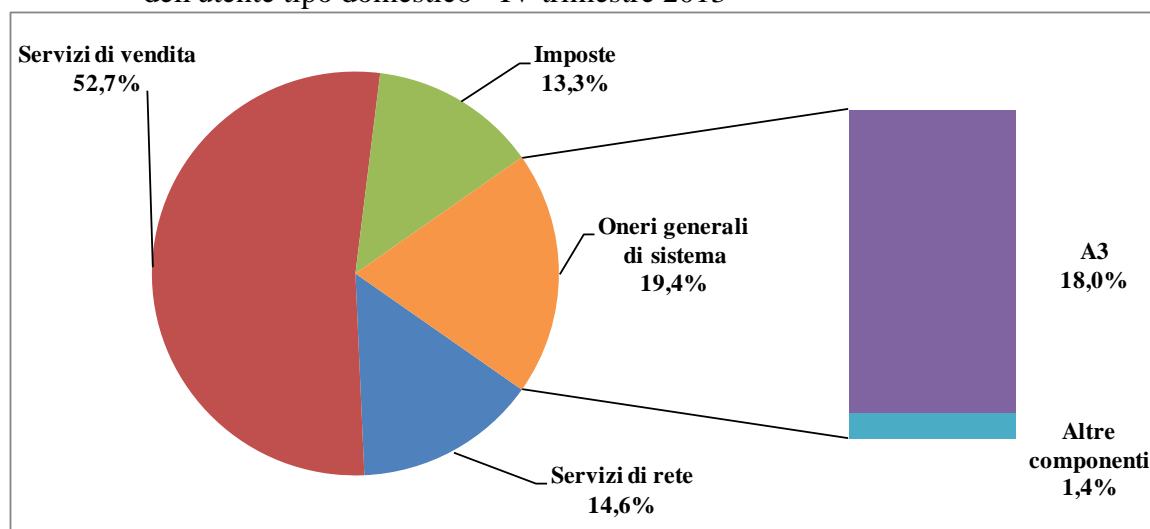
La voce A3 costituisce la parte più cospicua (circa il 92,7%) di tali oneri e, in riferimento al quarto trimestre 2013, incide per il 18,0% sulla spesa complessiva sostenuta da un utente tipo per la fornitura di energia elettrica (Figura 8) (AEEG, 2013b).

Considerando una spesa media annua di 514 euro, una famiglia tipo spende circa 100 euro per gli oneri generali di sistema e, quindi, quasi 93 euro all'anno per l'incentivazione alle fonti rinnovabili ed assimilate.

Il peso del fotovoltaico, fra le varie voci che compongono la A3, nel 2012 è stato pari a circa il 63%, un dato rilevante se si considera che la seconda voce in termini relativi è costituita dal ritiro dei certificati verdi, che pesa all'incirca per il 14%.

Ipotizzando la stessa incidenza anche per il 2013, il costo degli incentivi al fotovoltaico per un utente tipo domestico ammonterebbe a circa 62 euro.

Fig. 8 – Composizione percentuale della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente tipo domestico - IV trimestre 2013



Fonte: AEEG.

2.3 Ripartizione regionale degli impianti in esercizio

L'inizio dell'espansione del comparto fotovoltaico all'interno del territorio italiano è coinciso con l'approvazione del decreto ministeriale, il cosiddetto Conto Energia (C. E.), che ha garantito incentivi alla produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici a partire dal 2005.

I dati riportati nella tabella 10, mostrano come al 30 giugno 2013 in Italia risultino in esercizio 536.919 impianti fotovoltaici, pari ad una potenza di 17.144.415 kW.

Nel corso degli anni la crescita della potenza installata è avvenuta con ritmi molto sostenuti.

Con il I C. E. è stata installata una potenza pari a 163.431 kW; l'esiguità del risultato, se comparato ai riferimenti normativi successivi, è attribuibile alla scarsa conoscenza del settore ed al costo dei moduli fotovoltaici, ai tempi ancora elevato.

Inoltre, un'ulteriore causa può essere ricercata nel vincolo, nel caso dello scambio sul posto, all'erogazione dell'incentivo esclusivamente per la parte di energia prodotta e consumata in loco.

Con il IV C.E. si è verificata una frenetica corsa alle installazioni, agevolata dall'ulteriore abbassamento del prezzo dei moduli fotovoltaici. Il dato sulla potenza, pari a 7.639.268 kW, assume maggiore rilevanza in considerazione del fatto che il programma di incentivazione è rimasto in vigore per poco più di un anno.

Infine, in un periodo di circa dieci mesi, con il V C.E. sono entrati in esercizio impianti per una potenza fotovoltaica corrispondente a 985.938 kW.

Tab. 10 – Distribuzione regionale impianti fotovoltaici in esercizio

Regione	Potenza installata (kW)					Totale regionale (kW)	Incidenza potenza regionale	Numero impianti	Taglia media (kW)
	Primo C. E.	Secondo C. E.	Terzo C. E.	Quarto C. E.	Quinto C. E.				
<i>Puglia</i>	26.331	1.272.394	182.656	921.980	71.051	2.474.412	14,4%	37.301	66
<i>Lombardia</i>	7.753	757.203	151.524	876.701	100.649	1.893.830	11,0%	75.457	25
<i>Emilia R.</i>	14.055	678.437	151.947	756.262	90.574	1.691.275	9,9%	50.702	33
<i>Veneto</i>	7.168	690.243	104.992	657.050	97.709	1.557.162	9,1%	72.733	21
<i>Piemonte</i>	6.394	603.235	124.325	611.091	71.631	1.416.676	8,3%	37.688	38
<i>Sicilia</i>	9.682	374.995	117.057	559.645	98.126	1.159.505	6,8%	36.553	32
<i>Lazio</i>	7.696	409.632	155.719	465.145	73.868	1.112.060	6,5%	31.082	36
<i>Marche</i>	9.713	423.838	123.048	409.981	38.800	1.005.380	5,9%	19.308	52
<i>Toscana</i>	8.028	247.044	72.954	297.572	48.840	674.438	3,9%	27.871	24
<i>Abruzzo</i>	3.960	201.284	57.557	342.538	37.697	643.036	3,8%	13.772	47
<i>Campania</i>	7.778	164.792	61.613	349.552	52.452	636.187	3,7%	19.680	32
<i>Sardegna</i>	6.722	162.779	61.486	335.553	43.388	609.928	3,6%	25.966	23
<i>Friuli V. G.</i>	2.209	167.958	39.013	193.644	33.279	436.103	2,5%	23.942	18
<i>Umbria</i>	5.722	165.028	51.547	191.796	17.446	431.539	2,5%	12.869	34
<i>Calabria</i>	10.738	104.874	26.814	241.212	40.962	424.600	2,5%	17.037	25
<i>Trentino A. A.</i>	11.108	202.579	32.144	122.563	9.408	377.802	2,2%	19.168	20
<i>Basilicata</i>	16.955	83.821	24.490	169.615	49.420	344.301	2,0%	6.377	54
<i>Molise</i>	540	40.645	19.846	94.767	4.779	160.577	0,9%	2.957	54
<i>Liguria</i>	833	32.746	4.825	34.117	4.795	77.316	0,5%	4.840	16
<i>Valle d'Aosta</i>	46	6.767	1.927	8.484	1.064	18.288	0,1%	1.616	11
Italia	163.431	6.790.294	1.565.484	7.639.268	985.938	17.144.415	100,0%	536.919	32

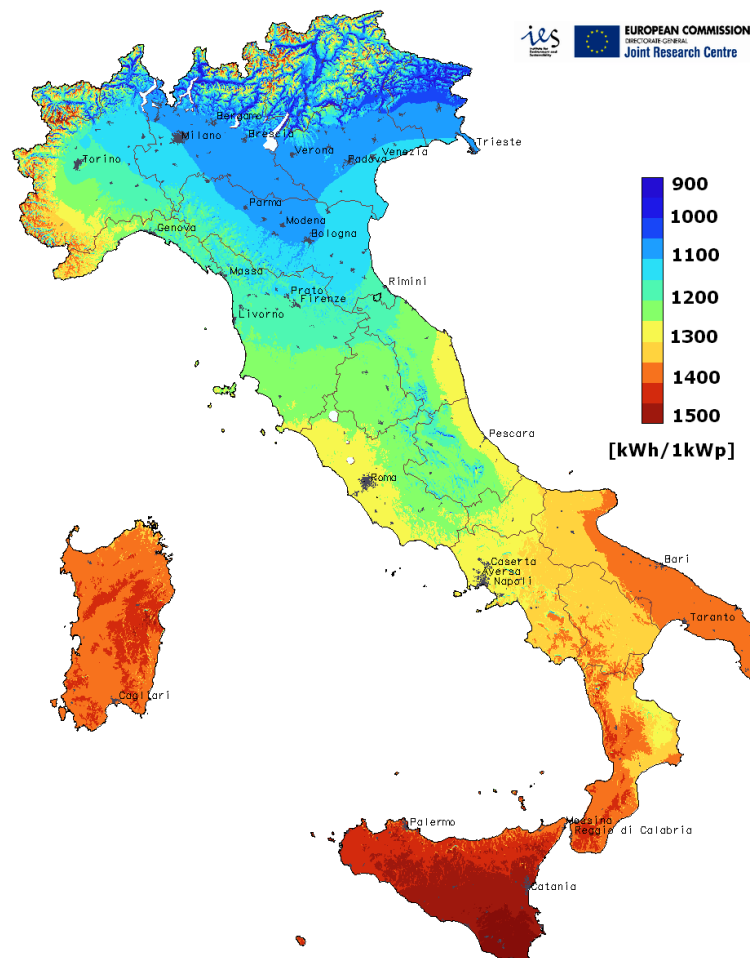
Fonte: nostra elaborazione su dati GSE (aggiornati al 30 giugno 2013).

Relativamente alla potenza installata all'interno dei territori regionali, è la Puglia a primeggiare con 2.474.412 kW, equivalenti al 14,4% della potenza di origine fotovoltaica presente in Italia. Seguono la Lombardia (1.893.830 kW), l'Emilia Romagna (1.691.275 kW), il Veneto (1.557.162 kW), il Piemonte (1.416.676 kW), la Sicilia (1.159.505 kW), il Lazio (1.112.060 kW) e le Marche (1.005.380 kW). Le restanti Regioni presentano una potenza installata al di sotto di 1 GW.

È importante sottolineare come, ad eccezione della Puglia, siano prevalentemente le Regioni settentrionali a far registrare i valori più elevati in termini di potenza installata, nonostante in quelle meridionali siano presenti delle condizioni ambientali che consentono, rispetto al Nord del Paese, di ottenere una maggiore produzione di energia da impianti fotovoltaici e, in definitiva, maggiori introiti economici.

Infatti, la producibilità elettrica teorica degli impianti fotovoltaici dislocati all'interno del territorio nazionale, in linea di massima, cresce al decrescere della latitudine considerata (Figura 9) (Šúri M *et al.*, 2007; Huld T. *et al.*, 2012).

Fig. 9 – Producibilità elettrica degli impianti fotovoltaici in Italia



Fonte: JRC – Joint Research Centre of the European Commission.

Per quanto riguarda la numerosità degli impianti, si riscontra una maggiore proliferazione in Lombardia con 75.457 impianti fotovoltaici, seguita dal Veneto (72.733), dall'Emilia Romagna (50.702) e dal Piemonte (37.688).

Considerando la taglia degli impianti fotovoltaici, è possibile osservare come in Puglia siano presenti impianti di potenza media pari a 66 kW; seguono a pari merito la Basilicata ed il Molise (54 kW). Il dato minore è relativo alla Valle d'Aosta, che presenta una taglia media di appena 11 kW. La potenza media degli impianti pugliesi, ed in generale di quelli meridionali, è da correlare alla presenza massiccia di grandi impianti fotovoltaici collocati a terra.

Inoltre, i dati presenti nella tabella 11 evidenziano come, a livello nazionale, la taglia media degli impianti fotovoltaici installati annualmente sia cresciuta costantemente dal 2007 al 2011, passando da 5,5 kW a 53,4 kW.

Tab. 11 – Taglia media annua degli impianti fotovoltaici installati (kW)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taglia media annua	5,5	14,1	18,1	27,5	53,4	24,6

Fonte: GSE.

Nel 2012 si è riscontrata un'inversione di tendenza, con una taglia media degli impianti fotovoltaici pari a 24,6 kW, inferiore di circa il 54% rispetto a quella registrata l'anno precedente. Le cause del cambiamento sono ricercabili nella nuova normativa in materia ed in particolare al divieto dell'installazione di impianti fotovoltaici sui terreni agricoli, utilizzati in passato per la creazione di grandi parchi fotovoltaici.

Una misura della velocità con cui a livello regionale è stata compresa l'importanza economica del settore fotovoltaico, aderendo ai differenti programmi di incentivazione emanati, è riportata nella tabella 12. Nelle prime quattro versioni del Conto Energia, la Puglia si è contraddistinta per il maggiore quantitativo di potenza installata, con un picco del 18,7% registrato nel II Conto Energia.

Nel V Conto Energia, invece, la maggiore incidenza si è riscontrata in Lombardia (10,2%), seguita a breve distanza dalla Sicilia (10,0%). Dai dati illustrati si evince come, ad eccezione del Molise, in tutte le Regioni centromeridionali si è registrato un incremento della incidenza nel passaggio dal IV al V Conto Energia. Tale tendenza è giustificabile con l'ulteriore taglio agli incentivi previsto nell'ultimo riferimento normativo emanato, che ha ridotto i margini di profitto aumentando i rischi di investimento; di conseguenza, investendo nella creazione di impianti nelle Regioni meridionali, dove la produzione

energetica è maggiore, si riescono ad incrementare le entrate conferendo maggiore sicurezza agli investimenti nel fotovoltaico.

Tab. 12 – Incidenza regionale della potenza installata per Conto Energia

Regione	Primo Conto E.	Secondo Conto E.	Terzo Conto E.	Quarto Conto E.	Quinto Conto E.
<i>Puglia</i>	16,1%	18,7%	11,7%	12,1%	7,2%
<i>Lombardia</i>	4,7%	11,2%	9,7%	11,5%	10,2%
<i>Emilia R.</i>	8,6%	10,0%	9,7%	9,9%	9,2%
<i>Veneto</i>	4,4%	10,2%	6,7%	8,6%	9,9%
<i>Piemonte</i>	3,9%	8,9%	7,9%	8,0%	7,3%
<i>Sicilia</i>	5,9%	5,5%	7,5%	7,3%	10,0%
<i>Lazio</i>	4,7%	6,0%	9,9%	6,1%	7,5%
<i>Marche</i>	5,9%	6,2%	7,9%	5,4%	3,9%
<i>Toscana</i>	4,9%	3,6%	4,7%	3,9%	5,0%
<i>Abruzzo</i>	2,4%	3,0%	3,7%	4,5%	3,8%
<i>Campania</i>	4,8%	2,4%	3,9%	4,6%	5,3%
<i>Sardegna</i>	4,1%	2,4%	3,9%	4,4%	4,4%
<i>Friuli V. G.</i>	1,4%	2,5%	2,5%	2,5%	3,4%
<i>Umbria</i>	3,5%	2,4%	3,3%	2,5%	1,8%
<i>Calabria</i>	6,6%	1,5%	1,7%	3,2%	4,2%
<i>Trentino A. A.</i>	6,8%	3,0%	2,1%	1,6%	1,0%
<i>Basilicata</i>	10,4%	1,2%	1,6%	2,2%	5,0%
<i>Molise</i>	0,3%	0,6%	1,3%	1,2%	0,5%
<i>Liguria</i>	0,5%	0,5%	0,3%	0,4%	0,5%
<i>Valle d'Aosta</i>	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: nostra elaborazione su dati GSE (aggiornati al 30 giugno 2013).

2.4 La produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici

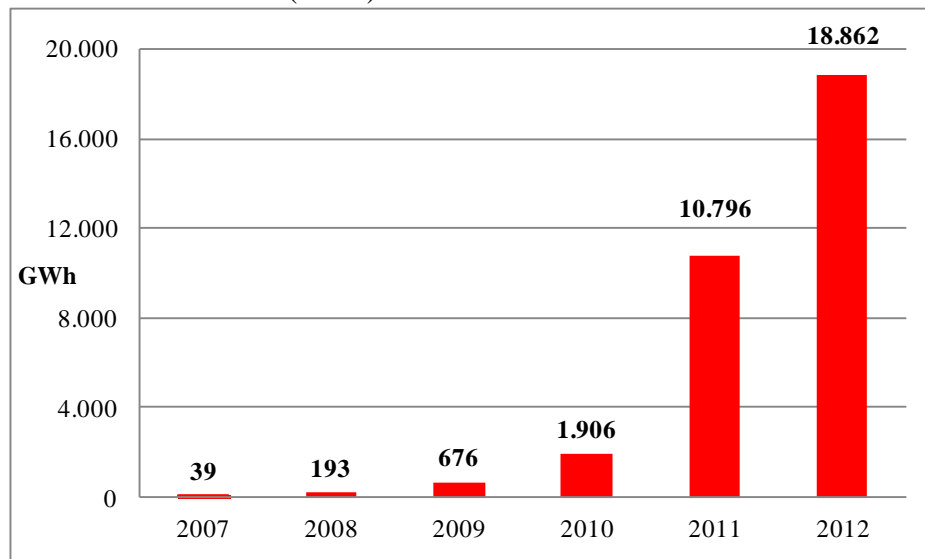
La crescita del comparto fotovoltaico ha generato l'immissione in rete di ingenti quantitativi di energia elettrica destinata a soddisfare, anche se parzialmente, la domanda dei consumatori finali.

Dal 2007 il consumo interno lordo²³ (C.I.L.) di energia elettrica prodotta dai pannelli solari fotovoltaici è aumentato in modo esponenziale, passando da 39 GWh a 18.862 GWh consumati nel corso del 2012 (Figura 10).

La crescita nei consumi è aumentata soprattutto nell'ultimo biennio; il C.I.L. del 2012 ha registrato un incremento del 74,7% rispetto all'anno precedente e, addirittura, ha quasi decuplicato il dato rilevato nel 2010.

²³ Il consumo interno lordo di energia elettrica è uguale alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero. E' definito al lordo o al netto dei pompaggi a seconda se la produzione lorda di energia elettrica è comprensiva o meno della produzione da apporti di pompaggio.

