



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE E AZIENDALI

“M. FANNO”

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN

ECONOMIA E DIREZIONE AZIENDALE

Indirizzo Amministrazione, Finanza e Controllo

TESI DI LAUREA

**“ANALISI DEI RISCHI ED ANALISI DI REDDITIVITA' PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI: BIOGAS,
BIOMETANO E FOTOVOLTAICO”**

RELATORE:

CH.MO PROF. Michele Moretto

LAUREANDO: Salvatore Cianci

MATRICOLA N. 1056745

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

Il candidato dichiara che il presente lavoro è originale e non è già stato sottoposto, in tutto o in parte, per il conseguimento di un titolo accademico in altre Università italiane o straniere.

Il candidato dichiara altresì che tutti i materiali utilizzati durante la preparazione dell'elaborato sono stati indicati nel testo e nella sezione "Riferimenti bibliografici" e che le eventuali citazioni testuali sono individuabili attraverso l'esplicito richiamo alla pubblicazione originale.

Firma dello studente

*“Tra le energie rinnovabili, la più preziosa che abbiamo è l’intelligenza umana:
basta usarla per trovare tutte le altre.”*

Nicola Martella

*“Trattiamo bene la terra su cui viviamo:
essa non ci è stata donata dai nostri padri,
ma ci è stata prestata dai nostri figli.”*

Proverbio Masai

Ringraziamenti

Il presente lavoro nasce anche dall’aiuto e dal supporto di diverse persone che desidero in questa sede ringraziare, dal momento che il loro contributo è stato per me determinante per concludere al meglio la mia carriera universitaria.

In primo luogo desidero ringraziare il Professore Michele Moretto per la pazienza, la disponibilità e i preziosi insegnamenti datomi per la stesura di questo elaborato.

Voglio poi esprimere la mia più profonda gratitudine alla mia famiglia, in particolare a mia madre, mio nonno e mio fratello: è grazie ai loro sforzi e sacrifici se sono riuscito a raggiungere questo prestigioso traguardo.

Desidero poi porgere un sincero ringraziamento ai miei amici, in particolare ad Alessia per essere sempre stata un importante punto di riferimento nei miei anni trascorsi a Padova, e a Federica, compagna fedele, per essermi sempre stata di supporto, soprattutto nei momenti più duri di questo impegnativo percorso; inoltre desidero ringraziare i miei compagni di corso, perché da ognuno di loro sento di aver appreso qualcosa.

Un sincero grazie poi a Giovanni Gallo che, oltre ad aver sempre provato a dirimere i miei dubbi relativi alla stesura di tale lavoro, ha sempre dimostrato di avere fiducia in me e nelle mie capacità.

Infine desidero ringraziare l’Ingegnere Mario Volpe, Executive Director presso Enhl Bonatti Lda, per i consigli e i suggerimenti fornitomi, oltre che per i dati e le informazioni riguardanti il settore del fotovoltaico.

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY.....	11
CAPITOLO 1 – IL BIOGAS : MODALITA’ DI PRODUZIONE E ALTERNATIVE DI IMPIEGO.....	13
1.1 EVOLUZIONE E SVILUPPO DEGLI IMPIANTI A BIOGAS IN ITALIA E IN EUROPA.....	13
1.2 LA PRODUZIONE DI BIOGAS.....	18
1.2.1 La digestione anaerobica.....	18
1.2.2 Substrati avviabili alla digestione anaerobica.....	20
1.2.3 Tecnologie di produzione.....	21
1.2.4 Il digestato.....	25
1.3 NORMATIVA DI INTERESSE E INCENTIVAZIONE IMPIANTI.....	27
1.3.1 Il Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 e il nuovo sistema incentivante.....	29
1.4 CARATTERISTICHE DELLA FILIERA DEL BIOGAS.....	34
1.5 L’IMPIEGO DEL BIOGAS E DEL BIOMETANO.....	35
CAPITOLO 2 – DAL BIOGAS AL BIOMETANO : IL PROCESSO DI UPGRADING.....	37
2.1 IL BIOMETANO COME FONTE ALTERNATIVA.....	37
2.2 LA DIFFUSIONE DEL METANO E LE POTENZIALITA’ DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO.....	39
2.3 LE MODALITA’ DI UPGRADING.....	40
2.4 GLI INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO : IL DECRETO MINISTERIALE 5 DICEMBRE 2013.....	43

CAPITOLO 3 – IL FOTOVOLTAICO : SVILUPPO, MERCATO E MODALITA’ DI VALORIZZAZIONE DELL’ENERGIA.....47

3.1 EVOLUZIONE E SVILUPPO DELLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	47
3.1.1 Lo sviluppo del fotovoltaico a livello mondiale ed europeo.....	47
3.1.2 Il fotovoltaico in Italia.....	52
3.2 IL SETTORE DEL FOTOVOLTAICO E LE NUOVE PROSPETTIVE DI SVILUPPO.....	56
3.2.1 La segmentazione del mercato.....	56
3.2.2 Value Chain, filiera produttiva e forze competitive.....	59
3.2.3 Un nuovo scenario per la distribuzione dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici : l’implementazione delle Smart Grids.....	62
3.2.4 Un nuovo ruolo per il consumatore : la figura del Prosumer.....	67
3.3 LO SCENARIO NORMATIVO E LE PRINCIPALI MODALITA’ DI VALORIZZAZIONE DELL’ENERGIA IMMESSA IN RETE.....	70
3.3.1 L’evoluzione dello scenario normativo.....	70
3.3.2 Modalità di valorizzazione dell’energia immessa in rete.....	73
3.3.2.1 Lo scambio sul posto.....	74
3.3.2.2 Il ritiro dedicato.....	75
3.3.2.3 La vendita dell’energia elettrica nel mercato.....	77
3.3.2.4 I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU).....	80

CAPITOLO 4 – ANALISI DELLA RISCHIOSITA’ ED ANALISI DELLA REDDITIVITA’ DELL’ATTIVITA’ DI PRODUZIONE E VENDITA DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI.....85

4.1 MODALITÀ DI VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI E STIMA DEI RISCHI.....	87
4.2 RISK ANALYSIS PER INVESTIMENTI NELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E L’IMPLEMENTAZIONE DELLA MATRICE DEI RISCHI.....	94
4.3 ANALISI DEI RISCHI E ANALISI DI REDDITIVITA’ IMPIANTI A BIOGAS.....	97

4.3.1 Risk Analysis e Matrice dei rischi per investimenti in impianti a biogas e biometano.....	97
4.3.2 Analisi di redditività dell’impianto oggetto di valutazione.....	111
4.3.2.1 I costi e i ricavi operativi.....	112
4.3.2.2 Fabbisogno finanziario e piano di ammortamento.....	119
4.3.2.3 Aspetti rilevanti del modello di valutazione.....	120
4.3.2.4 I risultati del modello.....	122
4.3.3 Quantificazione dei rischi in termini di scenario ed impatto sulla redditività del progetto di investimento.....	127
4.3.3.1 Il rischio di approvvigionamento della biomassa.....	127
Conclusioni.....	133
4.3.3.2 Il rischio di performance.....	135
Conclusioni.....	137
4.4 ANALISI DI REDDITIVITA’ IMPIANTO COGENERATIVO A BIOMETANO.....	140
4.4.1 Aspetti critici del progetto di investimento: i costi di upgrading.....	143
4.4.2 I risultati della valutazione dell’investimento nell’impianto a biometano.....	146
4.4.3 Conclusioni.....	147
4.5 ANALISI DEI RISCHI E ANALISI DI REDDITIVITA’ IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	150
4.5.1 Risk analysis e matrice dei rischi per investimenti in impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.....	150
4.5.1.2 Stima della rischiosità per progetti di investimento in impianti fotovoltaici.....	161
I. Rischi di contesto.....	162
II. Rischi di business/operativi.....	163
4.5.2 Analisi di redditività per progetti di investimento in impianti fotovoltaici.....	165
4.5.2.1. Tipologia di impianto oggetto di valutazione e calcolo di producibilità.....	166

4.5.2.2 Analisi dei costi.....	168
4.5.2.3 Fabbisogno finanziario e piano di ammortamento dell'impianto.....	168
4.5.3 Il Ritiro Dedicato.....	169
4.5.4 Il Rischio di Mercato.....	175
4.5.5 I Sistemi Efficienti di Utenza e il ruolo dell'autoconsumo.....	180
4.5.6 Il Rischio di Performance.....	191
CONCLUSIONI.....	197
BIBLIOGRAFIA.....	205

EXECUTIVE SUMMARY

Lo studio e l'analisi dell'attuale quadro energetico mondiale ha sottolineato, nel corso degli anni e con sempre maggiore vigore, l'importanza di ricorrere allo sviluppo e alla produzione di energia da fonti energetiche alternative e rinnovabili.

La produzione di energia da fonti rinnovabili si pone come principale scopo quello di soddisfare la crescente domanda energetica degli Stati con forme di energia più pulite e, allo stesso tempo, di ridurre la loro dipendenza dall'importazione di combustibili fossili. Tuttavia, il rischio percepito e associato dagli investitori allo sviluppo e all'implementazione di progetti riguardanti le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili spesso scoraggia questi ultimi ad effettuare tale tipologia di investimenti; infatti sono ancora presenti barriere di natura finanziaria, legale e politica che impediscono a queste tecnologie di ottenere una più ampia diffusione. Inoltre, specialmente per quanto riguarda il caso dell'Italia, lo sviluppo della c.d. *Green Economy* è stato fortemente spinto da una serie di politiche di incentivazione pubblica che, da un lato, hanno comportato un aumento considerevole del numero degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e, dall'altro ne hanno sensibilmente influenzato la redditività. Dal 2013, in Italia, gli incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili hanno subito una sostanziale riduzione che ha avuto e avrà importanti conseguenze sulla redditività di tali progetti. In questo contesto quindi risulta fondamentale una valutazione della convenienza ad effettuare tali tipologie di investimento.

Il presente lavoro si concentrerà su due specifiche modalità di produzione di energia da fonti rinnovabili : il biogas, con successivo focus sul processo di upgrading del biogas in biometano, e il fotovoltaico.

Lo scopo di questo lavoro sarà quindi quello di dare un quadro generale delle criticità e dei relativi sviluppi connessi con progetti di investimento in queste tecnologie in modo da poter effettuare un'analisi della rischiosità e determinare la redditività di alcuni progetti di investimento nelle FER (Fonti di Energia Rinnovabili) oggetto di analisi, progetti simulati utilizzando dati e valori in linea con quelli del mercato e rispondenti alla normativa del settore.

Nello specifico, nei primi tre capitoli di quest'elaborato si andranno a declinare lo sviluppo delle tre tipologie di produzione di energia dalle fonti rinnovabili oggetto della tesi, andando ad analizzare, a seconda della specifica fonte di energia rinnovabile, le principali tecnologie

utilizzate, il processo produttivo dell'energia, la normativa del settore e le principali alternative di impiego o valorizzazione dell'energia così prodotta.

Nell'ultimo capitolo, infine, si effettuerà un'accurata analisi dei rischi che chi decide di investire in queste tecnologie deve affrontare, implementando la costruzione di apposite "matrici dei rischi" che, in relazione alla specifica tipologia di fonte rinnovabile, possano sintetizzare in maniera chiara ed efficace le principali problematiche relative allo sviluppo di tali tipologie di investimenti.

Successivamente, si analizzerà la redditività dei progetti di investimento per ciascuna tipologia di FER oggetto della tesi; la valutazione dei progetti di investimento avverrà sulla base di un modello Excel appositamente realizzato e sull'applicazione dei principi del Capital Asset Pricing Model. In ultimo, si valuterà, attraverso la costruzione di appositi scenari, l'impatto delle principali tipologie di rischio individuate sul calcolo degli indici di redditività del progetto di investimento analizzato.

CAPITOLO 1

IL BIOGAS : MODALITA' DI PRODUZIONE E ALTERNATIVE D'IMPIEGO

1.1 EVOLUZIONE E SVILUPPO DEGLI IMPIANTI A BIOGAS IN ITALIA E IN EUROPA

La storia dell'evoluzione e dello sviluppo del biogas in Italia è stata caratterizzata da due fasi distinte; una prima fase, non positiva, risalente agli anni '80 e una seconda avviata a partire dal decennio successivo.

Durante il primo periodo di sviluppo vennero installati principalmente impianti di grandi dimensioni con potenza superiore al MW gestiti da cooperative agricole e destinate a stabilizzare l'impatto dei liquami e a soddisfare parte del fabbisogno energetico degli associati. Tuttavia, furono incontrate diverse difficoltà dagli operatori del settore dovute principalmente a due ragioni: da un lato, la reale motivazione alla base della decisione di costruire un impianto a biogas era dettata maggiormente dalla necessità di ridurre l'impatto ambientale dei liquami piuttosto che dalla volontà di realizzare un risparmio energetico; dall'altro, si trattava principalmente di impianti nati per il settore industriale ed installati invece in aziende agro-zootecniche che non avevano effettuato alcuna valutazione sulla propria idoneità ad ospitare un impianto a biogas in termini di dimensioni, quantità e qualità dei consumi energetici. Di conseguenza i bassi margini reddituali e significativi problemi di gestione furono da ostacolo all'installazione di nuovi impianti negli anni seguenti.

La seconda fase invece ebbe inizio a partire dagli anni '90 e fu caratterizzata dalla diffusione di impianti semplificati e a basso costo che permisero alle imprese agro-zootecniche di recuperare energia e al contempo di stabilizzare i liquami e gli altri reflui.

I proprietari di impianti a biogas quindi sono principalmente:

- Imprese agricole e zootecniche che decidono di valorizzare i propri reflui zootecnici e di diversificare le fonti di reddito dell'impresa;
- I proprietari di discariche, che sono obbligati per legge a captare e bruciare il gas che si origina dai processi di combustione in digestione¹.

Figura 1 – Installazioni annuali di impianti a biogas per tipologia di biomassa – (Fonte: Rapporto Statistico GSE 2014)

Impianti a biogas in Italia per tipologia di biomassa												
Tipologia	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	N.	MW	N.	MW	N.	MW	N.	MW.	N.	MW	N.	MW
Da rifiuti	193	306,9	194	299,2	228	341	260	356,4	325	410,4	346	401,8
Da fanghi	11	5,8	20	9,9	47	14,6	60	29,7	55	38,7	68	40,8
Da deiezioni animali	19	12,7	28	17,2	95	41,4	165	89,5	313	172,6	379	192,5
Da attività agricole e forestali	16	40,2	31	51,8	81	110	334	297,9	855	720,9	920	753,2
Totale	239	365,6	273	378,1	451	507	819	773,5	1548	1342	1713	1388,2

Nel corso degli ultimi anni il settore del biogas, in particolare nel segmento agro-zootecnico, ha conosciuto una crescita costante. Nel quadriennio 2010-2014 la produzione di biogas e, di conseguenza, di energia elettrica ha rappresentato uno dei principali investimenti per il settore agro-zootecnico. Infatti nel solo biennio 2011-2012 il numero di impianti è passato dai precedenti 510 fino a 994 mentre la potenza elettrica installata è aumentata da 350 MWe fino a 756 MWe².

¹ Così come previsto dal D.Lgs. n. 36 del 13/01/2003.

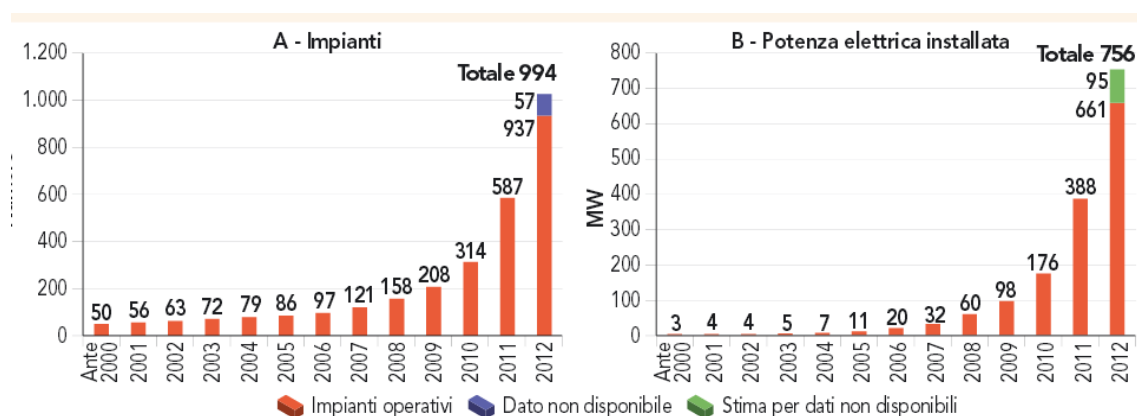
² Dati del censimento degli impianti a biogas effettuato dal CRPA 2013 (Figura 2).

Figura 2 – Impianti a biogas agro-zootecnici in Italia – (Fonte: sondaggio Centro Ricerche e Produzioni Animali 2013, CRPA)

Impianti a biogas agro zootecnici in Italia							
	2007	2010	2011	2012	2013	Incremento 2012/2011 (%)	Incremento 2013/2012 (%)
Numero Impianti	154	273	510	994	1367	94%	39%
Potenza elettrica installata (MWe)	49	140	350	756	986,5	116%	30,4%

Una delle principali cause di questo trend positivo è stata sicuramente la grande opportunità economica offerta dal sistema incentivante, in particolar modo dalla tariffa onnicomprensiva di 280 euro/MWh che viene corrisposta per l'energia immessa in rete. Infatti la successiva modifica del sistema incentivante per la produzione di biogas ad opera del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 e la conseguente introduzione di un nuovo regime di incentivazione ritenuto dal settore meno remunerativo del precedente, ha dato impulso alla costruzione di un gran numero di impianti entro il 31 dicembre 2012³.

Figura 3 – Andamento numero impianti di biogas e potenza elettrica installata in Italia – (Fonte: CRPA)



Per quanto riguarda invece la potenza elettrica installata, ipotizzando un funzionamento medio per impianto di 8.000 ore/anno e autoconsumi del 10%, l'attuale capacità produttiva di energia elettrica da biogas in Italia può essere stimata in 5,5 TWh elettrici/anno. La potenza

³ Termine massimo per poter usufruire del precedente regime incentivante.

elettrica media installata negli impianti di biogas, invece, ha mostrato un incremento medio di circa l'1,3% passando dal precedente valore di 750 kWe agli attuali 760 kWe.

Sotto il profilo della produzione, il settore del biogas da deiezioni animali e da attività agricole e forestali ha installato 387 MW di potenza elettrica e ha prodotto all'incirca 1,79 TWh di energia elettrica mentre si è ottenuta una produzione di metano da digestione anaerobica pari a 1,4 miliardi di metri cubi/anno⁴.

Analizzando la distribuzione degli impianti e della potenza elettrica installata su base regionale, ne emerge una forte disomogeneità territoriale con le 4 principali regioni del Nord Italia (Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna e Piemonte) a raccogliere il 77% degli impianti e l'81% della potenza elettrica installata. Sia in termini di numero di impianti che di potenza installata, è la Lombardia a detenere il primato con 271 MWe di potenza installata (pari al 39% del totale nazionale) associata a 374 impianti (37,6% del totale nazionale).

Figura 4 - Ripartizione del numero degli impianti e della potenza installata per regione (Dati: rapporto statistico GSE 2014)

	Impianti		Potenza elettrica	
	Numero	% sul totale	MWe	% sul totale
Abruzzo	13	1,3	10,7	1,5
Basilicata	6	0,6	1,9	0,3
Calabria	6	0,6	3,2	0,5
Campania	7	0,7	5,4	0,8
Emilia-Romagna	143	14,4	110,2	15,9
Friuli	69	6,9	47,9	6,9
Lazio	9	0,9	6,6	1,0
Lombardia	374	37,6	271,0	39,0
Marche	14	1,4	10,3	1,5
Molise	2	0,2	2,0	0,3
Piemonte	106	10,7	75,4	10,9
Puglia	6	0,6	2,6	0,4
Sardegna	12	1,2	5,4	0,8
Toscana	23	2,3	18,9	2,7
Umbria	14	1,4	8,8	1,3
Val d'Aosta	1	0,1	0,1	0,0
Veneto	151	15,2	107,8	15,5
Trentino-Alto Adige	38	3,8	5,7	0,8
	994	100,0	756,4	100

⁴ pari allo 0,87% del fabbisogno nazionale di energia primaria – Piano Energetico Nazionale 2012.

Infine, anche a livello europeo il settore del biogas continua a mostrare segnali di crescita. Nel 2013 la produzione di biogas europeo è aumentata di circa il 10% rispetto al 2012⁵ arrivando a produrre circa 52,3 TWh di energia elettrica dal biogas; si stima che circa il 50% dell'energia elettrica prodotta da impianti a biogas in Europa provenga da impianti a biogas da discarica, il 35% da impianti a biogas agricoli e la restante parte da impianti a biogas alimentati da fanghi di depurazione.

Sia in termini di potenza installata che in termini di energia prodotta il paese leader a livello europeo (e mondiale) risulta essere la Germania che produce, da sola, circa la metà dell'energia elettrica prodotta da impianti a biogas in Europa e detiene circa i due terzi degli impianti europei. Le ragioni di questo costante sviluppo sono dovute innanzitutto a precoci politiche incentivanti di tali tecnologie in vigore già a partire dal 2000 e, inoltre, anche alle specifiche caratteristiche del settore primario tedesco; infatti numerose aziende agricole di grandi dimensioni hanno installato impianti con potenza superiore al MW. Tuttavia nell'ultimo biennio lo sviluppo del comparto del biogas tedesco ha subito una drastica flessione; infatti anche in Germania, così come in Italia, si è assistito a una netta riduzione delle tariffe incentivanti, a una maggiore incentivazione di impianti di taglie minori e alla eliminazione della tassazione di tipo agricolo sui ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. Queste misure hanno quindi causato una riorganizzazione del settore stesso e la necessità di una ristrutturazione che per ora si è tradotta unicamente in una diminuzione delle installazioni.

Di contro, Francia e Regno Unito promettono un interessante sviluppo per quanto riguarda la produzione di biogas; in particolare il Regno Unito risulta essere il secondo paese europeo per potenza elettrica installata (con una produzione elettrica di quasi 8 TWh annui).

Al terzo posto per potenza elettrica installata vi è poi l'Italia, seguita da Spagna, Francia, Olanda e Austria.

⁵ Ricerca EurObserv'ER 2013.

1.2 LA PRODUZIONE DI BIOGAS

1.2.1 La digestione anaerobica

Il biogas si ottiene attraverso la degradazione della sostanza organica presente nelle biomasse, in condizioni di assenza di ossigeno (anaerobiosi).

Tale processo biologico, detto appunto digestione anaerobica, trasforma la materia organica in biogas, vale a dire in una miscela costituita principalmente da metano ed anidride carbonica. Il processo, durante il quale vengono coinvolti dei consorzi di batteri altamente specializzati, si articola principalmente in due fasi⁶.

Nella prima fase operano diversi gruppi di microrganismi che trasformano la materia organica in acido acetico, anidride carbonica e idrogeno; nella seconda invece i composti così ottenuti subiscono una trasformazione in metano ed anidride carbonica ad opera di microrganismi metanigeri. Le reazioni biologiche avvengono all'interno di un reattore anaerobico detto digestore dove vengono ricreate le condizioni ottimali per la riuscita dell'intero processo che, coinvolgendo diversi gruppi di microrganismi con esigenze di crescita e sviluppo differenti, richiede un ambiente con caratteristiche ben precise.

L'ambiente di reazione deve essere caratterizzato da :

- Assenza di ossigeno (ambiente anaerobico);
- Temperatura stabilizzata attorno ai 35°C se si opera con batteri mesofili o attorno ai 55°C se si opera con batteri termofili; è possibile anche condurre il processo in psicrofilia e quindi a temperature comprese tra i 10 e i 25°C;
- Ambiente neutro (ovvero con pH compreso tra i 6,7-7,4);
- Elevata umidità del substrato (>50%);
- Rapporto carbonio/azoto compreso tra 20/40.

E' importante che la temperatura all'interno del digestore risulti quanto più stabile possibile data l'estrema sensibilità dei batteri metanigeri ad improvvise variazioni termiche; inoltre la temperatura risulta altresì una variabile cruciale in quanto a temperature più elevate si ha una produzione di biogas più rapida, dovuta al fatto che l'attività dei batteri aumenta all'aumentare della temperatura; infatti il tempo di ritenzione del biogas nel digestore in

⁶ Cfr. CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2008. *Energia dal biogas*. Prima edizione. Legnaro: Associazione Italiana Energie Agroforestali.

mesofilia è pari a 16-30 giorni, range temporale che diminuisce invece nel caso in cui si operi in termofilia (14-16 giorni).

Figura 5 – Caratteristiche del biogas

Metano (CH₄)	50-75%
Anidride carbonica (CO₂)	25-45%
Idrogeno (H₂)	1-10%
Azoto (N₂)	0,5-3,0%
Monossido di carbonio (CO)	0,1%
Idrogeno solforato (H₂S)	0,02-0,2%
Acqua(H₂O)	Saturazione
Potere Calorifico Inferiore (P.C.I.)	18,8-21,6 MJ/Nm ³

Il vantaggio della digestione anaerobica risiede nella possibilità di ottenere, da materia organica, energia rinnovabile sotto forma di gas combustibile; inoltre il processo di digestione anaerobica per il trattamento della biomassa organica si presta particolarmente bene per l'applicazione negli allevamenti zootecnici perché:

- velocizza il processo di stabilizzazione dei liquami da destinare allo stoccaggio e al successivo utilizzo agronomico;
- consente di ottenere un buon abbattimento degli odori e delle emissioni di gas serra e ammoniacale;
- permette il recupero dei liquami e degli altri reflui zootecnici.

Viceversa gli svantaggi principali sono costituiti dalla lentezza del processo (i microrganismi presentano di solito basse velocità di crescita e reazione) oltre alla necessità di mantenere l'ambiente di reazione in condizioni ottimali per la corretta riuscita del processo.

1.2.2 I substrati avviabili alla digestione anaerobica

Le matrici utilizzate nel processo produttivo di biogas (c.d. substrati) sono costituite da biomasse ricche di sostanza organica. I substrati utilizzati tradizionalmente sono gli effluenti zootecnici; tuttavia attualmente, data la possibilità di effettuare il processo in condizione di codigestione, vale a dire avviando alla digestione anaerobica diversi tipi di sostanze, è risultato possibile aumentare la produzione energetica e migliorare la complessiva resa degli impianti utilizzando diverse tipologie di matrici con una maggiore densità energetica.

Le principali matrici avviabili alla digestione anaerobica sono:

- Effluenti zootecnici: in questo caso la produzione di biogas dipende principalmente, oltre che dalla specie allevata anche da altre caratteristiche quali lo stadio di accrescimento e la modalità di stabulazione. I principali sono effluenti di bovini, liquami suini e deiezioni avicole.
- Residui colturali: sono costituiti da residui di coltivazioni agricole che vengono aggiunti come co-substrati alle deiezioni animali (foraggi, paglia, scarti di frutta).
- Colture energetiche dedicate: si tratta di colture prodotte al solo fine di essere impiegate in codigestione; l'uso di queste colture come co-substrato ottimizza la produzione di biogas e il riciclo dei nutrienti. Inoltre possono essere prodotte direttamente dall'azienda e mescolate con gli effluenti zootecnici, e il digestato ottenuto alla fine del processo può essere riutilizzato dall'azienda stessa come fertilizzante per i terreni.
- Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria: scarti provenienti dalla lavorazione industriale di prodotti agricoli sia solidi che liquidi. Tra i principali vi sono il siero di latte, reflui liquidi dell'industria della lavorazione dei succhi di frutta e scarti organici dell'industria della carne.
- Fanghi di depurazione: sono il residuo del processo di depurazione delle acque reflue urbane ed industriali.
- Frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) : queste frazioni organiche presentano un elevato grado di umidità (>60%) che le rende particolarmente adatte al processo di digestione anaerobica; tuttavia se ne sconsiglia l'uso in impianti di biogas da reflui zootecnici a causa delle problematiche connesse alla normativa di riferimento.

Figura 6 – Matrici avviabili alla digestione anaerobica e relativa resa in biogas⁷

SUBSTRATO	Resa biogas⁸ Nm³/t sostanza organica	Resa biogas Nm³/t tal qual	Contenuto in metano %
ALLEVAMENTO			
Liquame bovino	250-400	20-30	55-60
Letame bovino	350-450	60-75	55-60
Liquame suino	400-450	15-20	60-65
AGRICOLTURA			
Insilato di mais	600-680	190-210	52
Insilato di sorgo	500-560	140-160	52
Insilato di triticale	550-650	170-200	53
Insilato di erba	500-550	130-140	52
AGROINDUSTRIA			
Siero di latte	670	30	58
Buccette di pomodoro	350	80	55
Polpa di patate	580	100	52

1.2.3 Tecnologie di produzione applicabili al processo di digestione anaerobica

Un impianto a biogas è composto da diverse componenti tecnologiche:

- Sistema di alimentazione substrati (pompe, convogliatori, tramogge);
- Digestore anaerobico (vasca, copertura, sistemi di riscaldamento, miscelatori, valvola di sicurezza);
- Sistema per il trattamento del biogas (deumidificazione, desolfurazione, filtrazione);
- Unità di cogenerazione (motore, alternatore, scambiatore, circuito di raffreddamento e scarico fumi);

⁷ Dati da CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2008. *Energia dal biogas*. Prima edizione. Legnaro: Associazione Italiana Energie Agroforestali.

⁸ La resa delle diverse tipologie di matrici dipende dal loro Potenziale Metanigero Massimo o BMP (Biochemical Methane Potential) che esprime la quantità di biogas/metano massima ottenibile dalla degradazione della matrice.

- Installazioni elettriche ed allacciamento alla rete (quadri, cabina di trasformazione, contatori);
- Strumenti per l'automazione e il controllo del processo;
- Vasca di stoccaggio del digestato.

Le tecnologie applicabili al processo di digestione anaerobica tuttavia sono varie e dipendono principalmente dal tenore di sostanza secca del substrato che alimenta il reattore.

I substrati da immettere nel digestore, infatti, ai fini della produzione di biogas, devono presentare caratteristiche specifiche, sintetizzate nella Figura 7.

Figura 7 – Caratteristiche e composizione dei substrati

Caratteristica	Descrizione
Contenuto di solidi totali o sostanza secca	Contenuto in percentuale a partire dalla sostanza tal quale. Sono la somma dei solidi volatili e della sostanza inerte
Contenuto di sostanza inerte	Frazione residuale dopo il processo di combustione a 550°C
Contenuto di sostanza organica	Complementare alla sostanza inerte e include sia la sostanza organica volatile sia quella non volatile
Contenuto di solidi volatili	Frazione di sostanza organica che può gassificare
Contenuto di azoto e carbonio	E' misurato dal rapporto carbonio/azoto

Una volta inserita nel digestore, la biomassa viene separata in acqua e solidi totali (s.t.). I solidi totali poi vengono scissi in sostanza organica e sostanza inerte.

Di particolare interesse sono i solidi volatili in quanto essi costituiscono la parte delle matrici che può gassificare.

In relazione al contenuto di solidi totali, vi sono tre metodologie di digestione anaerobica:

- Digestione a umido, viene utilizzata quando il substrato da avviare in digestione ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%;

- Digestione a secco, quando il substrato presenta un contenuto di sostanza secca superiore al 20%;
- Digestione a semi-secco, utilizzata quando il substrato presenta valori di sostanza secca intermedi compresi tra il 10%-20%.

Il processo di digestione anaerobica può essere anche suddiviso in:

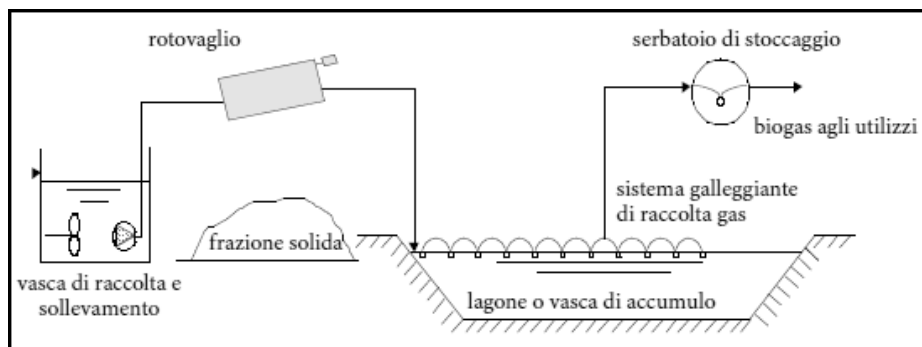
- Processo monostadio, quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigera avvengono contemporaneamente in un unico reattore.
- Processo bi-stadio: in un primo momento il substrato viene idrolizzato e al contempo avviene la fase acida, mentre in un secondo momento si ha la fase metanigera.

La resa in biogas, e quindi il relativo rendimento energetico presenta un'alta variabilità che dipende in primo grado dalla biodegradabilità della matrice utilizzata. In linea generale durante la digestione anaerobica si ottiene la riduzione del 45%-50% dei solidi volatili trattati. Tra le differenti tipologie di impianto per cui si può optare, interessante è la tipologia di **impianto semplificato di digestione anaerobica ricavato dalla copertura di una laguna di stoccaggio dei liquami**; questo tipo di tecnologia assume particolare interesse per le aziende che decidono di avviare alla digestione soltanto liquami suini, senza l'aggiunta di altre tipologie di biomasse. Il vantaggio derivante dall'utilizzo di tale sistema si sostanzia nella semplicità del sistema e nei bassi costi di investimento che permettono di ottenere come risultati:

- una riduzione delle emissioni maleodoranti;
- la stabilizzazione dei liquami;
- la raccolta e il successivo utilizzo del biogas prodotto.

La produzione di biogas così ottenibile può variare da 25 a 32 metri cubi/anno ogni 100 kg di peso vivo suino, pari a 15-21 metri cubi/anno di metano⁹.

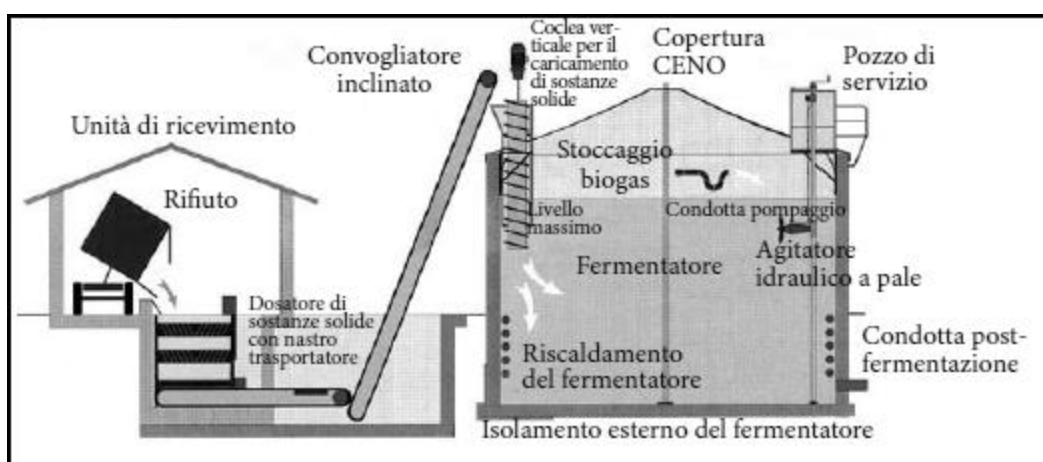
Figura 8 – Rappresentazione di impianto semplificato di digestione anaerobica



⁹ CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2011. *Biogas: metodi di valutazione del potenziale metanigero*. C.R.P.A. Notizie, vol.4.

Nel caso invece in cui si decida di avviare alla digestione liquami bovini e/o procedere alla codigestione di effluenti agro zootecnici con altri substrati è preferibile l'uso del **reattore completamente miscelato**. Quest'ultimo opera ad umido, sia in mesofilia che in termofilia, ed è dotato di un particolare sistema di alimentazione che lacera e taglia le matrici, consentendone la pesatura e la dosatura.

Figura 9 – Rappresentazione di impianto completamente miscelato, coibentato ed operante ad umido in mesofilia e/o termofilia



Quando invece vengono avviate alla digestione miscele di biomasse ricche di sostanza secca, può risultare conveniente l'installazione di un **reattore cilindrico orizzontale**, miscelato, coibentato ed operante sia in mesofilia che in termofilia.

Infine un'ulteriore suddivisione dei processi di digestione anaerobica può essere effettuata in base al tipo di modalità di alimentazione del digestore, che può essere sia continua che discontinua. Tra questi vanno ricordati i **sistemi di digestione a batch (alimentazione discontinua) e a secco**, che sono particolarmente adatti alla digestione di colture energetiche dedicate e alla loro possibile monofermentazione (tecnica non ancora pienamente diffusa).

Per quanto riguarda i costi di investimento, va premesso che la determinazione di questi varia sensibilmente in relazione alle specifiche esigenze di installazione e ai materiali avviati alla digestione. In linea generale possiamo stimare l'intervallo di costo compreso tra 250 e 700 euro per metro cubo di digestore anaerobico oppure tra 2.500 e 7.500 euro per kW elettrico installato¹⁰.

¹⁰ ENERGY&STRATEGY GROUP, 2012. *Biomass Energy Executive Report*. Milano.

1.2.4 Il digestato

Il digestato è un sottoprodotto ottenuto a valle del processo di digestione anaerobica, che può avere composizione e consistenza variabili a seconda della matrice utilizzata. Dato l'alto contenuto di nutrienti (azoto, fosforo e potassio) può essere utilizzato come materiale fertilizzante sulle colture agrarie¹¹.

In quasi tutti gli impianti di biogas, il digestato è sottoposto a un processo di separazione solido-liquida da cui si ottengono due frazioni:

- la frazione palabile (o solida) che, essendo ricca di sostanza organica ha buone proprietà ammendanti;
- la frazione chiarificata (o liquida) che, essendo ben dotata di azoto in forma ammoniacale, si presta per un pronto utilizzo come fertilizzante per le colture in sostituzione dei fertilizzanti di origine sintetica.