Fig. 10 – Andamento del C.I.L. di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (GWh)

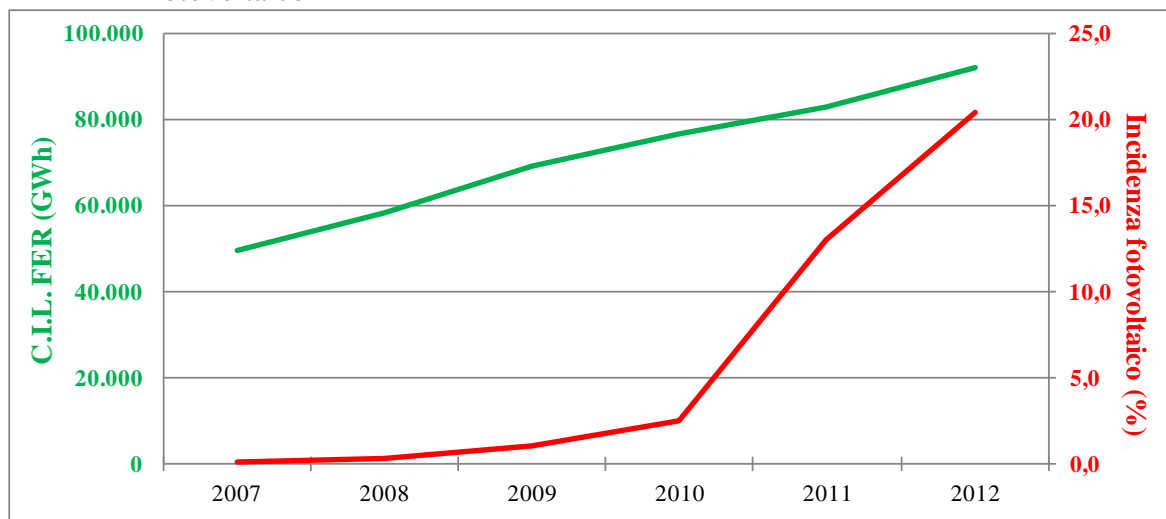


Fonte: nostra elaborazione su dati Terna.

La tendenza evidenziata assume maggiore rilevanza se rapportata ai consumi di energia elettrica legati all'intero comparto delle rinnovabili (Figura 11).

Dal 2007 al 2012 il C.I.L. di energia elettrica prodotta da FER è aumentato costantemente, passando da 49.411 GWh a 92.222 GWh (+86,6%).

Fig. 11 – Andamento del C.I.L. di energia elettrica da FER ed incidenza del settore fotovoltaico



Fonte: nostra elaborazione su dati Terna.

L'incidenza dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici sulla produzione totale da FER, nel corso dello stesso arco temporale, è passata dallo 0,1% al 20,5%.

La produzione netta²⁴ di energia elettrica non è equamente distribuita all'interno del territorio nazionale e, a parità di potenza installata, aumenta all'aumentare della latitudine della zona in cui è sito l'impianto fotovoltaico. In ragione di ciò, infatti, l'Emilia Romagna, pur avendo un minor quantitativo di potenza fotovoltaica installata rispetto alla Lombardia, riesce a sopravanzare quest'ultima in termini di energia elettrica generata (rispettivamente 1.738 GWh contro 1.667 GWh), ottenendo una produzione energetica seconda solo a quella della Puglia (3.439 GWh) (Tabella 13).

Tab. 13 – Produzione netta di energia elettrica da impianti fotovoltaici e produzione totale destinata al consumo²⁵ su base regionale. Anno 2012

Regione	Produzione netta (GWh)	Produzione totale destinata al consumo (GWh)	Incidenza
<i>Puglia</i>	3.439	37.612	9,1%
<i>Emilia R.</i>	1.738	22.046	7,9%
<i>Lombardia</i>	1.667	42.107	4,0%
<i>Sicilia</i>	1.492	22.899	6,5%
<i>Veneto</i>	1.491	15.475	9,6%
<i>Piemonte</i>	1.410	24.365	5,8%
<i>Lazio</i>	1.354	20.098	6,7%
<i>Marche</i>	1.123	4.092	27,5%
<i>Abruzzo</i>	699	4.669	15,0%
<i>Toscana</i>	684	16.137	4,2%
<i>Sardegna</i>	646	13.347	4,8%
<i>Campania</i>	574	10.413	5,5%
<i>Umbria</i>	466	2.659	17,5%
<i>Calabria</i>	418	10.979	3,8%
<i>Basilicata</i>	402	2.160	18,6%
<i>Friuli V. G.</i>	400	9.603	4,2%
<i>Trentino A. A.</i>	358	10.442	3,4%
<i>Molise</i>	189	2.674	7,1%
<i>Liguria</i>	72	10.289	0,7%
<i>Valle d'Aosta</i>	18	3.053	0,6%
Italia	18.637	285.116	6,5%

Fonte: nostra elaborazione su dati Terna.

²⁴ La produzione netta di energia elettrica di un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo, è la somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dagli impianti, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

²⁵ Equivale alla produzione netta diminuita dell'energia elettrica destinata ai pompaggi, corrispondente all'energia elettrica impiegata per il sollevamento di acqua, a mezzo pompe, al solo scopo di essere utilizzata successivamente per la produzione di energia elettrica.

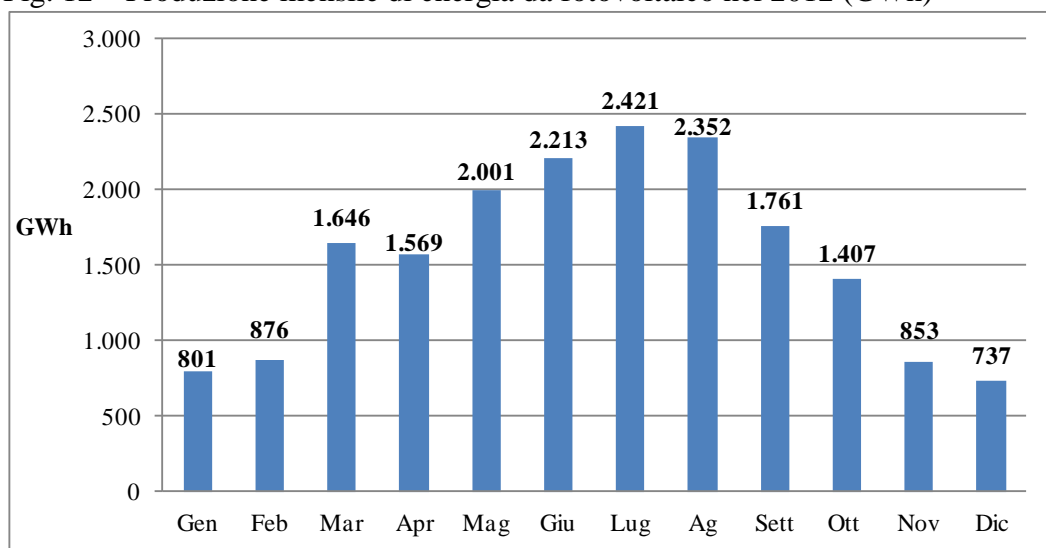
Seguono la Sicilia (1.492 GWh), il Veneto (1.491 GWh), il Piemonte (1.410 GWh), il Lazio (1.354 GWh) e le Marche (1.123 GWh).

Considerando l'incidenza dell'energia prodotta attraverso i pannelli fotovoltaici sulla produzione totale di energia elettrica destinata al consumo, occorre evidenziare come nelle Marche l'energia fotovoltaica corrisponda al 27,5% della produzione regionale di energia elettrica.

Seguono la Basilicata (18,6%), l'Umbria (17,5%) e l'Abruzzo (15,0%); per tutte e quattro le regioni analizzate, le incidenze rilevate sono imputabili alle modeste quantità di energia elettrica complessivamente generata all'interno dei confini regionali, piuttosto che ad una sistemica diffusione del fotovoltaico. La Sicilia, con il 6,5%, si colloca perfettamente in linea con la media nazionale.

È noto come la produzione di energia da pannelli fotovoltaici dipenda fortemente dalle condizioni climatiche in cui operano gli impianti; infatti, non è costante nel corso dell'anno, ma è influenzata da alcuni parametri ambientali come la temperatura e l'irradiazione solare. Ad esempio, la temperatura ottimale di funzionamento è di circa 25 gradi centigradi poiché l'eccessivo calore dei moduli fotovoltaici fa diminuire l'efficienza di un impianto. La figura 12 mostra l'andamento della produzione energetica mensile registrata sul territorio nazionale.

Fig. 12 – Produzione mensile di energia da fotovoltaico nel 2012 (GWh)



Fonte: nostra elaborazione su dati Terna.

Nel corso del mese di luglio si è registrato il picco della produzione (2.421 GWh), che supera i 2.000 GWh anche nei mesi di agosto, giugno e maggio (rispettivamente 2.352 GWh, 2.213 GWh e 2.001 GWh).

In generale, quindi, è possibile affermare che la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici raggiunge valori più elevati nei mesi estivi, si riduce in primavera ed in autunno, e cala drasticamente nei mesi invernali. Occorre sottolineare come la suddetta figura, riportando valori nazionali, non tenga conto delle differenze fra la latitudine dei siti di produzione che, se considerate, evidenzerebbero sensibili variazioni della produzione fra i siti settentrionali e quelli meridionali.

2.5 Il rapporto tra fotovoltaico e settore primario

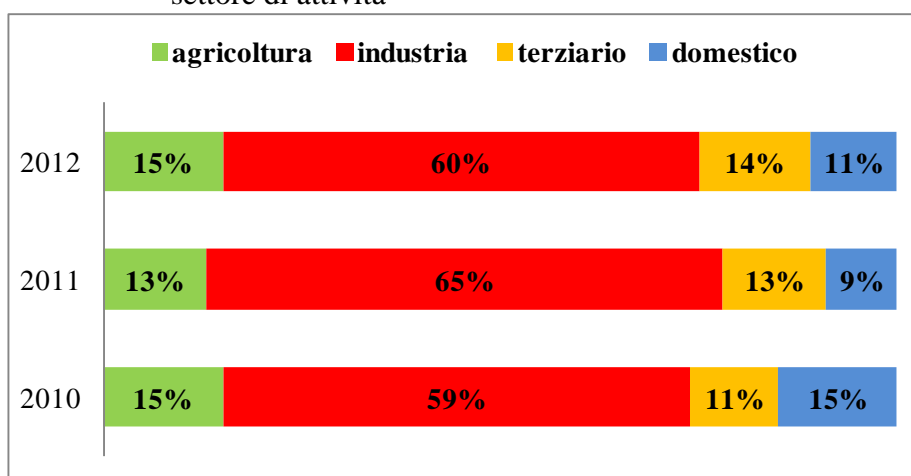
L'energia solare in agricoltura rappresenta un efficace strumento per l'ampliamento delle entrate aziendali, la riduzione dei costi di produzione ed il risanamento ambientale relativo all'abbattimento della quota di CO₂ immessa in atmosfera.

Negli ultimi anni si è assistito ad una proliferazione degli impianti fotovoltaici in aziende agricole, che in alcuni casi ha suscitato un acceso dibattito sulla gestione sostenibile del connubio fra produzione agricola ed energetica.

Non è errato affermare che esista una certa analogia tra produzione agricola e produzione di energia fotovoltaica: in entrambi i casi si utilizzano il territorio e la radiazione solare (Coiante, 1990).

Analizzando i dati relativi a fine del 2012, è possibile osservare come il maggiore quantitativo di potenza installata afferisca al settore industriale (60%), seguito a distanza dal settore agricolo (15%), dal terziario (14%) e dal settore domestico (11%) (Figura 13).

Fig. 13 – Potenza relativa agli impianti fotovoltaici installati per settore di attività



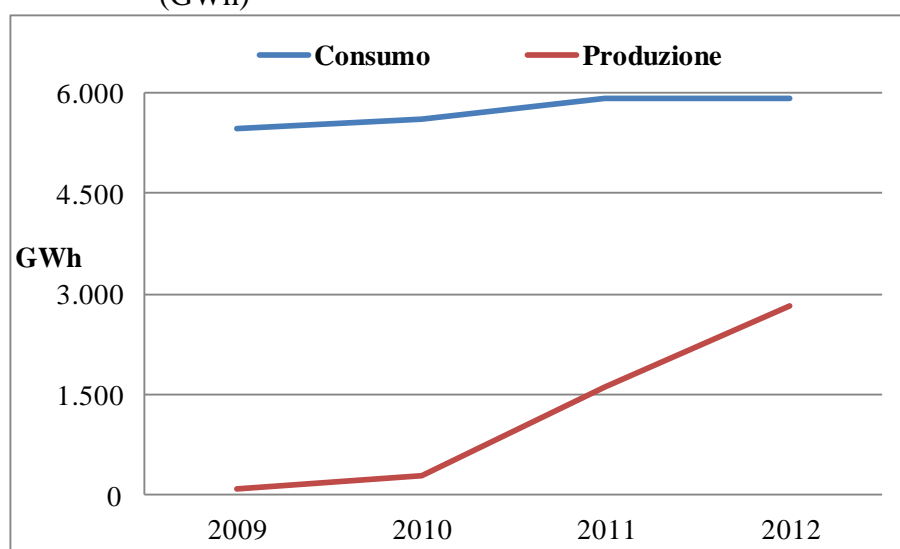
Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

Se in termini relativi, nel periodo analizzato, la potenza di origine fotovoltaica installata in agricoltura è rimasta pressoché invariata, in termini assoluti è passata da 520 MW nel 2010 a 2.463 MW nel 2012, registrando un incremento del 373,7% nell'arco di un biennio.

La crescita della potenza elettrica installata nel settore primario ha comportato un aumento di energia elettrica generata da impianti fotovoltaici che assume una certa rilevanza se confrontata con l'energia elettrica consumata in campo agricolo (Figura 14).

Infatti, se nel 2009 l'energia prodotta rappresentava appena il 2% di quella consumata, nel 2012, con una produzione di circa 3.000 GWh, il settore agricolo produce circa il 50% dei propri fabbisogni di energia elettrica.

Fig. 14 – Confronto tra produzione di energia elettrica di origine fotovoltaica e consumo di energia elettrica in agricoltura (GWh)



Fonte: nostra elaborazione su dati GSE e Terna.

I dati analizzati evidenziano un'incontrovertibile ed esponenziale crescita del fotovoltaico all'interno del settore primario che potrebbe proseguire anche negli anni a venire: alcuni studi, infatti, stimano in 9,8 GW al 2015 il potenziale realistico di installazioni fotovoltaiche calcolato sull'impiego del 10% della disponibilità di capannoni e tettoie rurali (CNES, 2008).

L'ampio potenziale potrebbe essere sfruttato dalle aziende agricole nel rispetto degli equilibri ambientali e paesaggistici del territorio a vantaggio di una nuova immagine eco-sostenibile della propria attività agricola (Bertino, 2007).

2.5.1 Fotovoltaico su serra

Una particolare tipologia di impianti, che può essere considerata una delle soluzioni maggiormente sostenibili per lo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, è rappresentata dalle serre fotovoltaiche, definite come strutture produttive in cui i moduli costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti.

La struttura della serra e le attività che vi si svolgono all'interno sono compatibili con l'installazione di moduli fotovoltaici poiché le serre necessitano di schermare la radiazione luminosa, l'esposizione è solitamente a favore dell'irraggiamento solare diretto e, in aggiunta, tale soluzione consente di sfruttare al massimo lo spazio a disposizione.

Inoltre, le produzioni in serra necessitano, solitamente, di elevati fabbisogni energetici al fine di condizionare l'ambiente interno e renderlo idoneo alle colture presenti, in particolar modo in alcuni settori come quello florovivaistico. Si stima che circa il 2% dei consumi di energia elettrica in agricoltura sia destinato al soddisfacimento energetico dei sistemi in serra e le richieste di energia elettrica delle serre per le utenze vengono valutate tra 10.000 e 70.000 kWh/ha (Campiotti e Viola, 2011).

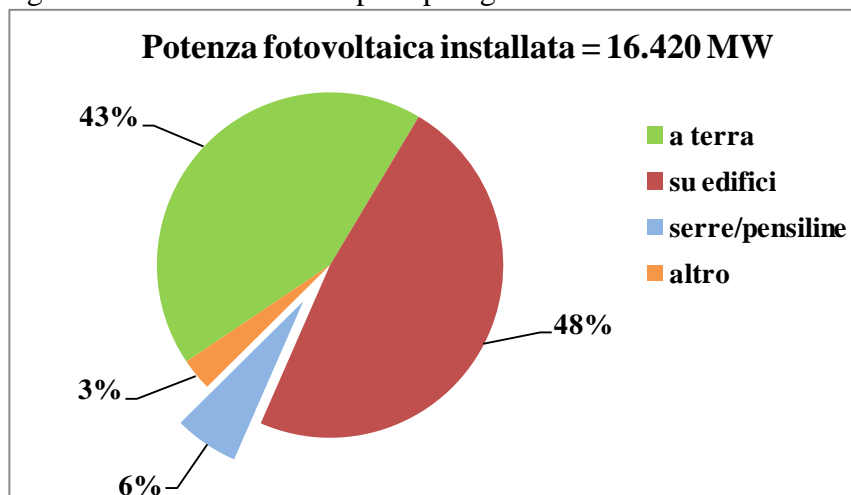
In questi sistemi colturali importanti quantitativi di energia elettrica vengono consumati ad esempio per la gestione della climatizzazione, la fertirrigazione, i motori per apertura/chiusura finestrate, gli automatismi vari per i sistemi di controllo, ecc.; se a ciò si aggiungono, ove presenti, anche le aree dedicate alla gestione delle produzioni del post-raccolta, l'insieme dei consumi energetici appare non trascurabile (Minuto, 2009).

Di conseguenza, la produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici potrebbe rappresentare un strumento in grado di abbattere i costi aziendali legati all'approvvigionamento energetico.

In Italia a fine 2012, su una potenza complessiva di 16.420 MW, le installazioni su serre/pensiline ammontano appena al 6% (985 MW); gran parte della potenza afferisce ad impianti su edifici (48%) ed a terra (43%) (Figura 15). La Sardegna è la Regione italiana con la presenza maggiore di impianti installati su serre/pensiline (179 MW), seguita dalla Sicilia (135 MW) e dal Lazio (129 MW) (Figura 16).

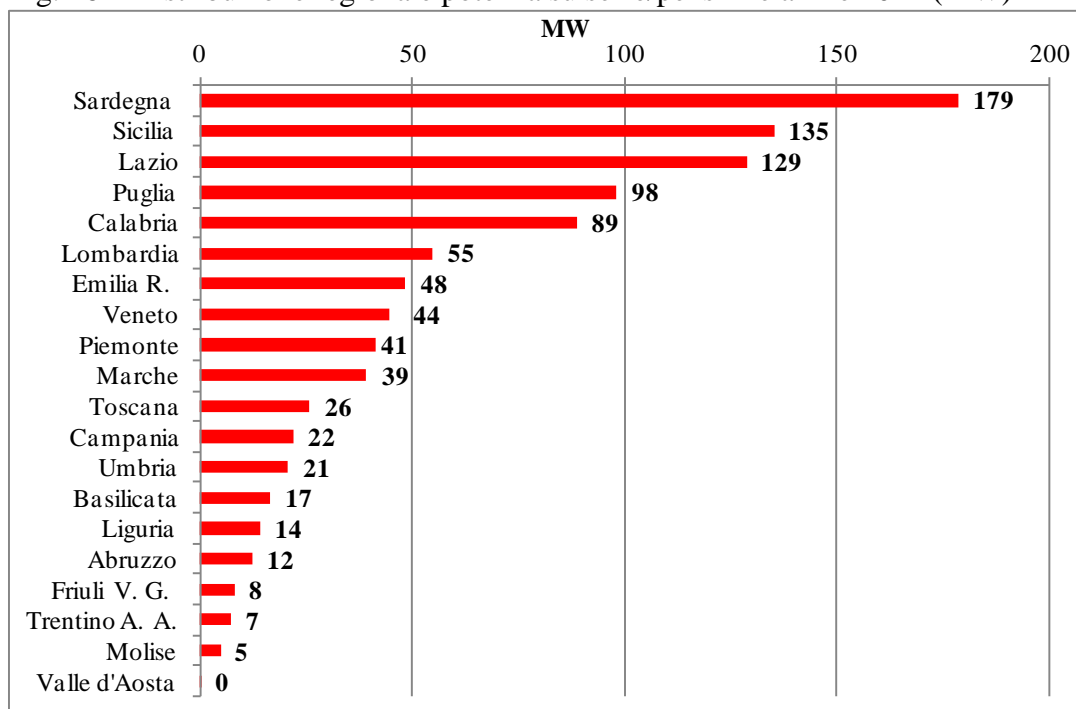
Nonostante i sistemi in serra si prestino all'installazione di moduli fotovoltaici, per una corretta realizzazione dell'opera occorre che in fase progettuale vengano presi in considerazione degli aspetti cruciali, quali ad esempio la scelta del tipo di serra (monofalda o bifalda) e delle specie idonee alla coltivazione in ambienti con scarsa intensità luminosa, in modo da evitare approcci meramente speculativi che privilegino la produzione energetica trascurando quella agricola.

Fig. 15 – Potenza installata per tipologia di sito in Italia a fine 2012



Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

Fig. 16 – Distribuzione regionale potenza su serre/pensiline a fine 2012 (MW)



Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

L'attività di ricerca destinata negli ultimi anni alla sperimentazione delle varie specie colturali, per determinarne la risposta produttiva all'interno di queste nuove tipologie costruttive, è stata insufficiente e, di conseguenza, anche l'attività del legislatore è apparsa poco chiara e pertinente.

Fino al III Conto Energia le installazioni su serra venivano equiparate a quelle su edifici, senza l'imposizione di alcun limite nella copertura.

Con il IV Conto Energia sono state introdotte le prime limitazioni all'installazione di pannelli fotovoltaici, infatti “*al fine di garantire la coltivazione sottostante, le serre a seguito dell'intervento devono presentare un rapporto tra la proiezione al suolo della superficie totale dei moduli fotovoltaici installati sulla serra e della superficie totale della copertura della serra stessa non superiore al 50%*”. Inoltre, tali tipologie di impianti non vengono più equiparate a quelle su edifici, con la conseguenza di una riduzione delle tariffe ad esse destinate.

Il V Conto Energia riduce al 30% il limite per il rapporto fra proiezione al suolo dei moduli e superficie totale della copertura della serra, ma recentemente il TAR del Lazio²⁶ ha abolito ogni limite imposto alla copertura delle serre, ritenendo che esso non dia la garanzia che la coltivazione delle colture sottostanti sia privilegiata rispetto alla produzione di energia, in quanto determinata ed influenzata da molteplici fattori. La sentenza del Tar, quindi, sancisce che il limite non può essere identico su tutto il territorio perché vanno considerate alcune variabili tra cui la collocazione geografica, il tipo di coltivazione, la temperatura, l'acqua, ecc..

Eccezion fatta per il mantenimento dell'obbligo alla coltivazione delle serre durante tutta la durata dell'incentivo, nel corso degli ultimi anni il continuo susseguirsi di cambiamenti delle norme che regolano le serre fotovoltaiche ha denotato una scarsa lucidità nell'attività legislativa riconducibile, come detto, alla mancanza di una fase sperimentale antecedente ai provvedimenti adottati, che avrebbe potuto meglio indirizzare la mano del legislatore.

In definitiva, le serre fotovoltaiche, attraverso il connubio fra produzione agricola ed energetica, spingono le aziende verso una maggiore multifunzionalità e, di conseguenza, ad un incremento delle entrate aziendali, ma, al fine di una gestione sostenibile, occorre tener presente che la produzione agricola interna alle serre deve continuare ad assumere un ruolo centrale nel *core business*.

2.5.2 Impianti a terra e problematiche connesse

Nelle prime fasi di sviluppo del settore fotovoltaico la realizzazione di impianti a terra ha riscosso grande consenso nelle scelte degli investitori a causa di una maggiore semplicità nella collocazione dei moduli. I pannelli, in questo caso, sono sostenuti da una struttura metallica che, ottimizzandone l'inclinazione, riesce a favorirne la massima produttività. Tuttavia, a parità di potenza installata, la superficie occupata (mediamente circa 19 mq/kW) è superiore rispetto agli impianti realizzati su edificio (8-10 mq/kW), al fine di

²⁶ Sentenza n. 3143 del 26 marzo 2013.

distanziare le file dei pannelli ed evitare fenomeni di ombreggiamento che causerebbero una drastica riduzione della produzione energetica.

Tuttavia, la proliferazione degli impianti fotovoltaici a terra in aree agricole ha posto in primo piano la problematica relativa alla destinazione dei suoli e, più in generale, al conflitto esistente tra produzioni *food* e *no food*. I pannelli installati a terra sottraggono terreno fertile ma non modificano le caratteristiche del suolo, tant'è che una volta rimossi non impediscono un ritorno alla pratica agricola. Viceversa, occorre prestare notevole attenzione al continuo utilizzo di diserbanti necessari ad impedire la crescita delle specie infestanti che inficerebbero la resa energetica dei pannelli; infatti, un uso continuo e prolungato di sostanze chimiche, considerato che la vita di un impianto è di almeno 20 anni, potrebbe causare dei seri problemi di inquinamento dei suoli.

Inoltre, all'interno di questa tipologia di installazione ricadono principalmente gli impianti di grossa taglia che, per la loro realizzazione, necessitano di investimenti di notevoli capitali generalmente non disponibili per i piccoli coltivatori, ma solitamente in mano ai grossi capitalisti.

Nel caso di terreni suscettibili di investimenti riguardanti le energie rinnovabili, come per il fotovoltaico, la prevalenza della domanda sull'offerta ha causato un rialzo dei canoni di affitto.

Parecchi agricoltori, considerata la scarsa redditività dell'attività agricola, hanno ceduto i propri terreni ricevendone in cambio lauti canoni di affitto completamente sganciati dalle reali potenzialità agronomiche; in cambio le grosse società di capitali, realizzando impianti fotovoltaici a terra, si sono assicurate gli incentivi statali, traendo profitti di gran lunga superiori ai canoni corrisposti agli imprenditori agricoli.

In alcune Regioni gli operatori si sono interessati all'affitto di superfici superiori a 20 ettari; nel caso della Sicilia, gli unici contratti di lunga durata ad essere oggi sottoscritti sono quelli relativi agli impianti fotovoltaici o eolici (INEA, 2011).

In altri termini, la proliferazione di impianti a terra ha causato un progressivo abbandono dell'attività agricola ed al posto di vigneti, oliveti e campi di grano sono sorti campi di pannelli fotovoltaici.

Determinare la quantità di suolo sottratta all'attività agricola non è un'operazione semplice, poiché non è fornita una misurazione diretta del suolo agricolo occupato.

I dati del GSE riportano la superficie occupata dagli impianti a terra, ma, in realtà, non è detto che tutti gli impianti installati a terra siano realizzati su terreno agricolo (Tabella 14).

Volendo effettuare una stima per eccesso (Frascarelli e Ciliberti, 2011), non depurata degli impianti a terra non installati su suolo agricolo, risulterebbe che le installazioni fotovoltaiche a terra hanno sottratto all'agricoltura una superficie pari a circa 13.370 ettari, lo 0,1% della SAU censita nel 2010.

Tab. 14 – Impianti collocati a terra e non a terra a fine 2012

Regione	A terra		Non a terra
	mq	%	%
<i>Piemonte</i>	9.392.183	35,8	64,2
<i>Valle d'Aosta</i>	21.628	10,7	89,3
<i>Lombardia</i>	3.964.392	13,1	86,9
<i>Trentino A. A.</i>	128.214	2,1	97,9
<i>Veneto</i>	6.351.811	25,2	74,8
<i>Friuli V. G.</i>	1.691.085	21,4	78,6
<i>Liguria</i>	27.399	3,4	96,6
<i>Emilia R.</i>	11.724.059	41,3	58,7
<i>Toscana</i>	4.340.566	38,3	61,7
<i>Umbria</i>	2.930.137	39,5	60,5
<i>Marche</i>	10.281.542	56,8	43,2
<i>Lazio</i>	12.922.753	61,4	38,6
<i>Abruzzo</i>	5.796.695	55,3	44,7
<i>Molise</i>	1.928.389	67,8	32,2
<i>Campania</i>	2.253.342	24,1	75,9
<i>Puglia</i>	39.220.726	78,0	22,0
<i>Basilicata</i>	5.055.427	72,5	27,5
<i>Calabria</i>	1.981.463	27,2	72,8
<i>Sicilia</i>	11.707.095	52,8	47,2
<i>Sardegna</i>	1.981.714	19,9	80,1
Italia	133.700.617	42,9	57,1

Fonte: nostra elaborazione su dati GSE.

È bene evidenziare come, in termini relativi, i valori più elevati si riscontrino nelle Regioni meridionali, con un picco del 78,0% in Puglia che rappresenta anche la prima Regione italiana per potenza fotovoltaica installata. Il risultato evidenzia come le Regioni più povere di Italia, come la Puglia, la Sicilia e la Basilicata, ospitano la gran parte degli impianti fotovoltaici a terra, di grossa taglia, non in mano ai cittadini ma ai grandi gruppi finanziari.

La pratica di ubicare i pannelli fotovoltaici su suolo agricolo, in definitiva, ha sottratto spazio alle produzioni tipiche locali e ha favorito solo marginalmente gli agricoltori.

Per porre un freno alla proliferazione degli impianti a terra ed ai conseguenti fenomeni speculativi, il legislatore con il cosiddetto “decreto liberalizzazioni”²⁷ ha deciso di proibire l’installazione di questa tipologia di impianti.

Nonostante la stima effettuata abbia evidenziato una sottrazione ancora marginale di suolo normalmente destinato alle produzioni alimentari, la scelta adottata appare inequivocabile ed all’insegna di una crescita sostenibile della produzione energetica associata al comparto agricolo.

Tuttavia, suscita perplessità la mancanza di una netta presa di posizione da parte dello Stato anche nel settore residenziale, visto che viene stimata in 100 ettari la perdita quotidiana di suolo agricolo legata al fenomeno della cementificazione (Ministero delle politiche Agricole Alimentari e Forestali, 2012).

2.5.3 Il trattamento fiscale della produzione elettrica da fotovoltaico in agricoltura

Un evidente vantaggio nella diffusione del fotovoltaico in agricoltura è rappresentato dal fatto che la produzione di energia elettrica da parte di imprese agricole è considerata attività connessa all’azienda agricola e, pertanto, rientra nel reddito agrario, consentendo agli imprenditori agricoli di investire nel fotovoltaico con vantaggi unici in termini fiscali (Pagliaro *et al.*, 2010).

In sostanza l’attività fotovoltaica per il legislatore e l’amministrazione finanziaria è sostanzialmente analoga, ad esempio, alla produzione di olio con olive che devono essere ottenute prevalentemente dal proprio oliveto.

In base a quanto stabilito dall’Agenzia delle Entrate²⁸, la produzione e la vendita di energia fotovoltaica da parte degli imprenditori agricoli derivante dai primi 200 kW di potenza installata è considerata in ogni caso connessa all’attività agricola e, quindi, produttiva di reddito agrario. La parte eccedente è considerata produttiva di reddito agrario solo se ricorre uno dei seguenti requisiti:

- se deriva da impianti con integrazione architettonica o parzialmente integrati realizzati su strutture aziendali esistenti (serre, capannoni, strutture per ricovero animali o attrezzature ecc.);

²⁷ D. L. del 24 gennaio 2012 n. 1, convertito dalla Legge del 24 marzo 2012, n. 27 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività”, pubblicata in G.U.R.I. n. 71 del 24 marzo 2012. L’art. 65 non consente l’accesso agli incentivi previsti all’interno del Conto Energia agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole.

²⁸ Circolare n. 32/E del 6 luglio 2009.

- se il volume di affari legato all'attività agricola (esclusa la produzione di energia fotovoltaica) è superiore al volume d'affari della produzione di energia fotovoltaica eccedente i 200 kW;
- entro il limite di 1 MW per azienda, se per ogni 10 kW di potenza installata eccedente il limite dei 200 kW, l'imprenditore dimostra di detenere almeno un ettaro di terreno utilizzato per l'attività agricola.

Pertanto la produzione e la cessione di energia viene tassata come reddito agrario per i primi 200 kW e per la parte eccedente qualora l'attività sia esercitata da imprenditore agricolo o da società agricola nel rispetto dei punti precedentemente elencati. Qualora ciò non avvenga, la parte eccedente i 200 kW produce reddito d'impresa, tassato secondo le regole ordinarie.

Per quanto riguarda l'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA), la vendita di energia in ambito agricolo viene scontata al 10%. L'imprenditore agricolo dovrà in tutti i casi tenere una contabilità IVA separata per l'attività di vendita dell'energia.

Ai fini dell'Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP), in caso di attività connessa i redditi scontano un'aliquota dell'1,9%, che sale al 3,9% in caso di superamento dei 200 kW.

I proventi derivanti delle tariffe incentivanti, in relazione alle imposte dirette, sono considerati:

- irrilevanti ai fini del reddito di impresa e assorbiti nel reddito agrario se il soggetto percettore è un imprenditore agricolo che svolge attività agricola prevalente rientrando nel reddito agrario e produce energia fotovoltaica nei limiti descritti (franchigia);
- rilevanti ai fini del reddito di impresa per la sola quota che eccede i limiti descritti (oltre la franchigia);
- rilevanti per l'intero importo nei redditi di impresa nei casi in cui non siano rispettati i requisiti della prevalenza dell'attività agricola.

In tutti i casi in cui le tariffe incentivanti vanno a costituire reddito d'impresa, esse vengono anche assoggettate ad una ritenuta d'acconto del 4% da parte del GSE. Conseguentemente, per le attività rientranti nel reddito agrario non si applica la suddetta ritenuta. Si ricorda infine che le tariffe incentivanti non sono mai soggette ad IVA, in quanto si tratta di un contributo fuori campo IVA.

In definitiva, l'inquadramento della attività di produzione di energia nell'ambito dell'agricoltura ha ovviamente riflessi importanti per effetto delle particolari agevolazioni ivi previste.

In primo luogo la classificazione agricola dell'attività comporta la tassazione ai fini delle imposte dirette sulla base del reddito agrario che si traduce in nessuna tassazione aggiuntiva tenuto conto che il soggetto che coltiva il terreno comunque dichiara la rendita catastale. A questo riguardo ha rilevanza la natura giuridica del soggetto che svolge la produzione di energia.

Ai fini previdenziali il titolare dell'attività mantiene la qualifica di coltivatore diretto o imprenditore agricolo professionale e i lavoratori dipendenti vengono inquadrati nell'ambito dei contributi agricoli unificati (Tosoni, 2009).

CAPITOLO 3

VALUTAZIONE ECONOMICO-FINANZIARIA DI INVESTIMENTI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN AZIENDA AGRICOLA

3.1 Introduzione

In considerazione della diffusione su vasta scala degli impianti fotovoltaici anche nel settore primario, la presente tesi è stata finalizzata alla valutazione della convenienza economica di tale tipologia di investimenti nell'ambito dell'azienda agraria.

Al tal fine, si è proceduto alla rilevazione di alcuni casi studio (sei strutture produttive), dislocati all'interno del territorio siciliano, che hanno installato impianti fotovoltaici nella propria base aziendale ricadenti nella provincia di Palermo.

La scelta delle aziende è stata effettuata in funzione della quantità e della affidabilità dei dati forniti. Pertanto, le unità rilevate rispondono a finalità di tipo economico, in funzione dello scopo della ricerca, piuttosto che ad obiettivi statistico-probabilistici (Prestamburgo, 1968).

Per le rilevazioni è stata predisposta una scheda riguardante le caratteristiche tecniche degli impianti ed i dati economici relativi agli investimenti effettuati.

L'elaborazione dei dati ricavati dai questionari aziendali ha permesso di determinare gli indicatori di convenienza economica relativi agli investimenti analizzati e di dare, in ultima analisi, un contributo conoscitivo al processo di diffusione degli impianti fotovoltaici.

3.2 Caso studio

Al fine di valutare la convenienza economica di investimenti in impianti fotovoltaici e la variazione della stessa al variare della politica energetica adottata dall'operatore pubblico, il presente lavoro ha avuto per oggetto la valutazione economico-finanziaria di impianti fotovoltaici realizzati nell'ambito del II, del III e del IV Conto Energia.

Gli impianti rilevati sono stati realizzati in aziende agrarie dislocate all'interno del territorio siciliano e si caratterizzano in base a differenti tipologie costruttive.