Le frazioni così ottenute vengono poi sottoposte a stoccaggio in vasche chiuse fino al successivo riutilizzo agronomico che può avvenire per interrimento o iniezione.

Vi sono diversi benefici derivanti dall'uso agronomico del digestato; innanzitutto si tratta di materiale stabilizzato, igienizzato e deodorato; è un materiale che assicura buoni apporti di sostanza organica al suolo e quindi buone proprietà ammendanti; ha proprietà fertilizzanti che lo rendono idoneo a sostituire i concimi di sintesi (azoto, fosforo e potassio); infine contribuisce alla riduzione dell'emissioni di gas serra in atmosfera.

Di contro, tra le problematiche più rilevanti relative all'utilizzo agronomico del digestato vi è il possibile aumento dell'emissione di ammoniaca in atmosfera e il rilascio di nitrati nelle acque.

Il primo problema può essere risolto utilizzando principalmente come fertilizzante la frazione chiarificata del digestato che, grazie alla sua maggiore capacità di infiltrazione nel suolo subito dopo lo spandimento, può ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera.

Per quanto riguarda i nitrati invece, questi sono una forma minerale dell'azoto solubili in acqua che si formano di solito dall'azoto contenuto nelle matrici che alimentano il digestore. Lo scioglimento dei nitrati in acqua può rendere sia le falde acquifere che le acque superficiali tossiche per l'uomo e creare effetti deleteri per l'ambiente. Tuttavia, se il digestato viene distribuito sul terreno secondo quanto previsto dalle *best practice* agricole, considerando quindi il bilanciamento totale di azoto nel terreno in relazioni ai prelievi di azoto ad opera

¹¹ Cfr ADANI F., D'IMPORZANO G., 2009. *Digestato: criteri di valutazione per il riutilizzo in agricoltura, una proposta del Gruppo RICICLA del Di.Pro.Ve. Milano.*

delle colture e dei successivi apporti, questo non dovrebbe più costituire causa di inquinamento delle acque.

Infine un ultimo utilizzo per il digestato è il possibile impiego nella produzione di concimi da destinare alla vendita; infatti gli impianti a biogas produttori di energia elettrica non utilizzano tutto il calore generato dalla combustione del gas, riservandone solo una parte per l'auto-riscaldamento del digestore; da qui la possibilità di utilizzare l'ulteriore calore in eccesso per seccare il digestato tal quale e renderlo frazione palabile. Il materiale così ottenuto dopo il processo di essiccazione risulta ricco di azoto e sostanza organica ad alto potere ammendante e potrebbe essere immesso in commercio nel mercato degli ammendanti commerciali.

Tra i vari vantaggi di quest'ulteriore impiego del digestato avremmo, da un lato, l'ulteriore ricavo che il produttore di biogas conseguirebbe dalla vendita degli ammendanti, e dell'altro, invece, una sostanziale riduzione dei costi di stoccaggio del digestato tal quale.

1.3 LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO E L'INCENTIVAZIONE DEGLI IMPIANTI

Il pacchetto Clima-Energia (anche conosciuto come accordo “20-20-20”), entrato in vigore nel Giugno del 2009 per dare attuazione alle indicazioni del Consiglio Europeo, ha come scopo principale la modifica della struttura del consumo energetico degli Stati Membri attraverso misure vincolanti atte a conseguire i seguenti obiettivi energetici:

- la riduzione, entro il 2020, di almeno il 20% delle emissioni di gas serra derivanti dall'uso di energia negli Stati Membri rispetto ai livelli di emissione di gas serra registrati negli stessi nel 1990;
- l'aumento del 20% della percentuale di energia **prodotta da fonti rinnovabili** entro il 2020;
- il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda l'energia prodotta da fonti rinnovabili, l'obiettivo fissato dal Piano d'Azione Nazionale (PAN)¹² è quello di soddisfare circa il 19% dei consumi finali lordi¹³ di energia attraverso il ricorso a fonti rinnovabili; in particolare, per ciascun settore, sono stati fissati i seguenti obiettivi:

- Per il settore elettrico, l'obiettivo è raggiungere il 35-38% dei consumi finali entro il 2020, pari all'incirca a 120-130 TWh/anno;
- Per il settore termico, l'obiettivo è di sviluppare la produzione da fonti rinnovabili fino al 20% dei consumi finali entro il 2020, pari a circa 11 Mtep/anno;
- Per il settore dei trasporti, viene confermato l'obiettivo europeo di un contributo da biocarburanti pari al 10% dei consumi entro il 2020, corrispondente a circa 2,5 Mtep/anno.

Nel settore elettrico, l'obiettivo fissato nell'accordo “20-20-20” in pratica è già stato conseguito con un anticipo di otto anni: 93 TWh di energia elettrica prodotta nel 2012 a fronte di un obiettivo al 2020 di 100 TWh/anno.

Come accennato più volte, il raggiungimento (e il superamento) di questo obiettivo è stato in larga parte dovuto a un sistema di incentivazione più che generoso che spesso non ha considerato la drastica diminuzione dei costi connessi all'implementazione di tali tecnologie¹⁴

¹² Cfr Strategia Energetica Nazionale

http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf

¹³ Comprendenti anche i trasferimenti energetici da altri Stati.

¹⁴ A titolo esemplificativo il settore del fotovoltaico ha registrato un abbattimento dei costi per l'implementazione e l'installazione dei pannelli stimato in circa il 70% tra il 2008 e il 2012.

e che ha garantito incentivi superiori a quella di tutti gli altri Paesi Europei e, di conseguenza, una profittabilità degli investimenti molto elevata.

Le politiche riguardanti il sistema incentivante adottate negli anni passati hanno avuto diverse conseguenze, alcune con ricadute negative e altre con effetti positivi.

In primo luogo si è assistito alla formazione di una “bolla” nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, che ha comportato da un lato un vero e proprio boom di sviluppo del settore e, dall’altro, un sostanziale abbattimento dei costi in pochissimi anni; con una ponderazione più razionale e calibrata degli incentivi sarebbe stato possibile installare, a parità di spesa, quasi il doppio degli impianti.

In secondo luogo si è avuto un aumento significativo dei costi per tutto il sistema energetico nazionale che si è tradotto in un aumento di oltre il 20% della bolletta elettrica italiana, con un impegno totale di circa 170 miliardi di euro sui 15-20 anni di durata degli incentivi.

Di contro non possono essere non menzionati i diversi effetti positivi che lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili ha comportato. Tra questi ricordiamo¹⁵:

- Benefici ambientali, con una riduzione di emissioni di CO₂ pari a 18 milioni di tonnellate;
- Benefici economici, come la diminuzione delle importazioni di combustibili fossili per 2,5 miliardi all’anno e l’appiattimento della curva di domanda sul mercato energetico all’ingrosso con un risparmio stimato in 400 milioni di euro all’anno;
- Lo sviluppo del settore della produzione di energia da fonti rinnovabile che ha conosciuto tassi di crescita significativi, anche in questi anni di crisi, e che ha permesso agli operatori italiani di posizionarsi nel mercato in modo tale da sfruttare le opportunità di crescita globale in diversi segmenti, con punte di eccellenza su alcune tecnologie.

¹⁵ Cfr

http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf

1.3.1 Il Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 e il nuovo sistema di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti a biogas

A partire dal 1° gennaio 2013 il vecchio sistema incentivante, basato principalmente sul doppio meccanismo della tariffa onnicomprensiva e dei Certificati Verdi (CV), è stato modificato ad opera del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 che ha dato attuazione all'art. 24 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, avente ad oggetto norme *“sull’incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”*.

Con questo decreto ci si propone di realizzare diversi obiettivi: in primo luogo un graduale avvicinamento alla *grid parity* (competitività energetica), attraverso la riduzione degli incentivi; in secondo luogo vengono poste le basi per uno sviluppo ordinato e sostenibile del settore attraverso meccanismi di competizione (aste) e controllo dei volumi (registri); per ultimo si privilegiano quelle tecnologie con maggiori ricadute sulla filiera economica nazionale e si prevedono misure che favoriscono una maggiore integrazione delle tecnologie rinnovabili con il mercato e con la rete.

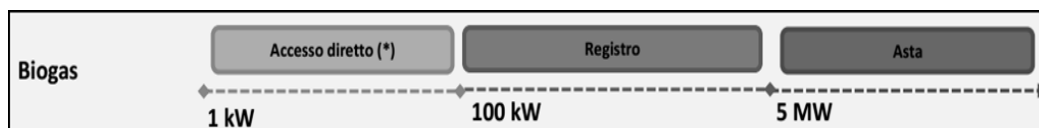
L'ambito di applicazione della nuova normativa è rappresentato dagli *“impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, aventi potenza non inferiore a 1 kW e che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012”*¹⁶. Inoltre vengono anche disciplinate le modalità con cui gli impianti già in esercizio e incentivati attraverso il D.M. 18 dicembre 2008 passeranno, entro il 2016, dall'incentivazione mediante i Certificati Verdi ai nuovi meccanismi incentivanti.

Vengono definite poi quattro differenti modalità di accesso agli incentivi che variano in ragione della potenza dell'impianto:

- **Accesso diretto** per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas alimentati da prodotti di origine biologica o da sottoprodotti della medesima origine, aventi una potenza non superiore a 100 kW;
- **Iscrizione in appositi registri**, per impianti che eccedono il limite di 100 kW e che non superino il limite dei 5 MW;
- **Iscrizione ai Registri per gli interventi di rifacimento**, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza dopo l'intervento risulti eccedere quella massima prevista per l'accesso diretto;

¹⁶ Art. 3 D.M. 6-7-2012.

- **Accesso e determinazione degli incentivi attraverso la partecipazione ad Aste al ribasso** gestite dal GSE per via telematica per gli impianti con potenza superiore a 5 MW.



Gli incentivi vengono riconosciuti sulla base della produzione di energia elettrica netta¹⁷ immessa in rete dall'impianto; l'energia auto consumata invece non ha accesso agli incentivi. La durata degli incentivi è fissata in 20 anni, pari alla vita media utile convenzionale di questi impianti; il periodo di diritto agli incentivi decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Il Decreto prevede due differenti meccanismi incentivanti a seconda della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- Una tariffa incentivante onnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, che viene determinata dalla somma tra la tariffa incentivante di base e l'ammontare di eventuali premi corrisposti ad esempio per la cogenerazione ad alto rendimento e/o la riduzione delle emissioni;
- Un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli con potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa onnicomprensiva, determinato come differenza tra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia. L'energia prodotta dagli impianti che accedono a questa tipologia di incentivo resta quindi nella disponibilità del produttore.

Il D.M. 6-7-2012 individua il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che sono entrati in esercizio nel 2013; lo stesso decreto all'art. 7 prevede la riduzione annuale del 2% del valore delle tariffe, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale; tale riduzione non si applica nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per l'accesso ai registri e alle aste.

¹⁷ La produzione netta di energia immessa in rete è pari al minor valor tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso.

Figura 10 – Tabella tariffe incentivanti per l'anno 2014¹⁸

Alimentazione Impianto	KW Impianto	Tariffa base €/MWh	Premio Cogenerazione ad alto rendimento	Premio Cogeneraz. + Recupero Azoto	Premio Cogeneraz. + Recupero 30% Azoto	Premio Recupero 40% Azoto
a) Prodotti di origine biologica	1<P≤300	180	40	30	20	15
	300<P≤600	160	40	30	20	15
	600<P≤1000	140	40	30		
	1000<P≤5000	104	40	30		
	P>5000	91	40	30		
b)						
Sottoprodotti di origine biologica - rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli indicati alla lettera c)	1<P≤300	236	10	30	20	15
	300<P≤600	206	10	30	20	15
	600<P≤1000	178	10	30		
	1000<P≤5000	125	10	30		
	P>5000	101	10	30		
c) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente						
	1<P≤1000	216	10	30	20	15
	1000<P≤5000	109	10	30		
	P>5000	85	10	30		

I valori nella tabella evidenziati in grassetto fanno riferimento ad incentivi tra di loro non cumulabili

Inoltre il decreto definisce una serie di premi che possono aggiungersi alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio.

¹⁸ Allegato 1, Tabella 1.1. del D.M. 6 luglio 2012.

In particolare, per gli impianti di potenza compresa tra 1 MW e 5 MW sono previste le seguenti maggiorazioni, tra di loro cumulabili:

- Maggiorazione della tariffa di 10 €/MWh se l'esercizio degli impianti contribuisce a una riduzione delle emissioni di gas serra in accordo ai valori obiettivo stabiliti dall'ENEA;
- Maggiorazione della tariffa di 20 €/MWh se gli impianti sono alimentati da biomasse provenienti da filiera ricomprese tra le tipologie indicate nella tabella 1-B¹⁹.

Nel caso in cui gli impianti operino in regime di **cogenerazione ad alto rendimento**, alla tariffa di riferimento si aggiungono le seguenti maggiorazioni:

- Maggiorazione di 40 €/MWh per gli impianti alimentati da prodotti di origine biologica;
- Maggiorazione di 40 €/MWh per gli impianti alimentati da sottoprodotti di origine biologica qualora il calore sia usato per il teleriscaldamento;
- Maggiorazione di 30 €/MWh per impianti che prevedono il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre fertilizzanti;
- Maggiorazione di 10 €/MWh per gli altri impianti.

I gestori degli impianti con potenza fino al MW hanno la facoltà di chiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete e l'erogazione di una tariffa onnicomprensiva; per gli impianti con potenza superiore al MW, invece, il GSE erogherà, con riguardo alla produzione immessa in rete, il corrispondente incentivo decurtato del prezzo di vendita dell'energia (l'energia prodotta rimane quindi nella disponibilità del produttore).

Per quanto riguarda l'iscrizione al registro per gli impianti con potenza compresa tra 1 MW e 5 MW, il gestore dell'impianto dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale richiede accedere agli incentivi. L'iscrizione al registro può essere richiesta da tutti i soggetti in possesso dell'autorizzazione alla costruzione dell'impianto.

Una volta richiesta l'iscrizione, il GSE stila delle graduatorie per l'accesso ai registri; dopo l'ingresso in graduatoria, gli impianti devono entrare in esercizio entro 22 mesi dalla data di comunicazione dell'esito positivo se alimentati da prodotti e sottoprodotti di origine biologica ed entro 28 mesi se alimentati da rifiuti per i quali la frazione organica è determinata in maniera forfettaria.

Qualora non dovessero essere rispettati i suddetti termini, la tariffa incentivante verrà decurtata di un ammontare pari al prodotto dei mesi di ritardo (rispetto al limite massimo di

¹⁹ Pagina 79 del Supplemento Ordinario n. 143 alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 159 del 10 luglio 2012.

un anno) moltiplicato per 0,5%; trascorso il termine massimo di un anno decade il diritto all'incentivo.

Gli impianti con potenza superiore a 5 MW si aggiudicano gli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso.

Inoltre per la partecipazione alle procedure d'asta è necessario ottenere l'autorizzazione del GSE che viene rilasciata solo a quei soggetti in possesso di determinati requisiti di solidità economico-finanziaria. In particolare il GSE richiede :

- La certificazione di un istituto bancario che attesti la capacità economica-finanziaria del richiedente in relazione all'entità dell'investimento, considerando anche la redditività dell'investimento stesso, nonché la capacità economico-finanziaria del gruppo societario di appartenenza;
- Una capitalizzazione pari al 10% dell'investimento previsto.

In aggiunta è richiesto anche il versamento di una cauzione provvisoria in sede d'iscrizione all'asta e una definitiva alla comunicazione di esito positivo della procedura. Nel caso di successiva esclusione dalla graduatoria, il GSE restituisce la cauzione provvisoria entro 15 giorni.

L'asta al ribasso è effettuata attraverso offerte ridotte in percentuale rispetto alla base d'asta; non sono accettate offerte inferiori al 2% della base d'asta.

A parità di offerta al ribasso vengono applicati i seguenti criteri di priorità:

- Impianti già in esercizio;
- Impianti alimentati da rifiuti la cui frazione organica è determinata forfettariamente;
- Anteriorità dell'autorizzazione del GSE.

Gli impianti aggiudicatari dell'asta devono essere operativi entro 40 mesi dalla data di comunicazione dell'assegnazione dell'incentivo spettante, senza riguardo alla tipologia di alimentazione dell'impianto. Il mancato rispetto di questo termine comporta la diminuzione dello 0,5% dell'incentivo spettante per ogni mese di ritardo fino ad un massimo di 24 mesi. Decorso questo termine il soggetto titolare dell'impianto decade dal diritto agli incentivi.

1.4 CARATTERISTICHE DELLA FILIERA DEL BIOGAS

La filiera del biogas, e in particolare la filiera di approvvigionamento delle matrici con cui alimentare l'impianto, ha una rilevanza fondamentale per lo sviluppo del settore e per la redditività degli investimenti. E questo perché la filiera del biogas, a differenza di altre filiere energetiche, ha alcune caratteristiche che la rendono particolarmente adatta per il settore agricolo/zootecnico per i seguenti motivi:

- È una filiera **elastica** che consente lo sfruttamento energetico di una serie molto ampia di prodotti e sottoprodotti (effluenti zootecnici, sottoprodotti agro-industriali umidi, sottoprodotti animali) che altre filiere non riescono a sfruttare, riducendo la competizione per l'approvvigionamento della biomassa e il relativo rischio;
- È una filiera tipicamente **corta** : a monte infatti nasce corta dal momento che utilizza prodotti che non possono essere trasportati per lunghe distanze date le loro caratteristiche di umidità; a valle si completa corta dal momento che deve gestire l'output del processo di digestione anaerobica (il digestato) che per ragioni tecniche ed economiche deve trovare collocazione nelle immediate vicinanze dell'impianto;
- È una filiera agricola, con un dimensionamento degli impianti che parte da 20 kW e arriva fino a 2-3 MW, consentendo a un gran numero di aziende di trovare il dimensionamento ottimale ed una valida alternativa/integrazione al reddito derivante da attività agricola;
- È una filiera che può disporre ancora di un regime incentivante favorevole, sebbene ridimensionato rispetto al passato, che può garantire buoni margini di redditività per l'attività di produzione di energia elettrica;
- È una filiera a basso impatto ambientale, giacché da un lato riduce l'impatto ambientale degli allevamenti, dall'altro consente la produzione di energia pulita, evitando il ricorso a fonti fossili;
- Può portare alla produzione di biometano, ovvero biogas purificato contenente un'alta percentuale (98%) di metano da destinare in rete, negli impianti di cogenerazione e come biocombustibile da autotrazione.

1.5 MODALITA' DI IMPIEGO DEL BIOGAS E DEL BIOMETANO

Alla fine del processo di digestione anaerobica, il biogas così ottenuto viene immagazzinato nel gasometro e può essere destinato a tre diversi usi energetici:

- combustione diretta in caldaia, per la sola produzione di energia termica;
- combustione in un generatore, per la sola produzione di energia elettrica;
- combustione in un cogeneratore, per la produzione combinata di energia termica ed elettrica;
- produzione di biometano (autotrazione o immissione nella rete elettrica).

Tuttavia, prima di poter essere utilizzato il biogas deve essere sottoposto a una serie di trattamenti preliminari che lo rendono poi idoneo al suo successivo uso energetico.

Il primo trattamento è la filtrazione del biogas che serve per separare eventuali parti solide createsi dal moto ascensionale all'interno del digestore. Successivamente il biogas viene sottoposto a un processo di desolfurazione, in modo tale da abbattere la sua carica di zolfo. Infine, per evitare condense acide lungo le condotte, si procede alla deumidificazione in cui viene catturata l'umidità in eccesso di cui il biogas è intriso.

Come accennato sopra, il biogas può essere utilizzato per generare energia termica; in questo caso il biogas verrà fatto bruciare in una caldaia e parte del calore così prodotto verrà utilizzata per il riscaldamento del digestore.

In Italia tuttavia soltanto pochissimi impianti producono esclusivamente calore tramite la combustione in caldaia; infatti rinunciare alla produzione di energia elettrica significa altresì rinunciare al beneficio economico derivante dalla cessione in rete dell'energia prodotta. Questa scelta impiantistica è stata spesso adottata da alcuni grandi caseifici in cui alla disponibilità di reflui zootecnici si accompagna un'ingente richiesta di calore per la produzione casearia.

Qualora invece si decida di optare per la produzione di energia elettrica sarà necessario installare un generatore o un cogeneratore.

Il generatore è un motore a combustione interna per la generazione di energia elettrica; al fine di produrre energia elettrica secondo le specifiche esigenze di rete, questi motori lavorano ad un basso numero di giri. Ciò si traduce in un rendimento elettrico che oscilla tra il 30% e il 40% in relazione alla potenza e all'efficienza del motore.

Per cogenerazione invece si intende la produzione combinata di energia elettrica e termica (indicata con l'acronimo inglese di *Combined Heat and Power generation*) da un unico impianto. Il valore aggiunto derivante dall'installazione di un sistema cogenerativo si

sostanza nella possibilità di produrre energia elettrica e al contempo di recuperare parte del calore che rimane inutilizzato e viene disperso in atmosfera. La configurazione più diffusa di cogeneratore prevede l'integrazione tra un motore a combustione interna (diesel o turbina a gas), allacciato ad un generatore elettrico, e uno scambiatore per il recupero del calore.

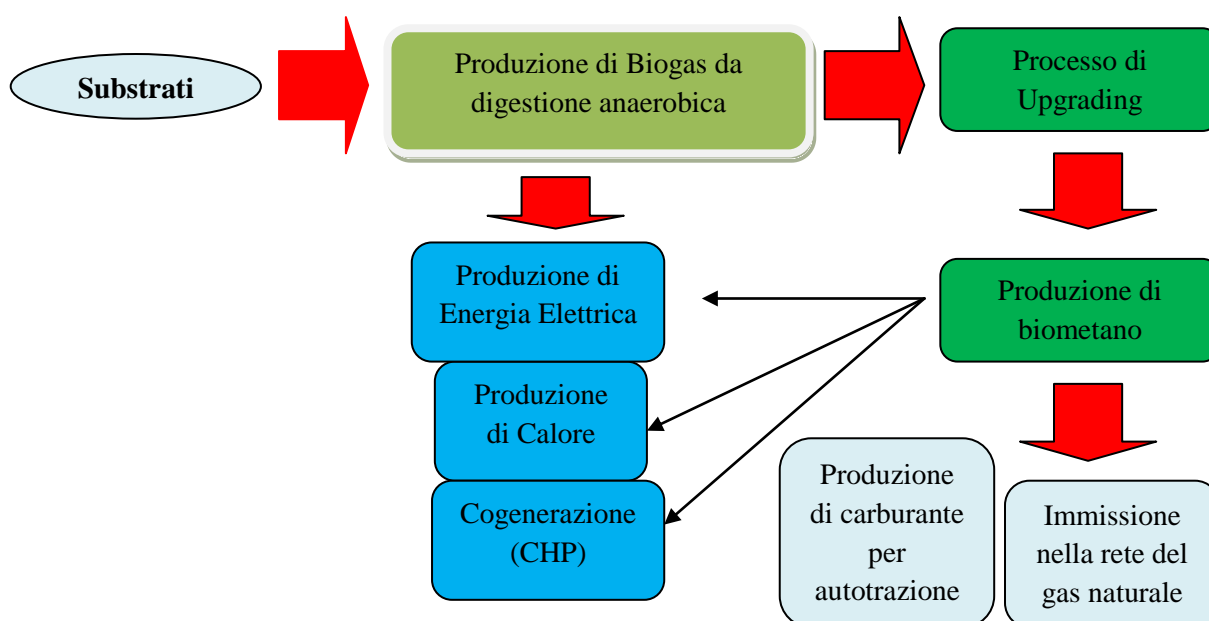
In termini di efficienza energetica²⁰ un impianto cogenerativo permette di realizzare rendimenti medi complessivi che oscillano attorno all' 80-90%. Rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica l'aumento di efficienza è stimato in circa il 30-40%.

Va ricordato comunque che, stante le difficoltà di immagazzinamento e di trasporto del calore, l'installazione di un cogeneratore risulta conveniente solo se questo si trovi nell'immediate vicinanze dell'entità da riscaldare.

In linea generale, tanto in Italia quanto all'estero la maggior parte degli impianti di biogas è dotata di generatore e/o cogeneratore; quindi la produzione di energia elettrica risulta essere attualmente la modalità più diffusa di impiego del biogas.

Infine, il biogas può essere destinato ulteriormente al processo di upgrading per la produzione di biometano; la catena di produzione/impiego del biogas e del biometano è rappresentata in Figura 11. Anche dal biometano è possibile produrre energia elettrica, energia termica o entrambe in cogenerazione, tuttavia il biometano presenta una filiera più flessibile potendo trovare utilizzo sia nei pressi dell'impianto, sia essere trasportato in luoghi distanti, attraverso l'immissione nella rete del gas naturale, o essere impiegato come biocombustibile per autotrazione.

Figura 11 – Modalità di impiego del biogas e del biometano



²⁰ ENTE NAZIONALE PER LA MECCANIZZAZIONE AGRICOLA, 2010. *Valorizzazione energetica del biogas*. Roma

CAPITOLO 2

DAL BIOGAS AL BIOMETANO : IL PROCESSO DI UPGRADING

2.1 IL BIOMETANO COME FONTE ALTERNATIVA

Tra i diversi utilizzi del biogas, sempre maggiore rilevanza sta acquisendo il processo di purificazione (upgrading) del biogas in biometano.

La direttiva 2009/28/CE indica il biometano come uno dei biocarburanti con la più alta percentuale di riduzione di gas serra (oltre l'80%) e con la più alta densità energetica dovuta al suo potere calorifico di 50 MJ/Kg.

La produzione di biometano dal biogas, infatti, offre un'ampia serie di vantaggi.

In primo luogo va citato il potenziale contributo del biometano alla lotta al cambiamento climatico; infatti esso può sostituire perfettamente il metano di origine fossile contribuendo così alla riduzione dell'emissione di gas serra; infatti, le biomasse da cui esso è ricavato catturano l'anidride carbonica che si produce durante la sua combustione, rendendo possibile il suo utilizzo senza effetti negativi sul clima.

In secondo luogo, la produzione di biometano può ridurre considerevolmente la dipendenza dalle importazioni estere, contribuendo al miglioramento della bilancia dei pagamenti e della sicurezza nazionale. L'Italia è oggi tra i primi paesi importatori al mondo di gas naturale²¹ (con un valore delle importazioni pari a 70 miliardi di metri cubi/anno); la produzione di biometano può ridurre la quota delle importazione e al contempo compensare il progressivo

²¹ ENTE NAZIONALE PER LA MECCANIZZAZIONE AGRICOLA, Gennaio 2014. *Incentivi per la produzione di biometano*. Roma.

esaurimento del metano estratto in Italia (che ammonta a circa il 10% del consumo interno totale).

Lo sviluppo del segmento della raffinazione del biogas in biometano è praticamente agli inizi. Lo sviluppo di queste tecniche produttive all'interno del settore del biogas, può dare ulteriore impulso allo sviluppo economico specialmente nelle aree rurali. Infatti la produzione di biogas crea posti di lavoro nel settore agricolo, nella logistica, nella progettazione e costruzione degli impianti; inoltre viene offerta agli agricoltori un'importante opportunità di reddito, che contribuisce a rendere sostenibile l'attività agricola tradizionale.

Inoltre tanto il biogas quanto il biometano rappresentano fonti di energia rinnovabile programmabili e possono essere prodotti durante tutto il corso dell'anno; le biomasse avviate alla digestione anaerobica possono essere insilate per lungo tempo e questa circostanza le rende disponibili per compensare l'indisponibilità di altre fonti energetiche rinnovabili che tuttavia non sono programmabili ma dipendono da fattori climatici (eolico, fotovoltaico).

Infine, attraverso l'immissione del biometano in rete, si ottiene una grande flessibilità per la rete di distribuzione dal momento che si rende questa fonte energetica rinnovabile disponibile lì dove ve ne sia domanda, senza dipendere dal posizionamento dell'impianto a biogas di solito situato lontano dai centri abitati.

Inoltre, il biometano può essere miscelato col metano per autotrazione perseguendo un duplice obiettivo:

- il raggiungimento degli obiettivi energetici stabiliti dal PAN (Piano di Azione Nazionale) in tema di miscelazione dei biocarburanti;
- il biometano può essere prodotto e immagazzinato per raggiungere punti di distribuzione di metano per autotrazione non ancora servita dalla rete.

Nel prosieguo si analizzeranno nel dettaglio le principali modalità di upgrading e le modalità di incentivazione per la produzione di biometano.

2.2 LA DIFFUSIONE DEL METANO E LE POTENZIALITA' DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO

Il gas metano in Italia viene utilizzato soprattutto per l'uso domestico e per il riscaldamento e viene trasportato grazie alla rete del gas naturale che si estende per tutto il territorio della penisola (ad esclusione della Sardegna).

Nel 2013 il consumo di metano attraverso la rete è stato pari a 23 milioni di metri cubi²², con un consumo pro capite di circa 390 metri cubi (in leggera flessione rispetto al triennio precedente, 4,5% in meno). Tuttavia la domanda interna di gas naturale è stata coperta solo per l'11,5% dalla produzione nazionale²³. Quasi la metà di questa deriva dai giacimenti marini situati nell'Alto Adriatico, mentre per quanto riguarda gli impianti di estrazione terrestri i principali si trovano in Basilicata (dove viene prodotto il 15% della produzione nazionale) seguita da Puglia, Emilia-Romagna e Sicilia.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) elaborata dal Ministero per lo Sviluppo Economico e presentata nel Novembre 2012 ha posto tra i principali obiettivi lo "*Sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi*" stimando l'incremento della produzione di gas metano fino a circa 24 milioni di boe/anno. Per il raggiungimento dell'obiettivo la SEN prevede di utilizzare oltre alle riserve "certe" anche quelle "probabili" e quelle "possibili"²⁴. Tuttavia per conseguire questo obiettivo risulta necessario superare diverse problematiche, soprattutto quelle inerenti a possibili impatti ambientali negativi causati dall'installazione di infrastrutture energetiche.

In questo contesto quindi la produzione e la diffusione del biometano può assumere un ruolo strategico rilevante.

Non da meno va considerato che l'Italia detiene la quarta posizione mondiale in termini di parco autovetture alimentate a metano (o meglio ad alimentazione ibrida benzina-metano). Questa circostanza, unita ad una rete di gasdotti estesa e articolata su tutto il territorio nazionale, pone il nostro paese in una situazione potenzialmente interessante per l'utilizzo del biometano come carburante per autotrazione. Tuttavia la quota di auto alimentate a metano sul totale delle autovetture nel 2013 risultava ancora esigua e pari ad appena il 2% del totale²⁵.

²² Fonte ISTAT, dati ambientali delle città, Anno 2013.

²³ Fonte Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l'Energia.

²⁴ Secondo la classificazione internazionale, queste ultime due sono le quantità che possono essere recuperate con probabilità ragionevole (>50%) o meno probabili (<50%) in base alle condizioni tecniche, economiche e operative esistenti.

²⁵ Fonte ACI – Statistiche Automobilistiche 2013.

Tra i principali ostacoli per la diffusione della autovetture a metano vi è la scarsa presenza di distributori a metano sul territorio nazionale, con il 45% dei distributori operanti in appena tre regioni (Emilia-Romagna, Veneto e Lombardia).

Nonostante l'applicazione della tecnologia di upgrading del biogas in biometano sia oggi ancora agli albori, nei paesi dove la produzione di biogas è una realtà già da diversi anni (in particolare Germania, Paesi Bassi e Svezia), buona parte degli impianti di biogas utilizza il gas prodotto per la conversione in biometano²⁶. A titolo esemplificativo, nei Paesi Bassi un impianto su dieci produce biometano, rapporto che sale fino al 20% in Svezia. La Germania invece con più di ottanta impianti per la conversione del biogas in biometano, ne risulta essere il paese con il maggior numero, a fronte tuttavia di un'enorme diffusione degli impianti a biogas.

Anche in Italia gli impianti a biogas già in esercizio potrebbero essere interessati ad implementare tecnologie di upgrading in biometano, specialmente gli impianti in esercizio da diversi anni che coglierebbero un'ottima opportunità per continuare l'attività produttiva a condizioni economiche interessanti.

2.3 LE MODALITA' DI UPGRADING

Il biogas è composto da una percentuale di metano compresa in un range che va dal 45% al 70% a seconda del substrato avviato al processo di digestione anaerobica. Come già illustrato nei paragrafi precedenti²⁷, il secondo componente principale è l'anidride carbonica che rappresenta il 30-40% del biogas in volume oltre ad altri gas presenti in percentuali minori come idrogeno solforato, ammoniaca e vapore acqueo.

Il gas naturale di origine fossile invece contiene, a seconda della provenienza, dal 85% al 98% di metano.

Il biometano è definito dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n.28²⁸ come *“il gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale”*.

Per garantire una qualità del biometano analoga a quella del gas naturale in rete è necessario sottoporre il biogas ad un processo di purificazione e upgrading (rimozione dell'anidride carbonica) sino al raggiungimento della medesima qualità del gas naturale.

²⁶ Cfr PERSSON T., BAXTER D., 2014. *Biogas country overview (Country Report)*. IEA Bioenergy, Task n.37.

²⁷ Vedi Figura 5, pag. 13.

²⁸ Articolo 2, Comma 2, Lettera O.

Questo processo si articola attorno a tre fasi principali.

Nella prima fase si procede alla rimozione delle varie impurità attraverso la deumidificazione (ovvero rimozione del vapore acqueo presente all'interno del biogas che può causare fenomeni di corrosione, condensando nelle condotte del gas) e la desolforazione (che consiste nella rimozione dell'acido solforico) del biogas in uscita dal digestore.

La deumidificazione avviene principalmente attraverso sistemi di raffreddamento, compressione, assorbimento in soluzioni a base di glicoli, assorbimento su ossido di silicio o carbone attivo. Le modalità di desolforazione invece variano a seconda che il processo avvenga agendo sulla fase liquida del materiale sottoposto a digestione o direttamente sul biogas da sottoporre ad upgrading.

Nel primo caso vengono applicati metodi di precipitazione chimico-fisica, applicando alla fase liquida molecole di cloruro ferroso ($FeCl_2$), cloruro ferrico ($FeCl_3$) o solfato di ferro ($FeSO_4$).

La desolforazione del biogas invece avviene nel digestore, in un reattore specifico o nella stessa colonna dove ha luogo il processo di *upgrading*. I processi utilizzati sono sostanzialmente tre :

- trattamenti biologici di ossidazione posti in essere all'interno del digestore attraverso l'aggiunta controllata di ossigeno per favorire l'azione dei batteri ossidanti;
- assorbimento su carboni attivi;
- assorbimento chimico.

La seconda fase consiste nel processo di *upgrading* vero e proprio, vale a dire il processo di rimozione dell'anidride carbonica dal biogas. Diverse tecnologie di *upgrading* sono già disponibili sul mercato e hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente attuabili. La scelta della tecnologia di raffinazione economicamente ottimale ed altamente efficiente è dettata principalmente dalla qualità e quantità del biogas grezzo in entrata, la qualità di biometano desiderata, l'utilizzazione finale del gas e il funzionamento e le peculiarità specifiche dell'impianto di digestione anaerobica. Tra i principali metodi utilizzati vi sono:

- Assorbimento fisico con lavaggio ad acqua (PWS – Pressured Water Scrubbing): il processo si basa sulla solubilità in acqua dell'anidride carbonica; il gas viene convogliato attraverso un contenitore di acqua sotto pressione. Al termine del processo è necessario procedere all'essiccazione del gas.
- Assorbimento chimico con soluzioni di ammine: a differenza delle metodologie di PWS, i gas da rimuovere vengono assorbiti attraverso reazioni chimiche, in modo da aumentare in maniera considerevole il carico del fluido di lavaggio.

- Assorbimento PSA – Pressure Swing Adsorption: vengono utilizzati materiali quali zeoliti o carboni attivi, che agiscono come setacci molecolari per trattenere le molecole di anidride carbonica sulla loro superficie a determinate condizioni di pressione. L'anidride carbonica viene poi rilasciata in fase di depressione.
- Processi di separazione con membrane – Gaspermeation: si tratta di una tecnologia in continuo miglioramento particolarmente vantaggiosa se applicata ad impianti di piccole dimensioni. Il processo si basa sulle proprietà di semipermeabilità di alcuni polimeri che sono impermeabili dal metano ma permeabili dall'anidride carbonica. Fondamentale per la riuscita del processo è la rimozione dell'acido solforico e delle altre impurità.
- Trattamenti criogenici: questo processo innovativo si basa sul principio della compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione in turbina. Dopo la rimozione di anidride carbonica come liquido, il gas viene ulteriormente raffreddato per far condensare anche il metano. L'anidride carbonica viene separata dal biogas sotto forma di liquido, mentre il metano può essere separato in fase liquida o gassosa a seconda del sistema utilizzato.

La terza e ultima fase infine consiste nell'adeguamento del biometano ottenuto alle caratteristiche del gas naturale presente nella rete. Viene effettuato un condizionamento (aggiunta di propano per raggiungere il potere calorifico desiderato), un'odorizzazione (aggiunta di sostanza odorante per individuare eventuali perdite del sistema di distribuzione) e la regolazione della pressione (per adeguarla a quella della rete distributiva).

Alla fine del processo il biometano ottenuto contiene all'incirca il 98% di metano ed è chimicamente molto simile al gas naturale; ne deriva che le possibili destinazioni del biometano coincidano con quelle del gas naturale: stazioni di rifornimento del carburante poste nei pressi dell'impianto di biogas, cogenerazione in impianti centralizzati e utenze domestiche e industriali.

2.4 GLI INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO : IL DECRETO MINISTERIALE 5 DICEMBRE 2013

A fine 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Politiche Agrarie e Forestali ha emanato il Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013 che definisce le modalità operative di incentivazione del biometano.

La produzione di biometano può essere incentivata sia attraverso l'utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento, sia attraverso l'utilizzo nei trasporti o l'immissione nella rete del gas naturale; nei primi due casi ci si avvale degli strumenti già previsti dalla normativa, mentre per l'ultimo caso viene disciplinato un nuovo incentivo.

Per l'utilizzo del biometano **negli impianti cogenerativi ad alto rendimento** valgono le modalità di incentivazione descritte nei paragrafi precedenti²⁹.