In particolare, sono stati rilevati sei impianti fotovoltaici:

Caso A) Impianto fotovoltaico di 20 kW realizzato nel 2008 su edificio, in regime di scambio sul posto, che beneficia degli incentivi del II Conto Energia;

Caso B) Impianto fotovoltaico di 20 kW realizzato nel 2008 su edificio, in regime di ritiro dedicato, che beneficia degli incentivi del II Conto Energia;

Caso C) Impianto fotovoltaico di 20 kW realizzato nel 2011 su edificio, in regime di scambio sul posto, che beneficia degli incentivi del IV Conto Energia;

Caso D) Impianto fotovoltaico di 20 kW realizzato nel 2011 su edificio, in regime di ritiro dedicato, che beneficia degli incentivi del IV Conto Energia;

Caso E) Impianto fotovoltaico di 300 kW realizzato nel 2010 su serra, in regime di ritiro dedicato, che beneficia degli incentivi del II Conto Energia;

Caso F) Impianto fotovoltaico di 300 kW realizzato nel 2011 a terra, in regime di ritiro dedicato, che beneficia degli incentivi del III Conto Energia.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti A e C è utilizzata all'interno del ciclo produttivo di due frantoi. L'impianto E è stato realizzato installando pannelli fotovoltaici su 6 serre monofalda, aventi una lunghezza di 50 m ed una larghezza di 8 m. Poiché al tempo della realizzazione dell'opera non esisteva alcuna restrizione relativa alla copertura delle serre, ogni falda è ricoperta interamente dai moduli fotovoltaici e presenta una potenza pari a 50 kW.

Tutte le aziende rilevate presentano impianti con esposizione ed inclinazione ottimale.

Per la realizzazione degli impianti fotovoltaici sono stati utilizzati pannelli in silicio policristallino, un materiale meno costoso del monocristallino, a causa della maggiore semplicità del processo di produzione, anche se leggermente meno efficiente (Meral e Dinçer, 2011; Kalogirou, 2009).

Ai fini della produzione energetica, per tutti gli impianti è stata considerata una produzione media annua di 1.500 kWh per kW installato (ENEA, 2006b) considerando un calo annuo del rendimento dei pannelli pari all'0.8% (Danchev *et al.*, 2010; Lasnier e Ang, 1990).

Tutti gli investimenti sono stati realizzati attraverso un mutuo bancario di durata variabile che ha coperto interamente il costo dell'impianto ma, al fine di ottenere una valutazione economica più completa, gli indicatori economico-finanziari sono stati calcolati anche considerando il caso in cui gli investimenti siano stati realizzati con capitale apportato interamente o parzialmente dagli imprenditori. A tal fine, sono state valutate le ipotesi in cui gli investimenti siano stati realizzati attraverso un mutuo che copra il 25%, il 50% ed il 75% del costo totale dell'investimento ed il caso in cui l'investimento sia completamente autofinanziato.

Le principali caratteristiche economiche che differenziano gli impianti sono riportate nella tabella 15.

Tab. 15 – Principali caratteristiche economiche dei casi studio analizzati

Caso	Costo impianto (€/kW)	Durata mutuo (anni)	Tasso d'interesse (%)	Tariffa incentivante (€/kWh)
A	4.500	10	4,00	0,460
B	4.500	10	4,00	0,460
C	2.500	10	5,00	0,268
D	2.500	10	5,00	0,268
E	3.500	18	3,65	0,422
F	3.300	20	3,50	0,314

Per quanto riguarda il costo di investimento degli impianti fotovoltaici, nel corso degli anni si è registrata una netta riduzione, attribuibile all'espansione del settore che ha causato una riduzione del costo dei pannelli (EPIA, 2011).

Tale trend è deducibile anche dai dati illustrati, che riportano un valore inferiore del costo di impianto per i casi C e D, realizzati per ultimi in ordine temporale.

Considerando i costi in tabella, i casi A e B hanno registrato un costo complessivo di 90.000 €, C e D di 50.000 €, E di 1.050.000 € ed F di 990.000 €.

La differenza riscontrata nei tassi d'interesse adottati per estinguere il mutuo è imputabile alle condizioni di accesso al mutuo, che sono peggiorate per i casi C e D in corrispondenza di una congiuntura economica sfavorevole.

Il costo annuale di manutenzione dei pannelli fotovoltaici è pari a 0,018 €/kWh, mentre il costo di assicurazione ammonta allo 0,4% del loro di realizzazione (Fernández-Infantes, 2006); al costo di tali servizi è stato applicato un tasso annuo di rivalutazione pari al 2,7%²⁹.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici che vendono alla rete l'energia prodotta (casi B, D, E e F), in base all'analisi dei prezzi medi mensili registrati nella Zona Sicilia nel periodo intercorrente tra gennaio 2011 ed agosto 2013, è stato considerato un prezzo medio di ritiro dell'energia pari a 0,10 €/kWh.

Per gli impianti con autoconsumo dell'energia prodotta, è stato tenuto in considerazione il relativo risparmio in bolletta, imputando all'energia consumata un prezzo di 0,14 €/kWh, a cui è stato applicato un tasso annuo di rivalutazione pari al 2,2%³⁰.

²⁹ Il tasso d'incremento annuo è stato calcolato sulla base del periodo 2000-2010, consultando l'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività presente sul sito dell'Istat.

³⁰ *Ibidem*.

3.3 Materiali e metodi

Allo scopo di valutare la convenienza economica alla realizzazione di un investimento fotovoltaico si è proceduto all'analisi costi/benefici dei casi aziendali rilevati.

L'analisi costi-benefici (ACB) è una tecnica di valutazione finanziaria utilizzata per prevedere gli effetti di un progetto, di un programma o di un investimento verificando se, con la realizzazione dell'intervento, si ottenga o meno un beneficio (Prestamburgo e Saccomandi, 1995; Iaconi e Romiti, 1994). L'ACB rappresenta, in alternativa ai metodi di analisi economica tradizionali, anche un metodo di valutazione ex ante da parte di soggetti esterni agli operatori responsabili del progetto, che debbano decidere sulla sua fattibilità finanziaria o debbano scegliere come ripartire risorse finanziarie scarse tra diversi possibili investimenti (Guerrieri *et al.*, 1995).

L'obiettivo che l'analisi in oggetto persegue è di verificare se i costi prevedibili dell'investimento risultino complessivamente inferiori, e di quanto, ai benefici conseguibili e quantificare, con la determinazione di appropriati indicatori finanziari, la convenienza economica ad un medesimo riferimento temporale. Ai fini dell'applicazione dell'ACB, i flussi finanziari generati dall'investimento sono stati calcolati per un periodo di 20 anni, pari alla durata degli incentivi pubblici garantiti agli impianti fotovoltaici italiani.

In particolare, per la valutazione economica sono stati calcolati i seguenti indicatori di convenienza: il Flusso di Cassa Cumulato (FCC), il Valore Attuale Netto (VAN), il Tasso di Rendimento Interno (TIR) ed il Tempo di recupero attualizzato (*Discounted Pay Back Period*, DPBP).

Il FCC rappresenta la somma algebrica dei ricavi e dei costi ottenuti durante la vita economica dell'investimento:

$$FCC = \sum_{t=0}^n F_t \quad (1)$$

dove:

F_t = flusso di cassa netto annuale;

t = anno del flusso di cassa;

n = durata della vita economica dell'investimento;

Il flusso di cassa netto annuale è ottenuto attraverso la seguente formula:

$$F_t = I_t - O_t \quad (2)$$

dove:

I_t = entrate economiche annuali;

O_t = uscite economiche annuali.

Le entrate economiche annuali possono essere espresse come segue:

$$I_t = E_{PV} \cdot (FiT + P_u \cdot \varepsilon_{Pu}) \quad (3)$$

dove:

E_{PV} = energia elettrica generata annualmente;

FiT = incentivo statale garantito per kWh di energia elettrica generata;

P_u = prezzo unitario corrisposto per kWh venduto (ritiro dedicato) o consumato (scambio sul posto);

ε_{Pu} = tasso annuale di incremento adottato per determinare il risparmio relativo all'energia consumata in loco; nel caso di vendita dell'energia è stato utilizzato un prezzo medio fisso di ritiro scaturito dall'analisi dei prezzi medi mensili del mercato elettrico della Zona Sicilia.

Le uscite annuali comprendono:

$$O_t = C_{PV} + C_m + C_a \cdot \varepsilon_c + Q_a \quad (4)$$

dove:

C_{PV} = costo dell'impianto fotovoltaico (presente se l'investimento è stato realizzato interamente o parzialmente con capitale proprio);

C_m = costo di manutenzione;

C_a = costo di assicurazione;

ε_c = tasso annuale di incremento del prezzo dei costi di manutenzione ed assicurazione;

Q_a = quota di ammortamento corrispondente alla rata da pagare per estinguere il mutuo (presente se l'investimento è stato realizzato interamente o parzialmente mediante prestito bancario).

Il VAN si ottiene dall'equazione (1), scontando i ricavi ed i costi annuali con un determinato tasso di attualizzazione secondo la seguente formula:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

dove:

r = tasso di sconto (pari all'interesse che normalmente viene pagato sui titoli finanziari di rischio comparabile); rappresenta il costo opportunità di un capitale.

La differenza tra il valore attuale dei benefici e dei costi esprime il VAN dell'investimento. L'investimento risulta conveniente se il VAN è positivo; quindi, maggiore è il VAN, maggiore è la convenienza ad investire. Due delle caratteristiche principali del VAN sono quelle di considerare i flussi di cassa generati nel corso dell'intera vita economica dell'investimento e di attribuire pesi differenti a flussi di cassa relativi a periodi temporali differenti.

È evidente che nella determinazione di tale indice finanziario assume fondamentale importanza la scelta del saggio di sconto. Il saggio di sconto deve assumere valori applicabili alla tipologia di investimento in esame, in funzione del contesto economico finanziario al quale viene riferita la valutazione. Per eseguire in modo corretto il giudizio economico di convenienza dell'investimento, il valore del tasso di riferimento r dovrebbe essere stabilito in relazione al costo del capitale necessario a finanziarlo.

Alla luce di queste considerazioni generali, nella fattispecie si è ritenuto opportuno scegliere un saggio di attualizzazione del 6% che deriva dalla valutazione dei tassi di rendimento di medio/lungo periodo di investimenti in titoli pubblici e dal costo del denaro per operazioni di credito bancario di medio/lungo periodo.

Tuttavia, l'indicatore finanziario utilizzato risulta inadatto qualora la scelta dell'investimento ricada fra due progetti con lo stesso VAN, ma con differente costo iniziale e durata della vita economica (Talavera *et al.*, 2011a). Infatti, i limiti legati all'utilizzo del VAN sono ricercabili nella mancanza di un collegamento diretto con l'investimento iniziale e nel tenere scarsamente in considerazione la durata del progetto, sicché fra progetti alternativi di diversa durata (*ceteris paribus*), tende a favorire quelli con durata maggiore.

Considerando che le modalità di calcolo del VAN dipendono dal tasso di riferimento utilizzato, per cui lo stesso investimento può risultare conveniente o meno in relazione al valore scelto per r , è utile considerare come parametro di valutazione anche il TIR, in quanto il suo valore non dipende dal tasso di riferimento scelto ma dall'entità e dall'evoluzione temporale dei benefici e dei costi.

Il TIR è quel tasso di sconto in corrispondenza del quale i benefici attualizzati sono pari ai costi attualizzati, determinando un azzeramento del VAN.

Per un determinato progetto, il TIR è pari al tasso di interesse corrente al quale l'investimento iniziale dovrebbe essere prestato nel corso della sua vita utile per ottenere la stessa redditività (Chabot, 1998).

Matematicamente, il tasso interno di rendimento rappresenta il saggio di sconto r per il quale risulta soddisfatta l'equazione:

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (6)$$

vale a dire quando lo sviluppo della sommatoria presente nella formula dà origine ad un'equazione di n-esimo grado nell'incognita r della quale è necessario trovare la soluzione. In base a tale indicatore, un investimento va effettuato se il suo TIR è maggiore di un tasso di riferimento prefissato, al quale si ritiene di poter altrimenti investire le proprie disponibilità.

Il TIR può essere calcolato nel caso in cui ad una successione di flussi di cassa negativi (che si verificano normalmente nei primi anni dell'investimento) seguono dei flussi di cassa positivi (Prestamburgo, 1969).

Nell'applicazione del TIR occorre tener presente che l'indicatore è una misura percentuale di rendimento, quindi tende a favorire la scelta di progetti di dimensione minore, sui quali è maggiormente probabile ottenere rendimenti percentuali elevati; inoltre, esistono delle situazioni in cui il TIR non può essere calcolato e, quindi, non può essere utilizzato come criterio decisionale, come nel caso in cui non vi è un investimento iniziale o, alternativamente, vi siano più TIR.

Un limite del TIR è individuabile nell'impossibilità di comparare due investimenti alternativi con scala dimensionale diversa, poiché non paragona i VAN dei due investimenti, espressione della ricchezza addizionale netta dell'iniziativa. Per cui potrebbe accadere che un progetto di piccole dimensioni con un TIR molto elevato abbia un VAN inferiore ad un progetto di grandi dimensioni con un TIR modesto.

Entrambi i metodi di valutazione di un investimento (VAN, TIR) hanno bisogno delle stesse informazioni iniziali, ovvero i flussi di cassa positivi e negativi dell'investimento.

Risulta però più appropriato ai fini dell'analisi reddituale l'utilizzo del VAN: questo permette di confrontare direttamente due investimenti alternativi con lo stesso profilo di

rischio. Al contrario, il TIR non può essere utilizzato per valutazioni comparative, ma solo per valutare il rendimento complessivo dell'investimento e confrontarlo con il costo del capitale (Dell'Acqua, 2012).

Il DPBP rappresenta il numero di anni necessari affinché i flussi di cassa attualizzati cumulati eguagliano l'investimento iniziale. Maggiore è il DPBP, più elevato è il rischio insito nell'investimento.

Questo parametro finanziario non è una vera e propria misura della redditività dell'investimento, quanto piuttosto della rapidità in cui si riforma la liquidità, poiché non considera i flussi di cassa generati dopo il DPBP e potrebbe nascondere buone opportunità finanziarie a coloro che investono nel fotovoltaico (Perez *et al.*, 2004). Infatti, la scelta del progetto con DPBP più breve potrebbe non coincidere con quella con VAN più elevato.

Dopo aver calcolato i suddetti indicatori finanziari, per una più approfondita valutazione economica degli investimenti fotovoltaici realizzati, operando in maniera analoga a diversi autori (Talavera *et al.*, 2011b; Cucchiella e D'Adamo, 2012; Talavera *et al.*, 2013), è stata effettuata un'analisi di sensitività, variando i principali parametri che influiscono su un giudizio di convenienza di un impianto fotovoltaico: il costo iniziale di realizzazione dell'investimento, la tariffa incentivante e la produzione energetica. I nuovi parametri immessi, hanno consentito di elaborare dei valori di VAN, TIR e DPBP scaturiti dagli scenari ipotizzati.

Operando in tal senso, sono state effettuate tre analisi:

1. sono stati variati separatamente i valori relativi alla tariffa incentivante ed al costo dell'impianto fotovoltaico;
2. sono stati variati simultaneamente i valori relativi alla tariffa incentivante ed al costo dell'impianto fotovoltaico;
3. è stato variato il valore relativo all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

La prima analisi ha avuto lo scopo di comprendere quale fattore, fra la tariffa incentivante ed il costo dell'impianto, influenzi maggiormente il VAN ed il TIR nell'elaborazione del giudizio di convenienza. La FiT ed il C_{PV} hanno subito una variazione positiva e negativa del 50%, procedendo progressivamente con incrementi e decrementi del 10%.

Nel secondo caso, l'analisi di sensitività è stata intrapresa per valutare se il contesto attuale, che non prevede la corresponsione di tariffe finalizzate all'incentivazione del solare fotovoltaico ed in cui si registra una costante flessione del costo dei pannelli, risulta ancora conveniente agli investimenti nel settore. A tal fine, sono stati ricalcolati gli indicatori di convenienza azzerando le entrate relative alla FiT ed imputando, nel corso di

diverse analisi, un costo degli impianti fotovoltaici progressivamente decrescente (2.500 €/kW, 2.250 €/kW, 2.000 €/kW, 1.750 €/kW, 1.500 €/kW, 1.250 €/kW e 1.000 €/kW). Tale analisi ha preso in considerazione sia i casi realizzati con capitale proprio che quelli in cui si è ricorso al prestito bancario.

La terza analisi di sensitività ha permesso di confrontare gli indicatori di convenienza ottenuti in Sicilia con quelli ottenibili a latitudini differenti della penisola italiana (Cagliari, Lecce, Napoli, Roma, Firenze, Bologna, Milano e Torino). Nei nuovi contesti territoriali, l'energia elettrica producibile dagli impianti fotovoltaici è stata calcolata attraverso l'utilizzo del simulatore PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) del centro comune di ricerca della Commissione Europea, che attinge da un database di irradiazione.

L'analisi di sensitività, in questo caso, è stata elaborata solo per gli investimenti realizzati con capitale proprio. Per i casi B, D, E ed F, che valorizzano l'energia prodotta mediante il ritiro dedicato, in ciascuna delle città considerate il prezzo di ritiro è stato imputato in base all'andamento del prezzo zonale medio mensile riscontrato nei territori di riferimento, procedendo in modo analogo a come si è operato per la zona Sicilia.

Infine, considerato che le intenzioni originarie del legislatore erano quelle di erogare attraverso il Conto Energia una tariffa incentivante che garantisse un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio, si è voluto determinare il valore minimo della tariffa a partire dal quale l'imprenditore avrebbe potuto ottenere un VAN positivo realizzando lo stesso investimento, al fine di valutare l'efficacia dell'azione di politica economica.

Pertanto, è stato determinato il *break even point* (BEP), ovvero la tariffa in corrispondenza della quale ricavi e costi attualizzati si eguagliano annullando il VAN.

Come nel caso del TIR, il BEP è stato ottenuto dall'equazione (6), risolvendola, in questo caso, in funzione della nuova FiT (denominata BEP_{FIT}) e non considerando fra le entrate economiche annuali (3) i proventi relativi alla vendita o al mancato acquisto dell'energia (P_u).

Operando in tal modo, la determinazione del BEP_{FIT} è servita per valutare se le tariffe incentivanti, adottando come parametro di giudizio il VAN, siano risultate conformi alle finalità della politica energetica. Il BEP è stato calcolato esclusivamente per i casi realizzati con capitale proprio, per evitare che la valutazione dell'azione legislativa venisse influenzata dalle differenti condizioni di accesso al credito.

3.4 Risultati

L'analisi dei flussi di cassa cumulati (FCC) evidenzia come, per ciascun caso considerato, sia l'investimento realizzato interamente con capitale proprio a registrare i valori più elevati (Figura 17, 18, 19, 20, 21 e 22).

Fig. 17 – FCC del caso A relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)

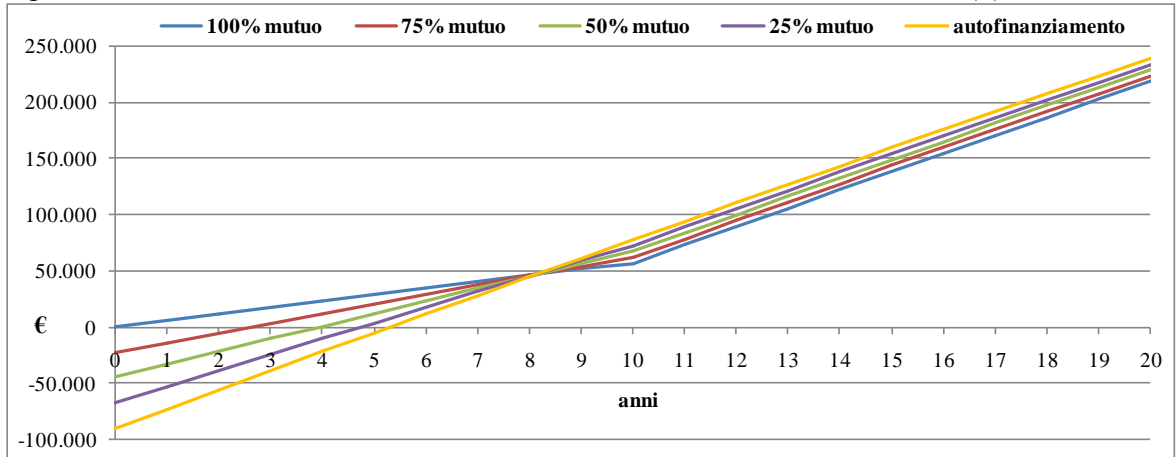


Fig. 18 – FCC del caso B relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)

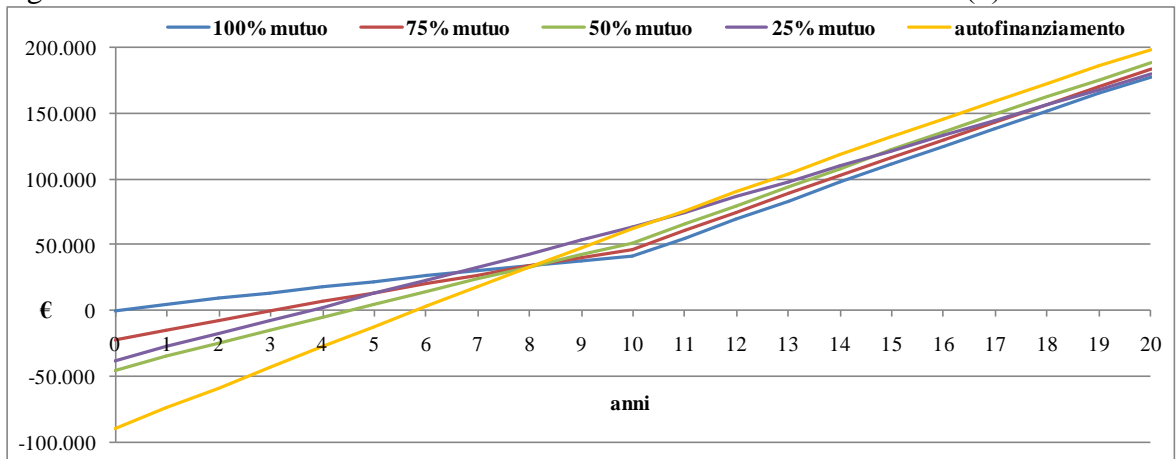


Fig. 19 – FCC del caso C relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)

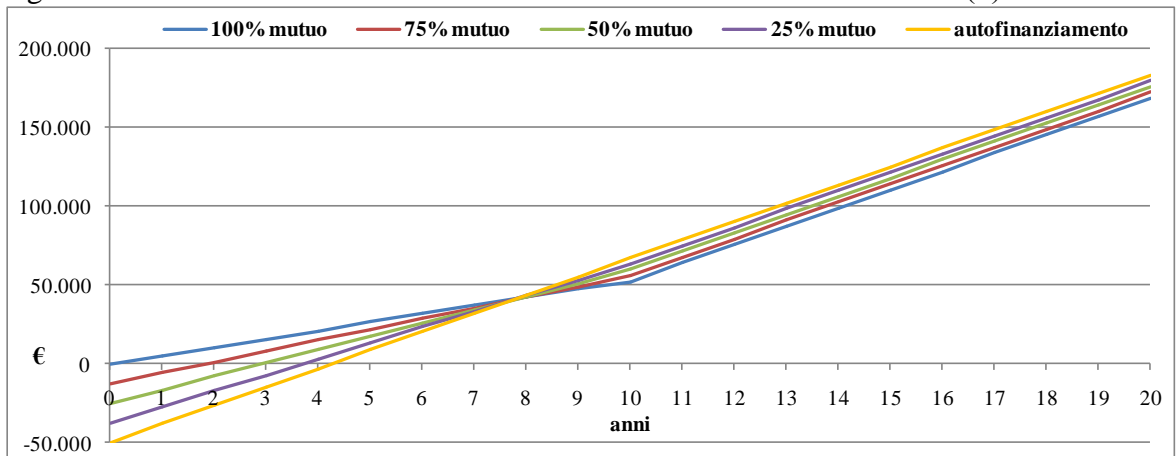


Fig. 20 – FCC del caso D relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)

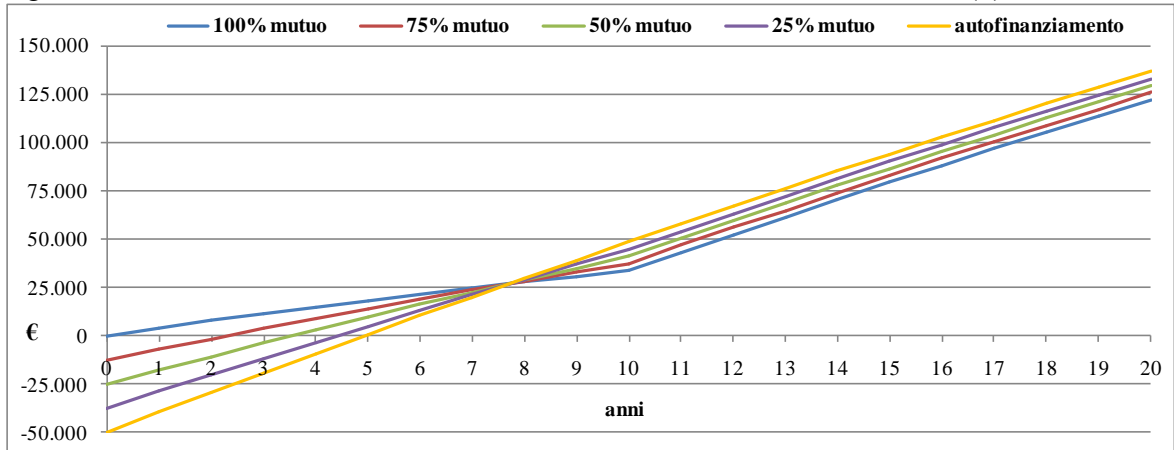


Fig. 21 – FCC del caso E relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)

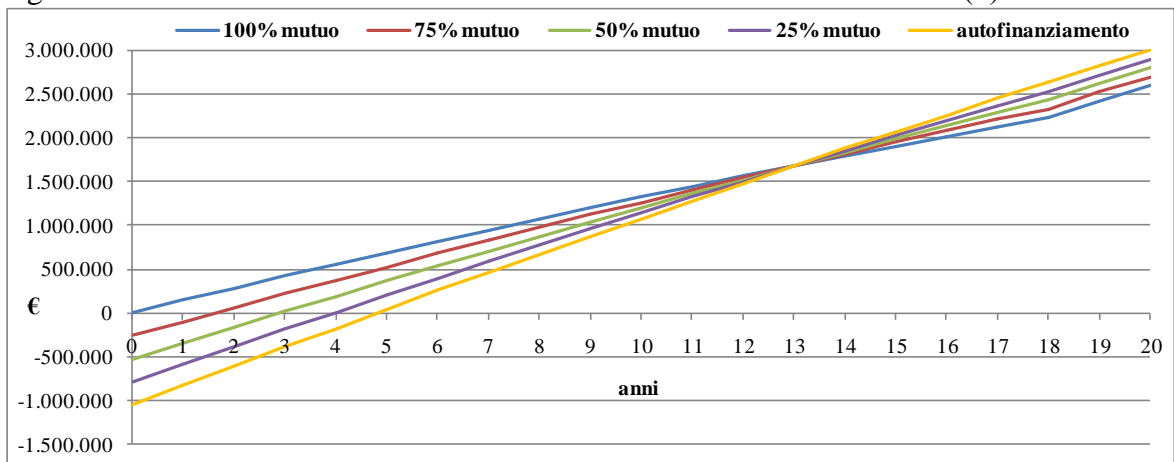
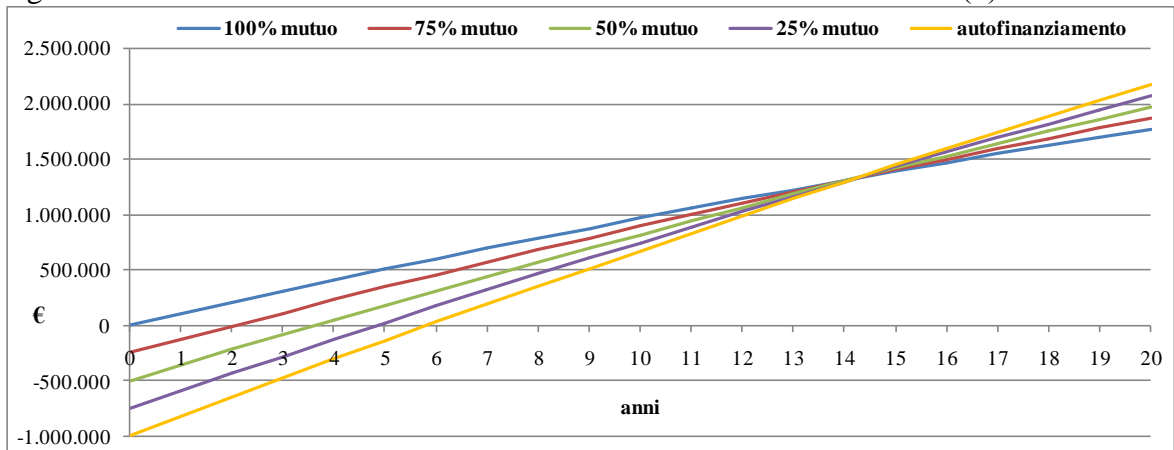


Fig. 22 – FCC del caso F relativo alle differenti modalità di finanziamento (€)



Inoltre, in ciascuna ipotesi considerata, il FCC diminuisce all'aumentare dell'incidenza del prestito richiesto per la realizzazione dell'investimento.

È importante sottolineare che, nell'ipotesi in cui il mutuo copra per intero il costo dell'investimento, il flusso di cassa cumulato risulta positivo sin dal primo anno dalla realizzazione dell'opera.

Il FCC più elevato è stato registrato per il caso E realizzato con autofinanziamento (3.003.605 €), mentre il più basso afferisce al caso D con mutuo 100% (121.870 €).

Le differenze rimarchevoli riscontrate tra il FCC dei casi A, B, C e D e quello dei casi E ed F è da imputare principalmente alla dimensione degli impianti fotovoltaici che è nettamente superiore negli ultimi due casi, consentendo di produrre più energia e, quindi, di ottenere maggiori introiti.

Il caso A ha un FCC che varia da 239.654 € a 218.692 €, il caso B da 199.303 € a 178.341 €, il caso C da 183.450 € a 168.698 €, il caso D da 136.622 € a 121.870 €, il caso E da 3.003.605 € a 2.602.791 € e, infine, il caso F da 2.168.304 € a 1.765.155 €.

I valori del VAN sono stati riportati in due figure al fine di ottenere una valutazione più oggettiva, trattando separatamente i casi che presentano una potenza installata di 20 kW (A, B, C e D) da quelli con potenza di 300 kW (E ed F) (Figura 23 e 24).

Il VAN, per ogni caso analizzato, segue un andamento diametralmente opposto rispetto a quello del FCC; infatti, all'aumentare dell'incidenza della copertura del costo dell'investimento con il mutuo bancario, aumenta il valore finale del VAN.

Fig. 23 – VAN dei casi A, B, C e D (€)

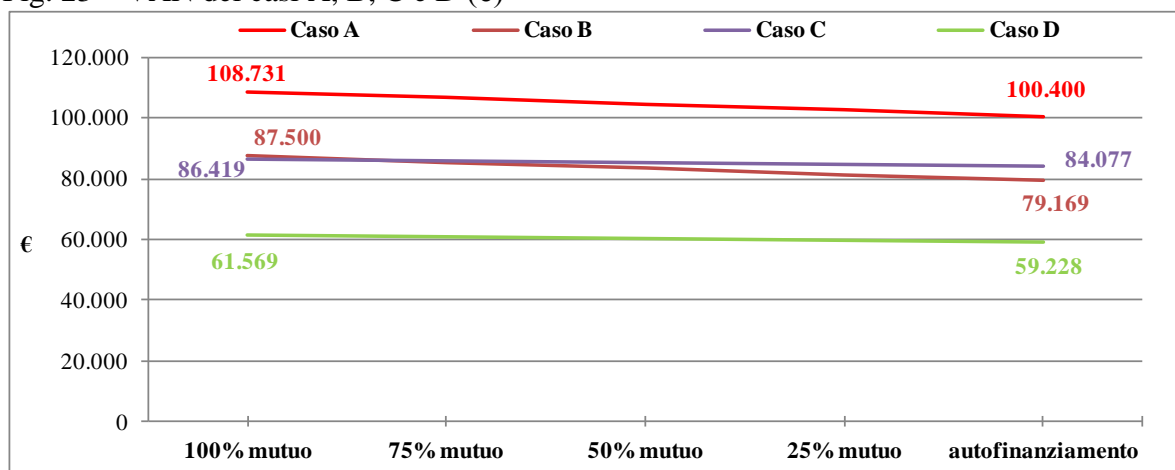
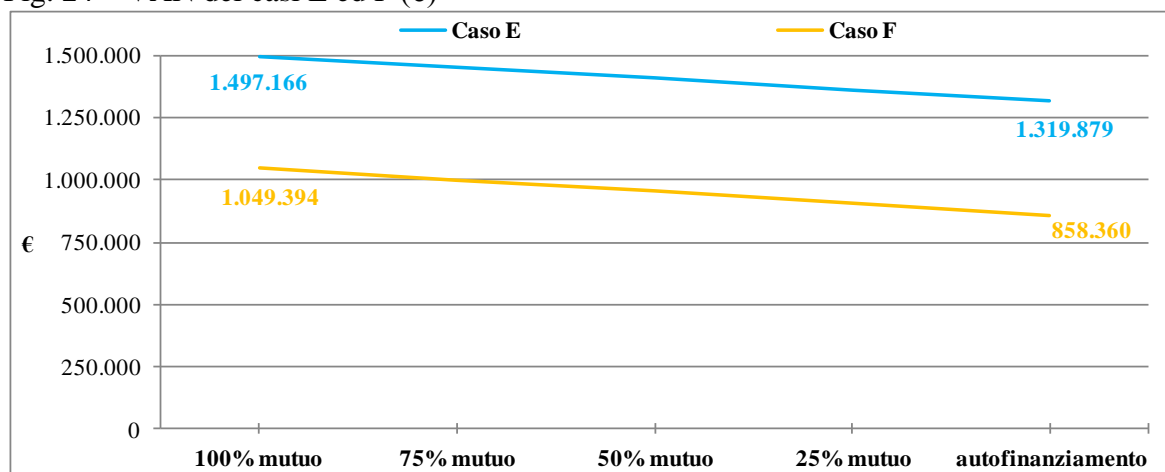


Fig. 24 – VAN dei casi E ed F (€)



Tale andamento è da imputare all'utilizzo, nella determinazione del VAN, del tasso di sconto che attribuisce pesi differenti a flussi di cassa relativi a periodi temporali differenti; di conseguenza, un aumento della spesa sostenuta all'anno zero dall'imprenditore per la realizzazione dell'investimento comporta una riduzione del VAN.

In generale, il VAN più elevato è stato registrato per il caso E realizzato interamente con mutuo (1.497.166 €), mentre in base a tale indicatore l'investimento meno conveniente è stato quello relativo al caso D con autofinanziamento (59.228 €).

Passando dalla ipotesi di mutuo 100% a quella in cui il costo iniziale dell'investimento sia completamente autofinanziato, il caso A presenta una variazione del VAN pari a -7,7% (in termini assoluti -8.331 €), il caso B pari a -9,5% (-8.331 €), il caso C pari a -2,7% (-2.342 €), il caso D pari a -3,8% (-2.341 €), il caso E pari a -11,8% (-177.286 €) ed il caso F pari a -18,2% (-191.034 €). Quindi, valutando la convenienza dell'investimento con il VAN, è il caso F che risente maggiormente, sia in termini relativi che assoluti, del passaggio da un investimento iniziale interamente realizzato attraverso un prestito ad uno realizzato totalmente con capitale proprio.

Occorre evidenziare come, per i casi afferenti alla stessa versione del Conto Energia, che godono della corresponsione della stessa tariffa incentivante, siano quelli con scambio sul posto (A e C) a presentare un VAN più elevato rispetto a quelli che valorizzano l'energia prodotta con il ritiro dedicato (B e D). A parità di condizioni, quindi, l'autoconsumo dell'energia consente di generare un beneficio economico nettamente superiore alla vendita in rete, a causa del crescente prezzo di acquisto dell'energia elettrica.

A testimonianza di ciò, il caso C (scambio sul posto), ad esclusione della realizzazione dell'investimento con totale copertura attraverso il mutuo bancario, registra sempre dei

valori del VAN superiori rispetto a quelli relativi al caso B (ritiro dedicato), nonostante quest'ultimo goda di una tariffa incentivante superiore del 71,6%.

Inoltre, a parità di condizioni di finanziamento, il valore del VAN dell'impianto fotovoltaico realizzato su serra (caso E) è superiore mediamente del 47,9% rispetto a quello installato su superficie agricola (caso F). Il vantaggio evidenziato scaturisce dalla maggiore tariffa incentivante di cui ha goduto l'impianto realizzato su fabbricato (+34,4%), nonostante quello a terra sia stato realizzato con dei costi di acquisto ed installazione inferiori del 5,7%.

Il tempo di recupero attualizzato (DPBP) è influenzato sensibilmente dal grado di copertura del costo di investimento con il mutuo bancario (Tabella 16).