La produzione di biometano **da destinare ai trasporti**, invece, rientra nell'ambito applicativo dell'art 33 del D.Lgs.3 marzo 2011, n.28 con il quale si disciplina l'incentivazione dei biocarburanti, vale a dire i carburanti prodotti da fonti rinnovabili. Viene previsto l'obbligo, in capo ai soggetti che immettono in consumo benzina e altri carburanti per i trasporti, di miscelare ad essi una percentuale minima di biocarburanti.

L'immissione in consumo dei biocarburanti viene documentata attraverso la consegna di appositi Certificati di Immissione in Consumo (CIC) rilasciati dal GSE. I CIC sono necessari per dimostrare di aver assolto l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti e possono essere commercializzati in modo tale da consentire ai soggetti obbligati, che tuttavia non hanno immesso in consumo quote sufficienti di biocarburanti, di acquisire i certificati da altri soggetti che invece hanno immesso quote in quantità superiore al loro obbligo.

I CIC vengono riconosciuti dal GSE nella misura pari a uno per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso in rete e in aggiunta vengono riconosciute delle maggiorazioni per i biocarburanti che accedono a meccanismi di premialità (come ad esempio i biocarburanti di seconda generazione).

In particolare viene riconosciuta una maggiorazione pari al raddoppio dell'incentivo (c.d. *double counting*) se per la produzione del biometano vengono utilizzati:

- la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a seguito di un processo di raccolta differenziata;

²⁹ Vedi Capitolo 1, Paragrafo 1.3.1.

- dei sottoprodotti³⁰ che costituiscono il residuo delle lavorazioni agricole e che non hanno altra utilità produttiva;
- alghe e materie di origine non alimentare, così come indicate nella tabella 1-B del D.M. 6-7-2012³¹.

Al fine di ottenere l'incentivazione *double counting* è necessario che l'autorizzazione alla costruzione dell'impianto per la produzione di biometano indichi esplicitamente che l'impianto potrà usare solo una o più delle materie su elencate. L'autorizzazione può consentire tuttavia la codigestione con altre materie di origine biologica in misura non superiore al 30% in peso delle biomasse; in questo caso il *double counting* sarà riconosciuto solo sul 70% del biometano prodotto.

Il Decreto prevede esplicitamente la stipula di un contratto, da inviare al GSE, tra il soggetto che immette il biocarburante in consumo e il soggetto che lo produce. La stipula del contratto è necessaria per verificare la provenienza del biometano da fonti rinnovabili.

Infine vi è un'ulteriore maggiorazione per i produttori che decidano di investire nella realizzazione di un nuovo impianto di distribuzione stradale del biometano. La maggiorazione si sostanzia in un incremento del 50% dei certificati spettanti ed è riconosciuta per 10 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di distribuzione. Il fine di queste disposizioni è quello di contribuire allo sviluppo e alla creazione di nuovi impianti di approvvigionamento del biometano, la cui scarsa presenza sul territorio nazionale costituisce un ostacolo alla diffusione delle autovetture alimentate con questo carburante.

Per quanto riguarda l'incentivazione del biometano **immesso nelle rete del gas naturale**, il D.M. 5 dicembre 2013 introduce una nuova regolamentazione che punta a garantire innanzitutto che il biometano immesso in rete rispetti tutte le condizioni tecniche minime per la sua circolazione nelle reti nazionali e locali, nonché la sua miscelabilità con il gas già presente in rete.

La nuova normativa prevede che i produttori di biometano possano richiedere la connessione alle reti di trasporto e distribuzione attraverso la stipula di contratti ad hoc con i gestori della rete, rispettando le condizioni previste nei codici di trasporto e distribuzione. L'immissione può avvenire:

- nella rete di trasporto del gas naturale;
- nella rete di distribuzione del gas naturale;
- in impianti di distribuzione di metano per autotrazione esistenti o da realizzare.

³⁰ Per l'individuazione dei sottoprodotti si rinvia all'elenco dell'art. 33 comma 5-ter del D.Lgs. 28/2011.

³¹ Pagina 79 del Supplemento Ordinario n. 143 alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 159 del 10 luglio 2012.

La normativa prevede la possibilità che il produttore di biometano realizzi in proprio le opere di connessione alle reti, previo rispetto delle norme tecniche e di sicurezza stabilite dall'Autorità competente.

In seguito al processo di upgrading, il biometano deve risultare compatibile a tutti gli effetti con il gas naturale, ovvero essere conforme a quelle che sono le specifiche chimico-fisiche di riferimento per il gas naturale trasportato nella rete dei metanodotti italiana; di conseguenza è necessaria la definizione di un quadro preciso di criteri, definito ex ante, per l'ammissibilità del biometano prodotto alla circolazione nella rete di trasporto e distribuzione del gas.

Ad oggi, tuttavia, non sono stati ancora emanate disposizioni in merito alle modalità di immissione e alle specifiche tecniche che il biometano prodotto deve possedere. Nelle more della definizione della regolamentazione (italiana ed europea) su tale aspetto, vengono previste alcune limitazioni all'immissione del biometano nelle reti, per ridurre il rischio della presenza di elementi dannosi (in particolare monossido di carbonio). Specificamente sarà concesso l'accesso alle reti solamente al biometano prodotto attraverso il processo di digestione anaerobica di matrici biologiche e sottoprodotti.

Per quanto riguarda le modalità specifiche di incentivazione, il legislatore ha optato, attraverso l'art. 3 del decreto, per lo strumento della tariffa premio:

- qualora il biometano sia prodotto da impianti di taglia superiore ai 250 Sm³/ora l'incentivo spettante ai produttori sarà calcolato come la differenza tra **il doppio del prezzo medio annuale**³² del gas naturale e **il prezzo medio mensile** del gas naturale stesso³³ (tale differenza rappresenta l'incentivo vero e proprio spettante al produttore);
- tutti gli impianti di taglia inferiore ai 500 Sm³/ora possono alternativamente optare per il regime di ritiro dedicato da parte del GSE per un valore pari **al doppio del prezzo medio annuale del gas** maggiorato dai premi previsti per gli impianti che utilizzano reflui zootecnici o sottoprodotti delle attività agricole, agro-alimentari, agro-industriali.

Gli incentivi previsti verranno erogati dal GSE per una durata di 20 anni; nel caso in cui gli impianti con taglia inferiore a 500 Sm³/ora optino per il regime di ritiro dedicato, occorrerà stipulare un contratto con il GSE che opererà da trader vendendo direttamente il biometano sul mercato del gas naturale.

³² Ci si riferisce al prezzo medio annuale osservato nell'anno precedente nel mercato del bilanciamento del gas naturale gestito dal GME (Gestore Mercati Energetici).

³³ Quest'ultimo viene riscontrato per ciascun mese di immissione del biometano in rete o alternativamente nel mercato a termine del gas naturale gestito dal GME.

In ultimo, al fine di assicurare un effettivo ritorno degli investimenti per la produzione di biometano e di favorire realtà produttive più virtuose e pienamente inserite nei contesti territoriali locali, sono previste una serie di maggiorazioni:

- gli impianti di taglia inferiore ai 500 Sm³/ora possono ottenere un incremento dell'incentivo del 10%, che viene però decurtato della stessa percentuale qualora l'impianto sia superiore ai 1000 Sm³/ora;
- gli impianti con capacità produttiva superiore a 250 Sm³/ora, ai fini dell'accesso all'incentivo devono assicurare che il titolo autorizzativo preveda l'impiego di sottoprodotti³⁴ per una percentuale almeno pari al 50% del peso delle matrici.
- Tutti gli impianti alimentati esclusivamente da sottoprodotti hanno diritto ad una maggiorazione del 50% dell'incentivo spettante.

Figura 12 – Incentivi spettanti ai produttori di biometano immesso nella rete del gas naturale anno 2014 (elaborazione propria dati GME – 2014)

Mese	Prezzo medio annuale rilevato nel mercato di bilanciamento del gas naturale 2013 (€/MWh)	Prezzo medio mensile 2014 (€/MWh)	Incentivo spettante al produttore (€/MWh)
Gennaio	27.86	27.55	28.17
Febbraio		25.66	30.06
Marzo		23.99	31.73
Aprile		22.73	32.99
Maggio		21.59	34.13
Giugno		19.44	36.28
Luglio		19.19	36.53
Agosto		21.25	34.47
Settembre		25.14	30.58
Ottobre		26.45	29.27
Novembre		25.97	29.75
Dicembre		25.20	30.52

³⁴ Ai sensi della Tabella 1-A del Decreto Ministeriale 6 luglio 2012.

CAPITOLO 3

IL FOTOVOLTAICO : SVILUPPO, MERCATO E MODALITA' DI VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA

3.1 EVOLUZIONE E SVILUPPO DELLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

3.1.1 Lo sviluppo del fotovoltaico a livello mondiale ed europeo

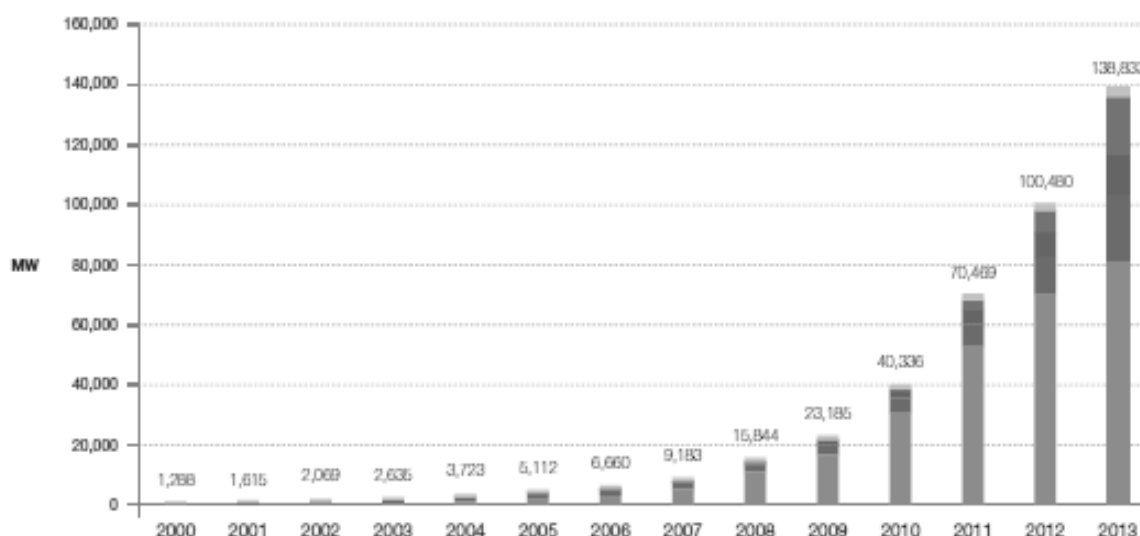
Il mercato del fotovoltaico a livello mondiale ha mostrato, nel corso degli ultimi dieci anni, tassi di crescita significativi che hanno portato la tecnologia fotovoltaica ad essere considerata potenzialmente tra le principali fonti di produzione di energia al mondo.

Anche durante gli ultimi anni di recessione economica il settore ha mostrato una continua crescita; in Figura 13 si può notare come, alla fine del 2009 la capacità cumulata di tutti gli impianti a livello mondiale fosse pari a oltre 23 GW, mentre un anno dopo era già quasi raddoppiata toccando il valore di 40,3 GW. Alla fine del 2013 la capacità installata cumulata a livello globale ha raggiunto il valore di 138,9 GW, vale a dire un ammontare capace di produrre almeno 160 TWh di elettricità annua³⁵.

L'Europa rimane la regione leader in termini di capacità installata cumulata, con 81,5 GW installati alla fine del 2013, che rappresentano circa il 59% della capacità installata a livello mondiale; al secondo posto vi sono i paesi asiatici che stanno registrando rapidi tassi di crescita con 40,6 GW attualmente installati.

³⁵ Dati European Photovoltaic Industry Association. EPIA, Marzo 2014. *Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018*. Tom Rowe.

Figura 13 - Capacità cumulata (MW) installata globale dal 2000 al 2013 (Fonte: EPIA)



Molti mercati al di fuori dell'UE, in particolare USA e India, hanno espresso solo una piccolissima parte del loro enorme potenziale; i paesi asiatici invece, nel corso del 2013 hanno iniziato a svilupparsi in maniera più rapida dei tradizionali mercati europei; infine diversi paesi dell'Africa, Medio Oriente e America Latina sono in procinto di iniziare un percorso di crescita significativa.

Ad ogni buon conto, la capacità cumulata installata al di fuori dell'Europa è quasi raddoppiato passando dai 30 GW del 2012 ai quasi 60 GW del 2013, confermando il riequilibrio tra Europa e Resto del Mondo e in particolare riflettendo l'andamento complessivo dei trend di consumo elettrici.

Figura 14 – Evoluzione delle installazioni annuali (MW) nel mondo 2009 – 2013 (Dati: EPIA)

	2009	2010	2011	2012	2013
RoW	80	284	508	N/A	N/A
Middle East/Africa	22	55	125	365	383
China	160	500	2.500	3.500	11.800
Americas	500	1.082	2.181	3.774	5.362
Asia Pacific	745	1.578	2.562	4.646	9.833
Europe	5.833	13.651	22.259	17.726	10.975
Totale	7.340	17.151	30.133	30.011	38.352

Per quanto concerne l'Europa, il forte sviluppo del mercato fotovoltaico che si è registrato fino al 2012, è stato principalmente il risultato dello sforzo di pochi paesi che hanno assunto la leadership in questo settore soprattutto grazie alle iniziative poste in essere dai policymakers, con in particolare Germania e Italia che hanno mostrato un continuo impegno nel sostenere lo sviluppo del fotovoltaico; basti pensare che nel 2012 dei 17,7 GW di installazioni complessive europee, 11,4 GW provenivano solamente questi due paesi.

Figura 15 – Andamento delle installazioni e della capacità cumulata 2012 – 2013 nei principali paesi europei (Dati: EPIA)

	Installazioni annuali 2012 (MW)	Capacità cumulata 2012 (MW)	Installazioni 2013 (MW)	Capacità cumulata 2013 (MW)	Watt/ Abitante 2013
Germania	7.604	32.411	3.304	35.715	436
Regno Unito	925	1.829	1.546	3.375	53
Italia	3.759	16.479	1.448	17.928	294
Spagna	332	5.221	118	5.340	116
Francia	1.115	4.060	613	4.673	71
Belgio	683	2.768	215	2.983	268

Tuttavia, nel 2013 la crescita europea è stata sostanzialmente limitata; in retrospettiva questo rallentamento può essere visto sia come conseguenza della crisi finanziaria che ha colpito i mercati europei, sia come un periodo di stabilizzazione del settore dopo il boom del fotovoltaico nel 2008. In particolare ha giocato un ruolo chiave la riduzione delle installazioni in Italia e Germania nel 2013 (Figura 15); infatti mentre la somma della capacità installata degli altri paesi è rimasta attorno ai 6 GW, il declino dei mercati di Italia e Germania ha ridotto il volume complessivo di nuove installazioni nel mercato europeo attorno agli 11 GW. Dopo anni di costante crescita nelle installazioni, per la prima volta la Germania è andata sotto la soglia di 3,5 GW di installazioni connesse alla rete nel 2013.

Viceversa per il Regno Unito il 2013 può essere considerato un anno record per il fotovoltaico; infatti con 1,5 GW di installazioni ha sottratto all'Italia la posizione di secondo mercato in Europa per volume di installazioni annuali.

Oltre Germania, Regno Unito e Italia (del cui mercato del fotovoltaico si tratterà nel successivo paragrafo), gli altri mercati europei, considerati in maniera aggregata, hanno mantenuto all'incirca lo stesso livello di installazioni del 2011 e del 2012, ma il contributo dei diversi paesi è stato differente da un anno all'altro.

La Francia, tra i paesi che hanno installato almeno un GW negli ultimi anni, ha effettuato installazioni per solo 613 MW nel 2013, un evidente riduzione se comparata con il livello di installazioni del 2011 e del 2012. Questo declino è stato causato principalmente da cambiamenti nel sistema incentivante e dall'avversione dei principali stakeholders nel settore energetico che ha generato un'immagine negativa della tecnologia fotovoltaica agli occhi dell'opinione pubblica.

Per quanto riguarda le previsioni di sviluppo del mercato europeo, l'andamento futuro dei mercati europei riscontra un elevato tasso di incertezza negli anni a venire. Infatti la drastica riduzione degli incentivi (e in particolare delle tariffe onnicomprensive) comporterà la contrazione di alcuni mercati nel 2015, con un limitato numero di mercati emergenti che potranno parzialmente attenuare delle contrazioni ancora più accentuate.

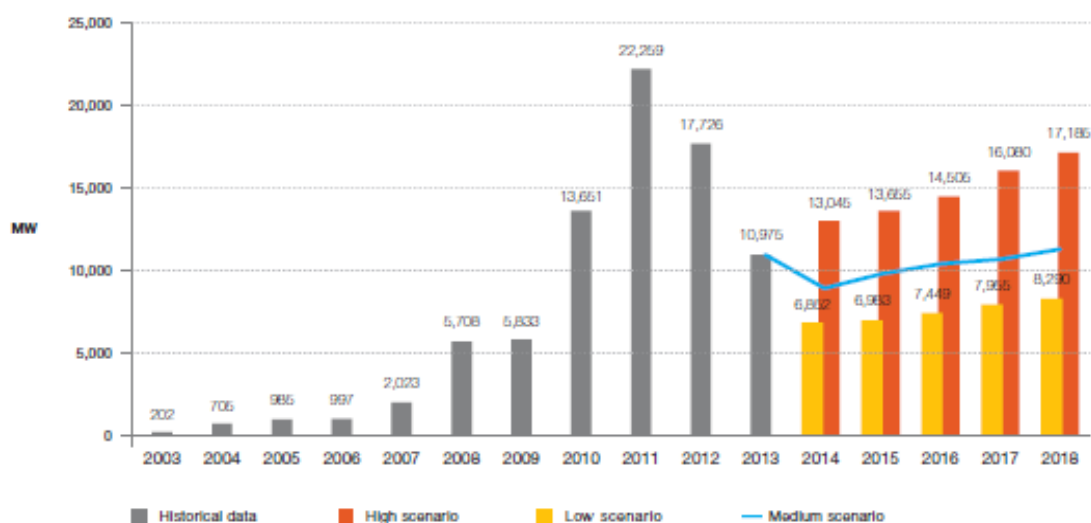
Le previsioni effettuate dall'European Photovoltaic Industry Association³⁶ si basano sull'individuazione di due scenari per il breve termine:

- Uno scenario a crescita ridotta (low case scenario);
- Uno scenario a crescita sostenuta (high case scenario).

La preferenza nella scelta tra uno o l'altro di questi scenari dipenderà sostanzialmente da due fattori principali:

- dalla decisione dei governi dei vari paesi riguardo le politiche di incentivazione;
- dalle reazioni del settore e dall'evoluzione del contesto competitivo all'interno dei singoli mercati.

Figura 16 – Scenari annuali del mercato fotovoltaico europeo fino al 2018 (Fonte: EPIA)



³⁶Cfr. European Photovoltaic Industry Association. EPIA, Marzo 2014. *Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018*. Tom Rowe.

Nello scenario a crescita ridotta, costruito ipotizzando nessuna forma di incentivazione da parte dei policymakers, la transizione verso un mercato competitivo in termini di costo potrebbe essere piuttosto difficoltosa nei prossimi anni, con un mercato europeo che si assesterebbe su un valore di 6-8 GW di nuove installazioni all'anno.

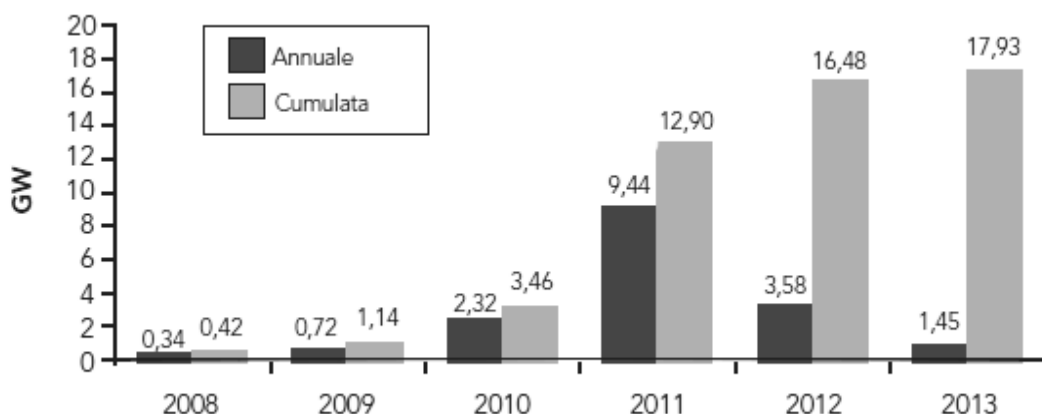
Nello scenario a crescita sostenuta invece, il mercato potrebbe stabilizzarsi a partire dal 2015 e poi crescere nuovamente dal 2016 in poi; i drivers della crescita sarebbero principalmente l'accresciuta competitività del fotovoltaico e lo sviluppo dei mercati emergenti. Per far sì che si concretizzi questa prospettiva sarebbe necessaria la stabilizzazione dei principali mercati europei (Germania e Italia), la continuità delle attuali politiche incentivanti nel Regno Unito, una ripresa dei mercati che avevano subito contrazioni rilevanti negli ultimi due anni (Spagna e Francia) e una riduzione contenuta nei mercati che hanno registrato alti tassi di installazioni alla fine del 2018. Inoltre il contributo in termini di crescita dei mercati di taglia media (Belgio, Olanda, Svizzera, Danimarca e Austria) potrebbe aiutare il mercato a mantenersi sui livelli previsti da questo scenario nei prossimi anni.

Lo scenario con la più alta probabilità di realizzazione invece, da un lato prevede un declino del mercato nel 2015 che potrebbe limitare l'ammontare di nuove connessioni intorno agli 8-9 GW, dall'altro tuttavia il raggiungimento della competitività (grid parity) del fotovoltaico in alcuni paesi chiave potrebbe aiutare il mercato a mantenere i livelli di 10-12 GW di nella seconda parte del decennio.

3.1.2 Il fotovoltaico in Italia

L'Italia è stato, ed è tutt'ora, uno dei paesi che ha trainato lo sviluppo del fotovoltaico in Europa. A fine 2013, la capacità cumulata è risultata pari a 17,9 GW su un totale di 591.029 impianti; solo nel corso del 2013, infatti, sono stati connessi 1,45 GW di nuova potenza.

Figura 17 – Andamento della potenza annuale e cumulata in Italia tra il 2008 e il 2013 (Dati: Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2014, GSE)



Secondo le elaborazioni del GSE, la potenza installata complessiva è costituita per il 98% da impianti che hanno richiesto l'accesso al Conto Energia e per il 2% da altri impianti, molti dei quali beneficiano del meccanismo dello scambio sul posto³⁷.

Il grafico illustrato in Figura 18 mostra come dal 2008 al 2011 il numero degli impianti è più che raddoppiato anno dopo anno raggiungendo complessivamente la quota di quasi 600.000 impianti a fine 2013.

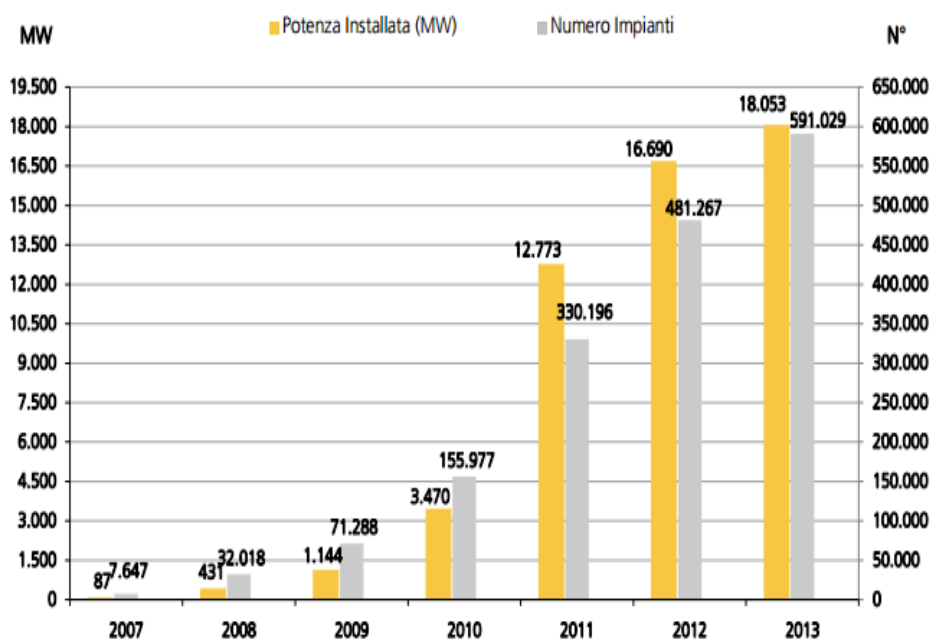
Questo rapido sviluppo delle fonti rinnovabili e in particolare degli impianti fotovoltaici in Italia ha profondamente trasformato il sistema di produzione dell'energia elettrica; infatti si è passati, in un intervallo temporale di pochi anni, da un sistema basato su un numero limitato di grandi impianti di produzione centralizzata ad un sistema di generazione e produzione di elettricità misto, basato sull'integrazione dei grandi impianti con moltissimi impianti di piccole e medie dimensioni con generazione distribuita.

Infatti, analizzando il rapporto tra potenza installata (MW) e numero di impianti illustrato in Figura 18, è possibile osservare questo trend; si evince come, da un lato la potenza installata

³⁷ Rapporto statistico 2014 Solare Fotovoltaico GSE.

sia aumentata più che proporzionalmente dal 2011 al 2013, dall'altro tuttavia il differenziale tra potenza installata e numero di impianti si sia notevolmente ridotto negli ultimi tre anni.

Figura 18 – Evoluzione della potenza installata e del numero di impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: GSE³⁸)



Tale trend è confermato anche guardando all'andamento della segmentazione della potenza installata entrata in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2013 (Figura 19); dal 2012 si è manifestata la prima forte inversione di tendenza nel mercato italiano, con le taglie residenziali e commerciali³⁹ che hanno invertito il trend degli anni precedenti guadagnando consistenti quote di mercato a scapito degli impianti industriali e dei grandi impianti. La stessa tendenza ha trovato conferma anche nel 2013, anno in cui la quota di installazioni nei segmenti residenziali e commerciali sale al 39% del totale delle installazioni.

Si consolida dunque il trend di ritorno alle c.d. “prime fasi” del mercato fotovoltaico italiano, con gli impianti di piccole e medie dimensioni a guidare le installazioni.

La causa principale di questa tendenza può essere trovata negli effetti che i meccanismi di incentivazione “indiretta” (in particolare detrazioni fiscali e “Scambio sul Posto”) hanno sulla

³⁸ Rapporto statistico 2014 Solare Fotovoltaico GSE.

³⁹ Ai fini della segmentazione proposta in Figura 19 vengono considerati appartenenti al segmento residenziale e commerciale gli impianti con potenza < 20 kW.

fattibilità dei *business plan*, oltre che nella maggiore quota di autoconsumo (superiore al 50%)⁴⁰ che l'investimento riesce a garantire.

Figura 19 – Segmentazione della potenza entrata in esercizio in Italia 2008 – 2013
(Fonte: Energy&Strategy Group)

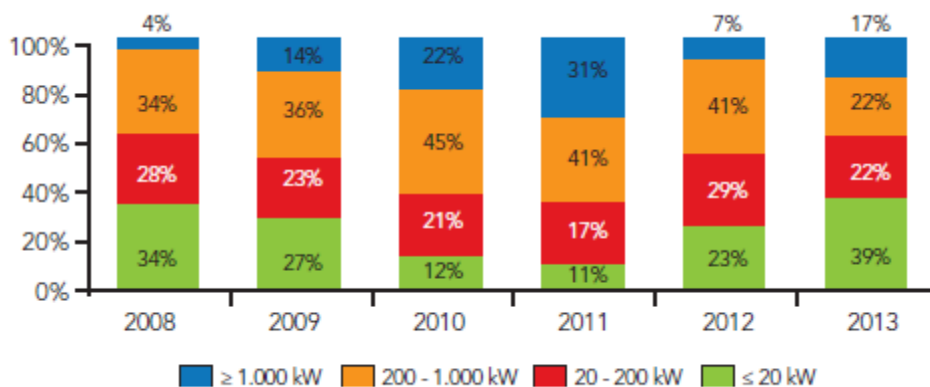
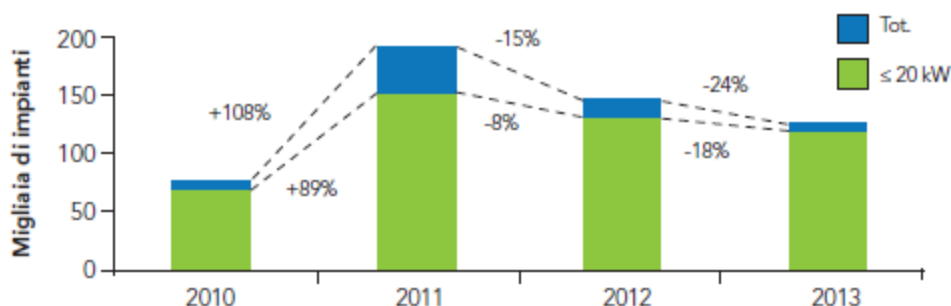


Figura 20 – Rapporto tra numero di impianti totali e numero di impianti residenziali (< 20 kW) entrati in esercizio in Italia 2010 – 2013 (Fonte: Energy&Strategy Group)



Anche osservando il numero di impianti entrati in esercizio in Italia tra il 2010 e il 2013 ci si rende conto dell'importanza crescente del segmento residenziale nel mercato fotovoltaico italiano.

Più complicata invece è la situazione che riguarda il segmento industriale⁴¹ che registra una contrazione del 47% della propria quota di mercato; le cause di questa contrazione vanno ricercate nel difficile raggiungimento di più alte quote di autoconsumo, che sono necessarie per sopperire all'impossibilità di accedere alla forma incentivante dello scambio sul posto,

⁴⁰ Cfr ENERGY&STRATEGY GROUP, Aprile 2014. *Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare*. Milano.

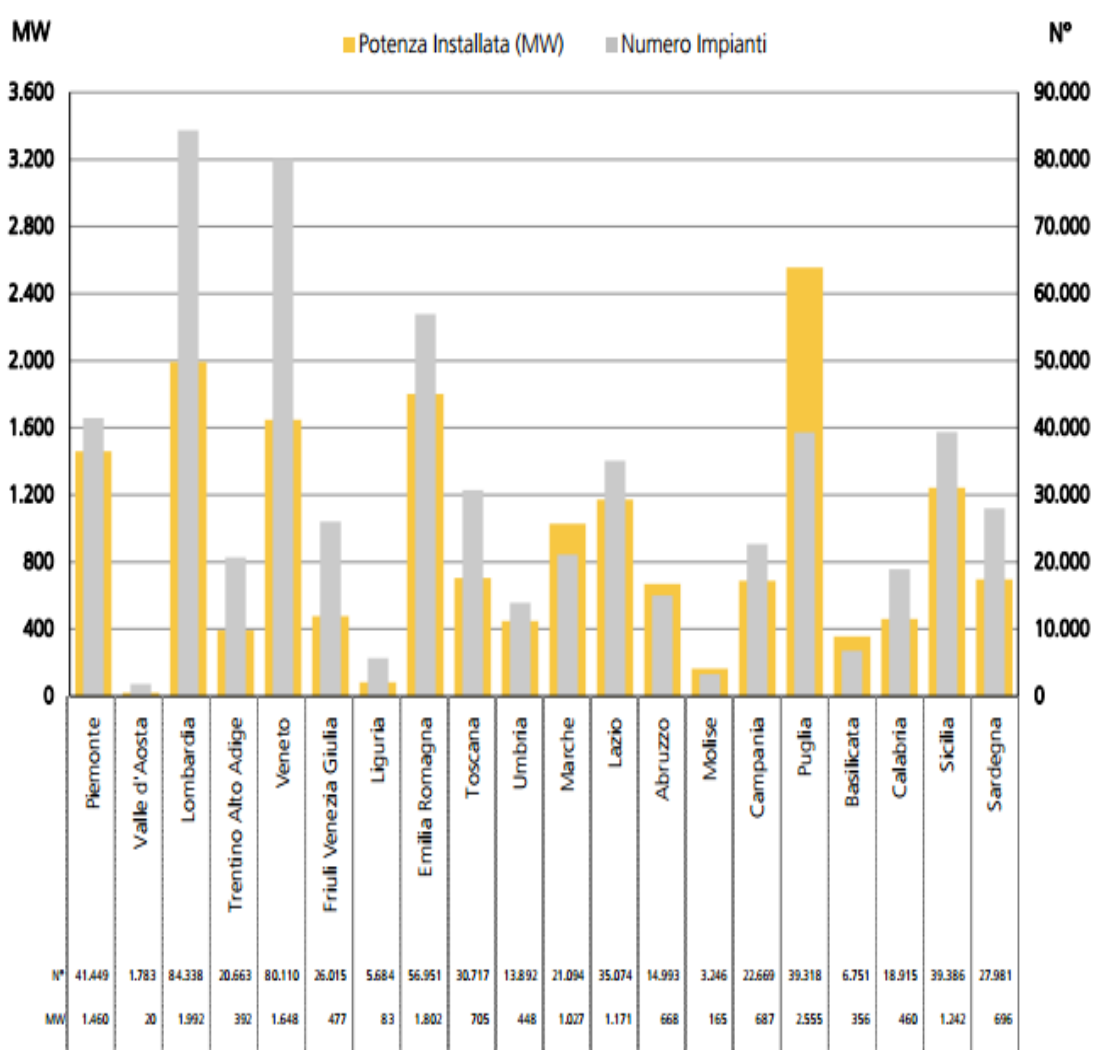
⁴¹ Vale a dire degli impianti di taglia superiore ai 200 kW.

oltre che nelle maggiori difficoltà di finanziamento dei progetti dopo la fine del precedente regime incentivante.

Infine, per quanto riguarda la distribuzione degli impianti a livello regionale, si può riscontrare una profonda disomogeneità; la maggiore concentrazione di installazioni si rileva al Nord, con circa il 54% degli impianti totali, concentrati soprattutto nelle regioni di Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna (Figura 21). Seguono il Sud con il 29% delle installazioni e in ultimo il Centro con il restante 17%.

La potenza installata, invece, si concentra per il 44% al Nord, il 38% al Sud e il 18% al Centro con la Puglia che detiene il primato sia per capacità cumulata con 2.555 MW installati, sia per maggior dimensione media degli impianti con un valore di 65 kW; sempre in termini di dimensione media degli impianti seguono la Basilicata (52,7 kW) e il Molise (50,7 kW), mentre la taglia media inferiore è invece in Valle d'Aosta (11,1 kW).

Figura 21 – Numero di impianti e potenza installata (MW) per regione (Fonte: GSE)



3.2 IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO E LE NUOVE PROSPETTIVE DI SVILUPPO

3.2.1 La segmentazione del mercato del fotovoltaico

Un'accurata analisi del mercato del fotovoltaico parte innanzitutto da un'operazione di segmentazione di questo, necessaria per comprendere in maniera più adeguata possibile quali siano i diversi segmenti di questo mercato e le installazioni più appropriate per ciascun tipo di segmento.

La segmentazione qui proposta⁴² è stata definita sulla base del *bisogno*, ovvero andando ad analizzare in primo luogo dove e in che modo vengono installati i pannelli e quali necessità energetiche intendono soddisfare. Si deduce che tale segmentazione non è stata realizzata in ragione della dimensione e della taglia dei pannelli fotovoltaici, giacché questa dipende principalmente dalla struttura degli schemi incentivanti, i quali sono differenti da Stato a Stato.

Il mercato può essere diviso in tre differenti segmenti:

- Ground Mounted Systems, vale a dire le grandi installazioni su terra che costituiscono i c.d. *parchi fotovoltaici*;
- Commercial and Industrial Applications, ovvero le installazioni sui tetti di capannoni, stabilimenti e fabbricati industriali;
- Residential Applications, ossia l'installazione finalizzata principalmente all'autoconsumo e posizionata sui tetti di immobili ad uso abitativo.

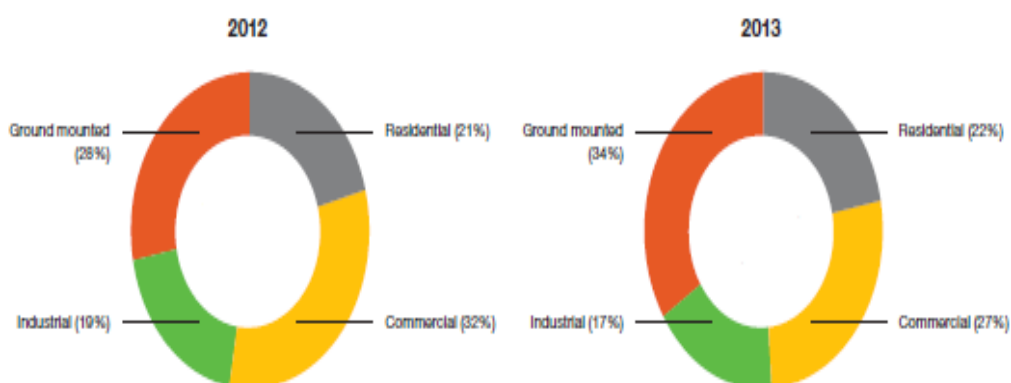
In generale, il segmento commerciale dovrebbe poi essere distinto dal segmento residenziale non solo in ragione della taglia dell'installazione, ma anche in ragione della natura dell'investitore (soggetto pubblico o privato) e del rispettivo regime di prezzo di vendita al dettaglio dell'energia elettrica prodotta.

Il mercato europeo del fotovoltaico risulta piuttosto variegato con una differente segmentazione da un paese all'altro. Inoltre la segmentazione del mercato europeo si è modificata nel corso del 2013 (Figura 22).