Tab. 16 – DPBP dei casi analizzati (anni)

Caso	Finanziamento				
	100% mutuo	75% mutuo	50% mutuo	25% mutuo	capitale proprio
A	0,0	3,0	4,5	5,5	6,5
B	0,0	3,5	5,5	6,5	7,5
C	0,0	2,0	3,5	4,5	5,0
D	0,0	2,5	4,0	5,5	6,0
E	0,0	2,0	3,5	4,5	6,0
F	0,0	2,5	4,5	6,0	7,5

Infatti, all'aumentare dell'incidenza del mutuo, diminuisce il valore del DPBP. È importante evidenziare come, qualora il mutuo copra per intero il costo dell'investimento, in tutti i casi analizzati il DPBP sia pari a zero in quanto i flussi di cassa attualizzati risultano positivi sin dal primo anno. Di conseguenza il maggiore aggravio sui costi annuali determinato dalla rata da corrispondere alla banca per estinguere il mutuo, viene coperto totalmente dai ricavi generati dalla produzione di energia elettrica.

Pertanto, è possibile affermare che le condizioni di accesso al credito hanno consentito di ridurre notevolmente il rischio d'investimento.

In tutte le altre condizioni di finanziamento, la quota di capitale immessa dall'imprenditore all'anno zero per realizzare l'investimento determina un incremento del DPBP.

I tempi di recupero attualizzati più lunghi sono relativi ai casi B ed F, realizzati con capitale proprio (7,5 anni).

Procedendo dal finanziamento attraverso mutuo al 75% alla realizzazione dell'investimento con capitale proprio, il caso A presenta un DPBP che oscilla tra 3,0 e 6,5 anni, il caso B tra

3,5 e 7,5 anni, il caso C tra 2,0 e 5,0 anni, il caso D tra 2,5 e 6,0 anni, il caso E tra 2,0 e 6,0 anni, il caso F tra 2,5 e 7,5 anni.

I casi C ed E presentano, ad esclusione dell'ipotesi di autofinanziamento, un andamento del DPBP identico, con tempi di ritorno attualizzati inferiori rispetto alle altre ipotesi di investimento.

L'ultimo indicatore di convenienza preso in considerazione per la valutazione economica degli investimenti è stato il TIR (Tabella 17).

Nel caso di mutuo 100% non è stato possibile calcolare i valori del TIR, poiché non vi è investimento iniziale ed i flussi di cassa sono positivi sin dal primo anno; la contemporanea presenza di queste due condizioni rende impossibile la determinazione del TIR.

Tab. 17 – TIR dei casi analizzati (%)

Caso	Finanziamento				
	100% mutuo	75% mutuo	50% mutuo	25% mutuo	capitale proprio
A	-	39,47	25,97	20,84	17,95
B	-	33,54	22,65	18,37	15,92
C	-	55,64	34,55	27,10	23,08
D	-	42,68	27,65	22,12	19,05
E	-	60,43	33,46	24,38	19,74
F	-	47,81	26,68	19,49	15,81

La valutazione della convenienza economica degli investimenti associata all'analisi del TIR segue l'andamento già riscontrato per il VAN e per il DPBP, diminuendo all'aumentare del capitale proprio immesso dall'imprenditore nell'anno zero.

Il TIR più elevato è quello del caso E realizzato con mutuo al 75% (60,43%), mentre quello più basso è risultato per il caso F con capitale proprio (15,81%).

Procedendo dall'ipotesi di finanziamento più conveniente (75% mutuo) a quella meno conveniente (capitale proprio), per il caso A è stata riscontrata una variazione del TIR pari a - 21,52 punti percentuali, per il caso B a -17,62 punti, per il caso C a -32,56 punti, per il caso D a -23,63 punti, per il caso E a -40,69 punti e per il caso F pari a -32,00 punti. I dati illustrati evidenziano come, relativamente al TIR, sia il caso E a risentire maggiormente dell'aumentare della copertura del costo iniziale dell'impianto con il capitale immesso dall'imprenditore.

In sintesi, l'analisi di VAN, TIR e DPBP ha evidenziato una chiara convenienza economica, più o meno accentuata, all'installazione di impianti fotovoltaici nelle aziende

agricole rilevate. Inoltre, tali indicatori risentono positivamente del ricorso al prestito bancario per la copertura del costo iniziale dell'investimento, registrando un marcato miglioramento degli indicatori all'aumentare dell'incidenza del mutuo.

A parità di potenza installata (20 kW), sono gli impianti che usufruiscono dello scambio sul posto a risultare più convenienti; fra le due installazioni di grossa taglia (300 kW), l'impianto su serra è risultato più conveniente di quello a terra.

Considerando il VAN ed il TIR, l'ipotesi di investimento più vantaggiosa è stata quella relativa al caso E realizzato con mutuo 100%; il DPBP, invece, risulta pari a zero anni, per tutti i casi trattati, nella ipotesi di totale ricorso al prestito bancario.

3.5 Analisi di sensitività

3.5.1 Variazione disgiunta della tariffa incentivante e del costo di installazione

L'analisi di sensitività effettuata variando separatamente il costo iniziale di investimento (C_{PV}) e la tariffa incentivante (FiT) ha consentito di appurare quale parametro, dei due, influenzi maggiormente il giudizio di convenienza espresso attraverso gli indicatori.

A tal scopo, sono stati valutati gli effetti delle variazioni dei suddetti parametri sul VAN e sul TIR degli investimenti realizzati interamente con capitale apportato dall'imprenditore.

L'analisi ha determinato risultati discordanti fra il VAN (Tabella 18 e 19) ed il TIR (Tabella 20 e 21).

In generale, incrementi della FiT o riduzioni del C_{PV} comportano un miglioramento degli indicatori; viceversa, variazioni opposte causano un peggioramento del VAN e del TIR.

Incrementi o diminuzioni del 10% della FiT o del C_{PV} comportano, all'interno di ogni caso analizzato, variazioni costanti del VAN.

Complessivamente, l'analisi ha evidenziato una maggiore sensitività del VAN alla variazione della tariffa incentivante; infatti, considerando tutti i casi trattati, variazioni del 10% della FiT provocano una variazione media del VAN pari al 15,3%, mentre per il C_{PV} la percentuale si riduce al 9,4%. È stata rilevata una minore sensitività del VAN per i casi A e C con autoconsumo dell'energia sia per quanto riguarda il mutamento della FiT (variazione media del 12,6%) che per quello del C_{PV} (7,9%).

Al contrario, è il caso B (ritiro dedicato) che in termini relativi è risultato l'investimento più sensibile alle oscillazioni della FiT, variando, rispetto al caso di riferimento (79.169 €), del 94,1%, sia nel caso di FiT +50% (153.696 €) che in quello di FiT -50% (4.642 €). Relativamente alla variazione dei costi, il caso F ha evidenziato una maggiore sensibilità,

registrando una variazione, sia nello scenario negativo $C_{PV} +50\%$ (335.234 €) che in quello positivo $C_{PV} -50\%$ (1.381.485 €), pari al 60,9%.

Per quanto concerne l'analisi di sensitività sul TIR, occorre precisare che, a differenza del VAN, incrementi o diminuzioni del 10% della FiT o del C_{PV} comportano variazioni del TIR disomogenee.

Per quanto riguarda la tariffa incentivante, una variazione del 10% della FiT, considerando tutte le ipotesi valutate, causa un discostamento medio del TIR pari a 1,74 punti percentuali; per una variazione del 10% del C_{PV} , l'effetto sul TIR è pari mediamente a 2,84 punti.

È importante sottolineare come, nel caso dello scenario che considera la diminuzione del C_{PV} (da $C_{PV} -50\%$ a $C_{PV} -10\%$), la variazione media del TIR sia pari a 4,15 punti, mentre nello scenario opposto si riduce a 1,47 punti.

Nello scenario di variazione della FiT, il caso E è risultato il più sensibile, con un incremento del TIR di 9,43 punti percentuali rispetto al caso di riferimento (19,74%) per FiT +50% (29,17%) ed un decremento di 10,32 punti per FiT -50% (9,42%).

Nello scenario di variazione del C_{PV} , invece, è stato il caso C a manifestare la maggiore sensibilità rispetto al TIR del caso di riferimento (23,08%), diminuendo di 8,67 punti nell'ipotesi $C_{PV} +50\%$ (14,41%) ed incrementando di 24,32 punti nell'ipotesi $C_{PV} -50\%$ (47,40%).

Le analisi di sensitività hanno evidenziato come il VAN sia maggiormente sensibile alle variazioni della tariffa incentivante ed il TIR a quelle del costo iniziale di investimento, specialmente alla sua riduzione, come peraltro già evidenziato in altri studi (Tudisca *et al.*, 2013a).

Il comportamento del TIR è riconducibile alla struttura stessa dell'indicatore, poiché è influenzato sensibilmente dalla spesa sostenuta all'anno zero, e dalla simultanea scelta di considerare nell'analisi di sensitività esclusivamente le ipotesi di completo autofinanziamento per la realizzazione degli impianti.

Tuttavia, le analisi di sensitività hanno confermato la convenienza economica alla realizzazione degli investimenti anche negli scenari negativi di riduzione della tariffa incentivante del 50% e di incremento, della stessa percentuale, dei costi di acquisto ed installazione dei pannelli fotovoltaici.

Tab. 18 – Valore del VAN (€) in corrispondenza delle variazioni della FiT

Caso	FiT -50%	FiT -40%	FiT -30%	FiT -20%	FiT -10%	FiT di riferimento	FiT +10%	FiT +20%	FiT +30%	FiT +40%	FiT +50%
A	25.873	40.778	55.684	70.589	85.494	100.400	115.305	130.211	145.116	160.021	174.927
B	4.642	19.547	34.453	49.358	64.263	79.169	94.074	108.979	123.885	138.790	153.696
C	40.657	49.341	58.025	66.709	75.393	84.077	92.761	101.445	110.129	118.813	127.497
D	15.808	24.492	33.176	41.860	50.544	59.228	67.912	76.596	85.280	93.964	102.648
E	294.324	499.435	704.546	909.657	1.114.768	1.319.879	1.524.990	1.730.101	1.935.213	2.140.324	2.345.435
F	95.268	247.887	400.505	553.123	705.741	858.360	1.010.978	1.163.596	1.316.214	1.468.832	1.621.451

Tab. 19 – Valore del VAN (€) in corrispondenza delle variazioni del CPV

Caso	CPV -50%	CPV -40%	CPV -30%	CPV -20%	CPV -10%	CPV di riferimento	CPV +10%	CPV +20%	CPV +30%	CPV +40%	CPV +50%
A	147.957	138.445	128.934	119.423	109.911	100.400	90.888	81.377	71.866	62.354	52.843
B	124.169	115.169	106.169	97.169	88.169	79.169	70.169	61.169	52.169	43.169	34.169
C	110.498	105.214	99.929	94.645	89.361	84.077	78.793	73.509	68.225	62.941	57.657
D	84.228	79.228	74.228	69.228	64.228	59.228	54.228	49.228	44.228	39.228	34.228
E	1.874.709	1.763.743	1.652.777	1.541.811	1.430.845	1.319.879	1.208.913	1.097.947	986.981	876.015	765.049
F	1.381.485	1.276.860	1.172.235	1.067.610	962.985	858.360	753.734	649.109	544.484	439.859	335.234

Tab. 20 – Valore del TIR (%) in corrispondenza delle variazioni della FiT

Caso	FiT -50%	FiT -40%	FiT -30%	FiT -20%	FiT -10%	FiT di riferimento	FiT +10%	FiT +20%	FiT +30%	FiT +40%	FiT +50%
A	9,36	11,17	12,93	14,64	16,31	17,95	19,58	21,18	22,77	24,34	25,91
B	6,66	8,68	10,59	12,42	14,19	15,92	17,60	19,26	20,90	22,52	24,12
C	14,71	16,43	18,12	19,79	21,44	23,08	24,72	26,34	27,96	29,57	31,18
D	9,85	11,81	13,69	15,52	17,30	19,05	20,77	22,48	24,16	25,83	27,49
E	9,42	11,63	13,75	15,79	17,79	19,74	21,66	23,56	25,44	27,31	29,17
F	7,22	9,07	10,84	12,55	14,20	15,81	17,38	18,93	20,46	21,97	23,47

Tab. 21 – Valore del TIR (%) in corrispondenza delle variazioni del CPV

Caso	CPV -50%	CPV -40%	CPV -30%	CPV -20%	CPV -10%	CPV di riferimento	CPV +10%	CPV +20%	CPV +30%	CPV +40%	CPV +50%
A	37,97	31,43	26,71	23,12	20,27	17,95	16,02	14,36	12,93	11,67	10,56
B	34,27	28,29	23,97	20,67	18,05	15,92	14,13	12,60	11,28	10,12	9,08
C	47,40	39,38	33,63	29,27	25,85	23,08	20,79	18,84	17,16	15,70	14,41
D	40,14	33,22	28,23	24,45	21,47	19,05	17,03	15,32	13,84	12,55	11,41
E	41,83	34,57	29,35	25,40	22,28	19,74	17,63	15,84	14,29	12,93	11,73
F	34,55	28,45	24,04	20,67	17,99	15,81	13,97	12,40	11,04	9,84	8,78

3.5.2 Variazione congiunta della tariffa incentivante e del costo di installazione

Allo stato dell'arte il Conto Energia ha esaurito la propria programmazione e non sono stati adottati nuovi finanziamenti in conto esercizio per la produzione di energia elettrica, ma solo detrazioni fiscali per le spese relative all'acquisto di talune tipologie di pannelli.

In quest'ottica, l'analisi di sensitività, effettuata azzerando i proventi derivanti dalla tariffa incentivante e variando al contempo il costo di installazione dell'impianto, è finalizzata a comprendere a quale livello di costo, alle condizioni attuali, un investimento risulterebbe conveniente. L'analisi degli indicatori di convenienza è partita da un'ipotesi di costo di 2.500 €/kW fino ad ipotizzare, decrementando il costo di 250 € in ciascuna simulazione, un costo di realizzazione degli impianti pari a 1.000 €/kW (Tabella 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28). È evidente come ad un abbassamento dei costi consegua un miglioramento di tutti gli indicatori di convenienza e che all'interno di ogni analisi, come già evidenziato nel paragrafo relativo ai risultati, l'incremento dell'incidenza del prestito bancario sui costi di investimento comporti un miglioramento di VAN, TIR e DPBP.

Nell'ipotesi più favorevole di 1.000 €/kW, anche in assenza di tariffa incentivante, tutti i casi analizzati evidenziano una convenienza nella realizzazione degli impianti fotovoltaici. A partire dall'ipotesi di costo pari a 1.250 €/kW, i casi B, D, E ed F, tutti quelli che usufruiscono del ritiro dedicato, iniziano a manifestare i primi segni di sofferenza e, imputando un costo di 1.500 €/kW, in nessuno di questi casi l'investimento risulterebbe conveniente in assenza di tariffa incentivante.

Viceversa, i casi A e C, che usufruiscono dello scambio sul posto, ad esclusione dell'ipotesi di costo pari a 2.500 €/kW relativa agli impianti con completo autofinanziamento, presentano sempre valori di VAN e TIR positivi.

L'analisi di sensitività ha evidenziato una migliore adattabilità alla variazione del costo di investimento degli impianti che aderiscono allo scambio sul posto rispetto a quelli che usufruiscono del ritiro dedicato. L'origine di tale comportamento è da ricercare nel risparmio generato sul pagamento della bolletta elettrica grazie all'autoconsumo che, in un'ottica di costante incremento del prezzo dell'energia elettrica, consente di sopperire alla mancanza dei proventi derivanti dalla tariffa incentivante.

In base all'analisi effettuata, è lecito affermare che attualmente, anche in assenza di tariffa, sia conveniente realizzare impianti fotovoltaici di 20 kW che autoconsumano in toto l'energia generata, con l'unico vincolo che il costo di installazione non ecceda i 2.500 €/kW.

Tab. 22 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.500 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	4.415	8,71	17,5	3.258	7,39	18,0	2.101	6,70	18,5	944	6,26	19,5	-213	5,95	-
B	-22.984	-	-	-24.141	-6,99	-	-25.298	-5,32	-	-26.455	-3,91	-	-27.612	2,78	-
C	2.128	7,21	18,5	1.543	6,64	19,0	958	6,32	19,5	372	6,10	19,5	-213	5,95	-
D	-25.271	-	-	-25.856	-7,54	-	-26.442	-5,70	-	-27.027	-4,09	-	-27.612	2,78	-
E	-287.553	-	-	-319.211	-	-	-350.869	-	-	-382.528	-5,44	-	-414.186	-2,78	-
F	-269.463	-	-	-305.644	-	-	-341.825	-	-	-378.005	-6,08	-	-414.186	-2,78	-

Tab. 23 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.250 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	9.236	12,81	15,0	8.195	9,89	15,0	7.154	8,61	16,0	6.112	7,83	16,5	5.071	7,29	17,0
B	-18.163	-7,04	-	-19.204	-5,32	-	-20.246	-3,83	-	-21.287	-2,62	-	-22.328	-1,67	-
C	7.178	10,85	15,5	6.651	9,08	16,0	6.125	8,21	16,5	5.598	7,67	16,5	5.071	7,29	17,0
D	-20.221	-7,78	-	-20.748	-5,90	-	-21.275	-4,21	-	-21.801	-2,80	13,5	-22.328	-1,67	-
E	-220.955	-	-	-249.447	-	-	-277.940	-8,39	-	-306.432	-3,74	-	-334.925	-1,67	-
F	-204.674	-	-	-237.237	-	-	-269.799	-	-	-302.362	-4,13	-	-334.925	-1,67	-

Tab. 24 – Ipotesi C_{PV} pari a 2.000 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	14.058	19,52	12,0	13.132	13,06	13,0	12.206	10,91	13,0	11.281	9,70	13,5	10.355	8,88	14,0
B	-13.341	-4,89	-	-14.267	-3,34	-	-15.193	-2,09	-	-16.119	-1,12	-	-17.044	-0,38	-
C	12.228	16,43	13,0	11.760	12,16	13,5	11.292	10,50	14,0	10.823	9,54	14,0	10.355	8,88	14,0
D	-15.171	-5,71	-	-15.639	-3,97	-	-16.108	-2,49	-	-16.576	-1,30	-	-17.044	-0,38	-
E	-154.357	-	-	-179.683	-	-	-205.010	-5,02	-	-230.337	-1,86	-	-255.663	-0,38	-
F	-139.885	-	-	-168.829	-	-	-197.774	-7,06	-	-226.719	-2,08	-	-255.663	-0,38	-

Tab. 25 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.750 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	18.879	37,32	10,5	18.069	17,27	11,0	17.259	13,80	11,0	16.449	11,98	11,5	15.639	10,82	12,0
B	-8.520	-2,15	-	-9.330	-0,92	-	-10.140	-0,01	-	-10.950	0,65	-	-11.760	1,14	-
C	17.278	28,17	11,0	16.868	16,24	11,0	16.459	13,36	11,5	16.049	11,82	11,5	15.639	10,82	12,0
D	-10.121	-3,11	-	-10.531	-1,60	-	-10.941	-0,42	-	-11.350	0,47	-	-11.760	1,14	-
E	-87.759	-	-	-109.919	-6,65	-	-132.080	-1,52	-	-154.241	0,27	-	-176.402	1,14	-
F	-75.096	-	-	-100.422	11,52	9,5	-125.749	-2,13	-	-151.075	0,19	20,0	-176.402	1,14	-

Tab. 26 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.500 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	23.700	-	-	23.006	23,22	7,0	22.312	15,57	8,0	21.617	14,90	9,0	20.923	13,25	9,5
B	-3.699	1,63	-	-4.393	2,21	-	-5.088	2,57	-	-5.782	2,82	-	-6.476	3,00	-
C	22.328	-	-	21.977	22,02	7,5	21.626	19,11	9,0	21.274	14,73	9,0	20.923	13,25	9,5
D	-5.071	0,42	-	-5.422	1,45	-	-5.773	2,15	-	-6.125	2,64	-	-6.476	3,00	-
E	-21.160	-	-	-40.155	1,13	-	-59.150	2,35	-	-78.145	2,78	-	-97.140	3,00	-
F	-10.307	11,9	-	-32.015	0,72	-	-53.723	2,40	-	-75.432	8,81	-	-97.140	3,00	-

Tab. 27 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.250 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	28.521	-	-	27.943	32,30	4,0	27.364	22,79	6,0	26.786	18,81	7,0	26.207	16,46	7,5
B	1.122	7,82	18,0	544	6,57	19,0	-35	5,97	-	-613	5,61	-	-1.192	5,36	-
C	27.378	-	-	27.085	30,87	4,0	26.793	22,30	6,0	26.500	18,64	7,0	26.207	16,46	7,5
D	-21	5,97	-	-314	5,68	-	-606	5,53	-	-899	5,43	-	-1.192	5,36	-
E	45.438	-	-	29.609	9,92	12,0	13.779	6,95	18,0	-2.050	5,90	-	-17.879	5,36	-
F	54.483	-	-	36.392	11,52	9,5	18.302	7,33	16,0	212	6,01	20,0	-17.879	5,36	-

Tab. 28 – Ipotesi C_{PV} pari a 1.000 €/kW in assenza di FiT

Caso	100% Prestito bancario			75% Prestito bancario			50% Prestito bancario			25% Prestito bancario			Capitale proprio		
	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)	VAN (€)	TIR (%)	DPBP (anni)
A	33.343	-	-	32.880	47,27	2,5	32.417	30,67	4,0	31.954	24,48	5,0	31.491	21,03	6,0
B	5.944	26,28	11,5	5.481	13,43	12,0	5.018	10,82	12,5	4.555	9,46	13,0	4.092	8,59	14,0
C	32.428	-	-	32.194	45,62	2,5	31.960	30,14	4,0	31.725	24,30	5,0	31.491	21,03	6,0
D	5.029	19,53	12,5	4.795	12,31	13,0	4.561	10,34	13,5	4.326	9,28	13,5	4.092	8,59	14,0
E	112.036	-	-	99.373	21,21	5,0	86.709	12,96	9,0	74.046	10,08	11,5	61.383	8,59	13,5
F	119.272	-	-	104.799	23,20	4,5	90.327	13,52	8,5	75.855	10,25	11,5	61.383	8,59	13,5

3.5.3 Variazione della producibilità di energia elettrica da pannelli fotovoltaici

L'analisi è tesa a quantificare ed evidenziare i vantaggi della realizzazione di un impianto fotovoltaico nei territori meridionali rispetto ad altre zone della penisola italiana, poiché ad una maggiore produzione di energia elettrica corrispondono maggiori introiti economici.

L'utilizzo di un apposito simulatore ha consentito di determinare la produzione potenziale di energia elettrica da impianti fotovoltaici siti in contesti territoriali differenti da quello di riferimento.

A tal fine, gli indicatori economici dei casi studio illustrati nel paragrafo dei risultati, sono di seguito riferiti alla città di Palermo; in seguito sono stati ricalcolati nell'ipotesi di realizzazione degli stessi impianti nelle città di Cagliari, Lecce, Napoli, Roma, Firenze; Bologna, Milano e Torino.

Le figure 25, 26 e 27 prendono in considerazione le variazioni ipotetiche del VAN, del DPBP e del TIR; i dati elaborati afferiscono esclusivamente all'ipotesi in cui l'impianto venga realizzato interamente con capitale proprio.

In base a ciascun indicatore, la convenienza dell'investimento diminuisce progressivamente procedendo da Palermo verso Cagliari, Lecce, Napoli, Roma, Firenze, Torino, Milano e Bologna. Quest'ultima, quindi, è la città per la quale il simulatore ha indicato una produzione energetica inferiore.

La figura 25, posto pari a 100% il valore del VAN degli impianti palermitani, mostra la diminuzione in termini relativi del valore di tale indicatore in contesti territoriali differenti. È evidente come, tra Palermo e Bologna, le variazioni minori si verificano per il caso C (-30,4%) e per il caso A (-36,4%), che usufruiscono dello scambio sul posto.

Infatti per tutti gli altri investimenti, che godono del ritiro dedicato, all'effetto negativo relativo alla diminuzione dell'energia prodotta occorre aggiungere quello del prezzo garantito nelle rispettive zone di mercato, che è sempre minore di quello corrisposto in Sicilia; ciò comporta un ulteriore peggioramento di tutti gli indicatori economici.

Per quanto riguarda il DPBP, l'ipotesi più sfavorevole rispetto a Palermo si realizza per il caso F realizzato a Bologna, dove il tempo di recupero attualizzato si allungherebbe di ben 3,5 anni.

Relativamente al TIR, nonostante nei differenti contesti territoriali si registri un peggioramento dell'indicatore più o meno accentuato, occorre evidenziare come in tutti i casi si mantenga sempre al di sopra del 10,0%.

L'analisi di sensitività ha confermato la tesi del miglioramento degli indicatori di convenienza economica all'aumentare della latitudine del sito dell'impianto, a parità delle altre condizioni di investimento.

Considerando i dati relativi alla diffusione degli impianti fotovoltaici in Italia, appare paradossale che Regioni come la Lombardia, l'Emilia Romagna, il Veneto ed il Piemonte, che possiedono un potenziale produttivo energetico inferiore, presentano un quantitativo di potenza di origine fotovoltaica installata superiore a quella siciliana.

Nonostante negli ultimi tempi nell'isola si sia diffusa una maggiore consapevolezza della convenienza dell'investimento, il cambio di rotta appare come l'ennesima occasione persa da parte degli imprenditori siciliani, che confermano la loro scarsa propensione all'innovazione ed una atavica reticenza a rompere i tradizionali schemi di sviluppo economico, caratteristiche che da sempre contraddistinguono in particolar modo il settore agricolo siciliano.

Fig. 25 – Variazione relativa del VAN dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali

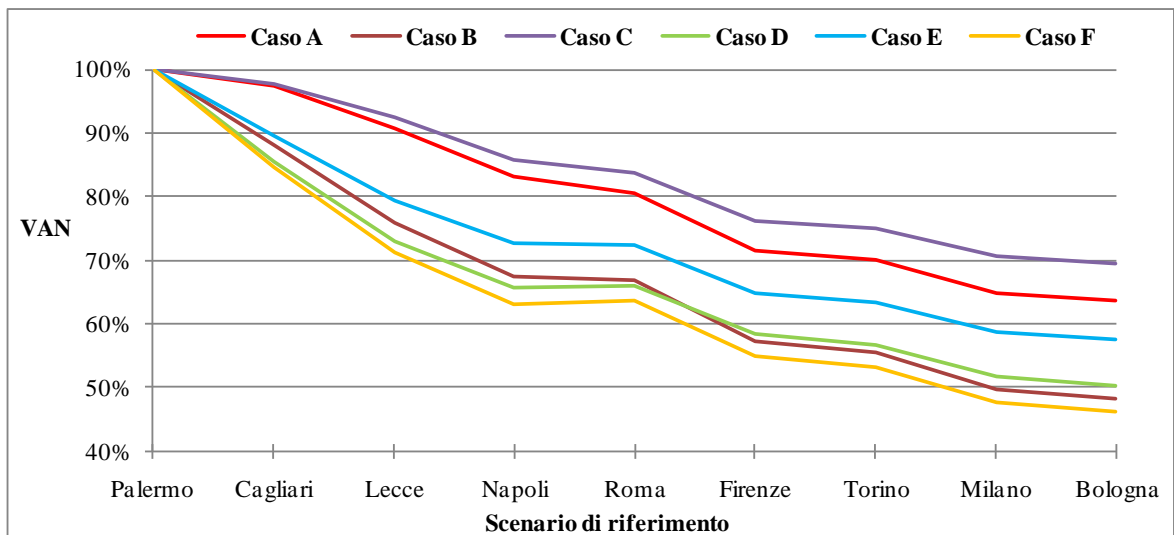


Fig. 26 – Variazione del DPBP (anni) dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali

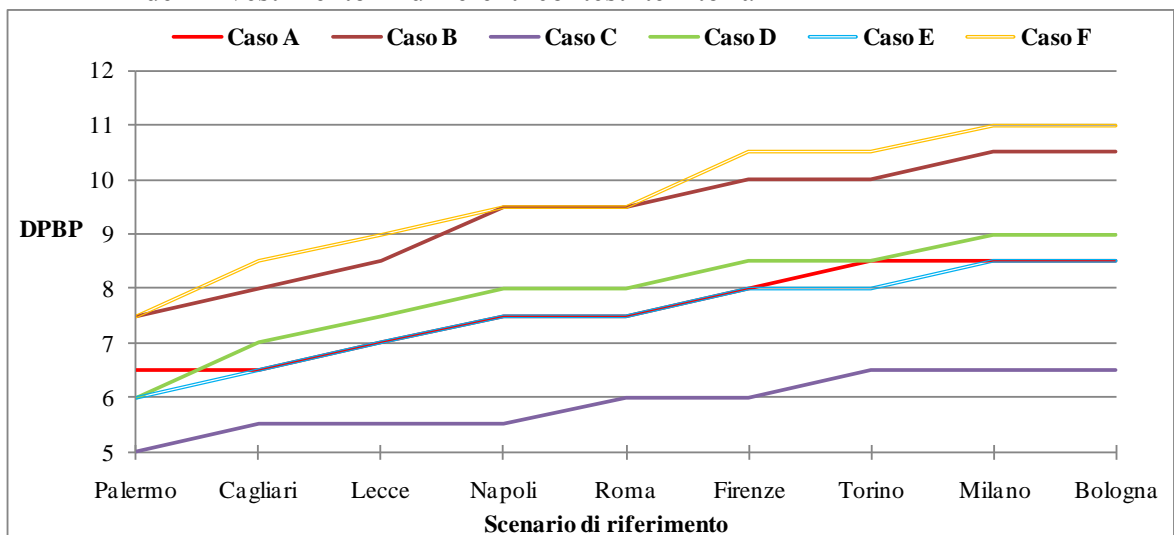
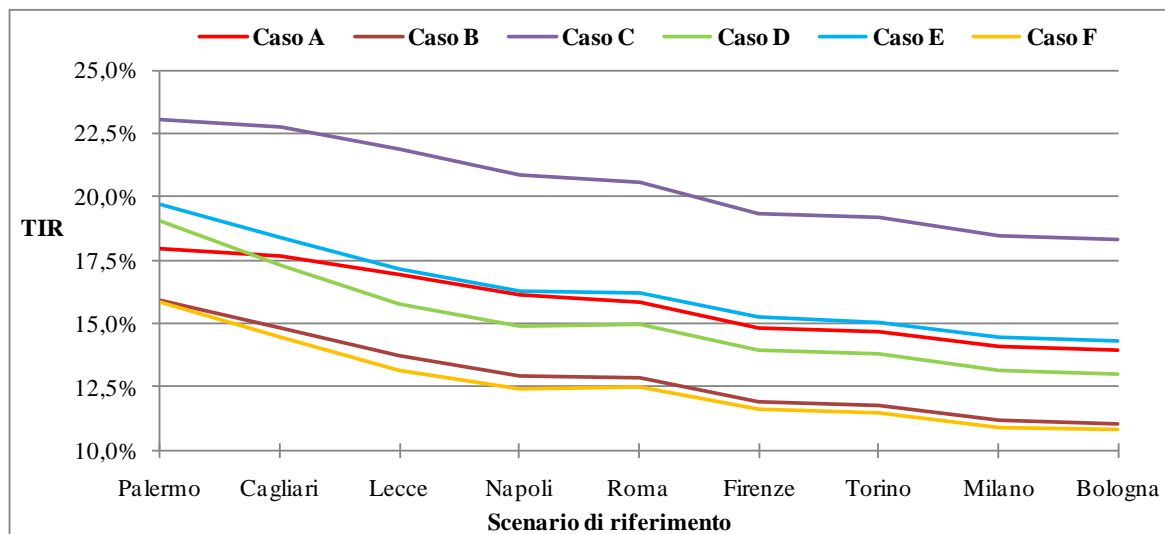


Fig. 27 – Variazione del TIR (%) dei casi studio in base all'ipotesi di realizzazione dell'investimento in differenti contesti territoriali



3.6 Break even point

I risultati economici delle aziende analizzate hanno messo in luce la chiara convenienza economica degli investimenti realizzati, legata principalmente alla corresponsione della tariffa incentivante.

Il legislatore, attraverso tale strumento, originariamente si era preposto l'obiettivo di erogare un incentivo che garantisse un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio.

In considerazione di ciò, al fine di valutare l'efficacia della politica di incentivazione, è stato calcolato il *break even point*, vale a dire la tariffa incentivante minima a partire dalla quale era possibile raggiungere le finalità prefissate (BEP_{Fit}).

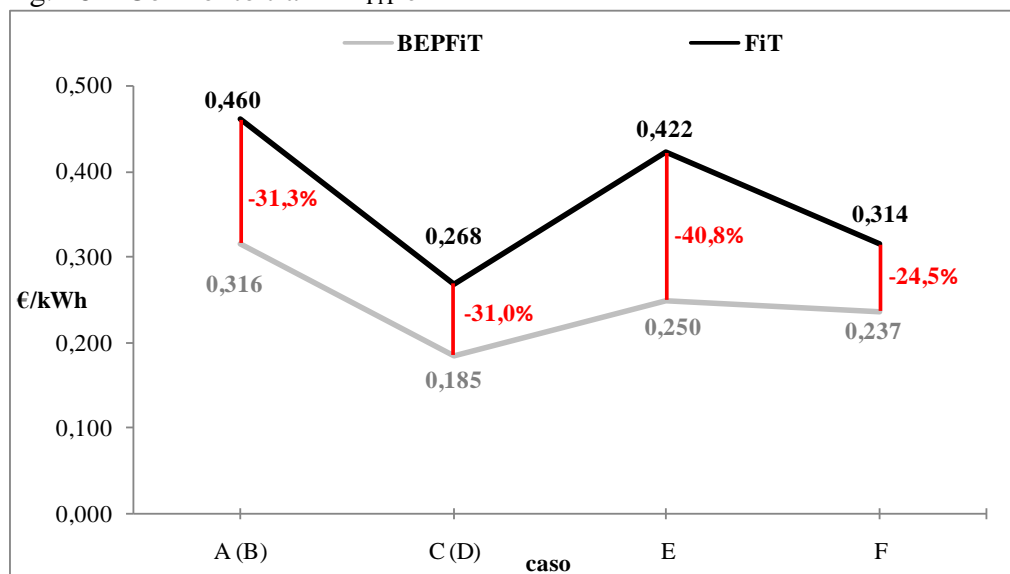
Il BEP_{Fit} è stato calcolato esclusivamente per gli investimenti realizzati con capitale proprio, per evitare che la valutazione dell'azione legislativa sia influenzata dalle differenti condizioni di accesso al credito (Figura 28).

Il grafico, in cui viene confrontata la FiT con il BEP_{Fit} , riporta per il caso A lo stesso risultato del caso B, poiché per entrambi è prevista la stessa tariffa incentivante; lo stesso accade per il caso C e D.

Dall'analisi del *break even point* emerge che per tutti i casi analizzati, che afferiscono a tre differenti riferimenti normativi emanati nell'arco di un quinquennio, le tariffe incentivanti corrisposte eccedono sensibilmente gli obiettivi per i quali erano state finalizzate.

Inoltre, i ricavi generati dalla tariffa incentivante, che costituiscono la gran parte delle entrate aziendali, rischiano di relegare ad un ruolo marginale l'attività strettamente agricola (Tudisca *et al.*, 2013b).

Fig. 28 – Confronto tra BEP_{FIT} e FiT



Il differenziale maggiore fra la FiT ed il BEP_{FIT} è stato riscontrato per l'impianto E, per il quale sarebbe bastata un tariffa inferiore del 40,8% per poter raggiungere gli obiettivi preposti.

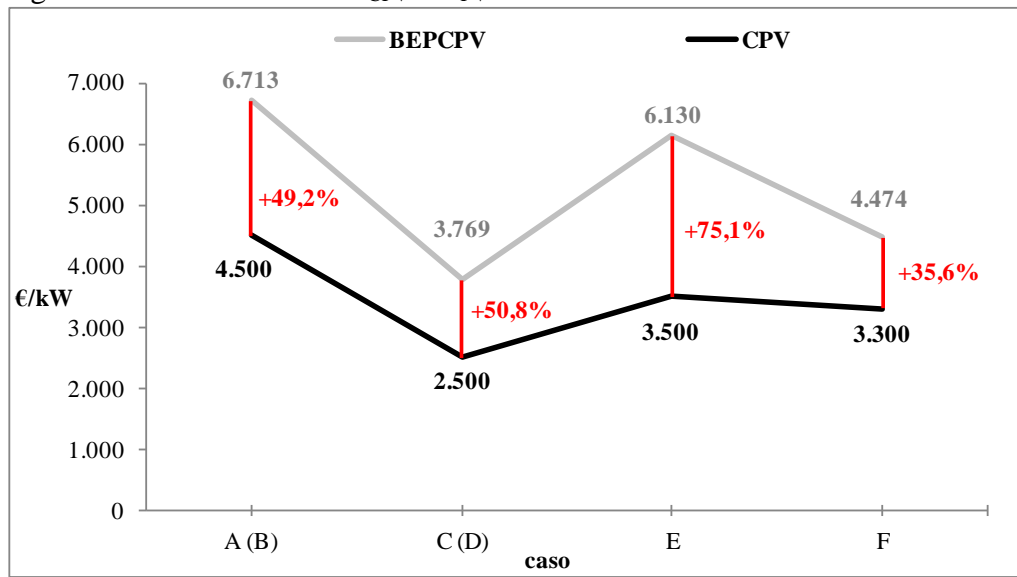
Occorre porre particolare attenzione al dato relativo al caso C/D (BEP_{FIT} inferiore del 31,0% rispetto alla FiT); infatti, riferendosi ad impianti che afferiscono al IV Conto Energia, l'ultimo in ordine temporale fra i riferimenti normativi trattati, evidenzia come neanche con il trascorrere degli anni il legislatore è stato in grado di comprendere le dinamiche interne al mercato del fotovoltaico, finendo sempre con l'elargire tariffe incentivanti sovradimensionate.