Come mostrato in Figura 23, in alcuni paesi il mercato presenta una specializzazione su un determinato segmento, in altri paesi invece la segmentazione risulta essere più articolata.

⁴² Elaborata dall'European Photovoltaic Industry Association (EPIA)

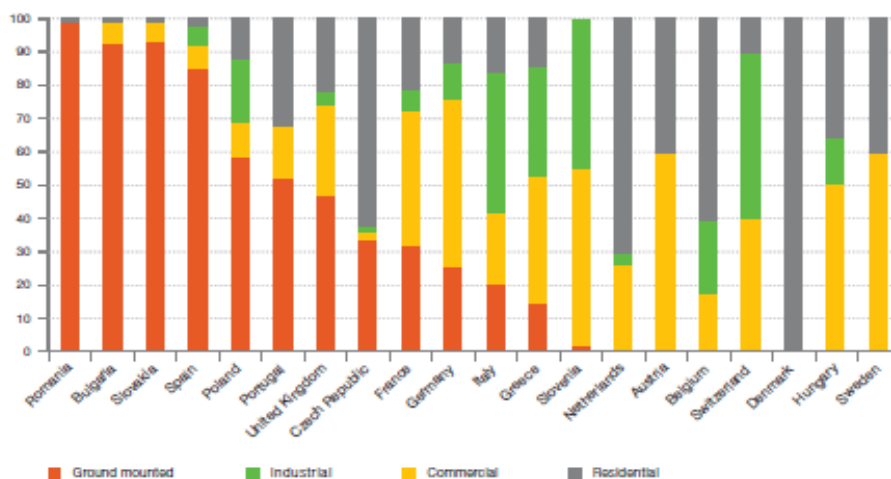
Figura 22 – Segmentazione del mercato europeo nel 2012 e nel 2013 (Fonte: EPIA)



In particolare Romania, Bulgaria, Slovacchia, Spagna e Polonia sono concentrati principalmente su Ground-Mounted Projects, mentre Paesi Bassi, Danimarca, Austria e Belgio adoperano il fotovoltaico specialmente negli immobili ad uso abitativo, destinando l'energia così prodotta specialmente verso l'autoconsumo; infine Germania, Italia ma anche Francia presentano un mercato maggiormente diversificato sui vari segmenti, mostrando tuttavia una prevalenza degli impianti installati su edifici commerciali.

A causa delle recenti modifiche nei meccanismi incentivanti (con una generale revisione verso il basso degli incentivi) avvenute un po' dovunque nei diversi paesi europei, ci si attendeva un declino del segmento dei Ground-Mounted projects nel 2013; tuttavia questa circostanza non si è verificata e il segmento dei Ground-Mounted projects ha rappresentato ancora la più consistente quota del mercato europeo nel 2013.

Figura 23 – Segmentazione del mercato europeo per capacità cumulata nel 2013 (%) – (Fonte: EPIA)



Una quota di mercato rilevante inoltre è ancora concentrata nel segmento commerciale e industriale; si prevede che questo trend continuerà anche nei prossimi anni, tenendo in conto che questa possibilità dipenderà anche dall'evoluzione del contesto normativo.

Tuttavia il segmento che presenta maggiori opportunità di sviluppo è sicuramente quello residenziale, costituito principalmente da impianti rivolti all'autoconsumo; questo è cresciuto molto rapidamente negli ultimi anni, con diversi paesi che hanno sperimentato sviluppi significativi. Nel 2013 le installazioni fotovoltaiche volte principalmente all'autoconsumo sommano circa 2 GW⁴³.

Come già visto nel paragrafo precedente, riguardo alla segmentazione del mercato italiano, è nel segmento residenziale che si stanno sviluppando i principali cambiamenti del settore e le principali innovazioni; infatti, la possibilità di connettere i piccoli impianti residenziali a nuove reti che, da un lato, favoriscano un utilizzo più efficiente dell'energia, dall'altro consentano ai titolari di questi di effettuare decisioni più consapevoli circa le modalità e soprattutto il momento in cui immettere l'energia elettrica in rete (le c.d. Smart Grid) sta favorendo la nascita di un nuovi player, i c.d. prosumer che sono destinati ad avere un ruolo piuttosto rilevante negli scenari di sviluppo futuri del settore. La trattazione delle Smart Grid e della figura del prosumer avverrà paragrafi successivi.

⁴³ Dati da European Photovoltaic Industry Association. EPIA, Marzo 2014. *Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018*. Tom Rowe.

3.2.2 Value Chain e forze competitive nel settore fotovoltaico

L'industria del fotovoltaico ha, nel corso degli ultimi anni, subito cambiamenti piuttosto rilevanti che sono stati causati principalmente dalla generale riduzione dell'incentivazione statale e dalla rapida riduzione dei prezzi dei pannelli fotovoltaici e degli impianti chiavi in mano. Logicamente, questi mutamenti a livello di industria stanno avendo profonde ripercussioni sia sulla filiera che sulla Value Chain del settore. Infatti da un lato si è assistito a una modifica del panorama delle aziende operanti nel settore, dall'altro a un sostanziale cambiamento dei loro obiettivi e delle loro strategie.

I futuri sviluppi del mercato del fotovoltaico dipenderanno principalmente da quelle che saranno le risposte che la filiera industriale sarà in grado di dare ai cambiamenti in atto nel settore.

La Value Chain dell'industria fotovoltaica è composta da tre fasi produttive e due fasi di assemblaggio delle diverse componenti.

Figura 24 – Catena del valore aggiunto nel settore fotovoltaico



Il primo step della catena del valore è costituito dalla produzione di silicio; questo è il materiale chiave sul quale si basa il ciclo produttivo dell'energia solare. Il silicio è presente in natura in forma quasi illimitata, ed è presente esclusivamente come ossido (biossido di silicio o di minerali contenenti silicio). A livello industriale, il silicio elementare è prodotto dalla fusione del biossido di silicio con carbonio a 2.000° C; per la produzione di celle solari, il silicio grezzo così ottenuto deve essere ulteriormente purificato affinché diventi silicio di grado solare.

La seconda fase del processo produttivo è costituita invece dalla produzione dei wafers solari. Il silicio di grado solare viene fuso ad una temperatura di oltre 1.400° C e colato per formare dei lingotti; in questa fase possono essere usati due tipologie differenti di processi:

- processo monocristallino;
- processo policristallino.

Nel primo caso viene estratto un solo cristallo dall'impasto di silicio fuso (determinando un aumento del costo di produzione); nel secondo invece si procede alla solidificazione del

silicio fuso in moltissimi piccoli cristalli che si formano in un blocco unico. Successivamente i blocchi vengono separati in colonne dalle quali vengono ricavati i wafers. Tra le due tipologie di silicio, quello policristallino presenta un processo produttivo meno costoso, ma ha anche rendimenti di conversione dell'energia solare inferiori dal momento che risulta particolarmente sensibile alle impurità. Il silicio monocristallino, invece, ha un rendimento maggiore in termini di conversione dell'energia solare, ma anche un costo di produzione maggiore.

La terza fase riguarda la produzione di celle solari; attraverso un'ulteriore lavorazione e rivestimento dei wafers, questi vengono trasformati in celle solari. Le celle solari sono l'elemento basilare di ogni modulo solare; in questa fase del processo le celle sono già in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica. Infatti ogni cella solare è formata da due strati di silicio e nel punto in cui questi strati si interfacciano si viene a creare un campo elettrico; quando il fascio di luce solare raggiunge la cella, si sviluppa una reazione che crea un flusso di energia elettrica tra i contatti metallici che vengono fissati a questi strati di silicio. Nell'ultima fase del processo produttivo, le celle vengono assemblate in moduli solari. Questi vengono montati, assemblati e incapsulati in modo da poter resistere agli agenti atmosferici. E' appunto nei moduli che la luce solare viene convertita in energia elettrica; questi rappresentano il prodotto finito vero e proprio, pronto per la produzione di energia solare.

Infine vi è l'installazione dell'impianto che riguarda l'allacciamento dell'impianto con l'inverter, la collocazione dell'impianto nello spazio predisposto ad ospitarlo e l'allacciamento dell'impianto con la rete elettrica.

Dall'analisi effettuata sulla catena del valore del settore, emergono diversi operatori che sono posizionati in maniera diversa e con diverse finalità lungo tutta la Value Chain.

Nella parte a monte della catena operano le imprese fornitrici di silicio; queste imprese sono principalmente grandi imprese europee e cinesi. I produttori europei di silicio sono quelli che offrono le maggiori garanzie in termini di qualità ed efficienza dei moduli, in quanto i moduli prodotti con certificazione europea presentano una qualità media superiore rispetto ai loro equivalenti cinesi e quindi sono in grado di fornire rese superiori in termini di rendimento energetico. Ciononostante i grossi produttori cinesi, grazie soprattutto ad un basso costo della manodopera ed un basso costo della materia prima (che riflette una qualità inferiore) sono riusciti in poco tempo ad erodere quote di mercato significative ai produttori europei arrivando quasi a monopolizzare la produzione del silicio; tuttavia il settore europeo è riuscito a risollevarsi. Infatti, grazie soprattutto alla normativa comunitaria, che incentiva le produzioni di alta qualità dei moduli, e ad una accresciuta sensibilità del cliente finale, le

imprese europee sono riuscite a riguadagnare quote di mercato rendono il settore a monte meno concentrato.

Nella fase centrale della filiera produttiva, dove sono posizionati i produttori di celle, invece, vi è una maggiore competizione con molte imprese che adottano, in maniera differente, strategie di differenziazione. Essendo le celle la componente principale del pannello solare dalle sue caratteristiche dipenderà direttamente la resa del pannello stesso e quindi la sua capacità di convertire l'energia solare in energia elettrica. In questa fase è possibile per i diversi operatori differenziarsi per economicità o per qualità dei moduli solari. In questa parte della filiera è possibile ridurre i costi di produzione, ma la forte competizione tende ad erodere i margini per le imprese.

Tuttavia la più alta competizione si registra a valle della filiera produttiva ovvero nella fase di installazione, gestione ed integrazione degli impianti; in questa fase operano principalmente gli EPC contractors, ovvero i fornitori di impianti fotovoltaici chiavi in mano, oltre che a un esiguo numero di imprese, ma destinato a crescere sensibilmente nei prossimi anni, che si occupa di manutenzione degli impianti.

Come già accennato all'inizio del paragrafo, il settore sta subendo, negli ultimi anni, mutazioni profonde; i futuri sviluppi del mercato del fotovoltaico dipenderanno principalmente da quelle che saranno le risposte che la filiera industriale sarà in grado di dare ai cambiamenti in atto nel settore. Infatti se da un lato è vero che la cessazione degli incentivi statali potrebbe avere effetti negativi sul segmento di mercato volto all'autoconsumo, è altrettanto vero che proprio in questo segmento potrebbero realizzarsi nuove opportunità di crescita. Molte imprese stanno di fatto cercando di sviluppare nuovi segmenti e potrebbero averli trovati proprio nell'ingresso di nuovi operatori, i c.d. prosumer, che, stimolati anche da una sostanziale riduzione dei costi degli impianti, iniziano ad affacciarsi nel settore. Le imprese del settore, optando per una strategia di crescita per linee interne basata sull'innovazione, potrebbero implementare, di concerto con le società di distribuzione dell'energia e con l'Autorità competente, sistemi di connessioni della rete elettrica più efficienti, le c.d. Smart Grids che favorirebbero l'integrazione nelle rete dei produttori-consumatori (i prosumer appunto) permettendo loro di vendere in maniera più efficiente l'energia prodotta ma non auto consumata, aprendo così a una reale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica e perseguendo l'obiettivo della grid parity.

3.2.3 Un nuovo scenario per la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici : l'implementazione delle Smart Grids

Negli ultimi anni si è assistito ad un rapido sviluppo dei sistemi di generazione distribuita di energia elettrica, con un ruolo rilevante attribuito alla produzione di energia da fonti intermittenti (in particolare impianti fotovoltaici e impianti eolici) che hanno fatto sorgere nuove problematiche in tema di progettazione e gestione dell'intero sistema energetico e in particolare della rete elettrica. Infatti le reti elettriche locali e nazionali presentano ancora alcune problematiche strutturali quali inefficienze, interruzioni nella fornitura di energia, perdite di linea e congestione della rete.

In Italia, come già osservato in precedenza, l'ultimo decennio è stato caratterizzato da un ampio sviluppo dei sistemi di generazione distribuita dell'energia, con particolare riferimento agli impianti di produzione di energia da biomasse e gli impianti fotovoltaici. Il sistema incentivante ha reso gli investimenti privati in questi settori particolarmente attrattivi sia per i grandi che per i piccoli investitori. Lo stesso non può essere detto per le altre tipologie di produzione di energia da fonti rinnovabili che, sebbene anch'esse favorite da incentivazione generosa, hanno dovuto scontare rilevanti problematiche connesse alle caratteristiche tecniche, in particolare dimensione e vincoli di ubicazione, degli investimenti che li hanno resi inadatti ad essere sviluppati da piccoli investitori residenziali. Invece, con riferimento alla produzione di energia da biomasse e da impianti fotovoltaici, troviamo un mercato articolato su vari livelli: infatti tanto la tecnologia che la taglia degli investimenti possono essere adattate a differenti tipologie di investitori; l'ampia diffusione di queste forme di produzione di energia, in Italia e in Europa, ne è la prova.

Tuttavia attualmente gli impianti fotovoltaici hanno una alta incidenza sui costi complessivi delle reti elettriche: nel 2013, la capacità cumulata degli impianti ha toccato quota 17,9 GW collegati ad un totale di 591.029 impianti⁴⁴. L'alta penetrazione della tecnologia fotovoltaica, considerata sia a livello di potenza cumulata installata sia a livello della sua distribuzione frammentata in moltissimi impianti, ha avuto e sta avendo un considerevole impatto su tutto il sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i costi di gestione; infatti, dal momento che le reti elettriche non sono state progettate per ricevere flussi di energia da centri di produzione periferici, e specialmente flussi instabili come quelli derivanti da produzioni di energia che non possono essere soggette a previsioni, la produzione di energia da impianti fotovoltaici sta costringendo il sistema di distribuzione a sostenere nuovi costi, derivanti dalla necessità di

⁴⁴ Ai fini di effettuare un confronto, il settore di produzione di energia da impianti eolici fornisce meno della metà della capacità produttiva degli impianti fotovoltaici (8,1 GW) connessi a 807 impianti (Fonte GSE).

effettuare nuove stime sulla produzione, sui carichi di energia e sul bilanciamento generale della rete.

Per dare soluzione a queste problematiche risulta necessario rendere il generale sistema di distribuzione dell'energia più efficiente, affidabile e sicuro, con particolare riferimento alle reti elettriche: questo obiettivo può essere raggiunto attraverso lo sviluppo di strumenti innovativi e nuove regole che disciplinino l'offerta e la domanda di energia, coinvolgendo i processi di trasmissione, distribuzione e consumo dell'energia.

Questo insieme di innovazioni e miglioramenti che coinvolgono la rete elettrica sono generalmente conosciuti sotto il nome di Smart Grid; sebbene non esista ancora una definizione unica del concetto di Smart Grid, tutte le applicazioni che rientrano in questo termine sono accomunate dall'obiettivo di migliorare e rendere sensibilmente più efficiente la rete elettrica sia da un punto di vista tecnico che gestionale. E' possibile individuare alcune caratteristiche che accomunano le Smart Grids: queste sono reti "attive", caratterizzate da un grande numero di informazioni trasmesse in tempo reale e da una diffusa partecipazione dei consumatori finali nel loro bilanciamento e nella loro gestione.

Lo "Smart Grid Executive Report 2014"⁴⁵ ha proposto la seguente classificazione delle tecnologie che rientrano nell'ambito delle Smart Grids che vengono suddivise in:

- Smart generation solutions, che comprendono "smart" inverter e sistemi di ottimizzazione;
- Smart network, che integrano sistemi di controllo, automazione e gestione delle reti;
- Smart meters⁴⁶ and active demand, che comprendono contatori tecnologicamente avanzati e sistemi di gestione delle rete a domicilio;
- Sistemi di immagazzinamento dell'energia, che possono essere applicati all'intero processo di produzione e consumo dell'energia.

Attraverso questa nuova configurazione delle reti sarà possibile realizzare una migliore gestione delle risorse energetiche, in un contesto di grande incertezza per quanto riguarda la produzione di energia da fonti convenzionali e tenendo in conto delle difficoltà di integrazione dei sistemi di generazione distribuita dell'energia.

I risultati economici degli impianti che producono energia da fonti rinnovabili sono fortemente influenzati dal loro grado di integrazione con la rete di trasmissione e distribuzione dell'energia, dal momento che solo una perfetta integrazione con la rete può assicurare la produzione di energia a basso costo.

⁴⁵ Cfr. ENERGY&STRATEGY GROUP, Luglio 2014. *Smart Grid Executive Report*. Milano.

⁴⁶ Contatori.

Inoltre, accanto all'integrazione tecnica, è fondamentale il raggiungimento dell'integrazione di queste fonti energetiche a livello di mercato; infatti, specialmente il meccanismo incentivante, ha reso la produzione di energia da fonti rinnovabili non competitiva con il resto del mercato energetico, creando differenze di costo significative tra le varie fonti; al fine di poter raggiungere in un breve lasso temporale la c.d. grid parity, l'integrazione a livello di mercato risulta un passaggio fondamentale.

Infine, la necessità di una nuova impostazione delle reti di distribuzione dell'energia risulta essere indispensabile giacché l'attuale sistema di trasmissione e distribuzione non si presta più in maniera ottimale a quelle che sono le caratteristiche dei nuovi sistemi di generazione dell'energia; tuttavia affinché questo avvenga è necessario coinvolgere i consumatori finali nella gestione generale del sistema.

Al fine di coinvolgere i consumatori finali, è necessario implementare uno degli aspetti principali di un qualsiasi sistema di Smart Grid, ovvero l'alto flusso di informazioni necessarie per il suo funzionamento; e mentre in alcuni casi il flusso informativo può essere considerato quasi automatico, nello sviluppo di una Smart Grid è invece necessaria un'interazione attiva tra consumatori finali e rete elettrica. I consumatori finali dovranno ricevere, in tempo reale, informazioni dalla rete riguardo l'ottimo livello di consumo, segnalazioni⁴⁷ riguardo alla generale carica del sistema (vale a dire se la rete sta sopportando una mancanza o un eccesso di energia) e di conseguenza decidere se adattare o meno il loro comportamento di consumo a quelle che sono le richieste della rete. Risulta fondamentale che il flusso informativo sia bidirezionale, vale a dire da colui che carica/assorbe energia (prosumer e/o utilizzatore finale) al distributore e vice versa; infatti un flusso informativo monodirezionale non può essere considerato una comunicazione "smart" dal momento che una delle parti non può ricevere istantaneamente le informazioni e reagire ad esse. Attraverso la collaborazione per il bilanciamento della rete tra clienti finali e la rete stessa sarà possibile migliorare l'efficienza complessiva del sistema.

Lo sviluppo di una Smart Grid, sul territorio nazionale prima ed europeo poi, consentirà di raggiungere notevoli miglioramenti nella gestione delle reti elettriche attraverso un controllo decentralizzato della rete, informazioni in tempo reale sullo stato della rete e interazioni istantanee tra i diversi agenti connessi alla rete e la rete stessa; a seconda delle necessità del sistema, la Smart Grid può inviare segnali agli agenti (attraverso i prezzi di vendita e di acquisto dell'energia in quel dato momento), e gli agenti avranno la possibilità di rispondere a quel determinato segnale modificando i loro carichi dalla rete o fornendo servizi ausiliari.

⁴⁷ In questo caso, quando si parla di segnalazioni si intendono innanzitutto segnali inviati tramite il prezzo (c.d. segnali di prezzo o price-signals).

Operando in questo modo, il sistema può garantire da un lato una migliore integrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, che contribuisce a mantenere la rete stabile, e dall'altro può provvedere allo sviluppo di queste fonti senza il ricorso a costosi incentivi monetari: infatti, avendo la possibilità di ottenere un introito partecipando a una gestione attiva della rete, gli investitori potrebbero trovare i loro investimenti negli impianti fotovoltaici (prevalentemente nel segmento delle applicazioni residenziali) profittevoli anche in assenza di ulteriori incentivi.

L'implementazione delle Smart Grids, tenendo in conto i necessari aspetti tecnici, sembra essere più che fattibile, tuttavia attualmente ci troviamo ancora in una fase di sviluppo di questa tecnologia.

Un pieno sviluppo delle Smart Grids non è facilmente ipotizzabile nel breve periodo; persistono ancora alcune incertezze, sia per quanto riguarda la tecnologia sia per la presenza di alcune barriere che possono pregiudicare il flusso informativo tra gli agenti che è alla base del funzionamento delle Smart Grids⁴⁸; infatti il consumatore finale di energia elettrica non può ancora processare correttamente le informazioni riguardo al prezzo proprio a causa dell'esistenza di barriere informative che rendono impossibile un collegamento diretto tra prezzo e quantità di energia. Tra le principali barriere che possono essere individuate abbiamo:

- Barriere temporali: i consumatori sono a conoscenza della loro spesa totale solo dopo che hanno stabilito il livello di consumo;
- Barriere tecniche: non è ancora possibile conoscere quanto ogni singola apparecchiatura elettronica sita influendo sul totale della bolletta elettrica; in questo caso devo essere tenuti in conto anche i costi di apprendimento;
- Barriere dovute al costo delle informazioni: anche nel caso in cui le informazioni fossero disponibili, per il loro ottenimento sarebbe necessario sostenere un costo anche piuttosto elevato, dal momento che non esistono strumenti semplici per il monitoraggio dei prezzi sul mercato elettrico.

A ciò vanno aggiunte anche ulteriori problematiche in materia di tutela del diritto alla privacy derivanti dalla possibilità che i gestori delle Smart Grids acquisiscano una mole notevole di informazioni sui comportamenti di consumo degli utenti finali, utilizzando poi queste informazioni a discapito degli utenti stessi.

Per risolvere queste problematiche e per dare pieno sviluppo all'implementazione delle Smart Grids sarà necessario quindi l'intervento di un Regolatore che predisporrà regole e politiche

⁴⁸ Cfr "Perception of price when price information is costly : Evidence from residential electricity demand". Jeong-Shik Shin, 1985, The Review of Economics and Statistics, Vol 67, No.4 (Nov 1985), pp. 591-598.

per dar realizzazione ad uno scenario che massimizzi il valore per il sistema nel suo complesso.

In conclusione, l'implementazione di reti smart, fondate su una stretta collaborazione tra produttori, distributori e consumatori di energia elettrica, risulta un passaggio fondamentale per il futuro sviluppo del mercato dell'energia e per una maggiore integrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Ciononostante, uno scenario in cui le Smart Grids siano pienamente operative ha scarse probabilità di realizzazione nel breve termine specialmente a causa delle problematiche discusse poc'anzi.

Tuttavia, una serie di progetti di questo tipo sono già stati intrapresi nel nostro paese; nel 2002, il "progetto Telegestore" sviluppato dalla società Enel Distribuzione ha provveduto all'installazione di 32 milioni di contatori automatici, che hanno consentito alla società di distribuzione, attraverso l'accesso remoto ai dati sul consumo residenziale, di valutare istantaneamente la domanda di energia da ogni singola utenza e di conseguenza regolare la fornitura dei propri servizi. Il "progetto Telegestore" è stato considerato⁴⁹ come una delle più importanti installazioni nell'ambito dei contatori "smart", anche se non può ancora essere considerato un contatore smart a tutti gli effetti dal momento che non permette ai consumatori finali di leggere le informazioni sul prezzo e quindi di reagire ai segnali inviati dal distributore.

Infine, in tempi più recenti, merita menzione un altro progetto sviluppato da Enel Distributore per l'AEEGSI⁵⁰: il progetto è stato lanciato nella città di Isernia e prevede la fornitura, a circa 8.000 consumatori finali di energia elettrica, di un apposito strumento per poter dare risposta ai segnali inviati dal distributore. L'adesione al progetto non è obbligatoria per i consumatori finali, ma è annoverata tra le opzioni che i clienti finali possono adottare; in questa maniera la società di distribuzione sta valutando operativamente la possibilità di fornire agli utenti informazioni in tempo reale sui prezzi dell'energia, offrendo a questi ultimi la possibilità di modificare i loro comportamenti in base a quelli che sono i segnali inviati dalla rete.

⁴⁹ Cfr. European JRC Report on Smart Grid (2012).

⁵⁰ Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas naturale e il Sistema Idrico.

3.2.4 Un nuovo ruolo per il consumatore : la figura del prosumer

Il settore del fotovoltaico in Italia ha, nel corso degli ultimi anni, subito cambiamenti rilevanti; da un lato gli alti tassi di crescita del mercato del fotovoltaico, favoriti da una forte incentivazione pubblica, dall'altro la frammentazione del sistema di produzione e distribuzione dell'energia fotovoltaica in moltissimi impianti anche di piccole dimensioni, e l'importanza sempre maggiore del segmento delle applicazioni fotovoltaiche residenziali, stanno favorendo la nascita di un nuovo agente in questo scenario : il prosumer.

Il termine prosumer è una parola mutuata dall'inglese ottenuta dalla composizione della parola producer (oppure professional) con la parola consumer. Il termine sta assumendo significati molteplici e a volte conflittuali: nell'ambito commerciale si tende a parlare di prosumer in termini di professional-consumer per indicare uno specifico segmento di mercato. In ambito economico invece si utilizza maggiormente l'accezione di producer-consumer al fine di indicare un soggetto con un certo grado di indipendenza dal sistema economico principale nel doppio ruolo di produttore e consumatore. Nell'ambito di questo elaborato, col termine prosumer si andrà ad indicare un utente che, svincolandosi dal classico ruolo passivo, assume un ruolo più attivo nel processo che coinvolge le fasi di creazione, produzione, distribuzione e consumo di energia elettrica.

L'importanza sempre maggiore che sta acquisendo il segmento delle applicazioni fotovoltaiche residenziali e commerciali nell'ambito dell'intero mercato del fotovoltaico, tanto a livello italiano quanto a livello europeo, unito a un primordiale sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia basato sul concetto di Smart Grid, stanno creando le condizioni ottimali per l'affermazione di questo nuovo agente nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Infatti, da un lato, lo sviluppo di un sistema di distribuzione dell'energia basato sulle Smart Grids, richiede, come già trattato nel paragrafo precedente, di una stretta partecipazione e collaborazione tra gli agenti che producono, distribuiscono e consumano energia elettrica; dall'altro, è proprio nel segmento residenziale delle applicazioni fotovoltaiche che la figura del prosumer trova maggiore ragion d'essere.

La figura del prosumer, la cui produzione di energia elettrica è principalmente votata all'autoconsumo, incorpora appieno il nuovo modello del sistema energetico basato sulle Smart Grids, che passa da un controllo e gestione centralizzato del sistema ad uno più ampio e partecipato; l'implementazione di un sistema partecipato di gestione dell'energia significa appunto che differenti agenti connessi alla rete vengono resi partecipi nella gestione di questa, modificando il loro prelievo e/o immissione di energia a seconda di quelle che sono le

necessità della rete stessa, fornendo servizi ausiliari e, in termini più generali reagendo a quelle che sono le specifiche richieste della rete.

Attraverso questo approccio, le società gestrici delle reti potrebbero gestire la produzione di energia da applicazioni fotovoltaiche domestiche insieme con i produttori che possono reagire ai segnali inviati dalla rete. Al ricevimento del segnale dalla rete, i prosumers potrebbero ad esempio:

- essere incentivati a consumare energia durante i periodi di scarsa domanda o di inaspettata sovrapproduzione;
- evitare di immettere energia elettrica in rete trovando una modalità di immagazzinamento⁵¹;
- partecipare alla gestione della rete, in particolare adattando i loro carichi/prelievi di energia alle necessità della rete, favorendo un maggiore equilibrio della rete stessa;
- decidere di vendere parte dell'energia prodotta ma non autoconsumata ad altre utenze connesse alla Smart Grid, quando il segnale di prezzo proveniente dalla rete indica una convenienza in tal senso.

La doppia condizione di produttore e consumatore si adatta perfettamente al futuro sistema di gestione e distribuzione dell'energia elettrica attraverso la rete. Considerando l'investimento in un impianto fotovoltaico, in particolare in applicazioni fotovoltaiche nel segmento residenziale, dal punto di vista del consumatore di energia, questo, una volta che decide di investire in un piccolo impianto residenziale, da consumatore diventa prosumer. La scelta di investire nel fotovoltaico, con questo tipo di investimento che non è più supportato da meccanismi incentivanti, è guidata principalmente dalla volontà di autoconsumare l'energia prodotta e di ridurre sostanzialmente la spesa energetica, piuttosto che dalla possibilità di ottenere un introito dalla vendita dell'energia.

Quindi il prosumer ha come primo obiettivo quello di coprire il suo consumo elettrico attraverso l'autoproduzione di energia ma, essendo connesso a una Smart Grid, egli avrà anche la possibilità di vendere, in tutto o in parte, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico; infatti, traendo vantaggio dalla flessibilità di gestione dell'energia data dalla Smart Grid, il prosumer può scegliere come utilizzare l'energia prodotta decidendo se utilizzare direttamente l'energia per soddisfare i suoi bisogni energetici oppure se venderla attraverso la rete.

⁵¹ Una sorta di “magazzino” virtuale è già attualmente disponibile ed è rappresentato dal meccanismo dello scambio sul posto (Cfr: paragrafo 3.3.2.1).

La decisione di vendere energia attraverso la rete sarà presa solo quando la rete stessa invierà segnali di prezzo favorevoli, vale a dire quando la vendita di energia risulta profittevole. L'agente potrà quindi a secondo dei segnali di prezzo proveniente dalla rete:

- acquistare energia dalla rete nazionale al prezzo fissato dal contratto di fornitura con la società di distribuzione;
- vendere energia alla rete, fornendo anche un ulteriore servizio alla rete favorendo il suo generale equilibrio.

Va precisato che l'agente non potrà vendere l'energia alla rete allo stesso prezzo a cui esso l'acquista; questa circostanza è giustificata dal fatto che l'agente, di fatto, agisce in due mercati distinti:

- come consumatore, l'agente può alternativamente comprare energia dalla rete a un prezzo fisso o auto consumare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- come produttore, l'agente può essere chiamato a cooperare per il generale equilibrio della rete, vendendo energia quando la rete invia segnali di prezzo favorevoli.

Come detto sopra, l'obiettivo del prosumer sarà principalmente quello di minimizzare le spese per il consumo di energia, quindi la sua scelta di investimento dipenderà soprattutto dalla sua domanda di energia e dal rapporto tra prezzo di acquisto e prezzo di vendita dell'energia.

Partecipando direttamente alla gestione della rete, il prosumer avrà maggiore flessibilità nella gestione di costi e ricavi avendo la possibilità di scegliere tra consumo di energia e produzione; egli potrà tanto decidere di modificare i suoi consumi energetici quanto cambiare anche la fonte di energia consumata che può essere sia l'impianto fotovoltaico sia la rete elettrica nazionale (e viceversa) per soddisfare la sua domanda di energia.

Infine, come produttore il prosumer dovrà sopportare la non programmabilità della sua produzione energetica; questa circostanza, tipica della produzione di energia da impianti fotovoltaici, è uno dei principali ostacoli al processo di integrazione del prosumer all'interno del sistema di produzione di energia, tuttavia in un contesto in cui le Smart Grids siano pienamente operative, egli avrà la possibilità di gestire in maniera efficiente la produzione di energia quando questa è possibile.

3.3 LO SCENARIO NORMATIVO E LE PRINCIPALI MODALITA' DI VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA IMMESSA IN RETE

3.3.1 L'evoluzione dello scenario normativo

Il forte sviluppo che il settore del fotovoltaico ha sperimentato nel nostro paese negli ultimi dieci anni è stato ottenuto principalmente grazie ad una normativa ad hoc, che, attraverso il decreto del “Conto Energia”, ha incentivato la produzione di energia fotovoltaica permettendo all'Italia di raggiungere, nel 2011, il primato mondiale dell'energia prodotta da questa fonte rinnovabile.

Il Conto Energia, introdotto in Italia con la Direttiva Comunitaria per le fonti rinnovabili⁵² e recepito con l'approvazione del D.Lgs. 387 del 2003, è un meccanismo di incentivazione che premia con tariffe incentivanti la produzione di energia dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni a condizioni fisse.

Negli ultimi dieci anni il Governo ha introdotto cinque differenti Conti Energia, e ad ogni nuova introduzione si è assistito ad una graduale riduzione dell'incentivazione statale.

Il **Primo Conto Energia**⁵³ ha introdotto il sistema del finanziamento in conto esercizio della produzione di energia elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio degli impianti.

Entrato di fatto in vigore nel settembre 2005, questo decreto ha avuto un successo inaspettato, esaurendo in meno di 10 giorni i 100 MWp finanziabili; questo decreto riguardava principalmente gli impianti di medie e grandi dimensioni, infatti l'incentivazione era rivolta principalmente ad impianti da 50 a 1000 kWp.

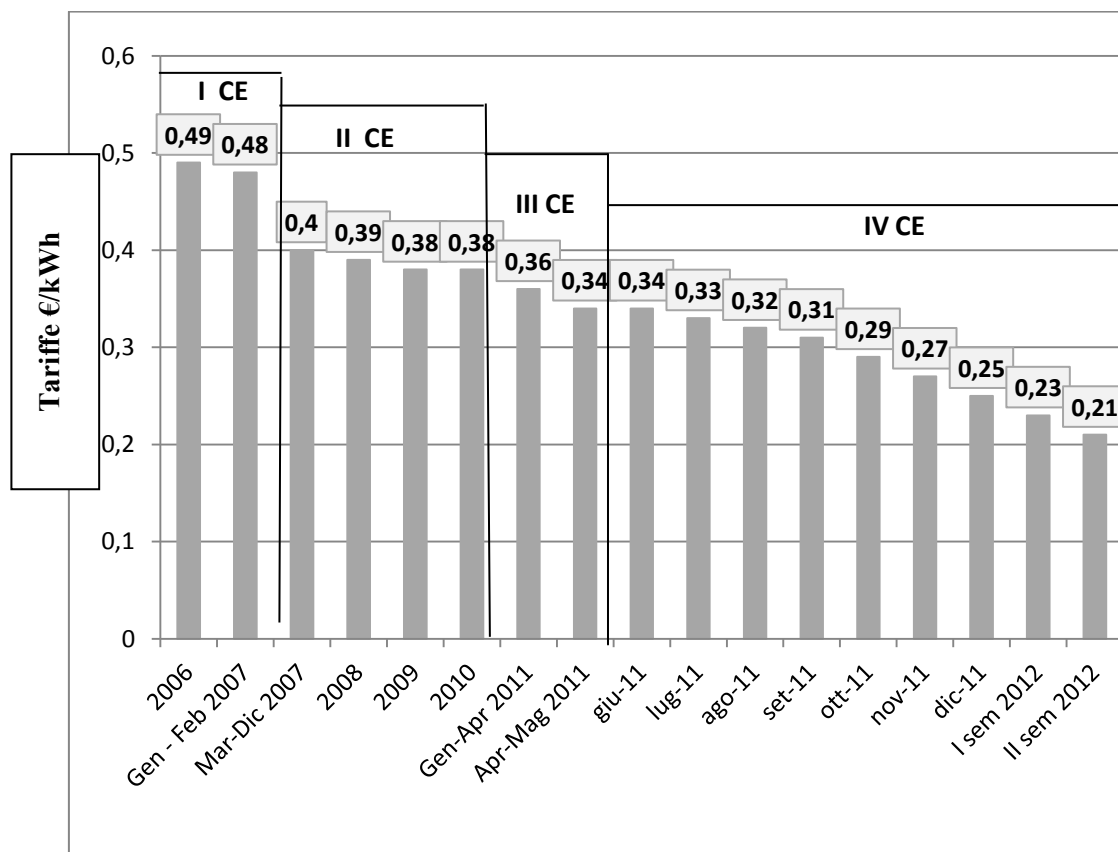
Il **Secondo Conto Energia**, divenuto operativo con il D.M. 19 febbraio 2007 emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, ha statuito nuovi criteri per l'incentivazione della produzione di energia dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010. In particolare, con il Secondo Conto Energia è stato stabilito che la tariffa incentivante remunerasse tutta l'energia prodotta e non solamente quella prodotta e consumata in loco (circostanza già era prevista dal Primo Conto Energia ma soltanto per i titolari di partita IVA); inoltre si è provveduto alla semplificazione delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle

⁵² Direttiva 2001/77/CE.

⁵³ Diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti Attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006.

tariffe incentivanti e la differenziazione di queste sulla base della taglia dell'impianto, oltre che del tipo di integrazione architettonica di questo.

Figura 25 - Evoluzione delle tariffe incentivi per impianti fotovoltaici di potenza da 20 kWp a 200 kWp (Dati: GSE)



Veniva, infine, previsto un premio per gli impianti abbinati all'uso efficiente dell'energia. Il Secondo Conto Energia è stato tra i decreti che più ha stimolato l'iniziale sviluppo del mercato fotovoltaico; in particolare chi ha investito nel fotovoltaico durante la sua operatività ha potuto ottenere un duplice ricavo, uno derivante dalla produzione dell'energia, remunerata dalla tariffa incentivante, e l'altro derivante dalla vendita dell'energia in eccesso.

La legge 13 agosto 2010, n.129 (c.d. legge "Salva Alcoa") ha prorogato il periodo di operatività del Secondo Conto Energia⁵⁴ fino al 30 giugno 2011, stabilendo che le tariffe incentivanti previste da questo possano essere riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso l'installazione dell'impianto entro il 31 dicembre 2010 e che entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

⁵⁴ Inizialmente destinato ad esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del Terzo Conto Energia.

Il **Terzo Conto Energia**, entrato in vigore nel 2010 attraverso l’emanazione del D.M. 6 agosto 2010, ha introdotto una nuova classificazione degli impianti:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in “impianti su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Per ogni tipologia di impianto sono stati fissati dei limiti all’energia incentivabile, nello specifico 3 GW per gli impianti in senso stretto, 300 MW per i fotovoltaici architettonicamente integrati e con caratteristiche innovative e 200 MW per gli impianti fotovoltaici a concentrazione.