Alla luce di quanto esposto, è stato rideterminato il *break even point* incentrando l'analisi sul costo di investimento, calcolando quindi il costo minimo (BEP_{CPV}) a partire dal quale l'imprenditore avrebbe potuto ottenere un VAN positivo, al fine di comprendere su quali costi erano realmente tarate le tariffe incentivanti (Figura 29).

L'analisi del BEP_{CPV} ha evidenziato come le tariffe incentivanti siano state tarate su costi di investimento nettamente superiori rispetto a quelli presenti sul mercato al momento di realizzazione degli impianti fotovoltaici.

Il differenziale più elevato fra BEP_{CPV} e C_{PV} si concretizza per il caso E (+75,1%); segue il caso C/D (+50,8%), il caso A/B (+49,2%) e, infine, il caso F (+35,6%).

Fig. 29 – Confronto tra BEP_{CPV} e C_{PV}



Conclusioni

Nel corso degli ultimi anni è cresciuta nell'opinione pubblica l'attenzione verso la tematica del rispetto e della tutela dell'ambiente. Numerosi disastri ambientali, di cui si ha anche recente testimonianza, hanno evidenziato come occorra utilizzare con maggiore oculatezza le risorse naturali poiché, oltre alla crisi economica mondiale, il nostro pianeta è in preda ad una crisi climatica. La sostenibilità ambientale dei processi produttivi, pertanto, deve diventare un caposaldo all'interno dei nuovi programmi di sviluppo economico.

L'Unione Europea ha recepito la necessità del cambiamento ed i passi mossi verso questo nuovo paradigma di sviluppo appaiono indirizzati nella giusta direzione, anche se ancora piuttosto timorosi.

In quest'ottica, il comparto delle rinnovabili ha conosciuto recentemente una netta espansione, canalizzando al proprio interno investimenti per miliardi di euro, ed anche l'analisi del trend futuro del settore nel mercato lascia presagire che tale sviluppo proseguirà negli anni a venire.

Fra le fonti energetiche rinnovabili, il fotovoltaico è il settore che meglio ha incarnato la nuova spinta all'innovazione, conoscendo fra il 2010 ed il 2012 una crescita esponenziale che ha coinvolto trasversalmente l'intero continente ed in particolare l'Italia, dove si è verificata una diffusione a macchia d'olio di impianti fotovoltaici.

Tale espansione ha coinvolto anche il mondo agricolo, con l'installazione di impianti a terra e su fabbricati rurali.

A tal fine, nel presente lavoro si è voluta analizzare la convenienza economica di sei impianti fotovoltaici, caratterizzati da differenti tipologie costruttive, installati in aziende agricole dislocate all'interno del territorio siciliano, attraverso l'analisi costi benefici.

In tutti i casi analizzati, gli indicatori di convenienza hanno evidenziato una chiara convenienza economica negli investimenti nel fotovoltaico all'interno della base aziendale, giustificando la corsa alle installazioni verificatasi negli ultimi anni.

Il VAN è risultato sempre positivo ed il TIR oscillante fra il 15,81% ed il 60,43%.

Inoltre, è stato evidenziato come le condizioni di accesso al credito influenzino fortemente il giudizio di convenienza sull'investimento; infatti, tutti gli indicatori che prendono in considerazione i flussi di cassa attualizzati migliorano all'aumentare dell'incidenza del ricorso al mutuo sul costo iniziale dell'investimento.

In particolare, la valutazione basata sul DPBP ha mostrato come, in caso di accesso al mutuo bancario che copra interamente il costo di realizzazione dell'opera, il tempo di

ritorno attualizzato dell'investimento sia pari a zero poiché si ottengono flussi di cassa attualizzati positivi sin dal primo anno di stima.

In aggiunta occorre evidenziare come, a parità di potenza installata, siano gli impianti che valorizzano l'energia con lo scambio sul posto a registrare una maggiore convenienza economica, poiché l'autoconsumo consente di generare un forte risparmio sulla bolletta elettrica, superiore ai proventi relativi alla vendita in rete dell'energia.

Non è azzardato ipotizzare che, in un'ottica di un aumento dei costi legati all'approvvigionamento energetico, tale vantaggio potrebbe accentuarsi negli anni a venire. Le analisi di sensitività hanno consentito di valutare il comportamento degli indicatori di convenienza al variare di alcuni parametri.

Una prima analisi ha evidenziato come il VAN sia influenzato maggiormente dalle variazioni della tariffa incentivante, mentre il TIR dal costo iniziale di investimento. In ogni caso, in corrispondenza di una diminuzione del 50% della tariffa o di un uguale incremento del costo dell'opera, tutti gli investimenti analizzati risultano ancora economicamente convenienti.

La seconda analisi di sensitività, effettuata annullando i ricavi generati dalla tariffa e variando al contempo il costo d'investimento, è stata finalizzata alla valutazione degli investimenti in funzione delle attuali condizioni del mercato.

Anche in questo caso sono gli impianti che usufruiscono dello scambio sul posto ad adattarsi meglio alle variazioni dei costi, registrando degli indici di convenienza positivi anche in assenza dell'incentivo statale.

L'ultima analisi ha preso in considerazione la variazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici al fine di confrontare i risultati ottenuti in Sicilia con quelli ottenibili in altri contesti territoriali.

I risultati hanno messo in luce la maggiore convenienza economica della realizzazione di impianti fotovoltaici nell'isola; tale vantaggio, in generale, diviene tanto più marcato quanto più a nord è il sito comparato. In aggiunta, in assenza di incentivi, la producibilità elettrica diviene un fattore da tenere in grande considerazione per la realizzazione di investimenti convenienti; ciò conferma l'importanza strategica del territorio siciliano per lo sviluppo futuro del fotovoltaico.

Infine, l'analisi del *break even point* ha evidenziato una scarsa efficienza delle politiche di incentivazione statali. Lo sviluppo su larga scala del settore, infatti, ha comportato una diminuzione repentina dei costi di investimento e, di conseguenza, gli incentivi garantiti alla produzione energetica sono risultati sovradimensionati rispetto agli obiettivi preposti. A testimonianza di ciò, il legislatore è stato costretto a rivedere più volte nel giro di pochi

anni la normativa in materia, effettuando in ogni nuova versione del Conto Energia una revisione al ribasso degli incentivi. Tuttavia, la tariffa garantita è apparsa scollegata dai reali costi di investimento, dando origine a fenomeni speculativi ed appesantendo eccessivamente la spesa pubblica, che grava interamente sui consumatori finali di energia.

In tal senso, non è errato sostenere che un simile sviluppo del settore fotovoltaico si sarebbe potuto ottenere con un costo inferiore per la collettività.

In ultima analisi, il connubio tra produzione agricola ed energetica è risultato molto conveniente per gli imprenditori che hanno deciso di investire nel fotovoltaico.

Le applicazioni del solare fotovoltaico in agricoltura sono numerose, ma l'installazione dei pannelli fotovoltaici deve rappresentare un'attività volta ad integrare il reddito degli agricoltori, abbattendo i costi aziendali legati all'approvvigionamento energetico ed evitando di assistere alla trasformazione radicale dell'indirizzo produttivo aziendale da agricolo ad energetico. L'attività agricola deve restare al centro del *core business* aziendale ed a tal fine occorrerebbe dimensionare accuratamente la potenza installata in base alle esigenze aziendali, in modo da renderla funzionale allo sviluppo del settore primario.

Bibliografia

- AEEG (2013a): Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese. Memoria per l'audizione presso la X Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica. 298/2013/I/COM, Memoria 8 luglio.
- AEEG (2013b): Energia: da ottobre bollette gas in forte calo -3%, luce -0,8%, comunicato stampa, 27 settembre.
- ANIE - GIF (2011): Costi e benefici del fotovoltaico.
- Badcock J., Lenzen M. (2010): Subsidies for electricity-generating technologies: a review, *Energy Policy* 38 (9), 5038–5047.
- Bertino R. M. (2007): Così il frutteto tecnologico cattura l'energia del sole, *Agricoltura*, anno 35°, n. 6, pp. 56-58.
- Bertini A. (2009): Aspetti tecnici da valutare per scegliere i pannelli, *Supplemento Bioenergie a Terra e Vita*, n. 17, pp. 35-39.
- BNEF (2013): The future of energy, Summit 2013, New York City, 22-24 aprile.
- Bürer M.J., Wüstenhagen R. (2009): Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international clean-tech investors, *Energy Policy*, 37 (12), 4997-5006.
- Campiotti C. A., Viola C. (2011): Fotovoltaico e geotermia di superficie per i sistemi serra. Le giornate della microgenerazione, Milano, 9 marzo 2011.
- Chabot B. (1998): From cost to prices: economic analysis of photovoltaic energy and services, *Prog Photovoltaics, Res Appl* 1998; 6: 55-68.
- Chironi S., Ingrassia M. (2010): La comunicazione: un valido strumento per la competitività delle aziende vitivinicole, In *Rivista di Economia Agro-Alimentare*, n.2, pagg. 43-57.
- Ciorba U., Pauli F., Menna P. (2004): Technical and economical analysis of fan induced demand in the photovoltaic sector, *Energy Policy*, 32 (8), 949-960.
- CNES (2008): Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale.
- Coiante D. (1990): Towards the photovoltaic farm, *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty First IEEE*, , vol. 2.
- Commissione Europea (2012a): SMEs, Resource Efficiency and Green Markets – Report, *Flash Eurobarometer* 342, marzo 2012.
- Commissione Europea (2012b): Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo, COM(2012) 271, Bruxelles, 6 giugno 2012.
- Commissione Europea (2013): Relazione sui progressi nel campo delle energie rinnovabili, COM(2013) 175, Bruxelles, 27 marzo 2013.
- Couture T., Gagnon Y. (2010): An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, *Energy Policy*, 38 (2), 955–965.

- Cucchiella F., D'Adamo I. (2012): Feasibility study of developing photovoltaic power projects in Italy: An integrated approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012; 16 (3): 1562-76.
- Danchev S., Maniatis G., Tsakaniks A. (2010): Returns on investment in electricity producing photovoltaic systems under de-escalating feed-in tariffs: The case of Greece, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010; 14: 500-5.
- Dell'Acqua A. (2012): Valutazione degli investimenti: valore attuale netto e tasso interno di rendimento, newsletter *Newsmercati*, n. 144, 8 novembre 2012.
- ENEA (2006a): Rapporto Energia e ambiente 2005.
- ENEA (2006b): L'energia fotovoltaica, collana *Sviluppo Sostenibile*, n. 22.
- EPIA (2011): Solar photovoltaics, *Competiting in the energy sector, On the road to competitiveness*.
- EurObserv'ER (2013): Photovoltaic Barometer, *Le journal du photovoltaïque*, n. 9, aprile, 2013.
- Fernández-Infantes A., Contreras J., Bernal-Agustín J. (2006): Design of grid connected PV systems considering electrical, economical and environmental aspects: a practical case, *Renewable Energy* 2006; 31: 2042-62.
- Frascarelli A., Ciliberti S. (2011): La diffusione del fotovoltaico in Italia e l'impatto sull'agricoltura, *Agriregionieuropa*, anno 7, n. 24, pp. 31-34, marzo 2011.
- Gelasio T., Gisotti M. (2012): Guida ai green jobs – Come l'ambiente sta cambiando il mondo del lavoro, Edizioni Ambiente srl, settembre.
- GSE (2009): Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – Anno 2008.
- GSE (2010): Impianti a fonti rinnovabili – Rapporto statistico 2009.
- GSE (2010): Rapporto statistico 2010 – Solare fotovoltaico.
- GSE (2011): Impianti a fonti rinnovabili – Rapporto statistico 2010.
- GSE (2011): Rapporto statistico 2010 – Solare fotovoltaico.
- GSE (2012): Impianti a fonti rinnovabili – Rapporto statistico 2011.
- GSE (2012): Rapporto statistico 2011 – Solare fotovoltaico.
- GSE (2013a): Rapporto statistico UE 27 – Settore elettrico.
- GSE (2013b): Rapporto statistico 2012 – Solare fotovoltaico.
- Guerrieri G., Pennacchi F., Sediari T. (1995): *Istituzioni di Economia e politica agraria*, Bologna: Edagricole.
- Huld T., Müller R., Gambardella A. (2012): A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa, *Solar Energy*, 86, 1803-1815.
- Iacononi L., Romiti R. (1994): *Economia e politica agraria*, Bologna: Edagricole.

- ILO (2012): Working towards sustainable development: opportunities for decent work and social inclusion in a green economy, International Labour Office, Ginevra.
- INEA (2011): Annuario dell'agricoltura italiana 2010, vol. LXIV, Roma.
- Kalogirou S.A. (2009): Solar energy engineering: processes and systems, Waltham: Academic Press.
- Karakosta C., Flouri M., Dimopoulou S., Psarras J. (2012): Analysis of renewable energy progress in the western Balkan countries: Bosnia-Herzegovina and Serbia, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16 (7), 5166-5175.
- Lasnier F., Ang T.G. (1990): Photovoltaic engineering handbook, New York: Adam Hilger.
- LEGAMBIENTE (2012): Rapporto Comuni Rinnovabili 2012 – Sole, vento, acqua, terra, biomasse. La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano.
- Mekhilef S., Faramarzi S.Z., Saidur R., Salam Z. (2013): The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 18, 583-594.
- Meral E.M., Dinçer F. (2011): A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011; 15 (5): 2176-84.
- Messina B., Pecorino B. (2008): Progetto Fi.Sic.A. “Filiera siciliana per l'agroenergia”: prime valutazioni dei costi di produzione della Brassica carinata e della produzione di biodiesel in un esempio di filiera corta, in “Osservatorio della Filiera cerealicola siciliana”, quarto rapporto, Palermo.
- Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (2012): Costruire il futuro: difendere l'agricoltura dalla cementificazione.
- Ministero dello Sviluppo Economico (2010): Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili in Italia, 30 giugno 2010.
- Minuto G., Bruzzone C., Tinivella F., Delfino G., Minuto A. (2009): Fotovoltaico sui tetti delle serre per produrre anche energia, supplemento a L'informatore Agrario, 10/2009.
- Observ'ER (2003): 2003 European barometer of renewable energies – 3th report.
- Observ'ER (2004): 2004 European barometer of renewable energies – 4th report.
- Observ'ER (2005): 2005 European barometer of renewable energies – 5th report.
- Observ'ER (2006): The state of renewable energies in Europe – 6th report.
- Observ'ER (2007): The state of renewable energies in Europe – 7e report Eurobserv'ER.
- Observ'ER (2008): The state of renewable energies in Europe – 8th Eurobserv'ER report.
- Observ'ER (2009): The state of renewable energies in Europe – 9th Eurobserv'ER report.
- Observ'ER (2010): The state of renewable energies in Europe – 10th Eurobserv'ER report.
- Observ'ER (2011): The state of renewable energies in Europe – 11th Eurobserv'ER report.

- Observ'ER (2012): The state of renewable energies in Europe – 12th Eurobserv'ER report.
- Pagliari M., Palmisano G., Ciriminna R. (2010): L'energia solare in agricoltura – Reddito Economico e risanamento ambientale, *ImpresAgricola*, n. 1, giugno 2010.
- Pearce J. M. (2002): Photovoltaics – a path to sustainable futures, *Futures*, 34 (7), 663-674.
- Perez R., Burtis L., Hoff T., Swanson S., Herig C. (2004): Quantifying residential PV economics in the US-payback vs cash flow determination of fair energy value, *Solar Energy* 2004; 77: 363-6.
- Prestamburgo M. (1968): Problemi economici della Frutticoltura e della Viticoltura nel Friuli-Venezia-Giulia, Udine, Editrice La Nuova Base.
- Prestamburgo M. (1969): Il tasso interno di rendimento quale criterio di scelta tra investimenti alternative in agricoltura, *Rivista di Politica Agraria* 1969; (1): 45-53.
- Prestamburgo M., Saccomandi V. (1995): *Economia agraria*, Milano: Etaslibri.
- SVIMEZ (2013): Rapporto SVIMEZ 2013 sull'economia del Mezzogiorno.
- Szabó S., Jäger-Waldau A., Szabó L. (2010): Risk adjusted financial costs of photovoltaics, *Energy Policy*, 38 (7), 3807-3838.
- Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. (2007): Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries, *Solar Energy*, 81, 1295–1305, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- Talavera D.L., Nofuentes G., Aguilera J. (2011a): The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: a comprehensive sensitivity analysis, *Renewable Energy* 2010; 35: 101-11.
- Talavera D.L., Muñoz-Cerón E., de la Casa J., Ortega M.J., Almonacid G. (2011b): Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011; 15(9): 4310-19.
- Talavera D.L., Nofuentes G., de la Casa J., Aguilera J. (2012): Sensitivity analysis on some profitability indices for photovoltaic grid-connected systems on buildings: The case of two top photovoltaic European Areas, *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME* 2013; 135 (1): art. no. 11003.
- Tosoni G. P. (2009): Il fotovoltaico è «agricoltura». *Il sole 24 Ore*, 19 agosto.
- Tudisca S., Sgroi F., Testa R. (2011): Competitiveness and sustainability of extreme viticulture in Pantelleria Island, *New Medit*, 10 (4), 57-64.
- Tudisca S., Di Trapani A.M., Sgroi F., Testa R., Squatrito R. (2013a): Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013; 28: 691-701.
- Tudisca S., Di Trapani A.M., Sgroi F., Testa R., Squatrito R. (2013b): Assessment of Italian energy policy through the study of a photovoltaic investment on greenhouse, *African Journal of Agricultural Research* 2013; 8(24): 3089-3096.
- UNEP (2011): *Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication – A Synthesis for Policy Makers*, St-Martin-Bellevue.

UNEP (2012): Global trends in renewable energy investment 2012, Centre Frankfurt School of Finance & Management.

Vieri S. (2012): Agricoltura settore multifunzionale allo sviluppo, Edagricole, Bologna (Italy).