Il D.M. 05/05/2011 (c.d. **Quarto Conto Energia**) ha definito il meccanismo di incentivazione per gli impianti fotovoltaici che sono entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011. Nello specifico, questo Conto Energia ha valorizzato in particolar modo gli impianti con potenza compresa tra 1 kW e 1 MW installati sui tetti e sottoposti ad interventi che promuovono l’integrazione architettonica, la diffusione di questa tecnologia verso applicazione di più ampia diffusione e che prevedano un minor utilizzo del territorio; in altre parole il Quarto Conto Energia privilegia l’installazione dei piccoli impianti residenziali e commerciali a discapito dei grandi parchi fotovoltaici. Infatti, era possibile ottenere un rendimento maggiore dagli impianti residenziali e commerciali specialmente se si adottava un regime incentivante sull’energia prodotta insieme al ritiro dedicato per l’energia in eccesso.

Infine, il D.M. 5 luglio 2012, ovvero **Quinto Conto Energia**, ha segnato la fine dell’incentivazione alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; infatti il quinto e ultimo Conto Energia ha previsto che la durata dell’incentivazione statale per il fotovoltaico sarebbe stata vincolata al raggiungimento della soglia complessiva di 6,7 miliardi di euro di costo indicativo cumulato degli incentivi fotovoltaici; decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento di tale soglia il Quinto Conto Energia avrebbe cessato di applicarsi. Il 6 giugno 2013 il GSE ha comunicato, a mezzo stampa, il raggiungimento di tale soglia e la conseguente fine dell’incentivazione a partire dalla data del 6 luglio 2013.

Risulta terminata dunque l’era dell’incentivazione statale alla produzione di energia da impianti fotovoltaici; infatti a partire dal 6 luglio 2013 i nuovi impianti fotovoltaici non hanno potuto più beneficiare dei contributi in denaro per la produzione di energia da questa fonte rinnovabile.

Guardando quindi all’evoluzione della normativa, declinata attraverso i diversi Conti Energia, risulta chiaro quello che è stato l’obiettivo da parte del Legislatore, ovvero di predisporre la graduale uscita dalla dipendenza dell’incentivazione statale e aprire la strada a un vero e

proprio sviluppo industriale del settore a lungo termine. L'obiettivo finale infatti risulta essere il raggiungimento della c.d. Grid Parity (o competitività energetica), imponendo il fotovoltaico nel mercato e nelle scelte dei consumatori come fonte energetica sullo stesso piano dell'energia prodotta dalle altre fonti tradizionali.

3.3.2 Modalità di valorizzazione dell'energia immessa in rete

Con il meccanismo incentivante del Conto Energia è stato possibile, per gli impianti entrati in funzione fino a giugno 2013, avvalersi delle tariffe incentivanti, calcolate sull'energia prodotta (c.d. Tariffa Premio). Tuttavia, con la fine dell'incentivazione statale, decretata come già accennato dal Quinto Conto Energia, risulta di fondamentale importanza effettuare una panoramica su quelle che sono le principali modalità e tecniche di valorizzazione dell'energia immessa in rete.

Nello specifico, vi sono quattro specifiche modalità attraverso le quali è possibile valorizzare l'energia immessa nella rete elettrica nazionale:

- lo scambio sul posto (o SSP), che è una convenzione volta alla valorizzazione dell'energia attraverso la quale l'energia prodotta (ma non immediatamente auto consumata) viene immessa in rete e può successivamente essere prelevata e auto consumata in un tempo diverso rispetto al momento in cui si realizza la produzione;
- il ritiro dedicato (RID), che si sostanzia in una modalità semplificata di vendita dell'energia al GSE che provvede a remunerare l'energia ritirata in base alle quotazioni del prezzo dell'energia nel Mercato Elettrico;
- la vendita dell'energia nel libero mercato: questa può avvenire sia attraverso la Borsa Elettrica (mercato regolamentato), sia attraverso la vendita a grossisti mediante la stipula di contratti bilaterali (mercato non regolamentato);
- L'implementazione di un Sistema Efficiente di Utente che permette al produttore di energia (colui che sostiene i costi di investimento dell'impianto), di vendere direttamente l'energia elettrica prodotta ad un cliente finale, solitamente una piccola-media impresa operante in settori non energivori.

Naturalmente la scelta della modalità di valorizzazione dell'energia ha un'importanza fondamentale nel progetto di investimento in un impianto fotovoltaico giacché va a impattare in modo diretto sull'entità dei flussi di cassa futuri attesi dall'investimento.

Di seguito, una breve illustrazione di ogni singola modalità di impiego dell'energia immessa in rete.

3.3.2.1 Lo Scambio Sul Posto (SSP)

Lo scambio sul posto, o SSP, è un meccanismo attraverso il quale i produttori di energia da fonti rinnovabili possono valorizzare l'energia elettrica immessa in rete; non si tratta di una vendita dell'energia, ma appunto di una sua valorizzazione giacché lo SSP permette di utilizzare la rete elettrica nazionale come un "magazzino virtuale" per l'energia prodotta e non immediatamente auto consumata per poterla riutilizzare in secondo momento. Lo SSP è quindi considerato come uno strumento per immagazzinare l'energia prodotta attraverso l'immissione in rete e la successiva restituzione della stessa in un momento futuro. Infatti la ragion d'essere dello SSP è data dal fatto che non esistono, sul mercato, accumulatori in grado di trattenere per lungo tempo grandi quantità di energia elettrica.

Lo SSP è disciplinato dalla Delibera AEEG/ARG/elt 74/08 e successivamente aggiornato dalla Delibera 570/2012/R/elf che ne ha semplificato modalità e procedure.

Questa modalità di valorizzazione dell'energia prima si affiancava all'incentivazione sull'energia prodotta ma, dopo l'entrata in vigore del V Conto Energia, non può più essere applicato agli impianti fotovoltaici che accedono ai meccanismi incentivanti del IV e V Conto Energia, né agli impianti che usufruiscono del regime incentivante predisposto dal D.M. 6 luglio 2012.

Possono accedere allo SSP le seguenti tipologie di impianto:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza fino a 20 kW;
- impianti ad energia alternativa con potenza da 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31/12/2007;
- impianti cogenerativi ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW.

L'opzione di SSP è sottoscrivibile dal titolare dell'impianto che è tenuto a presentare, attraverso il portale del GSE, l'apposita richiesta entro 60 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto stesso; viene quindi stipulato un contratto con il GSE che ha durata annuale ed è tacitamente rinnovabile.

Dopo la stipula del contratto il meccanismo prevede la possibilità di ottenere una compensazione economica pari a quanto pagato inizialmente dall'utente in fase di prelievo dell'energia.

Nello specifico, lo SSP si articola nelle seguenti fasi:

1. Il titolare dell'impianto immette l'energia prodotta e non immediatamente consumata nel sistema elettrico gestito dal GSE che provvede a venderla sul mercato.

2. Il titolare dell'impianto acquista l'energia necessaria dal Gestore Elettrico (Enel) pagando il relativo onere. A fine anno il GSE restituisce al titolare dell'impianto tale onere attraverso il c.d. contributo "quota energia".
3. Il valore dell'energia immessa in rete dal titolare dell'impianto viene calcolato sulla base del Prezzo Zonale Orario medio⁵⁵.
4. Viene calcolata la c.d. "quota servizi" che provvede al rimborso degli oneri di rete sostenuti dall'utente.
5. A fine anno, la differenza tra il valore dell'energia immessa e la "quota energia" rappresenta il credito che andrà portato a compensazione in futuro; tale credito potrà essere utilizzato per i tre anni successivi a quello in cui matura. Se viceversa il saldo è negativo, questo verrà addebitato in bolletta.
6. Il corrispettivo ottenuto dal titolare dell'impianto, il c.d. "contributo in conto scambio", è dato dalla somma tra la "quota energia" e la "quota servizi".

Come già accennato sopra, l'approvazione della Delibera 570/2012/R/elf, applicata a partire dal 2013, ha portato due principali novità nella regolamentazione dello SSP:

- revisione delle modalità di restituzione delle componenti tariffarie variabili inizialmente addebitate all'utente per la quantità di energia scambiata;
- semplificazione della procedura per accedere al servizio che si sostanzia nell'eliminazione dei dati delle singole bollette e nella standardizzazione del corrispettivo unitario di scambio forfettario.

3.3.2.2 Il Ritiro Dedicato (RID)

Il ritiro dedicato, a differenza dello scambio sul posto, è una modalità semplificata di vendita dell'energia elettrica immessa in rete e si applica in alternativa alla vendita mediante contratti bilaterali e alla vendita mediante borsa elettrica.

Il ritiro dedicato si sostanzia nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al GSE, il quale provvede a remunerare ogni kWh ritirato in base alle quotazioni del prezzo dell'energia nel Mercato Elettrico.

Possono richiedere l'accesso al regime di ritiro dedicato i titolari di:

⁵⁵ Prima del 2009 la compensazione avveniva in termini di quantitativo dell'energia, attualmente si è passati ad una compensazione in termini di valore monetario dell'energia, calcolato appunto avendo come riferimento il Prezzo Zonale Orario medio.

- impianti con qualsiasi potenza che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica;
- impianti con potenza nominale inferiore a 10 MW alimentati da fonti non rinnovabili o fonti rinnovabili diverse dalle precedenti e da centrali ibride;
- impianti con potenza nominale uguale o superiore a 10 MW se posseduti da un auto produttore e alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica.

Gli impianti che hanno accesso agli incentivi previsti dal D.M. 5 luglio 2012 (V Conto Energia) e dal D.M. 6 luglio 2012 (incentivi per fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico) non possono accedere al ritiro dedicato.

Per quanto concerne il meccanismo di vendita attraverso il ritiro dedicato, l'energia elettrica immessa in rete dai produttori viene ritirata dal GSE e valorizzata al Prezzo Zonale Orario medio⁵⁶; il GSE regolerà poi il produttore di energia su base mensile.

Per i titolari di impianti con potenza fino a 1 MW⁵⁷ esiste una deroga al regime ordinario del ritiro dedicato; questi, infatti, possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita, i c.d. "prezzi minimi garantiti" per i primi 2 milioni di kWh⁵⁸ annui immessi in rete, senza tuttavia veder compromessa la possibilità di ricevere una remunerazione più alta qualora i prezzi zonalari dovessero risultare più elevati. I prezzi minimi garantiti vengono aggiornati ogni anno dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

Figura 26 – Prezzi minimi garantiti per il 2015 (Fonte: GSE)

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Formula prezzo minimo garantito per il 2015 (€/MWh)	Prezzo minimo garantito (€/MWh)
Solare fotovoltaica	Fino a 1.500.000 kWh	PMG ₂₀₁₄ * (FOI ₂₀₁₄ /100)	39,0

A fine anno poi, il GSE riconosce un conguaglio a favore dei titolari degli impianti, per i quali il ricavo associato ai prezzi zonalari orari risulti maggiore rispetto a quello risultante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti. Infine, va ricordato che il ritiro dedicato dell'energia è un meccanismo non compatibile con lo SSP e con la tariffa onnicomprensiva.

⁵⁶ Ovvero il prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

⁵⁷ Come da modifica introdotta dal D.L. 145/2013 "Destinazione Italia" pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 21 febbraio 2014, possono accedere ai prezzi minimi garantiti soltanto gli impianti fotovoltaici con potenza non superiore a 100 kW.

⁵⁸ Tuttavia per il fotovoltaico, i prezzi minimi sono garantiti per i primi 1.500.000 kWh annui immessi in rete.

3.3.2.3 La vendita dell'energia elettrica nel mercato

La vendita dell'energia elettrica sul mercato è stata liberalizzata in Italia attraverso il D.Lgs. n.79 del 16/03/1999, meglio conosciuto come Decreto Bersani; con tale decreto si è dato vita al processo di liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica.

Oggi il produttore di energia da fonti rinnovabili, in alternativa al ritiro dedicato, può (o in alcuni casi deve, come nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili con potenza uguale o superiore a 10 MW) vendere l'energia prodotta all'interno del libero mercato attraverso due modalità:

- cessione dell'energia mediante il sistema della Borsa Elettrica;
- cessione a grossisti mediante contratti bilaterali.

Il Mercato Elettrico, meglio noto come Borsa Elettrica, pienamente operativa dal 2005, è gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ed è un mercato telematico in cui viene scambiata l'energia elettrica secondo un meccanismo basato sull'incontro tra le quantità di energia domandate e offerte dagli operatori (prezzo di equilibrio). I prezzi di equilibrio che si formano dall'incontro di domanda e offerta assumono valori differenti in base alla zona di mercato ed alla fascia temporale (prezzi zonali orari).

A partecipare alle contrattazioni nell'ambito della Borsa Elettrica sono spesso grandi produttori che producono grossi quantitativi di energia con il mero scopo di venderli sul mercato.

La Borsa Elettrica è un mercato molto complesso e sofisticato, che richiede che i suoi partecipanti soddisfino una lunga serie di requisiti professionali e tecnici molto stringenti.

Per accedere alla Borsa Elettrica è innanzitutto necessario che i diversi operatori posseggano determinati requisiti di capacità e onorabilità. I requisiti di capacità sono soddisfatti se si è dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo dei sistemi telematici e dei relativi sistemi di sicurezza; i requisiti di onorabilità sono rispettati invece se il produttore non ha subito condanne per i reati di aggio, delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche/telematiche e frode informatica.

Una volta verificato, ad opera del GME, il possesso dei suddetti requisiti, i soggetti interessati presentano al GME una domanda di ammissione, sottoscrivono un contratto di adesione e si impegnano a pagare i seguenti corrispettivi:

- corrispettivo "una tantum" di accesso di 7.500€;
- corrispettivo fisso annuo di 10.000€;

- corrispettivo per ogni MWh negoziato in Borsa.

Per quanto riguarda invece i vincoli tecnici che gli operatori devono possedere per accedere alle contrattazioni, questi sono principalmente tre:

- deve essere effettuato un bilanciamento istantaneo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete, tenendo in conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- la frequenza e la tensione dell'energia immessa in rete va mantenuta entro un intervallo molto piccolo;
- l'energia immessa nell'elettrodotto non deve mai superare quelli che sono i limiti massimi dell'elettrodotto stesso.

Va precisato che il rispetto di suddetti limiti è fondamentale giacché anche una deviazione minima da questi standard può causare stati di crisi del sistema.

La Borsa Elettrica si articola in tre segmenti:

- Mercato elettrico a pronti, a sua volta suddiviso in Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato Infragiornaliero (MI), Mercato di Aggiustamento (MA) e Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD);
- Mercato dell'Energia a Termine (MTE);
- La piattaforma per la consegna dei contratti conclusi sull>IDEX.

Per quanto riguarda le negoziazioni, la Borsa Elettrica opera come una normale Borsa Valori in cui si negoziano titoli; gli operatori presentano offerte di acquisto o vendita che sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere o a comprare una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa. Le offerte possono essere di tre tipi: vi sono le offerte semplici, che sono costituite da una coppia di valori che indicano la quantità di energia elettrica offerta sul mercato da un determinato produttore ed il relativo prezzo per uno specifico periodo di tempo; poi vi possono essere le offerte multiple che sono costituite dal frazionamento di una quantità complessiva di energia offerta sul mercato dallo stesso produttore, per lo stesso periodo di tempo, per la medesima unità produttiva e lo stesso punto di prelievo; infine abbiamo le offerte predefinite che sono costituite sia da offerte semplici che multiple che giornalmente vengono presentate al GME.

Le offerte ricevute dal GME sono inoltre soggette a due tipi di verifica:

- verifica di validità, che si sostanzia in una verifica formale dell'offerta stessa;
- verifica di congruità, che accerta che le offerte siano compatibili con i dati tecnici degli impianti a cui si riferiscono e con la capacità finanziaria dell'operatore.

Infine, ad aumentare la generale complessità di funzionamento della Borsa Elettrica contribuiscono inoltre una serie di condizioni sistemiche che rendono questo mercato maggiormente adatto alla partecipazione di grandi produttori di energia che negoziano la vendita di grossi quantitativi di energia. Tra le principali difficoltà possiamo annoverare innanzitutto la variabilità, l'inelasticità e la non razionalità della domanda di energia; l'offerta che è vincolata dalla mancanza di possibilità di stoccaggio dell'energia; in ultimo il fatto che l'energia, una volta immessa in rete, impegna tutti gli elettrodotti disponibili ripartendosi secondo leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi per cui ogni squilibrio locale, che non sia compensato in maniera rapida, si propaga a tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza.

La Borsa Elettrica è comunque un mercato non obbligatorio; gli operatori, infatti, hanno la possibilità di concludere contratti di compravendita anche al di fuori del mercato regolamentato (c.d. mercato over the counter) attraverso la stipula di contratti bilaterali.

La cessione dell'energia mediante accordi bilaterali viene regolamentata da un accordo tra le parti mediante il quale vengono specificati tra gli altri:

- l'oggetto del contratto;
- le modalità di cessione dell'energia;
- il prezzo dell'energia;
- la regolazione dei corrispettivi;
- le garanzie contrattuali ricorrenti tra le parti.

Le parti quindi si accordano su un riconoscimento del valore dell'energia (che può essere articolato sulle fasce orarie oppure indifferenziato tra le fasce orarie) e questo può anche riflettere il prezzo di borsa. Le negoziazioni bilaterali devono essere registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) gestita dal GME in nome e per conto di Terna S.p.a.⁵⁹.

Questa tipologia di vendita è utilizzata principalmente per vendere sul mercato l'energia proveniente da impianti fotovoltaici di grandi dimensioni che non sono volti all'autoconsumo.

⁵⁹ Società che in Italia gestisce il trasferimento di energia elettrica ad alta tensione.

3.3.2.4 I Sistemi Efficienti di Utenza

La tipologia impiantistica denominata Sistema Efficiente di Utenza (SEU), è stata introdotta dal D.Lgs. 115/08, stabilendo l'obbligo per l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas di definire le modalità operative per la loro regolamentazione.

Nel Dicembre 2013 è stata emessa la Deliberazione 12 Dicembre 2013 578/2013/R/EEL sulla *“regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nei casi di sistemi semplici di produzione e consumo”* che è stata successivamente approvata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

La delibera regola i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) nel quale rientrano anche i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Il D.Lgs. 115/08, così come modificato dal D.Lgs 56/10 definisce i SEU come *“un sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza nominale non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*⁶⁰.

Attraverso la definizione dei SEU è stata quindi introdotta una nuova possibilità di valorizzazione e vendita dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici⁶¹.

Il D.Lgs 115/08, così come modificato dal D.Lgs 56/10, prevede che l'ottenimento della qualifica SEU dovrà essere subordinata al rispetto delle seguenti condizioni:

- la presenza di un **Cliente finale**, titolare del punto di connessione e dell'unità di consumo ricadente in un'area di sua proprietà o nella sua piena disponibilità;
- la presenza del **Produttore** ovvero del titolare dell'officina elettrica e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, con potenza non complessivamente superiore a 20 MWe installata sul sito di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale;
- l'impianto o gli impianti di produzione devono essere **direttamente connessi**, attraverso un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo del cliente finale (persona fisica o giuridica).

⁶⁰ Art.2, Comma 1, Lettera T del D.Lgs. 115/2008.

⁶¹Cfr. ASSORINNOVABILI, 2014. *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Guida Operativa.*

Inoltre, il D.Lgs 115/08 prevede che la produzione di energia elettrica da impianti che hanno ottenuto la qualifica SEU potrà avere accesso alle seguenti esenzioni:

- l'energia elettrica autoconsumata dal cliente finale non sarà sottoposta ai corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, a quelli di dispacciamento e a quelli di copertura degli oneri generali di sistema, che saranno applicati solo all'energia elettrica prelevata dalla rete⁶²;
- i rapporti intercorrenti tra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un SEU e aventi ad oggetto l'energia elettrica prodotta e consumata che non transita attraverso la rete pubblica, non sono oggetto di regolazione da parte dell'Autorità e vengono lasciati alla libera contrattazione delle parti.

Per quanto riguarda i profili contrattuali, in base a quanto previsto dalla normativa, le configurazioni impiantistiche SEU possono essere inquadrare secondo cinque diversi profili contrattuali:

- **Profilo contrattuale 1:** Il cliente finale e il produttore coincidono (prosumer);
- **Profilo contrattuale 2 :** Il cliente finale e il produttore non coincidono;
 - **Profilo contrattuale 2a :** Il cliente finale e il produttore non coincidono e decidono di gestire separatamente i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni;
 - **Profilo contrattuale 2b :** Il cliente finale e il produttore non coincidono e decidono che sia il cliente finale a gestire i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni;
 - **Profilo contrattuale 2c :** Il cliente finale e il produttore non coincidono e decidono che sia il produttore finale a gestire i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni;
 - **Profilo contrattuale 2d :** Il cliente finale e il produttore non coincidono e decidono che sia un soggetto terzo a gestire i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni;

Quindi, dall'analisi della normativa, appare subito evidente che gli impianti che ottengono la qualifica SEU godono di un regime di particolare favore. In particolare, l'installazione di un impianto fotovoltaico di autoconsumo configurato come Sistema Efficiente di Utenza permetterà ai soggetti coinvolti di ottenere i seguenti vantaggi:

- se produttore e cliente finale coincidono, permetterà al cliente finale di non pagare (per l'energia istantaneamente auto-consumata) il costo dell'energia e la gran parte

⁶² Articolo 10, Comma 2 del D. Lgs. 115/2008

degli oneri di carattere tariffario e parafiscale che nella bolletta elettrica si aggiungono al costo dell'energia;

- se il produttore e il cliente finale non coincidono permetterà al cliente finale di pagare per l'energia auto-consumata un importo stabilito d'accordo con il produttore, che sarà presumibilmente di poco inferiore a quello pagato con la bolletta elettrica, mentre il produttore vedrà remunerata l'energia elettrica prodotta dall'impianto a un prezzo maggiore rispetto al prezzo a cui venderebbe l'energia al GSE (Prezzo Zonale Orario o Prezzo Unico Nazionale).

Infine, per quanto riguarda gli aspetti fiscali⁶³, l'energia elettrica prodotta è soggetta ad accisa:

- al momento della fornitura ai consumatori finali;
- al momento del consumo, per l'energia elettrica prodotta per uso proprio.

Figura 27 – Aliquota di accisa applicata sull'energia elettrica, in funzione del relativo uso e del luogo presso cui avviene il consumo (Fonte: Assorinnovabili, Guida Operativa SEU)

Energia Elettrica	Accisa applicata
Per le abitazioni	0,0227 (€/kWh)
	Per consumi mensili fino a 200.000 kWh
	0,0125 (€/kWh)
	Per consumi mensili tra 200.000 e 1.200.000 kWh
Nei locali e luoghi diverse da abitazioni	0,0075 (€/kWh)
	0,0125 (€/kWh) per i primi 200.000 kWh
	Per consumi mensili tra superiori a 1.200.000 kWh
	4.820 € in misura fissa sui consumi che eccedono i primi 200.000 kWh

Ai sensi di quanto stabilito dall'art.53 del T.U.A., i soggetti obbligati al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica sono:

- coloro che procedono alla fatturazione dell'energia elettrica ai consumatori finali, cioè i venditori;

⁶³ Gli aspetti fiscali sono disciplinati dalle seguenti normative:
D.Lgs 504/1995 Testo Unico delle Accise (T.U.A);
D.Lgs 48/2010 – attuazione Direttiva 2008/118/CE;
Legge 44 del 26 aprile 2012 che ha apportato modifiche al T.U.A.

- coloro che esercitano attività di produzione di energia elettrica utilizzata per uso proprio (ad esempio gli esercenti le officine di produzione da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW utilizzata per uso proprio, in tutta o in parte);
- coloro che utilizzano l'energia elettrica per uso proprio con impiego promiscuo (ovvero per impieghi soggetti a diversa tassazione) con potenza disponibile superiore a 200 kW;
- i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica sul mercato, limitatamente al consumo di detta energia.

La normativa prevede le seguenti esenzioni; in particolare, non è soggetta ad accise l'energia elettrica:

- prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW;
- utilizzata per l'attività di produzione di elettricità;
- prodotta da impianti a fonti rinnovabili con potenza superiore a 20 kW, autoconsumata da imprese in locali e luoghi diversi dalle abitazioni.

Figura 28 – Tabella di sintesi applicazione delle accise per profilo contrattuale (Fonte: Assorinnovabili, Guida Operativa SEU)

Profilo Contrattuale	Applicazione delle Accise
Profilo 1 Prosumer	L'EE autoconsumata non sarà soggetta ad accisa rientrando nella casistica di autoproduzione.
Profilo 2a	Il produttore applicherà l'accisa all'EE prodotta e istantaneamente consumata dal cliente finale. Il venditore applicherà l'accisa all'EE prelevata dalla rete.
Profilo 2b	Il produttore applicherà l'accisa su tutta l'EE ceduta al cliente finale, ovvero sia all'EE che viene istantaneamente consumata sia all'EE immessa. Il venditore applicherà l'accisa all'EE prelevata dalla rete.
Profilo 2c	Il produttore applicherà l'accisa sia all'EE prodotta e istantaneamente consumata dal cliente finale, sia all'EE prelevata dalla rete.
Profilo 2d	Il produttore applicherà l'accisa all'EE prodotta e istantaneamente consumata dal cliente finale. Il venditore applicherà l'accisa all'EE prelevata dalla rete. A differenza del profilo contrattuale 2a, il soggetto terzo provvederà al pagamento relativo alla bolletta energetica (comprensiva di accise) per conto del cliente finale. Le modalità di restituzione degli importi anticipati dal soggetto terzo nella gestione dei prelievi di energia elettrica, verranno gestite secondo accordi privati con il cliente finale.

Figura 29 – Tabella di sintesi gestione operativa SEU (Fonte: Assorinnovabili, Guida Operativa SEU)

Tabella di sintesi Gestione Operativa SEU impianto fotovoltaico

	Profilo 1 prosumer	Profilo 2a	Profilo 2b	Profilo 2c	Profilo 2d
Gestione dell'EE prodotta e autoconsumata	Il soggetto è il medesimo. L'energia autoconsumata non necessita di contratto	L'EE autoconsumata sarà oggetto di un contratto privato tra cliente finale e produttore	L'EE autoconsumata sarà oggetto di un contratto privato tra cliente finale e produttore	L'EE autoconsumata sarà oggetto di un contratto privato tra cliente finale e produttore	L'EE autoconsumata sarà oggetto di un contratto privato tra cliente finale e produttore
Gestione EE immessa	Il prosumer potrà chiedere il RID, lo SSP o vendere l'energia ad un grossista.	Il produttore richiede il RID o la vendita ad un grossista; Il cliente dovrà formalizzare il permesso riconosciuto al produttore per l'utilizzo del proprio punto di connessione; non sarà consentito lo SSP ⁶⁴	Il produttore rilascerà un mandato senza rappresentanza al cliente finale per consentire a quest'ultimo di immettere l'EE prodotta dall'impianto; il cliente finale potrà vendere l'EE immessa ad un grossista o usufruire dello SSP; non sarà possibile usufruire del RID	Il produttore richiede il RID o la vendita dell'EE ad un grossista;	Il produttore dovrà rilasciare mandato senza rappresentanza al soggetto terzo ⁶⁵ ; Il produttore non potrà richiedere l'accesso al RID ⁶⁶ ; il soggetto terzo, essendo diverso dal produttore e non avendo quindi la disponibilità dell'impianto di produzione, non potrà richiedere l'accesso al regime di scambio sul posto. Il soggetto terzo potrà vendere l'EE immessa ad un grossista
Gestione EE prelevata	Il prosumer gestirà i contratti relativi ai prelievi di EE	Il cliente finale gestirà i contratti relativi ai prelievi di EE	Il cliente finale gestirà i contratti relativi ai prelievi di EE	Il cliente finale rilascerà un mandato senza rappresentanza al produttore per la stipula dei contratti di approvvigionamento dell'EE; il produttore eserciterà l'attività di vendita e sarà utente del dispacciamento e del trasporto	Il cliente finale dovrà rilasciare mandato senza rappresentanza al soggetto terzo per la stipula dei contratti di approvvigionamento.

⁶⁴ Dal momento che non c'è un unico soggetto che gestisce sia le immissioni che i prelievi.

⁶⁵ per la stipula dei contratti di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica immessa.

⁶⁶ in quanto ha già provveduto a dare mandato ad un soggetto terzo per la commercializzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

CAPITOLO 4

ANALISI DELLA RISCHIOSITA' ED ANALISI DELLA REDDITIVITA' DELL'ATTIVITA' DI PRODUZIONE E VENDITA DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI

Investire nella produzione e vendita di energia da impianti di biogas e biometano e impianti fotovoltaici, sia di piccole che di grandi dimensioni, è un'attività che, come tutti i progetti di investimento, presenta un certo grado di rischio. Il grado di rischio dell'investimento incide in misura rilevante sulla valutazione dell'investimento stesso, giacché impatta in maniera diretta sulla determinazione dei flussi di cassa attesi dall'investimento attraverso l'attualizzazione dei flussi stessi.

Effettuare un'analisi dei rischi, quindi, è un processo cruciale al fine del successo di un'operazione di valutazione di un investimento ed è complementare alla analisi della redditività; infatti mentre quest'ultima verifica la validità e la redditività dell'iniziativa di investimento, l'analisi dei rischi ne accerta la solidità e permette di individuarne le eventuali criticità.

In un settore peculiare come quello della produzione di energia da fonti rinnovabili, tuttavia, le modalità "tradizionali" di stima dei rischi possono rivelarsi inadatte a catturare la rischio complessiva dei business oggetto di valutazione.

La letteratura sul risk management propone diverse interpretazione del concetto di rischio e ampie categorizzazioni sui rischi esistenti. Nell'ambito di quest'analisi, per rischio si intenderanno tutti quei fattori che sono in grado di incidere sulla redditività degli investimenti, determinando quindi il successo o l'insuccesso dell'investimento in termini di raggiungimento o meno di un adeguato ritorno sul capitale investito⁶⁷.

⁶⁷ BORELLO A., 2013. *Il business plan, dalla valutazione dell'investimento alla misurazione dell'attività d'impresa*. Quinta edizione. Milano: Mc Graw-Hill.

Le tipologie di progetti di investimento che si andranno a valutare riguarderanno:

- la produzione di energia elettrica da impianti a biogas;
- la produzione di energia elettrica e termica da impianti a biometano;
- la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici allacciati in rete in regime di ritiro dedicato;
- la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici attraverso l'implementazione di un Sistema Efficiente di Utenza (SEU).

In questo capitolo, per ogni tipologia di fonte rinnovabile oggetto del presente lavoro, si procederà ad effettuare:

- una mappatura dei rischi attraverso la costruzione di una matrice dei rischi che sintetizzi tutti i rischi che impattano sulla redditività dei progetti di investimento in impianti per la produzione di energia a partire da fonti rinnovabili;
- l'analisi della redditività su progetti di investimento simulati utilizzando dati e valori in linea con quelli di mercato e rispondenti alla normativa di settore;
- una quantificazione dei rischi individuati in termini di scenari;
- infine, si imputeranno tali scenari sul calcolo della redditività dei progetti di investimento summenzionati; nel far ciò si sceglieranno quelli che sono i rischi che hanno il maggiore impatto sulla redditività dell'investimento stesso.

4.1. MODALITA' DI VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI E STIMA DEI RISCHI

Per ogni tipologia di investimento, possono essere individuate quattro macro categorie di rischio, dove per rischio si intendono tutti quei fattori che sono in grado di incidere sulla redditività degli investimenti, determinando quindi il successo o l'insuccesso dell'investimento in termini di raggiungimento o meno di un adeguato ritorno sul capitale investito. A tal proposito, si individuano le seguenti categorie di rischio⁶⁸:

- **Rischi di contesto:** rientrano in questa categoria i rischi legati ai fattori macroeconomici, sia quelli connessi all'andamento dei mercati finanziari internazionali che i rischi politico/normativi, nonché tutti i rischi ambientali e quelli legati all'evoluzione della domanda, del mercato e del settore. Si tratta di tutte quelle componenti esogene che esulano dall'ambito di criticità dei progetti di investimento nella produzione di energia da fonti rinnovabili e che possono configurarsi tanto come fattori positivi che negativi e che vengono definiti quindi in termini di minacce e opportunità.
- **Rischi di business/operativi:** sono tutti quei rischi che determinano la non accettazione della proposta commerciale da parte della domanda; questi rischi si identificano nei punti di forza e di debolezza interni al progetto di investimento. Nell'ambito della attività di produzione e vendita di energia da impianti a biogas/biometano e fotovoltaici, questi rischi sono direttamente legati alla tecnologia produttiva utilizzata, alle modalità di impiego dell'energia prodotta, al posizionamento dei pannelli e alla corretta installazione dei moduli, nel caso di impianti fotovoltaici, e alla scelta dei substrati da avviare alla digestione anaerobica e alla dimensione dell'impianto nel caso di impianti a biogas/biometano.
- **Rischi economici:** sono i rischi legati alla circostanza che l'attrattività dell'offerta non si traduca poi in successo reddituale dell'iniziativa di investimento. Questa tipologia di rischi afferisce alla determinazione delle fonti di ricavo e alla struttura dei costi dell'iniziativa di investimento. Tra gli indicatori più utilizzati per individuare questa tipologia di rischio vi è il break-even operativo che permette di individuare la quantità ottima di produzione che consente all'impresa di non incorrere in perdite di esercizio. Come si avrà modo di specificare nel prosieguo, nell'attività di produzione dell'energia da fonti rinnovabili questa categoria di rischi riguarda molteplici aspetti e

⁶⁸ BORELLO A., 2013. *Il business plan, dalla valutazione dell'investimento alla misurazione dell'attività d'impresa*. Quinta edizione. Milano: Mc Graw-Hill.

dimensioni; dalla possibilità di implementare una determinata tecnologia, in funzione dell'impatto che avrà sulla struttura dei costi, alla determinazione della dimensione degli impianti e alle modalità di impiego dell'energia prodotta, che determinano in buona parte la struttura dei ricavi anche attraverso l'accesso al sistema incentivante o alle modalità di valorizzazione e vendita dell'energia.

- **Rischi finanziari:** rientrano in questa categoria tutti quei rischi che riguardano la capacità del progetto di generare cassa attraverso una struttura finanziaria efficiente. In altre parole, il rischio finanziario del progetto si sostanzia nel rischio di esaurire le fonti di liquidità per la gestione e successivo sviluppo degli investimenti. Tra le principali metodologie utilizzate per misurare questa tipologia di rischio si hanno da un lato, i classici indicatori di liquidità, dall'altro strumenti quali il budget di tesoreria e il break-even finanziario (o payback period).

La stima dei rischi di contesto, effettuata attraverso le normali tecniche di valutazione degli investimenti che si fondano sull'attualizzazione dei flussi di cassa futuri generati dall'investimento stesso, viene realizzata utilizzando come approssimazione il Beta Unlevered del settore, che successivamente viene mutato in Beta Levered per tenere conto della struttura finanziaria dell'attività oggetto di valutazione⁶⁹.

La stima del Beta Unlevered, dal momento che approssima i rischi operativi dei progetti di investimento in un determinato settore, viene ottenuta dai dati del settore stesso, giacché tiene in conto dei rischi che derivano da fattori negativi esterni comuni a tutte le imprese operanti nel settore; in alternativa questa tipologia di rischi può anche essere ricavata dal calcolo del Beta Levered di imprese quotate che svolgono la medesima attività oggetto dell'investimento sottoposto a valutazione.

Tuttavia, in un settore peculiare come quello della produzione di energia da fonti rinnovabili, queste modalità "tradizionali" di stima dei rischi operativi possono rivelarsi inadatte a catturare la rischiosità operativa complessiva dei business oggetto di valutazione.

Di seguito si procederà a una breve descrizione delle principali metodologie utilizzate per la stima dei rischi di contesto e delle loro problematiche per la valutazione di investimenti nelle fonti di energia rinnovabile.

⁶⁹ Il Beta Unlevered rappresenta la rischiosità di un progetto di investimento che viene finanziato senza far ricorso all'indebitamento, quindi è una proxy della rischiosità operativa dell'investimento.

Il Beta Levered, viceversa, descrive la rischiosità complessiva del progetto di investimento, tenendo in conto tanto il rischio operativo che quello finanziario derivante appunto dalla scelta della struttura finanziaria dell'attività in questione.

Cfr KOLLER T., GOEDHART M. e WESSELS D., 2010. *Valuation: measuring and managing the value of companies*. Quinta Edizione. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.

Principali metodologie per la stima dei rischi di contesto

Vi sono tre metodologie principali che vengono utilizzate in finanza per la valutazione di attività e investimenti alternativi:

- Metodologie fondate sul Payback Period (tempo di recupero) dell'investimento. Queste metodologie, di semplice applicazione ma bassa affidabilità dal momento che, non tenendo in conto il valore temporale del denaro e il costo del capitale, non contemplano la rischiosità futura dell'investimento, si sostanziano nella stima del tempo necessario per rientrare dall'investimento, attraverso l'ottenimento di un flusso di cassa tale da coprire l'iniziale esborso di cassa;
- Metodologie basate sul calcolo del Tasso Interno di Rendimento (TIR) dell'investimento che viene poi comparato col TIR di investimenti alternativi sul mercato con lo stesso grado di rischiosità;
- Metodologie basate sul Valore Attuale Netto (VAN).

I metodi basati sulla determinazione del VAN sono sicuramente tra i più utilizzati per la valutazione degli investimenti, tenendo anche in conto la stima dei rischi di contesto. In particolare questa tipologia di rischi viene stimata attraverso l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri generati dal progetto di investimento ad un tasso di sconto che tiene in considerazione i rischi insiti nel progetto stesso.

I metodi di valutazione degli investimenti basati sul calcolo del VAN, presentano due aspetti critici che potrebbero alterare il valore reale dei progetti di investimento:

- La determinazione dei flussi di cassa;
- La stima del tasso di sconto, che corrisponde al WACC⁷⁰ del progetto.

Figura 30 – Tabella riassuntiva per la determinazione del VAN

Formula VAN	$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FCN_t}{(1+i)^t}$
C_0	Esborso di cassa iniziale sostenuto al tempo 0 per finanziare l'investimento
FCN_t	Flusso di cassa netto generato nel periodo di riferimento (t)
i	Tasso di sconto corrispondente al WACC del progetto

Costituiscono flussi di cassa in entrata l'utile di esercizio, gli ammortamenti, l'aumento dei debiti operativi, la diminuzione dei crediti operativi, la diminuzione delle rimanenze di

⁷⁰ Weighted Average Cost of Capital.

magazzino e i contributi fiscali. Viceversa, costituiscono flussi di cassa in uscita: l'aumento dei crediti operativi, la diminuzione dei debiti operativi e l'utilizzo dei fondi.

La determinazione dei flussi di cassa non presenta particolari problematiche giacché il suo calcolo è basato su valori contabili reali; viceversa la stima del WACC risulta essere l'aspetto più problematico dal momento in cui il suo calcolo avviene sulla base di valori che, a volte, possono essere calcolati in maniera inesatta. Il metodo più comune per la stima del WACC è il Capital Asset Pricing Model (c.d. CAPM), modello che stabilisce una relazione tra rendimento atteso di un titolo (o di un investimento) e la rischiosità ineliminabile del titolo stesso. La formula per il calcolo del WACC è la seguente:

Formula WACC	$K_{(E)} \frac{E}{E + D} + K_{(D)} (1 - t) \frac{D}{E + D}$
$K_{(E)}$ (Cost of equity)	Costo del capitale proprio
$K_{(D)}$ (Cost of debt)	Costo del debito
Equity (o capitale proprio)	Capitale proprio apportato dagli investitori del progetto
Debt (o capitale di terzi)	Capitale di debito apportato da terzi per finanziare il progetto
t	Imposizione fiscale

Il WACC è la media ponderata tra il costo del capitale proprio $K_{(E)}$ ed il costo del debito $K_{(D)}$, entrambi ponderati in base al rispettivo utilizzo di capitale proprio (equity) e capitale di debito (debt).

Nell'ambito di questa analisi, l'attenzione si concentrerà principalmente sul Costo del Capitale Proprio (K_E) e sul Costo del Debito (K_D).

Il costo del debito è rappresentato dal tasso di interesse applicato sui finanziamenti accesi per ottenere capitale da terzi. Vi sono due metodi principali per la determinazione del costo del debito: il primo consiste nel calcolare il rapporto tra oneri finanziari e passività finanziarie.

Il secondo invece, proposto da A. Demodaran, consiste nel determinare il costo del debito come somma tra il tasso dei titoli risk-free e uno spread determinato dal rapporto tra EBIT e oneri finanziari⁷¹. Nel caso in cui l'impresa operi in un contesto caratterizzato da assenza di imposte, il costo del debito andrà moltiplicato solamente con il rapporto $D/D+E$; viceversa, nella realtà operativa caratterizzata dalla presenza di imposte e deducibilità degli oneri finanziari, il costo del debito andrà moltiplicato per il prodotto tra $(1-t)$ e $(D/D+E)$ per tenere in conto anche della deducibilità fiscale degli oneri finanziari.

⁷¹ Il rapporto EBIT/Oneri finanziari è anche conosciuto come Interest Coverage Level.

L'elemento di più difficile determinazione nel calcolo del WACC è sicuramente la stima del Costo del Capitale Proprio, dal momento che include al suo interno la stima del rischio dell'investimento e allo stesso tempo tiene in conto anche di quello che è il Costo Opportunità dell'investimento stesso, ovvero il costo che un investitore sostiene investendo in un determinato titolo (o investimento) piuttosto che in altri titoli presenti sul mercato.

Formula $K_{(E)}$	$R_f + \beta (R_m - R_f)$
R_f (Risk-free rate)	Rendimento dei titoli privi di rischio, normalmente approssimato al tasso di interessi dei titoli di stato
β	Coefficiente che stima la rischiosità specifica dell'investimento
$(R_m - R_f)$	Premio per il rischio di mercato (Market Risk Premium)

Quindi il costo del capitale proprio è determinato sommando al rendimento dei titoli privi di rischio, un premio per il rischio del mercato di riferimento⁷² moltiplicato per il Beta che è il coefficiente che stima la rischiosità specifica dell'investimento stesso, in altre parole il rischio che si sopporta investendo nel progetto in questione piuttosto che sul mercato borsistico.

Il Beta è quindi il coefficiente che viene utilizzato per quantificare il rischio di un investimento, ed è calcolato dal rapporto tra la covarianza dei rendimenti attesi dall'investimento e quelli attesi dal mercato⁷³ e la varianza dei rendimenti attesi dal mercato.

Formula Beta	$\frac{COV (R_i, R_{MIB})}{VAR(R_{MIB})}$
$Cov (R_i, R_{MIB})$	Covarianza tra rendimenti attesi dall'investimento (R_i) e rendimenti attesi dal mercato (R_{MIB})
$Var (R_{MIB})$	Varianza dei rendimenti attesi dal mercato

Tuttavia il Beta, stimando il rischio sistematico (e di conseguenza non diversificabile) derivabile dal prezzo delle azioni, non si presta in maniera ottimale a stimare il rischio per investimenti nelle fonti di energia rinnovabile; infatti sono osservabili diverse criticità nella stima del Beta. Attraverso il CAPM, per stimare il Beta si fa riferimento al Beta Unlevered del settore. Tuttavia, nel caso della produzione di energia da fonti rinnovabili il reperimento

⁷² Il premio per il rischio di mercato corrisponde al maggior rendimento atteso dal mercato borsistico in cui avrà luogo l'investimento rispetto al rendimento di titoli free-risk.

⁷³ Indice FTSE-MIB.

del Beta di settore risulta particolarmente difficile. In questa circostanza, allora una soluzione alternativa può essere quella di adoperare il Beta di una o più imprese quotate operanti nel settore; una volta individuato, il Beta, essendo Levered, viene trasformato in Beta Unlevered per depurarlo della struttura finanziaria dell'impresa utilizzata come benchmark.

Di seguito è proposta una stima del Beta di settore ottenuto dalla media dei Beta Unlevered delle imprese italiane quotate operanti nel settore della produzione e vendita di energia prodotta a partire da fonti rinnovabili.

Figura 31 – Beta Unlevered società italiane operanti nel settore della produzione e vendita di energia a partire da fonti rinnovabili (Fonte: Financial Times⁷⁴)

Società Quotate Italiane	Beta Unlevered Maggio 2015
Alerion Clean Power Spa	0,5352
Falck Renewables Spa (FKR)	0,7108
Ergy Capital Spa (ECA)	1,41
Kinexia Spa (KNX)	0,9259
KR Energy Spa (KRE)	1,32
Terni Energia Spa (TER)	0,73
MEDIA	0,93865

Dall'analisi delle imprese operanti nel settore della produzione e vendita di energia a partire da fonti rinnovabili, il Beta di queste oscilla in un range compreso tra 0,53 e 1,41 presentando un valore medio di **0,93865**.

Quindi, dall'analisi del metodo di stima del Beta è facilmente osservabile come questa stima risulti piuttosto approssimativa se riferita al settore della produzione di energia da fonti rinnovabili per tre principali motivazioni:

- Innanzitutto la maggior parte delle imprese operanti nel settore delle fonti rinnovabili non sono quotate nel mercato borsistico;
- In secondo luogo, questo approccio non tiene nella dovuta considerazione la stima dei rischi operativi che, per tali tipologie di investimento, variano a seconda della fonte rinnovabile in questione e da Stato a Stato;
- In terzo luogo, la normativa permette di intraprendere progetti di investimento molto diversi che quindi sopportano rischi diversi .

L'utilizzo di questi modelli di valutazione, tuttavia rimane un valido strumento per stimare i rischi finanziari ed economici dei progetti di investimento nelle FER; non da meno, ci sono

⁷⁴ <http://www.ft.com/home/europe> , consultato a Maggio 2015.

altre tipologie di rischio, a seconda degli specifici progetti di investimento, che possono impattare sulla determinazione dei flussi di cassa del business oggetto di valutazione

Quindi al fine di tenere in conto e superare le criticità dei modelli di valutazione dei rischi appena descritti, oltre a scontare i flussi di cassa attraverso il WACC del progetto, si andranno ad analizzare le altre tipologie di rischio tipiche degli investimenti nella produzione di energia da fonti rinnovabili, e si vedrà come questi rischi impattano sul calcolo della redditività dei progetti di investimento oggetto di analisi.

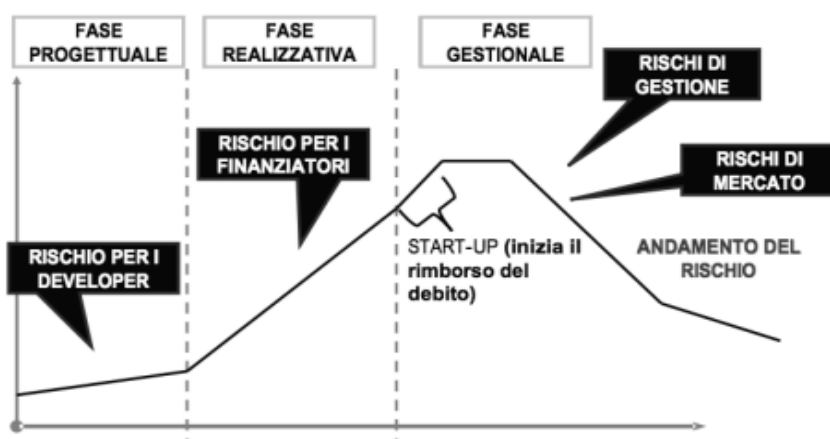
4.2 RISK ANALYSIS PER INVESTIMENTI NELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E L'IMPLEMENTAZIONE DELLA MATRICE DEI RISCHI

La matrice dei rischi è un ottimo strumento grafico per riassumere in maniera esaustiva, ma allo stesso tempo immediata, le principali tipologie di rischio che possono incorrere in un progetto di investimento per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

In fase di risk analysis verranno analizzate, in apposite tabelle, le principali tipologie di rischio per ciascuna fonte rinnovabile; in particolare in ciascuna tabella verranno riportati:

- la classe di rischio, a seconda che il rischio si manifesti durante la fase progettuale, realizzativa o gestionale/operativa del progetto di investimento;

Figura 32 – Andamento del rischio durante il ciclo di vita di un progetto di investimento nelle FER



- la tipologia di rischio e la sua descrizione;
- gli eventi attraverso cui si manifesta il rischio specificamente individuato;
- l'individuazione delle possibili cause che causano l'emersione del rischio;
- la probabilità di accadimento dell'evento negativo associato al rischio;
- la gravità del danno derivante dall'evento negativo associato al rischio;
- le voci di Conto Economico su cui va ad impattare l'evento negativo associato al rischio;
- eventuali modalità di mitigazione del rischio individuato.

Il calcolo del valore del rischio tiene in considerazione due elementi fondamentali per la valutazione dei rischi:

- la probabilità (P) che l'evento negativo associato al rischio si verifichi;
- la gravità del danno (D).

Dalla combinazione di questi due elementi si ricava il peso da inserire nella matrice dei rischi, il cui valore è dato dalla relazione:

$$R = P * D$$

Alla probabilità dell'evento (P) viene associato un indice numerico rappresentato in Figura 33, oppure, se si conosce la distribuzione di probabilità del rischio possono essere utilizzati i dati associati a questa.

Figura 33 – Valore della probabilità associabile al rischio

Probabilità	Valore	Caratteristiche della probabilità
Nessuna relazione con il progetto di investimento	0	Non vengono svolte attività correlate all'accadimento del rischio
Inverosimile	1	L'evento negativo associato al rischio potrebbe accadere ma solo in rare circostanze
Poco probabile	2	L'evento negativo associato al rischio potrebbe accadere ma è improbabile
Probabile	3	L'evento negativo associato al rischio potrebbe accadere almeno una volta nell'arco di un anno
Altamente probabile	4	L'evento negativo associato al rischio potrebbe accadere almeno una volta nell'arco di un mese
Quasi certo	5	E' quasi certo che l'evento negativo associato al rischio accadrà almeno una volta al mese

(elaborazione propria)

La gravità del danno, invece, viene stimata analizzando gli effetti che il manifestarsi del rischio comporta. Alla gravità del danno è associato un indice numerico rappresentato in Figura 34 che corrisponde alle perdite economiche che il rischio comporta, oppure alle variazioni sugli indici di valutazione economica o di copertura finanziaria.

Figura 34 – Valore del danno associabile al rischio

Perdita	Valore	Caratteristiche della perdita finanziaria
Nessuna relazione con il progetto di investimento	0	Non vengono svolte attività correlate all'accadimento del rischio
Perdita insignificante	1	Meno che l'1% del budget totale
Perdita trascurabile	2	Compresa tra l'1% e il 5% del budget totale
Perdita moderata	3	Compresa tra l'5% e il 10% del budget totale
Perdita significativa	4	Compresa tra l'10% e il 25% del budget totale
Perdita molto rilevante	5	Maggiore del 25% del budget totale

(elaborazione propria)

Dopo aver proceduto all'identificazione e all'analisi delle differenti categorie di rischio, a seconda della combinazione di probabilità e gravità del danno associata ai vari rischi, si ricaverà il peso da inserire nella matrice dei rischi, in modo tale da ottenere una mappatura di questi e la conseguente individuazione dei rischi più significativi per il loro impatto potenziale sulla redditività dei progetti di investimento che saranno oggetto di analisi.

4.3 ANALISI DEI RISCHI E ANALISI DI REDDITIVITÀ PER PROGETTI DI INVESTIMENTO IN IMPIANTI A BIOGAS

4.3.1 Risk analysis e matrice dei rischi per investimenti in impianti di digestione anaerobica per la produzione di biogas e biometano

In questa sezione, come già sottolineato in precedenza ,si analizzeranno le principali tipologie di rischio a cui sono soggetti gli investimenti negli impianti di biogas e biometano⁷⁵.

Per gli investimenti in impianti per la produzione di biogas e biometano, possono essere individuate le seguenti categorie di rischio:

- Rischio tecnologico;
- Rischio di costruzione e completamento;
- Rischio di mercato;
- Rischio di approvvigionamento della biomassa;
- Rischio di performance;
- Rischio di mancata erogazione degli incentivi;
- Rischio logistico;
- Rischio ambientale;
- Rischio amministrativo;
- Rischio politico.

Ognuno dei rischi individuati verrà analizzato in apposite tabelle e infine verranno mappati all'interno della matrice dei rischi, al fine di individuare quali sono i rischi che hanno un impatto maggiore sulla redditività degli investimenti negli impianti per la produzione di biogas e biometano.

⁷⁵ I progetti di investimento in impianti a biometano, essendo quest'ultimo prodotto a partire dal biogas, scontano gli stessi rischi a cui sono soggetti gli impianti per la produzione di biogas.

1. Rischio tecnologico

Classe di rischio	Rischi fase di progettazione			
Tipologia di rischio	Rischio tecnologico			
Descrizione	Rischio che una specifica tecnologia di digestione anaerobica non si traduca in una struttura impiantistica funzionante o pienamente efficiente			
Eventi negativi	Impianto non funzionante	Impianto non pienamente efficiente	<ul style="list-style-type: none"> • Perdite sistematiche su produzione biogas • Perdite sistematiche su produzione EE⁷⁶ • Elevato tasso di decadimento della produzione 	
Possibili Cause	Inadeguata analisi e verifica della tecnologia utilizzata nella fase di Due Diligence tecnica	Inadeguata analisi del processo di produzione e conversione dell'energia	Incompatibilità tra tecnologia installata e substrati da avviare alla digestione anaerobica	Valutazioni e consulenze erranee della società installatrice dell'impianto
Probabilità ⁷⁷	Cause interne relative al soggetto promotore		Cause esterne	
	2	Valore del danno		4
Impatto	Produzione totale di biogas ed energia elettrica	Flussi di cassa in entrata	Ricavi da tariffa incentivante	Ricavi da vendita calore (Impianti cogenerativi)
Azioni di mitigazione del rischio	Adeguate Due Diligence tecnica in fase di progettazione	Adeguate scelta dell'impresa costruttrice dell'impianto	Otttenimento di specifiche garanzie contrattuali dall'impresa costruttrice dell'impianto	

(elaborazione propria)

⁷⁶ Energia Elettrica.

⁷⁷ Nel caso della produzione di biogas da digestione anaerobica tutte le tecnologie sono consolidate e si ha una chiara struttura dei costi di produzione (Cfr ALTHESYS, 2013. *Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo*. Osservatorio Agroenergia.)

2. Rischio di costruzione e completamento

Classe di rischio	Rischi fase di progettazione			
Tipologia di rischio	Rischio di costruzione e completamento			
Descrizione	Rischio tipico della fase di progettazione, si sostanzia nella circostanza che l'impianto non venga completato o che la costruzione venga ritardata			
Eventi negativi	Mancato o ritardato completamento dell'impianto per cause di forza maggiore	Completamento impianto a costi maggiori rispetto a quelli preventivati	Completamento in tempi più lunghi rispetto a quelli preventivati	Completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione
Possibili Cause	Scarsa affidabilità imprese costruttrici	Cause di forza maggiore (es. opposizione delle comunità locali)	Inadempimento contrattuale dell'impresa costruttrice dell'impianto	
Probabilità	Cause esterne			
	2	Valore del danno	5	
Impatto	Maggiore costo investimento iniziale sostenuto per la costruzione dell'impianto	Perdita pari al valore dell'investimento iniziale nel caso di mancato completamento dell'impianto	Minore produzione di energia elettrica e termica nel caso di completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione	Minori ricavi da incentivazione nel caso di completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione
Azioni di mitigazione del rischio	Stipula di convenzione assicurativa		Clausola contrattuale di rimborso a carico dell'impresa costruttrice dell'impianto	

(elaborazione propria)

3. Rischio di mercato

Classe di rischio	Rischi fase operativa		
Tipologia di rischio	Rischio di mercato		
Descrizione	Rischio che il valore dei ricavi conseguiti dall'impianto sia inferiore rispetto alle previsioni		
Eventi negativi	Minori ricavi da incentivazione	Minore ricavi da vendita calore nel caso di impianti cogenerativi	
Possibili Cause	Previsioni dei ricavi eccessivamente ottimistiche	Aumento della percentuale di energia autoconsumata dall'impianto ⁷⁸	Perdite di sistema e tasso di decadimento della produzione più accentuate rispetto alle previsioni
Probabilità	Cause interne relative al soggetto promotore		Cause esterne
Impatto	2	Valore del danno	3
Azioni di mitigazione del rischio	Riduzione Flussi di Cassa in entrata	Riduzione ricavi da incentivazione	Aumento dei costi di O&M ⁷⁹
	Adeguatezza Due Diligence tecnica in fase di progettazione	Attività di O&M annuale per assicurare il corretto funzionamento dell'impianto	Installazione di sistema cogenerativo per la produzione di calore e diversificazione delle fonti di ricavo

(elaborazione propria)

⁷⁸ Un aumento dell'energia elettrica autoconsumata dall'impianto può ridurre i ricavi da incentivazione dal momento che questa non ha accesso all'incentivazione statale; a tal proposito si rimanda al Capitolo I, Paragrafo 1.3.1.

⁷⁹ Operations and maintenance.

4. Rischio di approvvigionamento della biomassa

Classe di rischio	Rischi fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di approvvigionamento biomassa			
Descrizione	Rischio che l'impianto non riesca a reperire la necessaria tipologia di substrati da avviare al processo di digestione anaerobica, o quando le forniture avvengano a condizioni di qualità e quantità inadeguate all'uso efficiente nell'impianto; rischio esclusivo degli impianti a biomassa, è più accentuato negli impianti con filiera di approvvigionamento lunga			
Eventi negativi	Fornitura irregolare di biomassa	Fornitura di biomassa in quantità inferiori rispetto all'impiego efficiente nell'impianto	Fornitura di biomassa in qualità inadeguata rispetto all'impiego efficiente nell'impianto	Reperimento della biomassa a condizioni di costo più elevate rispetto a quanto preventivato
Possibili Cause	Indisponibilità di reflui zootecnici ed altri substrati in azienda	Filiera di approvvigionamento lunga	Volatilità nei costi della biomassa reperibile sul mercato	Difficoltà di strutturare la filiera di approvvigionamento con contratti pluriennali
Probabilità	Cause interne 4	Valore del danno	Cause esterne 4	
Impatto	Minori ricavi da incentivazione, dovuti al funzionamento dell'impianto in modalità sub-ottimale	Sostenimento di costi maggiori rispetto a quanto preventivato per l'approvvigionamento della biomassa	Sostenimento di costi addizionali dovuti alla necessità di reperire fonti di approvvigionamento supplementari	Riduzione del Margine Operativo Lordo
Azioni di mitigazione del rischio	Valorizzazione dei sottoprodotti di cui l'impresa agricola dispone	Sviluppo di filiera di approvvigionamento corta	Installazione di tecnologia produttiva tale da sfruttare i reflui o gli altri substrati di cui l'impresa agricola ha disponibilità	

(elaborazione propria)

5. Rischio di performance (o Rischio operativo)

Classe di rischio	Rischi fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di performance (o rischio operativo)			
Descrizione	Il rischio operativo si manifesta qualora durante i test successivi al primo collaudo l'impianto funzioni ma sia tecnicamente underperforming			
Eventi negativi	Interruzioni nel consumo di biogas da destinare alla produzione di EE	Interruzioni nella connessione alla rete elettrica	Interruzioni nell'autoconsumo di calore per riscaldamento digestore anaerobico	Falle nelle operazioni di cogenerazione di EE e termica
Possibili Cause	Valutazioni erronee nella fase di progettazione dell'impianto	Installazione di una tecnologia non pienamente consolidata	Attività di O&M non adeguata a garantire la piena operatività dell'impianto	Errori nella stima del tasso di decadimento della produzione e nelle perdite operative e di sistema dell'impianto
Probabilità	Cause esterne 4		Cause interne 3	
Impatto	Minore livello di efficienza dell'impianto	Aumento dei costi operativi	Riduzione dei ricavi dovuta alla minore quantità di energia prodotta	Riduzione del Margine Operativo Lordo
Azioni di mitigazione del rischio	Installazione dell'impianto con tecnologia di digestione anaerobica consolidata	Adeguate scelta dell'impresa costruttrice dell'impianto	Attività di O&M annuale e attento studio delle dinamiche del tasso di decadimento della produzione e delle perdite operative e di sistema dell'impianto per programmare azioni riparatrici	

(elaborazione propria)

6. Rischio di mancata erogazione degli incentivi

Classe di rischio	Rischi fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di mancata erogazione degli incentivi			
Descrizione	Rischio che la mancata erogazione o l'abbassamento delle tariffe incentivanti potrebbe compromettere in maniera irreversibile la validità dell'investimento nell'impianto			
Eventi negativi	Cambiamenti significativi nella strutturazione e degli incentivi	Cambiamento nelle modalità di accesso al sistema incentivante	Sensibile riduzione dei ricavi da incentivazione	Decurtazione dell'incentivo previsto per l'impianto
Possibili Cause	Cambiamenti nelle politiche energetiche ad opera dei governi	Partecipazione ad aste al ribasso che determinano un minor valore degli incentivi	Ritardi e imprevisti nella fase di costruzione dell'impianto che posticipano la data di entrata in esercizio dell'impianto con conseguente decurtazione o decadimento dal diritto all'incentivazione	
Probabilità	Cause esterne		Cause interne	
	2	Valore del danno	4	
Impatto	Flussi di cassa in entrata	Riduzione dei ricavi da incentivazione	Riduzione Margine Operativo Lordo	
Azioni di mitigazione del rischio	Strategia di diversificazione dei ricavi	Installazione impianto cogenerativo per produzione di calore	Aumento della quota di EE e termica da destinare alla vendita presso le utenze nelle vicinanze dell'impianto	Adeguate programmazione e Due Diligence tecnica nella fase di progettazione e costruzione dell'impianto

(elaborazione propria)

7. Rischio logistico

Classe di rischio	Rischi fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio logistico			
Descrizione	E' il rischio che il processo logistico di approvvigionamento della biomassa sia strutturato in maniera inefficiente per garantire il corretto funzionamento dell'impianto; tale tipologia di rischio è correlata al rischio di approvvigionamento della biomassa			
Eventi negativi	Problematiche relative all'immagazzinamento e insilamento dei substrati	Problemi di immagazzinamento del digestato tal quale	Fornitura irregolare di biomassa	Incidenti in fase di trasporto biomassa e digestato
Possibili Cause	Natura e qualità dei substrati da insilare	Caratteristiche chimiche di alcune tipologie di digestato che non permettono lo stoccaggio in vasche chiuse	Filiera lunga di approvvigionamento della biomassa	
Probabilità	Cause interne		Cause esterne	
	3	Valore del danno	3	
Impatto	Flussi di cassa in uscita	Aumento dei costi operativi	Aumento costi per lo stoccaggio dei substrati e del digestato	Sostenimento di costi addizionali dovuti alla necessità di reperire fonti di approvvigionamento supplementari
Azioni di mitigazione del rischio	Strutturazione corta della filiera di approvvigionamento della biomassa	Utilizzo agronomico (fertilizzante) diretto del digestato ottenuto	Disponibilità di fonti supplementari di approvvigionamento della biomassa	

(elaborazione propria)

8. Rischio ambientale

Classe di rischio	Rischi comuni fase di costruzione e fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio ambientale			
Descrizione	Tale tipologia di rischio riguarda i possibili effetti negativi che la realizzazione dell'impianto causa all'ambiente circostante			
Eventi negativi	Danni atmosferici alle colture nei campi situati nei pressi dell'impianto	Danni ambientali derivanti dall'utilizzo del digestato come fertilizzante per i campi	Possibili opposizioni delle comunità locali	Insostenibilità ambientale della filiera di approvvigionamento della biomassa
Possibili Cause	Aumento dell'emissione di ammoniaca in atmosfera per utilizzo agronomico del digestato	Rilascio di nitrati nelle acque di scarico	Emissioni maleodoranti generate dall'impianto	Problematiche relative all'uso di colture energetiche come substrati da avviare alla digestione anaerobica
Probabilità	Cause interne		Cause esterne	
	2	Valore del danno	5	
Impatto	Flussi di cassa in entrata e flussi di cassa in uscita	Diminuzione dei ricavi da produzione di EE e incentivazione	Aumento dei costi operativi per stabilizzare le emissioni e il digestato generati dal processo di digestione anaerobica	
Azioni di mitigazione del rischio	Utilizzo come fertilizzante della sola frazione chiarificata del digestato che, data la maggiore capacità di infiltrazione nel sottosuolo, riduce le emissioni di ammoniaca in atmosfera	Distribuzione del digestato mediante le c.d. best practice agricole, considerando il bilanciamento totale di azoto nel terreno	Utilizzo di tecniche approfondite di valutazioni dell'impatto ambientale (VIA) dell'impianto	

(elaborazione propria)

9. Rischio amministrativo

Classe di rischio	Rischi comuni fase di costruzione e fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio amministrativo			
Descrizione	E' il rischio che ritardi nel rilascio delle autorizzazioni o dei permessi necessari per costruire e rendere operativo l'impianto influiscano sulla redditività dello stesso			
Eventi negativi	Ritardi o cancellazioni di autorizzazioni necessarie all'avvio del progetto	Rinegoziazioni impreviste delle concessioni alla base del progetto di investimento	Revoca della concessione su cui si fonda l'iniziativa	
Possibili Cause	Ritardi dovuti all'inefficienza della pubblica amministrazione	Complessità degli iter burocratici	Problematiche tecniche relative all'allacciamento alla rete elettrica nazionale	
Probabilità	Cause esterne			
	2	Valore del danno	2	
Impatto	Flussi di cassa in entrata e flussi di cassa in uscita	Riduzione dei ricavi da incentivazione dovuta a ritardi nell'entrata in esercizio dell'impianto	Aumento dei costi per rinegoziazioni impreviste delle concessioni	Perdita del capitale investito nel caso di revoca di concessione su cui si fonda l'iniziativa
Azioni di mitigazione del rischio	Tali criticità sono difficili da mitigare; gli unici accorgimenti che sia il soggetto promotore che il soggetto finanziatore possono mettere in atto sono uno studio attento della documentazione necessaria e di un oculato calcolo dei tempi tecnici per la concessione delle autorizzazioni relative alla costruzione e alla connessione dell'impianto alla rete			

(elaborazione propria)

10. Rischio politico

Classe di rischio	Rischi comuni di costruzione e fase operativa		
Tipologia di rischio	Rischio politico		
Descrizione	E' il rischio che a causa di cambiamenti nei governi , o cambiamenti nelle politiche economiche di questi, possano riversarsi sul cambiamento dei meccanismi di incentivazione o delle agevolazioni previste (premieria) per investimenti negli impianti a biogas. Questa categoria di rischio deve essere valutata solo in casi particolari, ovvero per i progetti di investimento effettuati in Paesi extra-europei e paesi in via di sviluppo		
Eventi negativi	Riduzione dell'incentivazione a cui ha accesso l'impianto	Cambiamento delle premialità previste per impianti cogenerativi o che provvedano al recupero dell'azoto	Cambiamenti nel prezzo di vendita dell'energia termica e del calore prodotto
Possibili Cause	Cambiamento nel Governo dello Stato	Referendum popolari	Cambiamenti nella politica energetica dello Stato in cui viene costruito l'impianto
Probabilità	Cause esterne		
	1	Valore del danno	4
Impatto	Flussi di cassa in entrata	Minori ricavi da incentivazione (riduzione o annullamento delle premialità previste per le differenti tipologie di impianto)	Ricavi di vendita energia termica nel caso di impianti cogenerativi
Azioni di mitigazione del rischio	Valutazione delle dinamiche politiche del paese in cui si costruirà l'impianto	Adeguata valutazione del rischio Paese in cui si costruirà l'impianto	Valutazione dei rischi correlati al rischio politico, in particolare Rischio Paese e Rischio di Cambio

(elaborazione propria)

Conclusioni

A questo punto dell'analisi, dopo aver vagliato le differenti tipologie di rischio che minacciano la redditività degli investimenti in impianti a biogas e biometano, è possibile ora inserirli in una apposita matrice che ha la funzione di mapparli a seconda dello specifico valore⁸⁰ associato al rischio.

In particolare, come risulta di immediata lettura dalla visione della matrice rappresentata in Figura 35, dei rischi individuati in fase di risk analysis, quelli che presentano il maggiore valore sono:

- il rischio di approvvigionamento della biomassa;
- il rischio di performance.

Il **rischio di approvvigionamento della biomassa**, risulta essere la principale tipologia di rischio da esaminare e valutare: questo rischio si può verificare o attraverso fornitura irregolare di biomassa, che può avere considerevoli riflessi negativi sull'efficienza produttiva dell'impianto (e quindi collateralmente causando un ampliamento del rischio di performance), impattando sui ricavi provenienti dall'incentivazione per la produzione di energia elettrica, o attraverso una variazione dei costi di approvvigionamento del substrato che alimenta il digestore. In particolare tali costi, potendo arrivare ad incidere fino al 60% dei costi operativi dell'impianto⁸¹, nel caso in cui la filiera di approvvigionamento non risulti efficiente, possono portare al fallimento dell'iniziativa di investimento.

Anche il **rischio di performance**, ovvero il rischio che l'impianto produca in modalità sub-ottimale presenta un alto valore; ciò è dovuto principalmente al fatto che i ricavi derivanti dall'incentivazione sono riconosciuti esclusivamente sull'energia elettrica netta immessa nella rete, e quindi l'energia prodotta ma prelevata dall'impianto per autoconsumi o dispersa a causa di perdite di linea e perdite nel punto di allacciamento alla rete, non accede all'incentivazione. Ne risulta che un autoconsumo maggiore di energia elettrica, dovuto al funzionamento sub-ottimale dell'impianto, così come le altre tipologie di perdite, possono influire, come si vedrà successivamente⁸², sull'ammontare dei ricavi derivanti dall'incentivazione, influenzando sulla redditività complessiva dell'investimento.

⁸⁰ Dato dalla combinazione di probabilità di accadimento e entità del danno derivante dal rischio.

⁸¹ Cfr ABI Energia, 2013. *Linee guida sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas e biomasse. La bancabilità dei progetti*. Protos.

⁸² Vedi paragrafo 4.3.3.2 Il rischio di performance

Per quanto riguarda le altre tipologie di rischi, queste debbono essere sempre gestite attraverso un adeguato processo di risk management, ma hanno un valore residuale e possono essere efficacemente mitigate. In particolare:

- Per quanto riguarda il **rischio di mercato**, l'energia prodotta è remunerata dall'incentivazione fissa per una durata di vent'anni; questa circostanza comporta una notevole mitigazione di tale rischio, il cui processo di gestione dovrà essere maggiormente orientato a verificare l'esatto valore dell'energia prodotta in modo da garantire l'ammontare dei ricavi preventivato nel business plan;
- Il **rischio amministrativo** invece, non presenta particolari problematiche, previa una efficace gestione della fase progettuale attraverso uno studio attento della documentazione necessaria e di un oculato calcolo dei tempi tecnici per la concessione delle autorizzazioni relative alla costruzione e alla connessione dell'impianto alla rete;
- Dal momento che le principali tecnologie di produzione del biogas da digestione anaerobica risultano essere consolidate, il **rischio tecnologico** può essere mitigato attraverso una adeguata Due Diligence tecnica, attraverso cui sarà possibile individuare le tipologie impiantistiche che meglio si adattano a quelle che sono le esigenze energetiche dell'impianto e le necessità di valorizzazione dei substrati che il soggetto investitore ha a disposizione; anche il **rischio ambientale** deve essere valutato nella fase di progettazione dell'impianto attraverso una adeguata Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.);
- Il **rischio logistico**, è strettamente legato al rischio di approvvigionamento della biomassa; infatti le problematiche relative all'approvvigionamento si riflettono poi sulla gestione logistica dei substrati e del digestato; attraverso una filiera di approvvigionamento corta e l'utilizzo agronomico del digestato è possibile ridurre considerevolmente le quantità da immagazzinare con una conseguente riduzione del rischio associato.
- Il **rischio di costruzione e completamento** si sostanzia nella circostanza che l'impianto non venga completato o che la costruzione venga ritardata; azioni a mitigazione di questo rischio possono essere la stipula di una convenzione assicurativa o l'inserimento di apposite clausole contrattuali con l'impresa costruttrice dell'impianto;
- Il **rischio di mancata erogazione degli incentivi**, infine, riguarda la circostanza che la mancata erogazione o la riduzione delle tariffe incentivanti a causa di ritardi nell'entrata in esercizio dell'impianto potrebbe compromettere in maniera

irreversibile la validità dell'investimento nell'impianto. Ad oggi non sono previste modifiche ad opera del Legislatore sulla struttura degli incentivi, mentre più marcato potrebbe essere il rischio di riduzione o decadimento dagli incentivi per ritardo nel completamento dei lavori; tale rischio è correlato al rischio di costruzione e completamento e può essere parimenti mitigato attraverso una adeguata programmazione e Due Diligence tecnica nella fase di progettazione e costruzione dell'impianto.

Figura 35 – Matrice dei rischi per investimenti in impianti a biogas e biometano

Probabilità Impatto	Inverosimile (1)	Poco probabile (2)	Probabile (3)	Altamente probabile (4)	Quasi certo (5)
Perdita insignificante (1)					
Perdita trascurabile (2)		Rischio amministrativo			
Perdita moderata (3)		Rischio di mercato	Rischio logistico	Rischio di performance	
Perdita significativa (4)	Rischio politico	Rischio di mancata erogazione degli incentivi Rischio tecnologico		Rischio di approvvigionamento della biomassa	
Perdita molto rilevante (5)		Rischio costruzione e completamento Rischio ambientale			

(elaborazione propria)

4.3.2 Analisi di redditività dell'impianto oggetto di valutazione

Al fine di valutare i diversi rischi che possono impattare sulla redditività dell'investimento, si provvederà ad effettuare l'analisi economica di una determinata tipologia di impianto a biogas in modo da valutare la redditività dello stesso e successivamente valutare l'impatto delle principali categorie di rischio individuate nella matrice dei rischi.

L'impianto oggetto di valutazione è stato simulato utilizzando dati e valori in linea con quelli di mercato e rispondenti alla normativa del settore, ed è un impianto per la produzione di biogas da digestione anaerobica ad alimentazione mista reflui zootecnici e insilato di mais, installato presso un'azienda zootecnica. Viene ipotizzata la completa disponibilità dei reflui da parte della società gestrice dell'impianto, pertanto i costi di approvvigionamento dei reflui sono limitati ai soli costi di trasporto dei liquami dall'azienda zootecnica all'impianto; viceversa le colture energetiche necessarie saranno coltivate su terreni di proprietà dell'azienda. La gestione dell'impianto spetterà ad una società appositamente creata.

La potenza dell'impianto è pari a 300 kW ed ha accesso agli incentivi, per un periodo di 20 anni, attraverso l'iscrizione nell'apposito registro del GSE. I dati sono riassunti in Figura 37.

Figura 36 – Dati di produzione dell'impianto

Assunzioni	Colture energetiche	Reflui Bovini
Percentuale di utilizzo substrato	30%	70%
Fabbisogno annuo	4.200 t	9.800 t
Produzione di biogas	210 Nm ³ /t T.Q	60 Nm ³ /t T.Q
% metano su biogas	52%	55%
Produzione di metano	109,2 Nm ³ /t T.Q	33,0 Nm ³ /t T.Q
Produzione annua di metano	458.640 Nm ³	323.400 Nm ³
Produzione annua totale di metano	782.040 Nm ³	
Rendimento generatore	35%	
Conversione Nm ³ - kWh	9,5	
Produzione Energia Elettrica Lorda (kWh/anno)	2.600.283	
Perdite di linea (%)	5%	
Perdite di linea (kWh/anno)	130.014	
Autoconsumi impianto (%)	11%	
Autoconsumi impianto (kWh/anno)	271.730	
Produzione Energia Elettrica Netta (kWh/anno)	2.198.539	
Produzione Energia Elettrica Incentivabile (kWh/anno)	2.198.539	

(elaborazione propria)

Figura 37 – Dati dell’impianto

Assunzioni	Descrizione
Tipologia impianto	Biogas
Tecnologia	Digestione Anaerobica
Alimentazione	Reflui Bovini e Insilato di Mais
Durata (vita utile dell'impianto)	20 anni
Tempi di costruzione	4 mesi
Potenza Nominale	300 kW
Costo impianto	1.300.000 €
Inflazione su costi operativi	2%
IMU	2.998 €
Accesso agli incentivi	Iscrizione al registro
Tariffa onnicomprensiva (€/kWh)	0,236 €/kWh
Durata incentivo	20 anni
Capitale investito da soci (30%)	390.000 €
Capitale finanziato da terzi (70%)	910.000 €
Tipologia di finanziamento	Mutuo chirografaro con ipoteca sull'impianto stesso, durata 15 anni, tasso di interesse 6,75% annuale, rimborso a rate mensili costanti alla francese
IRES	27,50 %
IRAP	3,90 %

(elaborazione propria)

4.3.2.1 I costi e i ricavi operativi

I valori relativi ai costi operativi del progetto sono stati determinati sulla base di un reale progetto di investimento in un impianto di digestione anaerobica per la produzione di biogas e sono valori in linea con il mercato.

I valori relativi ai ricavi operativi derivano dall'applicazione della tariffa incentivante associata alla tipologia di impianto; sono dunque valori fissi che derivano dallo studio della normativa del settore⁸³. Di seguito verranno riportate tutte le informazioni relative ai costi e ai ricavi operativi del progetto.

⁸³ Vedi Capitolo 1, Paragrafo 1.3.1” Il Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 e il nuovo sistema di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti a biogas”.

I) Analisi dei costi

- **I costi per la realizzazione dell'impianto** ammontano a 1.300.000 € ; tale valore corrisponde all'esborso iniziale da sopportare per installare l'impianto a biogas da digestione anaerobica. Di conseguenza, essendo un bene ad utilità pluriennale, sarà considerato come investimento e quindi capitalizzato tra le immobilizzazioni materiali dello Stato Patrimoniale.
- **I costi di esercizio** di un impianto a biogas variano in funzione della disponibilità dell'impianto (ore/anno di funzionamento), dell'alimentazione dell'impianto, e della modalità di approvvigionamento della biomassa (autoproduzione, utilizzo di sottoprodotti/scarti, acquisto sul mercato). Nel caso dell'impianto oggetto di valutazione i costi di esercizio sono riparti come indicato in Figura 38.

Figura 38 – Tabella di sintesi dei costi dell'impianto

Costi di esercizio dell'impianto	Importo (€)
Costo del personale (addetti alla centrale)	35.000
Costo di manutenzione full service dell'impianto	47.000
Costo di smaltimento del digestato	0

Costi generali	Importo (€)
Costo delle assicurazioni (property all risk) comprensiva di RCT (responsabilità civile verso terzi)	5.100

I costi di esercizio dell'impianto corrispondono ai costi del personale, ai costi di manutenzione dell'impianto e al costo di smaltimento del digestato prodotto dal processo di digestione anaerobica.

In particolare, per quanto riguarda le singole voci di costo, i costi di manutenzione corrispondono ai costi da sostenere per assicurare la manutenzione Full service dell'impianto: le operazioni di manutenzione più semplici (ad esempio il cambio dei filtri dell'impianto) possono essere eseguite dagli addetti alla centrale; viceversa per le operazioni di manutenzione programmata ed i controlli sulla funzionalità dell'impianto devono essere eseguiti da tecnici specializzati nell'O&M, in modo tale da ridurre al minimo i tempi di

inattività dell'impianto, garantendo il massimo funzionamento dell'impianto pari a 8.000 ore/anno al massimo regime.

Per quanto riguarda il costo di smaltimento del digestato, questo è stato ipotizzato pari a zero dal momento che si prevede l'utilizzo agronomico dello stesso, sia per la frazione chiarificata, sia per la frazione solida, nei campi nei pressi dell'impianto attraverso la sua distribuzione mediante le c.d. best practice agricole che prevedono l'interramento dello stesso e non la sua dispersione in superficie, evitando in questo modo un aumento delle emissioni di ammoniaca in atmosfera e in conformità con la direttiva nitrati⁸⁴. In realtà potrebbe essere prevista anche la vendita del digestato sul circuito nazionale (o internazionale) degli ammendanti commerciali, al fine di diversificare le fonti di reddito dell'impianto attraverso il ricavo ottenibile dalla sua vendita. Tuttavia, nell'ambito di questa analisi, non verrà considerata quest'ipotesi, ma si prevede l'utilizzo diretto del digestato come fertilizzante per i terreni in cui viene prodotto il mais da avviare alla digestione anaerobica in modo tale da azzerare il costo di smaltimento dello stesso.

➤ **Costi di approvvigionamento della biomassa.**

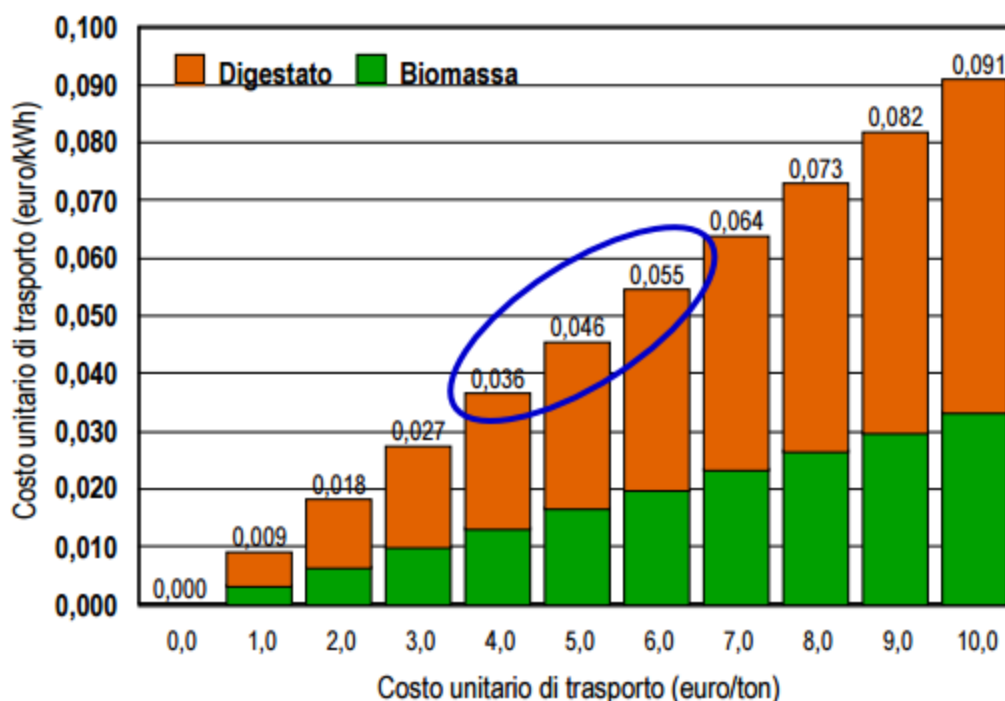
In linea generale, i costi approvvigionamento della biomassa dipendono in misura rilevante dalla tipologia di impianto, dai piani di approvvigionamento specifici previsti in fase di progettazione dell'investimento, dalla zona geografica e da ulteriori criteri direttamente connessi con il singolo progetto di investimento e pertanto risulta difficile quantificarli in maniera univoca. Ad ogni modo la volontà esplicita del Legislatore (espressa attraverso una diminuzione delle tariffe incentivanti previste dal D.M. 6 luglio 2012) è quella di favorire le realtà in cui la biomassa o i sottoprodotti siano già nella disponibilità del soggetto investitore (azienda zootecnica, azienda agroalimentari) e per le quali, quindi, il costo di approvvigionamento risulti essere limitato. Sulla base di queste considerazioni, si è andati a calcolare i costi di approvvigionamento considerando separatamente i substrati di alimentazione di cui necessita l'impianto oggetto di valutazione: infatti, dapprima verranno calcolati i costi di approvvigionamento dei reflui bovini (di cui ha disponibilità l'azienda zootecnica presso cui è installato l'impianto) e successivamente sarà calcolato il costo di approvvigionamento del mais prodotto sui terreni dell'azienda.

⁸⁴ Direttiva comunitaria 91/676/CEE recepita nell'ordinamento italiano attraverso il D.Lgs 152/1999 e il D.M. 7 aprile 2006.

Reflui bovini

L'impianto come specificato sopra è ad alimentazione mista mais e reflui bovini; per i reflui si è assunto che se ne abbia piena disponibilità in quanto provengono dall'impresa zootecnica presso cui verrà installato l'impianto a biogas. Di conseguenza i costi relativi a tale substrato si sostanziano nei soli costi di trasporto.

Figura 39 – Costi di trasporto reflui e digestato (Fonte: Solarexpo⁸⁵)



I costi di trasporto dei reflui zootecnici sono esplicitati nella seguente tabella e sono depurati dai costi necessari per la gestione del digestato.

Costo unitario di trasporto reflui bovini (€/kWh)	Produzione di EE anno 2016 (kWh)	Costo di trasporto totale (€) reflui bovini anno 2016
0,015	2.198.539	32.978

⁸⁵ RAGAZZONI A., 2012. *Analisi di redditività degli investimenti sul biogas*. Solarexpo

Quota integrativa fabbisogno matrice organica: stima del costo di approvvigionamento della biomassa

L'impianto oggetto di analisi è, come già specificato, ad alimentazione mista reflui bovini e insilato di mais; il 30% in peso dei substrati avviabili al processo di digestione anaerobica, è rappresentato dall'insilato di mais che viene prodotto su terreni di proprietà dell'azienda zootecnica.

Stima del costo di approvvigionamento della biomassa prodotto su terreni di proprietà dell'azienda (Fonte: Solarexpo)

Costo culturale dell'insilato di mais (€/kWh)						
Capitoli di spesa	Mais 1° raccolto			Mais 2° raccolto		
	Alta intensità(€/ha)	Media intensità(€/ha)	Bassa intensità(€/ha)	Alta intensità(€/ha)	Media intensità(€/ha)	Bassa intensità(€/ha)
Preparazione terreno	484	484	384	519	477	377
Operazioni meccaniche	605	575	575	432	372	347
Materie prime	909	614	502	539	412	295
TOTALE	1.998	1.674	1.462	1.490	1.262	1.020
MEDIA	1.484					

E' necessario ora procedere alla conversione da unità di terreno (€/ettaro) ad unità di potenza (€/kWh) per poter riuscire a stimare il costo di approvvigionamento della biomassa per kW di energia elettrica prodotta dall'impianto attraverso l'utilizzo delle colture energetiche.

I parametri da considerare per procedere alla conversione sono:

- Il rendimento energetico medio⁸⁶ delle due colture energetiche oggetto di analisi che è pari a 300 kWh/t ;
- Il funzionamento medio annuale dell'impianto, ipotizzato in 8.000 ore/anno;
- Il costo culturale medio del mais 1° e 2° raccolto di 1.484 €/ha;
- La resa dei terreni coltivati a mais di 55 t/ha.

⁸⁶ Tale rendimento per il mais 1° raccolto è pari a 320 kWh/t, per il Mais 2° raccolto è pari a 280 kWh/t. Cfr RAGAZZONI A., 2011. *Potenza e biomassa, quando l'impianto di biogas conviene..* L'Informatore Agrario.

Fabbisogno unitario insilato di Mais (t/kW)	Costo unitario per potenza (€/kW)	Costo unitario per energia (€/kWh)
8.000/300 = 26,7	1.484 * (26/55) = 720,41	720,41/8.000 = 0,091

Il costo stimato di approvvigionamento della biomassa, considerate le necessità produttive dell'impianto e la filiera di approvvigionamento interna tramite produzione delle colture da avviare alla digestione su terreni di proprietà dell'azienda, è di 0,091 €/kWh di energia prodotto⁸⁷. Il costo totale di approvvigionamento della biomassa è calcolato nella seguente tabella.

Costo unitario per energia (€/kWh)	Produzione di energia elettrica da colture energetiche (kWh)	Costo totale di approvvigionamento insilato di mais (€) anno 2016
0,091	1.524.978	138.773

Il costo di approvvigionamento della biomassa incide per circa il 53% sui costi operativi totali dell'impianto e quindi risulta essere uno dei fattori principali da analizzare per chi decide di effettuare l'investimento in tali tipologie di impianti, andando attentamente a pianificare la strategia di approvvigionamento della biomassa, sfruttando quanto più possibile le biomasse e/o sottoprodotti di cui l'impresa ha maggiore disponibilità.

⁸⁷ Tale dato di costo trova riscontro anche in altre analisi di redditività degli impianti a biogas: Cfr MARANGONI A., *Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo*. Althesys, Osservatorio Agroeneria pag 28.

II) Analisi dei ricavi

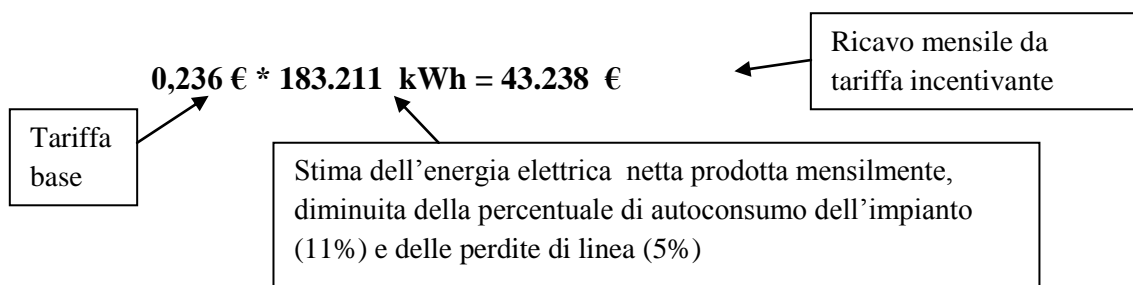
➤ Tariffa incentivante

I gestori degli impianti con potenza fino al MW hanno la facoltà di chiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete e l'erogazione di una tariffa onnicomprensiva; per gli impianti con potenza superiore al MW, invece, il GSE erogherà, con riguardo alla produzione immessa in rete, il corrispondente incentivo decurtato del prezzo di vendita dell'energia (l'energia prodotta rimane quindi nella disponibilità del produttore). L'impianto oggetto di valutazione, avendo potenza inferiore al MW, opererà per l'ottenimento della tariffa onnicomprensiva, con conseguente cessione al GSE di tutta l'energia elettrica prodotta, ad esclusione della quota destinata a soddisfare gli autoconsumi dell'impianto.

Inoltre, il D.M 6 luglio 2012 prevede che, per gli impianti a biogas di potenza non superiore al MW, se per l'alimentazione sono utilizzati sottoprodotti ricadenti nel "tipo b" (reflui zootecnici), congiuntamente a biomasse rientranti nel "tipo a" (colture energetiche dedicate), con una percentuale di queste ultime non superiore al 30% in peso, all'intera produzione di energia elettrica si può attribuire la tariffa incentivante prevista per il "tipo b"; questo è appunto il caso dell'impianto oggetto di valutazione che potrà ricevere le seguenti tariffe incentivanti:

Incentivi impianto a biogas stabilito dal D.M. 6 luglio 2012		
Alimentazione impianto	Intervallo di potenza (kW)	Tariffa base (€/kWh)
Tipo b	1<P≤300	0,236

Tale tariffa verrà dunque applicata sull'energia elettrica immessa in rete mensilmente dall'impianto e sarà liquidata mensilmente dal GSE al proprietario dell'impianto; il ricavo ottenuto dalla tariffa incentivante per il mese di gennaio 2016 sarà pari a:



4.3.2.2 Il Fabbisogno finanziario e il piano di ammortamento dell'impianto

Per realizzare l'impianto a biogas oggetto di valutazione, sarà necessario investire la somma di 1.300.000 €.

Questa somma sarà finanziata nella seguente modalità:

- 390.000 € (30%), attraverso apporti in denaro e a titolo di capitale di rischio. Oggetto di questo paragrafo è valutare il ritorno economico dell'investimento in un impianto a biogas installato presso un'azienda zootecnica, di conseguenza, la valutazione punta a comprendere se l'investimento da parte dell'azienda zootecnica è redditizio e sostenibile; a tal fine, si è ipotizzato che una parte del fabbisogno finanziario fosse apportata dalla stessa azienda zootecnica in conto capitale.
- 910.000 € (70%) apportati da terzi (banche) a titolo di capitale di debito; tale finanziamento assumerà la forma del mutuo chirografaro con ipoteca sull'impianto stesso avente di durata 15 anni, tasso di interesse 6,75% annuale con rimborso a rate mensili costanti alla francese.

Figura 40 – Stato Patrimoniale 2016

Attivo	2016	Passivo	2016
A. Crediti v/soci	0	A. Totale Patrimonio netto	390.000
		A.I Capitale Sociale	390.000
B. Totale immobilizzazioni	1.300.000	D. Totale debiti	910.000
B.II Totale immobilizzazioni materiali	1.300.000	D.>>> Debiti a breve	
		D.>>> Debiti a oltre	910.000
Totale Attivo	1.300.000	Totale passivo	1.300.000

(elaborazione propria)

Tali valori, ad eccezione del capitale sociale, si ridurranno nel tempo; infatti i debiti contratti con le banche a fronte del mutuo, tenderanno a diminuire per il rimborso della quota capitale che sarà liquidata mensilmente, mentre il valore dell'impianto sarà ammortizzato nel tempo con aliquota di ammortamento (5%) calcolata sulla vita utile dell'impianto, stimata in 20 anni; la quota di ammortamento sarà pari a 65.000 €/anno.

4.3.2.3 Gli aspetti rilevanti del modello di valutazione

Al fine di ottenere una valutazione dell'investimento in un impianto a biogas e successivamente stimare l'impatto delle diverse tipologie di rischio che possono influenzarne la redditività, è stato predisposto uno specifico modello per la valutazione dell'impianto.

Gli aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- Il collegamento dei dati e delle ipotesi utilizzate per simulare l'esercizio dell'impianto con lo schema di Conto Economico dell'impianto; tutti i dati e le ipotesi del modello vanno ad impattare sulle voci di conto economico della società gestrice dell'impianto in modo tale da mostrare l'andamento della gestione con dettaglio annuale. In tal modo sarà possibile successivamente valutare l'impatto che le diverse tipologie di rischio esaminate avranno sulla redditività complessiva dell'impianto.
- La stesura del rendiconto finanziario previsionale dell'impianto; vengono mostrati i flussi di cassa in entrata e quelli in uscita derivanti dalla gestione annuale dell'impianto a biogas.
- Stima della rischiosità complessiva del progetto; le assunzioni riguardo i rischi elaborate nella fase di risk analysis sono state inserite nel modello di valutazione del progetto. La stima dei rischi di contesto impatterà sulla valutazione dell'investimento attraverso il Beta Unlevered; viceversa per quanto riguarda la stima dei rischi operativi del business, questa è stata introdotta ipotizzando una perdita di linea di energia elettrica pari al 5% e un rendimento del generatore inferiore (35%) rispetto al rendimento a pieno regime (40%). Inoltre, in via prudenziale, si è assunto un tasso di decadimento annuo della produzione di energia elettrica pari allo 0,5%; tale tasso rappresenta la perdita tecnica legata all'utilizzo e all'obsolescenza dell'impianto.
- La stima del Beta Unlevered.
I flussi di cassa attesi dall'investimento verranno attualizzati attraverso il WACC del progetto; a tal proposito, nella determinazione del costo del capitale proprio, i rischi di contesto verranno approssimati al Beta medio⁸⁸ delle imprese operanti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili di 0,93865.
- Calcolo della performance del progetto.
In particolare viene calcolato: il Valore Attuale Netto del progetto, il Tasso Interno di Rendimento dell'investimento, il payback period, l'evoluzione del ROE e i

⁸⁸ calcolato in Figura 31 a pagina 92 del presente capitolo.

movimenti della cassa. Il VAN è stato calcolato sulla base del WACC del progetto pari al 5,92%, le cui variabili sono indicate nella seguente tabella.

Wacc	
Rendimento per investimenti privi di rischio	3,55%
Beta Unlevered	0,98
Premio per il rischio di mercato	5,50%
Tasso di costo del capitale proprio (Ke)	8,94%
Incidenza del capitale proprio sul capitale investito	30,00%
Tasso di costo del debito finanziario (Kd)	6,75%
Marginal taxes	31,40%
Tasso di costo del debito finanziario al netto delle imposte	4,63%
Incidenza indebitamento finanziario su capitale investito	70%
Wacc	5,92%

Le variabili rilevanti ai fini del WACC sono state stimate nella seguente maniera:

- Beta Unlevered pari a 0,98 ottenuto dall'analisi delle imprese quotate operanti nell'attività di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- tasso risk-free relativo a un BTP a 20 anni⁸⁹ e pari a 3,55%;
- premio per il rischio di mercato⁹⁰ pari a 5,5% ;
- Marginal Taxes⁹¹ al 31,40%.

⁸⁹ Per coerenza dei dati dell'analisi, si è utilizzato il rendimento dei BTP a 20 anni con riferimento all'anno 2014. CFR:

http://www.dt.tesoro.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_it/debito_pubblico/dati_statistici/Principali_tassi_di_interesse_2014.pdf

⁹⁰ Cfr FERNANDEZ P., AGUIRREAMALLOA J., CORRES R., 2012. "Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers"

⁹¹ IRES al 27,50% e IRAP 3,90%.

4.3.2.4 I risultati del modello di valutazione

I risultati sulla valutazione dell'investimento nell'impianto a biogas oggetto dell'analisi sono complessivamente soddisfacenti. In particolare, il VAN assume un valore di 586.624 € e il TIR un valore del 17%; inoltre, mediante la modalità di finanziamento scelta, l'investimento presenta un ROE medio del 17% ed un payback period a metà del terzo anno.

Figura 41 – Andamento degli indicatori di performance del progetto nel tempo

Budget annuale	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo iniziale [€]	390.000					
Flusso di cassa [€]	-390.000	117.662	111.549	105.782	99.904	93.911
Flusso di cassa cumulato [€]		-272.338	-160.789	-55.007	44.897	138.808
VAN [€]	586.624	-278.917	-179.495	-90.486	-11.123	59.307
ROE [%]	319%	23%	22%	21%	20%	20%
TIR [%]	17%		-33%	-13%	-1%	5%

(elaborazione propria)

Budget Annuale	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flusso di cassa [€]	87.796	81.554	75.179	68.665	62.005	55.192	48.218	41.075
Flusso di cassa cumulato [€]	226.604	308.158	383.337	452.002	514.007	569.199	617.417	658.492
VAN [€]	121.468	175.982	223.424	264.332	299.207	328.513	352.685	372.125
ROE [%]	19%	18%	18%	17%	16%	16%	15%	15%
TIR [%]	9%	12%	13%	15%	15%	16%	16%	16%

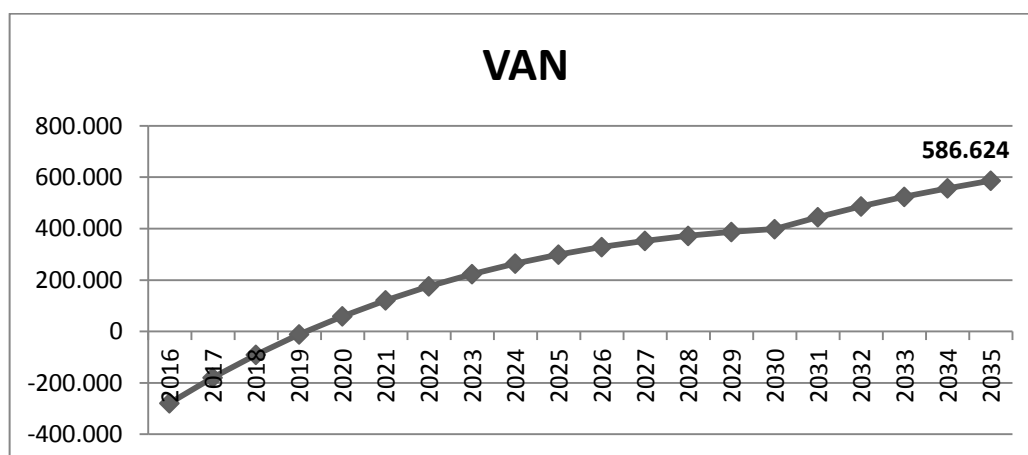
(elaborazione propria)

Budget	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Flusso di cassa [€]	33.756	26.251	116.891	111.070	105.173	99.199	93.147
Flusso di cassa cumulado [€]	692.248	718.498	835.390	946.459	1.051.632	1.150.831	1.243.978
VAN [€]	387.207	398.280	444.829	486.587	523.916	557.157	586.624
ROE [%]	14%	14%	13%	12%	10%	9%	7%
TIR [%]	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%

(elaborazione propria)

Il VAN dell'investimento

Il VAN del progetto d'investimento risulta essere piuttosto soddisfacente e mostra un valore positivo a partire dal quinto anno di piano. Il valore finale dell'investimento nell'impianto a biogas è di 586.624 € mostrando un andamento crescente nel tempo. Nel grafico seguente è possibile osservare l'andamento del VAN nel tempo.



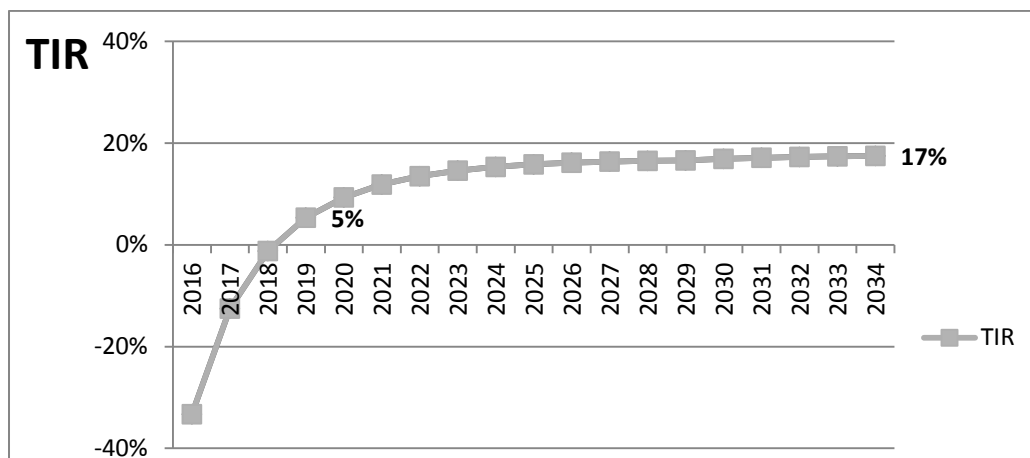
(elaborazione propria)

Il TIR

Il TIR (Tasso Interno di Rendimento), è un indicatore rilevante per la valutazione degli investimenti dal momento che rappresenta il tasso che rende il progetto economicamente conveniente, ovvero è il tasso di sconto che fa risultare il VAN del progetto maggiore di 0; più alto risulterà il valore del TIR, più difficoltoso sarà abbassare il VAN dell'investimento sotto lo 0 e di conseguenza più alto risulterà il rendimento dell'investimento stesso.

Il TIR dell'investimento nell'impianto a biogas oggetto di valutazione è pari al 17%; tale indicatore assume valori soddisfacenti nel tempo, rispecchiando l'andamento del VAN. In

particolare, tale indicatore mostra, nei primi tre anni, una forte crescita per poi assestarsi su un valore medio del 16 % a partire dal decimo anno in poi.

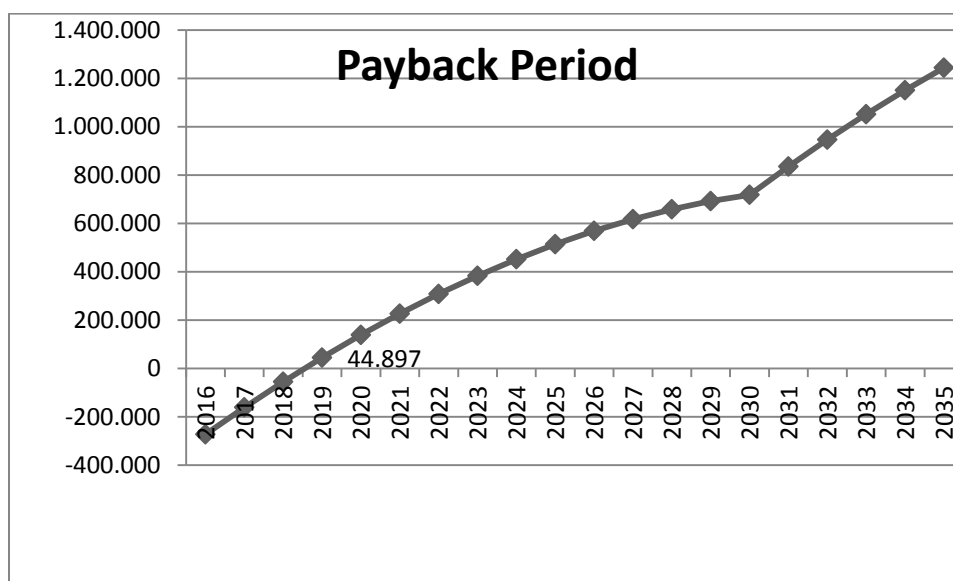


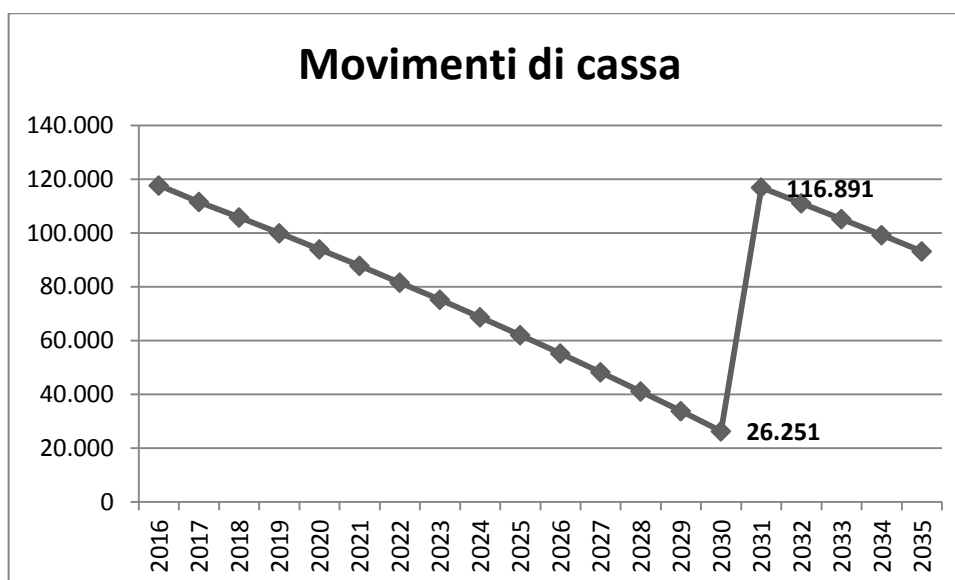
(elaborazione propria)

Il paybackperiod e i flussi di cassa

Il progetto di investimento nell’impianto a biogas presenta risultati soddisfacenti anche guardando alla capacità del progetto di generare cassa; infatti la somma investita dalla società sarà recuperata, attraverso la creazione di cassa del progetto, dopo che saranno trascorsi appena tre anni. Questo risultato risulta essere più che soddisfacente dal momento che il progetto di investimento ha una durata complessiva di 20 anni.

Di seguito sono mostrati i grafici del payback period e dei movimenti di cassa ottenuti attraverso la costruzione di un apposito piano di tesoreria.





(elaborazione propria)

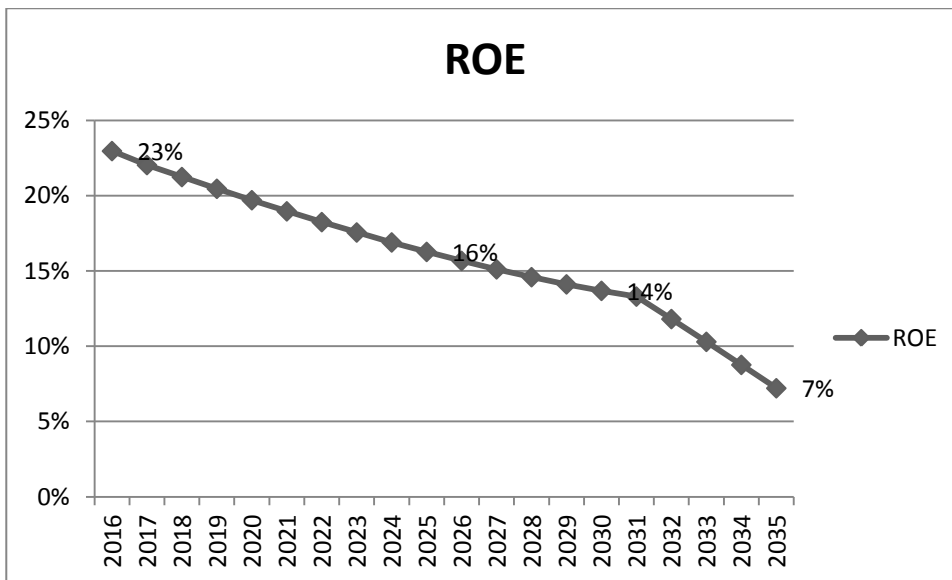
In particolare, i movimenti di cassa presentano un andamento decrescente fino al 2030 dovuto in misura rilevante a due motivazioni principali:

- All'andamento decrescente dei ricavi da tariffa incentivante, dovuti principalmente alle ipotesi prudenziali utilizzate nel modello; il tasso di decadimento della produzione ipotizzato pari allo 0,5% all'anno determina, nel tempo, una diminuzione dell'energia elettrica prodotta e di conseguenza dell'energia elettrica incentivabile, riflettendosi in un minor valore dei ricavi da tariffa onnicomprensiva.
- Alla variazione dei mezzi di terzi, attraverso il rimborso della quota capitale del mutuo acceso per finanziare il progetto.

Dal 2030 in poi, per effetto dell'estinzione del mutuo con il pagamento dell'ultima rata della quota capitale, la movimentazione di cassa passa da 26.251 € a 116.891 €, in quanto la cassa generata dalla gestione operativa dell'impianto non sarà più destinata alla remunerazione del debito acceso per finanziare l'investimento.

Il ritorno sul capitale investito (ROE)

Il valore del ROE, calcolato a fine piano, mostra un valore medio del 16% all'anno, con un valore del ROE a 20 anni pari a 319%; chi ha conferito capitale di rischio nel progetto di investimento, a fine piano otterrà un ritorno sul capitale investito pari a tre volte la somma investita. Tale ritorno sul capitale investito risulta soddisfacente per qualsiasi tipologia di investitore. Attraverso l'analisi del Conto Economico, è possibile mostrare nel grafico sottostante l'andamento assunto dal ROE nel corso del tempo.



(elaborazione propria)

In particolare, l'andamento decrescente mostrato dal ROE deriva dall'andamento decrescente del reddito netto, risultante dalla diminuzione dei ricavi nel tempo, dovuta, come già specificato, alle ipotesi prudenziali del modello circa il tasso di decadimento della produzione per tenere in conto nell'analisi di quelli che sono i rischi operativi/business del progetto stesso.

4.3.3 Quantificazione dei rischi in termini di scenari e il loro impatto sulla redditività dell'investimento

L'analisi dell'investimento nell'impianto a biogas oggetto di valutazione presenta dei risultati piuttosto soddisfacenti. L'analisi in questione ha tenuto in conto dei rischi del progetto sia attraverso l'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'investimento (rischi di contesto), sia prevedendo specifiche ipotesi prudenziali sul calcolo della producibilità di energia elettrica (rischi di business/operativi).

Tuttavia, come visto in fase di risk analysis, vi sono altre categorie di rischio che possono influenzare la redditività del progetto. Scopo di questa sezione è appunto quello di procedere alla quantificazione di questi rischi in termini di scenario e valutarne il loro impatto sulla redditività dell'investimento analizzato.

In particolare i rischi che saranno analizzati sono quelli che si trovano nell'area rossa della matrice dei rischi, ovvero quelli che presentano un valore del rischio maggiore, vale a dire:

- Rischio di approvvigionamento della biomassa;
- Rischio di performance;

4.3.3.1 Il rischio di approvvigionamento della biomassa

Il rischio di approvvigionamento della biomassa è definito come il rischio che l'impianto a biogas non riesca a reperire la necessaria tipologia di substrato da avviare al processo di digestione anaerobica, oppure quando le forniture avvengano a condizioni di qualità e quantità inadeguate all'uso efficiente nell'impianto. Gli eventi negativi attraverso cui può manifestarsi questo rischio sono:

- Reperimento della biomassa a condizioni di costo più elevate rispetto a quanto preventivato;
- Fornitura della biomassa in quantità e/o qualità inadeguate all'uso efficiente nell'impianto.

Questa tipologia di rischio deriva principalmente dall'articolazione della filiera di approvvigionamento dell'impianto a biogas.

Infatti, nella filiera energetica degli impianti a biogas, come già trattato, l'imprenditore agricolo/zootecnico assume un ruolo sempre più rilevante che può determinare il successo o l'insuccesso del progetto di investimento per tre ragioni fondamentali:

- per la necessità di utilizzare sottoprodotti ed ottenere l'accesso alle tariffe incentivanti di maggiore impatto;

- per ridurre il costo e le oscillazioni negli anni del prezzo della biomassa utilizzato;
- per garantire nel tempo la disponibilità della biomassa.

Di conseguenza si possono valutare differenti scenari a seconda del ruolo che l'imprenditore agricolo/zootecnico svolge nell'ambito della filiera di approvvigionamento. In ogni caso il ruolo svolto dall'imprenditore può essere ricompreso tra questi due casi limite:

- imprenditore che gestisce l'impianto e acquista sul mercato l'intero fabbisogno di biomassa;
- imprenditore che gestisce l'impianto e auto produce l'intero fabbisogno di biomassa valorizzando i reflui di cui l'azienda ha disponibilità o coltivando direttamente su terreni propri la coltura energetica di cui necessita l'impianto.

La situazione più frequente vede la presenza di un imprenditore che ha la disponibilità di una parte considerevole del fabbisogno di biomassa per l'alimentazione dell'impianto e reperisce il fabbisogno residuale all'esterno, mediante accordi di conferimento con aziende limitrofe.

Sulla base di questi presupposti, i costi di gestione dell'impianto possono assumere valori molto diversi in base alle modalità di conferimento della biomassa. Alcune voci di bilancio annuale possono essere fonte di ricavo oppure di costo, nel caso in cui l'imprenditore è solo produttore o trasformatore della materia prima.

L'esempio classico è fornito dai reflui zootecnici: se l'imprenditore è autoproduttore di reflui ma non è in grado di valorizzarli in alcun modo dovrà sostenere dei costi per il loro smaltimento. Laddove invece sia possibile utilizzare i reflui per alimentare l'impianto a biogas, oltre al vantaggio degli incentivi per la produzione di energia rinnovabile, l'imprenditore potrà beneficiare di una riduzione dei costi di smaltimento. Quest'ultimo aspetto è dovuto sia ad una riduzione quantitativa dei reflui a valle del processo di digestione anaerobica rispetto a quelli a monte, sia ad un miglioramento qualitativo degli stessi (es. minore odore e minore carico patogeno).

Nel caso di acquisto della biomassa (in tutto o in parte), l'imprenditore non avendo a disposizione la materia prima deve reperirla sul mercato: questa attività rappresenta sempre il maggior costo di gestione dell'impianto a biogas, andando ad incidere per circa il 60% dei costi operativi⁹² (53% nell'impianto oggetto di valutazione); di conseguenza la strategia di autoproduzione/approvvigionamento sul mercato della materia prima risulta determinante per la sostenibilità economica del progetto di investimento.

Un altro aspetto rilevante rispetto al rischio di approvvigionamento è legato alla disponibilità, nell'arco di tutta la vita utile dell'impianto, della biomassa e alle oscillazioni dei prezzi di

⁹² Cfr ABI Energia, 2013. *Linee guida sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas e biomasse. La bancabilità dei progetti*. Protos.

mercato della stessa. Nell'ipotesi, maggiormente virtuosa di completa autoproduzione della biomassa necessaria al funzionamento dell'impianto, il rischio di mancato approvvigionamento/disponibilità risulta mitigato o comunque legato alla solidità industriale della realtà agricolo/zootecnica.

Il rischio di approvvigionamento della biomassa nel caso dell'impianto oggetto di valutazione riguarda l'approvvigionamento dell'insilato di mais. Il reperimento della biomassa da avviare al processo di digestione anaerobica può avvenire attraverso:

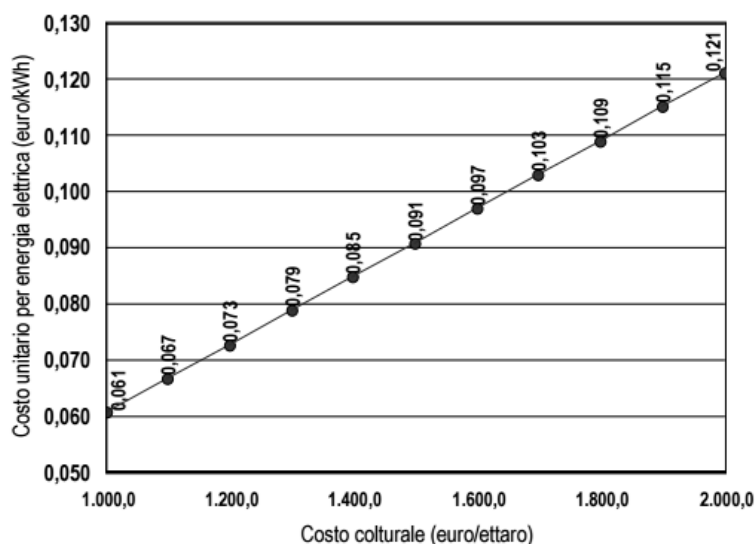
- La produzione della biomassa su terreni di proprietà dell'azienda;
- La produzione della biomassa su terreni in affitto;
- L'acquisto della biomassa in base al mercato dei cereali.

Di seguito si andranno a costruire degli scenari a seconda della diverse modalità di reperimento della biomassa che possono essere adottate dall'impresa e si vedrà come questi scenari impattano sul calcolo della redditività.

- Produzione di mais su terreni di proprietà dell'azienda

La produzione di mais su terreni dell'azienda è l'ipotesi prevista nel modello di valutazione dell'impianto oggetto di analisi.

Figura 42 – Dinamica del costo della biomassa (mais) in relazione al costo culturale (€/kWh)⁹³



Il range di costo per la produzione del mais 1° raccolto sui terreni di proprietà dell'azienda, in relazione al fabbisogno dell'impianto, varia da 0,080 €/kWh – 0,121 €/kWh. Per l'impianto oggetto di valutazione il costo di approvvigionamento stimato è di 0,091 €/kWh.

⁹³Dati da RAGAZZONI A., 2012. *Analisi di redditività degli investimenti sul biogas*. Solarexpo.

Di seguito vengono individuati quindi i seguenti scenari di costo di autoproduzione del mais e si vedrà come questi impattano sulla redditività dell'impianto e sugli indici di valutazione dell'investimento.

Nel caso di approvvigionamento di mais su terreni di proprietà dell'azienda, anche nel caso di aumenti del costo dell'input produttivo fino al valore limite di 0,12 €/kWh, l'investimento nell'impianto conserva dei buoni indici di performance: infatti, se da un lato è vero che le performance diminuiscono, i margini di redditività dell'investimento sono comunque soddisfacenti, presentando un valore dei diversi indici sempre positivo.

Costo di approvvigionamento del mais €/kWh				
Scenari	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Costo produzione di Mais sui terreni di proprietà dell'azienda	0,091	0,12	0,10	0,08
VAN (€)	586.624	162.723	459.453	742.054
TIR (%)	17	6	14	21
ROE (%)	319	123	260	391
Payback	3/4anni	7 anni	5anni	3 anni

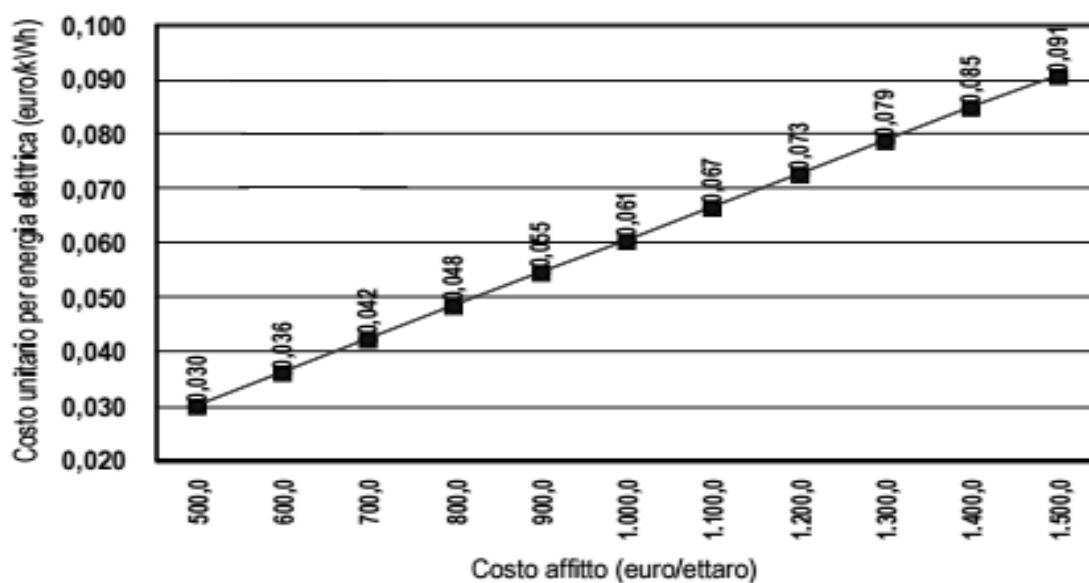
(elaborazione propria)

- Produzione di mais su terreni extra aziendali in fitto

La seconda ipotesi riguarda l'auto produzione di mais su terreni che non sono di proprietà dell'azienda e che quindi vengono presi in locazione dalla società gestrice dell'impianto. Sotto questa ipotesi, per calcolare il costo di approvvigionamento del mais sarà dunque necessario sommare al costo di produzione culturale stimato sopra il costo di affitto dei terreni extra aziendali, convertito in €/kWh.

Il costo di affitto dei terreni extra aziendali può essere ragionevolmente compreso in un range che va dai 0,03 €/kWh – 0,06 €/kWh. Imputando questi costi ulteriori sul costo di produzione culturale del mais previsto nell'ipotesi precedente, possono essere identificati i seguenti scenari.

Figura 43 – Costo di affitto dei terreni extra aziendali (€/kWh)⁹⁴



Costo di approvvigionamento del mais €/kWh			
Scenari	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario))
Costo produzione colturale del Mais	0,10	0,09	0,08
Costo di affitto dei terreni extra aziendali	0,06	0,04	0,03
Costo di produzione Mais su terreni extra aziendali	0,16	0,13	0,11
VAN (€)	-494.868	22.225	318.153
TIR (%)	0	1	11
ROE (%)	-195	55	195
Payback	-	7anni	6 anni

(elaborazione propria)

L'approvvigionamento del mais attraverso produzione su terreni in affitto, influenza sensibilmente la redditività del progetto oggetto di valutazione; infatti, se si esclude il terzo scenario, che può essere definito ottimistico, negli altri scenari ipotizzati non è possibile implementare un progetto di investimento soddisfacente nell'impianto a biogas. In particolare, se il costo dei terreni presi in affitto supera il valore di 0,04 €/kWh tale investimento distrugge valore, generando flussi di cassa negativi; infatti nel primo scenario il VAN è minore della

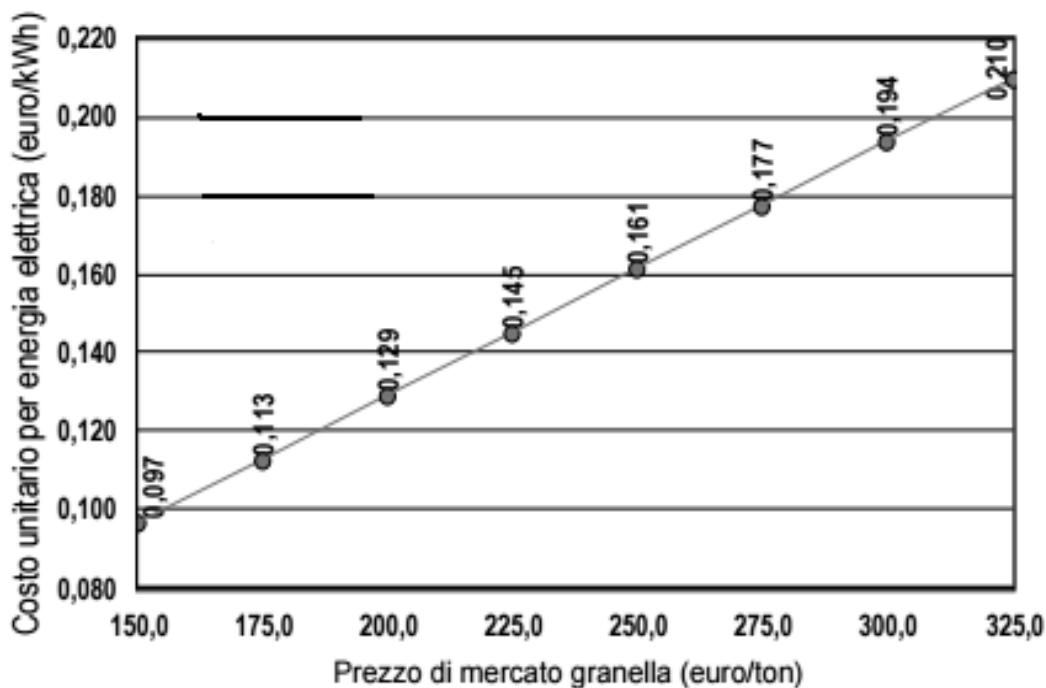
⁹⁴ Dati da RAGAZZONI A., 2012. *Analisi di redditività degli investimenti sul biogas*. Solarexpo

somma investita per finanziare il progetto (-494.868 €) e anche nel secondo scenario presenta risultati poco soddisfacenti.

- Acquisto del mais in base al mercato dei cereali

La terza ipotesi riguarda l'acquisto della biomassa sul mercato dei cereali. Il costo di approvvigionamento del mais dipenderà dal prezzo osservato sul mercato dei cereali. Il range di costo per l'acquisto del mais sul mercato dei cereali può essere ricompreso tra 0,13 €/kWh – 0,17 €/kWh.

Figura 44 – Prezzo del mais in base al mercato dei cereali (€/kWh)⁹⁵



Costo di approvvigionamento del mais (€/kWh)			
Scenari	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Costo di acquisto della biomassa in base al mercato dei cereali	0,17	0,15	0,13
VAN (€)	-687.818	-311.839	22.225
TIR (%)	0	0	1
ROE(%)	-287	-107	55
Payback	-	-	7 anni

(elaborazione propria)

⁹⁵ Dati da RAGAZZONI A., 2012. *Analisi di redditività degli investimenti sul biogas*. Solarexpo

Anche nel caso di acquisto della biomassa sul mercato dei cereali, il prezzo di acquisto dell'insilato di mais, porta al fallimento della società che gestisce l'impianto e, di riflesso, alla perdita dell'intero capitale per gli azionisti della società, data l'assenza di dividendi nel corso della gestione. Infatti, solo nello scenario ottimistico, in cui si prevede un costo del mais pari a 0,13 €/kWh, consente di ottenere un VAN positivo (22.225), mentre negli altri due scenari analizzati presentano valori del VAN estremamente negativi (rispettivamente -311.839 € e -687.818 €).

Conclusioni e considerazioni

Come visto, l'approvvigionamento della biomassa rappresenta uno, se non il principale, dei fattori chiave per il successo dell'investimento in un impianto a biogas, in grado di influenzare in maniera significativa la redditività del progetto in questione.

La situazione ottimale è ovviamente quella che prevede la disponibilità, in capo allo stesso soggetto titolare dell'impianto, dell'intero quantitativo annuo di biomassa richiesta per il funzionamento dell'impianto; tuttavia, ciò non sempre è possibile a causa di vincoli nella disponibilità di terreni, di personale e di attrezzature occorrenti per coprire con produzione propria l'intero fabbisogno. In questi casi quindi occorrerà stipulare dei contratti di approvvigionamento con soggetti terzi per la fornitura del fabbisogno residuale di biomassa.

In caso di ricorso a forniture ad opera di soggetti terzi, risulta comunque opportuno che il titolare dell'impianto abbia una capacità produttiva in proprio non inferiore al 60-70% del fabbisogno annuo di biomassa; il restante 30-40% può invece essere contrattualizzato con operatori esterni di adeguata affidabilità. Inoltre, una mitigazione del rischio di approvvigionamento può essere rappresentata dal coinvolgimento nella compagine societaria dei soggetti fornitori rendendoli di conseguenza direttamente interessati alla corretta gestione dell'impianto.

Per quanto riguarda la durata dei contratti di approvvigionamento, bisogna tenere in conto la frequente difficoltà ad individuare fornitori con cui stipulare contratti di durata pari alla vita utile dell'impianto; date queste problematiche, una soluzione accettabile potrebbe essere quella di prevedere una durata del contratto di approvvigionamento minore, ma a condizione che sia verificata l'effettiva capacità produttiva del fornitore (disponibilità di terreni, attrezzature, organizzazione) e, dove possibile, suddividere l'approvvigionamento, e di conseguenza il rischio, su più fornitori.

Il rischio di biomassa si caratterizza poi, oltre che nella indisponibilità della biomassa e nel suo reperimento a condizioni di costo più elevate, anche nella fornitura della biomassa in

quantità e/o qualità inadeguate all'uso efficiente nell'impianto. Per mitigare il rischio legato a quest'aspetto, i contratti di fornitura devono esplicitamente stabilire:

- Le specifiche tecniche della biomassa e i relativi range di accettabilità (pezzatura, umidità, contenuto di sostanza secca);
- Il periodo di conferimento, a seconda che questo sia stagionale o continuo;
- I quantitativi annui standard, meglio se con possibilità di variazioni in più o in meno per far fronte ad eventuali oscillazioni di fabbisogno dell'impianto.

Inoltre, il prezzo della biomassa può dipendere da differenti fattori tra i quali vi sono le caratteristiche merceologiche, la disponibilità sul territorio, e la presenza di impieghi alternativi, tanto energetici quanto agroalimentari. Infine, per quanto riguarda la variazione del prezzo della biomassa nel tempo, appare opportuno che il contratto di approvvigionamento stabilisca delle formule di indicizzazione sulla base di indici ufficiali, quali ad esempio l'ISTAT e le Borse agricole.

Da tali considerazioni, e tenendo in conto dell'articolazione del nuovo sistema incentivante stabilito dal D.M. 6 luglio 2012, è ragionevole aspettarsi uno sviluppo di impianti a biogas di dimensioni ridotte alimentati da sottoprodotti di origine biologica o, per i soli impianti con taglia inferiore al MW la possibilità di alimentare l'impianto con il 30% di "prodotti" di origine biologica (colture energetiche) e il 70% di sottoprodotti (reflui), a causa delle maggiori tariffe previste per tali impianti rispetto a quelli alimentati prevalentemente con colture energetiche⁹⁶. Tale previsione sembra essere coerente con l'intenzione del Legislatore di favorire impianti strettamente legati all'attività agricola e zootecnica, in modo da risultarne una naturale estensione ed integrazione del core business principale. Ciò farebbe sì che gli investimenti in impianti a biogas sarebbero effettuati principalmente da quelle stesse realtà aziendali che detengono la disponibilità, del tutto o comunque in buona parte, della biomassa necessaria, riducendo o nella più virtuosa delle ipotesi eliminando il ricorso ad approvvigionamento esterno, in modo tale da risultarne una mitigazione del rischio legato alla problematica dell'approvvigionamento.

⁹⁶ Vedi Capitolo 1 paragrafo 1.3.1. Figura 10

4.3.3.2 Il rischio di performance

L'altro tipologia di rischio da analizzare per l'impatto potenziale che può avere sulla redditività del progetto, è il rischio di performance dell'impianto, che è definito come il rischio che l'impianto, dopo i test successivi al primo collaudo, funzioni, ma sia tecnicamente in regime di sottoutilizzo (underperforming).

Le performance produttive dell'impianto hanno un importante riflesso sulla redditività dell'investimento, giacché determinano in maniera diretta l'ammontare dei ricavi da incentivazione dello stesso.

Una prima problematica relativa al rischio di performance riguarda la corretta alimentazione dell'impianto. Infatti il biogas è prodotto in seguito ad un processo delicato e complesso e, in assenza delle giuste strumentazioni di misura, gli impianti a biogas sono spesso alimentati in maniera sub-ottimale. Questa circostanza può avere due conseguenze:

- Gli impianti a biogas sono alimentati in maniera insufficiente e, di conseguenza, l'energia elettrica prodotta è inferiore al livello di produzione ottimale; questa circostanza può avere importanti ripercussioni dal punto di vista della redditività dell'impianto comportando minori ricavi per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta;
- Viceversa gli impianti possono essere alimentati da un carico eccessivo di substrati e gli effetti di questa situazione possono essere particolarmente gravi; infatti, una "sovralimentazione" accidentale rallenta o blocca il processo di fermentazione causando un grave malfunzionamento del sistema e rendendo quindi necessario il riavvio dell'impianto, operazione che comporta il sostenimento di maggiori costi operativi.

Per mitigare il rischio di performance con riguardo alla corretta alimentazione dell'impianto è opportuno prevedere dei processi di monitoraggio in continuo del digestore dell'impianto, a patto che si riesca ad articolare il processo di approvvigionamento della biomassa in maniera efficiente. Per far ciò è necessario che il reperimento della biomassa sia:

- Tempestivo, per evitare blocchi nella produzione del biogas dal quale produrre energia elettrica;
- In quantità e qualità idonee all'utilizzo efficiente nell'impianto.

La seconda problematica relativa alle performance dell'impianto, riguarda il funzionamento ottimale di tutte le componenti tecnologiche dell'impianto, che si traduce nel corretto funzionamento del generatore, degli autoconsumi dell'impianto nel suo complesso, negli

autoconsumi del digestore, e in una ridotta perdita di linea dell'energia elettrica prodotta e nella stima del corretto tasso di decadimento della produzione.

Fattori determinanti rischio di performance
Rendimento generatore elettrico
Autoconsumi EE impianto
Autoconsumi EE digestore
Perdita di linea
Tasso di decadimento della produzione

Identificati i fattori che influiscono sulla determinazione del rischio di performance, è possibile ora procedere alla costruzione di scenari⁹⁷ per verificare come un'efficienza produttiva maggiore o inferiore delle diverse componenti influenza la redditività dell'impianto e la valutazione dell'investimento.

Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Performance ottimale)	Scenario 2 (Performance regolare)	Scenario 3 (Impianto underperforming)
Rendimento elettrico generatore	35%	38%	35%	33%
Produzione EE lorda (kWh/anno)	2.600.283	2.823.164	2.600.283	2.451.695
Tasso di decadimento produzione	0,05 %	0,05%	0,05%	1%
Autoconsumi impianto	11%	11%	11%	11%
Autoconsumi digestore	0%	0%	3%	3%
Perdite di linea	5%	5%	5%	6%
Produzione EE netta (kWh/anno)	2.198.539	2.375.051	2.121.920	1.979.608
Ricavi da incentivazione EE (€)	518.855	560.512	500.773	467.187
VAN (€)	586.624	793.980	264.658	78.080
TIR (%)	17	23	9	3
ROE (%)	319	408	173	91
Payback period	3 anni	3 anni	5 anni	7 anni

(elaborazione propria)

⁹⁷ Gli scenari sul rendimento degli impianti sono stati costruiti in base a studi di settore. In particolare; WIESE J., 2012. *Monitoraggio in continuo dei digestori in impianti a biogas*. Report applicativo analisi da processo. FABBRI C., SHAMS-EDDIN S., BONDI F., PICCININI S., 2011. *Efficienza e problematiche di un impianto di digestione anaerobica a colture dedicate*. IA Ingegneria Ambientale, vol. XL n.1 gennaio-febbraio 2011.

Conclusioni

I risultati relativi ai differenti scenari di performance riportati in tabella, dimostrano come l'efficienza produttiva dell'impianto (o meglio, delle sue differenti componenti tecnologiche) possa avere un notevole impatto sulla redditività e sugli indici di valutazione del progetto di investimento oggetto di analisi. Infatti, i ricavi derivanti dal ottenimento della tariffa incentivante, sono determinati esclusivamente dalla quantità di energia elettrica immessa in rete (e quindi al netto dell'autoconsumo e delle perdite di linea). Un basso livello di efficienza produttiva influisce direttamente sulla quantità di energia elettrica netta su cui viene applicata la tariffa onnicomprensiva e quindi sull'ammontare dei ricavi derivanti dall'incentivazione statale.

In particolare, il rendimento elettrico del generatore determina la quantità di energia elettrica lorda prodotta dall'impianto; tale rendimento dipende, oltre che dalle caratteristiche tecniche specifiche dello stesso, anche dal tempo di funzionamento a pieno carico. Variazioni nel rendimento elettrico del generatore comportano quindi un prima variazione nella quantità di energia lorda prodotta dall'impianto.

Successivamente, vanno valutati gli autoconsumi ad opera dell'impianto nel suo complesso, e in particolare del digestore; questi dipendono dalle specifiche caratteristiche del processo di digestione anaerobica e dalle sue esigenze di energia termica ed elettrica a seconda del substrato che alimenta il digestore.

La percentuale di autoconsumo dell'impianto è stata mantenuta costante all'11% dell'energia elettrica lorda prodotta dall'impianto per tutti e tre gli scenari analizzati; viceversa l'autoconsumo di energia da parte del digestore è stato fissato al 3% nel secondo e terzo scenario, dal momento che, nel caso in cui l'impianto stia funzionando in modalità sub-ottimale, aumenta il tempo di ritenzione delle matrici nel digestore e di conseguenza gli autoconsumi per mantenere la temperatura del processo ottimale.

Infine l'ultimo fattore che determina il rischio di performance è il tasso di decadimento della produttività dell'impianto dovuto al suo logorio, che oscilla tra lo 0,5% e l'1%; una adeguata attività di manutenzione dell'impianto, e il sostenimento dei relativi costi, permette che il livello di perdita della produttività dell'impianto non superi il valore dell'1% all'anno.

Dall'analisi dell'impatto dei diversi scenari di performance sulla complessiva redditività dell'impianto è immediato notare come scostamenti contenuti dai livelli di efficienza ottimale (ma anche regolare) dell'impianto possono avere notevoli ripercussioni sul livello di redditività dello stesso. In particolare un impianto in regime di efficienza ottimale, consente di ottenere un ammontare dei ricavi di circa il 12% superiore al suo funzionamento in regime

regolare e di circa il 23% superiore al suo funzionamento in modalità sub-ottimale (underperforming).

Quindi, in un impianto a biogas la corretta realizzazione ed installazione delle componenti elettromeccaniche, e la loro regolare operatività nel corso della vita utile dell'impianto, è di fondamentale importanza per il funzionamento sicuro ed efficiente di tutto il complesso impiantistico e per garantire un adeguato ritorno sul capitale investito; per far ciò, l'impianto deve garantire una produttività di energia elettrica (ed in caso di impianti cogenerativi, di energia termica), nelle quantità previste dal progetto.

Risulta quindi fondamentale, per la mitigazione del rischio di performance, che la costruzione e l'installazione dell'impianto sia affidato ad un'impresa appaltatrice affidabile e di comprovata esperienza, sulla base di un rapporto contrattuale che definisca perlomeno i seguenti aspetti:

- Esatta individuazione delle opere da realizzare;
- Corrispettivo e modalità di pagamento;
- Modifiche, varianti in corso d'opera e lavori supplementari;
- Obblighi a carico dell'appaltatore e del committente;
- Tempi di esecuzione;
- Collaudo e passaggio del rischio;
- Eventuali penali.

Nello specifico, per ottenere una mitigazione del rischio di performance va attentamente gestita la fase di collaudo (parziale e finale) dell'impianto e gli specifici accordi che la regolano. In particolare, sarà opportuno definire la procedura di collaudo parziale, da allegare al contratto e definire le conseguenze derivanti dall'accertamento, in sede di collaudo parziale, di "difetti maggiori"⁹⁸. Inoltre, considerato che l'effettiva verifica del corretto funzionamento dell'impianto e della sua capacità di raggiungere le performance garantite avviene nel corso del Collaudo Finale e che una corretta gestione dell'impianto è essenziale per il raggiungimento delle performance garantite, al fine di evitare contenziosi sulle responsabilità di un eventuale esito negativo del Collaudo Finale, è necessario prevedere che il passaggio del rischio dall'Appaltatore al Committente avvenga alla sottoscrizione del verbale di Collaudo Finale; ciò vale a dire che l'Appaltatore deve avere la piena responsabilità dell'impianto (ad eccezione della fornitura della biomassa) per tutto il periodo di entrata in esercizio dello stesso fino allo svolgimento del Collaudo Finale. In questo modo si minimizza il rischio di contenziosi.

⁹⁸ Si intendono quei difetti dell'impianto che non sono riparabili nella fase di avviamento o, in ogni caso, in grado di limitare significativamente la resa dell'impianto.

Infine, è necessario definire con precisione le modalità di svolgimento del Collaudo Finale andando ad individuare tempi e modi di svolgimento, nonché il piano di alimentazione da seguire nella fase di avviamento. Il Collaudo Finale deve essere condotto entro un tempo massimo, dal Collaudo Parziale, da quantificare nel contratto e sarà opportuno prevedere un livello massimo di scostamento in riduzione dal valore garantito di produzione del biogas (es. 20% della portata nominale) superato il quale il Committente ha facoltà di non accettare l'impianto; inoltre, è necessario prevedere una penale per minori performance dell'impianto rispetto a quelle previste. In linea di massima, la penale dovrebbe essere tale da garantire la copertura dei mancati ricavi (al netto dei costi variabili) in modo da mantenere inalterato il break-even del progetto di investimento.

4.4 ANALISI DI REDDITIVITA' IMPIANTO COGENERATIVO A BIOMETANO

In questo paragrafo verrà valutato un progetto di investimento sulla stessa tipologia di impianto precedentemente analizzata, ipotizzando però di destinare il biogas ottenuto dal processo di digestione anaerobica, non già direttamente alla produzione di energia elettrica, ma al successivo processo di upgrading per la produzione di biometano ed al suo utilizzo in cogenerazione per la produzione di energia elettrica ed energia termica.

Le caratteristiche tecniche del progetto di investimento sono le medesime dell'impianto a biogas analizzato: impianto da 300 kW installato presso un'azienda zootecnica ad alimentazione mista reflui bovini e Mais 1° raccolto. In questo caso specifico però si prevede l'ulteriore installazione, all'interno dell'impianto a biogas, della tecnologia di upgrading ad assorbimento per oscillazione di pressione (Pressure Swing Adsorption), in modo tale da destinare la produzione di biogas, ottenuta a partire dal processo di digestione anaerobica, al successivo processo di purificazione per l'ottenimento del biometano.

La tecnologia di upgrading utilizzata, Pressure Swing Adsorption, utilizza materiali quali zeoliti o carboni attivi, che agiscono come setacci molecolari per trattenere le molecole di anidride carbonica sulla loro superficie a determinate condizioni di pressione. L'anidride carbonica viene poi rilasciata in fase di depressione.

Alla fine del processo di purificazione, il biometano ottenuto contiene all'incirca il 98% di metano ed è chimicamente molto simile al gas naturale; ne deriva che le possibili destinazioni del biometano coincidano con quelle del gas naturale: stazioni di rifornimento del carburante poste nei pressi dell'impianto di biogas, cogenerazione in impianti centralizzati e utenze domestiche e industriali

La circostanza di destinare il biogas alla successiva produzione di biometano per l'utilizzo in cogenerazione, si giustifica per le seguenti motivazioni:

- La maggiore efficienza produttiva del biometano rispetto al biogas;
- In termini di efficienza energetica un impianto cogenerativo permette di realizzare rendimenti medi complessivi⁹⁹ che oscillano attorno 80-90%.
- Attraverso il processo cogenerativo sarà possibile sia produrre energia elettrica, remunerata attraverso l'ottenimento della tariffa onnicomprensiva, sia energia termica da destinare alle necessità di calore dell'impianto e all'eventuale vendita ad utenze situate nei pressi dell'impianto.

⁹⁹ Rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica l'aumento di efficienza è stimato in circa il 30-40%.

- Sfruttare la flessibilità di utilizzo del biometano e quindi la possibilità di immetterlo nella rete del gas naturale o destinarlo all'utilizzo per autotrazione.

Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche specifiche del progetto.

Figura 45 – Caratteristiche del progetto (elaborazione propria)

Caratteristiche	Assunzioni	Descrizione
Tecniche	Tipologia impianto	Biometano cogenerativo
	Tecnologia produzione biogas	Digestione Anaerobica
	Tecnologia di upgrading	Assorbimento per oscillazione di pressione
	Alimentazione	Reflui Bovini e Insilato di Mais
	Tempi di costruzione	4 mesi
	Potenza Nominale	300 kW _e
	Produzione annua di biogas	1.470.000 (Nm ³)
	% metano su biogas	53,2%
	Produzione annua di biometano	782.040 (Nm ³)
	Conversione Nm ³ - kWh	9,56
	Rendimento elettrico cogeneratore	35%
	Rendimento termico cogeneratore	50%
	Produzione energia termica lorda	3.736.413 kWh _{th}
	Autoconsumo energia termica per riscaldamento digestore	50%
	Produzione energia termica netta	1.868.206 kWh _{th}
	Produzione EE lorda	2.615.489
	Autoconsumo EE impinato	11%
	Perdite di linea	5%
	Produzione EE netta	2.211.396 kWh _{el}
	Economiche	Costo complessivo investimento
Durata (vita utile dell'impianto)		20 anni
Accesso agli incentivi		Iscrizione al registro
Tariffa onnicomprensiva		0,236 €/kWh _{el}
Durata incentivo		20 anni
Prezzo di vendita energia termica		0,05 €/ kWh _{th}
Capitale investito da soci (30%)		510.000 €
Capitale finanziato da terzi (70%)		1.090.000 €
Tipologia di finanziamento		Mutuo chirografaro con ipoteca sull'impianto stesso, durata 15 anni, tasso di interesse 6,75% annuale, rimborso a rate mensili costanti alla francese
WACC	IRES	27,50%
	IRAP	3,9%
	Tasso risk-free	3,55%
	Market risk premium	5,5%
	Maginal Taxes	31,40%
	Beta Unlevered	0,98

4.4.1 Aspetti critici del progetto di investimento

In seguito, saranno elencate quali sono le peculiarità del progetto di investimento in questione rispetto al progetto precedente.

I. Costo di investimento impianto di upgrading

A differenza del progetto di investimento precedente, dove il costo totale dell'impianto era pari a 1.300.000 €, nel caso di installazione dell'impianto per l'upgrading del biogas, il costo dell'impianto per la produzione di biogas e il successivo upgrading ammonta a 1.600.000 €; in particolare il costo dell'impianto sarà così ripartito:

Descrizione	Importo (€)
Costo impianto per la produzione di biogas	1.300.000
Costo impianto di upgrading PSA	300.000

Tale importo sarà finanziato nel seguente modo:

- 510.000 € (30%) apportato a titolo di capitale di rischio da parte della società gestrice dell'impianto;
- 1.090.000 € (70%) apportati da terzi (banche) a titolo di capitale di debito; si ipotizza che tale finanziamento assumerà la stessa forma del finanziamento previsto per l'impianto a biogas, vale a dire Mutuo chirografaro con ipoteca sull'impianto stesso avente di durata 15 anni, tasso di interesse 6,75% annuale con rimborso a rate mensili costanti alla francese.

II. Il Costo di upgrading e ricavi di vendita energia termica

➤ Costi operativi

Essendo il biometano prodotto a partire dal biogas, ed essendo l'impianto a biometano oggetto di analisi della stessa tipologia e delle stessa dimensione (300 kW) dell'impianto a biogas analizzato nel paragrafo 4.3.2, i costi operativi da sostenere per la produzione di biogas sono i medesimi.

Tuttavia, dal momento che il biogas così prodotto viene destinato al processo di upgrading, bisognerà imputare gli ulteriori costi di upgrading del biogas. Questa tipologia di costi varia in relazione alla specifica tecnologia di upgrading utilizzata.

Nell'impianto per la produzione di biometano oggetto di valutazione, si ipotizza di utilizzare la tecnologia PSA (Pressure Swing Adsorption), dal momento che questa specifica tecnologia

meglio si adatta ad essere installata su impianti di piccola taglia (< 1 MW) come nel caso dell'impianto in questione.

A titolo di completezza, di seguito si riportano i costi di upgrading per la dimensione dell'impianto oggetto di valutazione in base alla tecnologia di upgrading utilizzata.

Figura 46 – Costi di upgrading (€/kWh) impianto a biometano 300 kW in funzione della tecnologia (Fonte: Althesys¹⁰⁰)

Tecnologia	Costo di upgrading (€/kWh)
Pressure Swing Adsorption (PSA)	0,023
Pressure Water Scrubbing (PWS)	0,024
Lavaggio monoetanoloamminico (MEA)	0,020

Per la taglia dell'impianto a biometano analizzata sia per quanto concerne l'utilizzo tecnologia PWS che la tecnologia MEA emergono delle variazioni minime rispetto all'utilizzo della tecnologia PSA.

➤ Ricavi operativi

- Tariffa incentivante per la produzione di energia elettrica.

Anche nel caso della produzione di biometano e del suo successivo utilizzo in cogenerazione, è previsto l'ottenimento della tariffa incentivante per la produzione di energia elettrica. Infatti, l'art. 5 del D.M. 5 dicembre 2013, che disciplina le modalità di incentivazione per la produzione di biometano, stabilisce che il biometano immesso nelle reti del gas naturale e utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento, riconosciuti dal GSE, è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas, di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012, con le modalità e le condizioni ivi previste. Di conseguenza, avendo ipotizzato che l'impianto a biometano abbia la medesima potenza e la medesima alimentazione dell'impianto a biogas analizzato, i ricavi da tariffa incentivante previsti per l'impianto a biometano, sono determinati nella medesima modalità prevista per l'impianto a biogas¹⁰¹. Tuttavia va ricordato che non sono riconosciuti agli impianti alimentati a biometano i premi previsti per gli impianti a biogas che utilizzano tecnologie di cogenerazione ad alto rendimento o innovative.

¹⁰⁰ ALTHESYS, 2013. *Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo*. Osservatorio Agroenergia.

¹⁰¹ Vedi Paragrafo 4.3.2.1.

Il legislatore ha optato per questa soluzione ritenendo che i maggiori costi sostenuti dal produttore per la realizzazione di un impianto di depurazione e raffinazione del biogas per ottenere biometano sono compensati dalla maggiore efficienza nella generazione di energia elettrica ottenuta con il biometano rispetto ad un impianto di produzione elettrica alimentato direttamente dal biogas.

- Ricavo di vendita dell'energia termica

Il biometano prodotto a seguito del processo di upgrading viene destinato all'utilizzo cogenerativo per la produzione di energia elettrica e di energia termica.

L'energia termica lorda prodotta a partire dal biometano verrà destinata ai seguenti utilizzi:

- 50% da destinare all'autoconsumo di calore dell'impianto, al fine di soddisfare la necessità di calore richiesta per il riscaldamento del digestore e gli altri processi;
- 50% da destinare alla vendita alle utenze industriali e/o residenziali situate nei pressi dell'impianto¹⁰².

Il prezzo di vendita dell'energia termica è stato fissato¹⁰³ pari 0,05 €/kWhth.

Il ricavo derivante dalla vendita di energia termica viene determinato in Figura 47.

Figura 47 – Ricavo mensile vendita energia termica

Stima energia termica lorda prodotta mensilmente (kWhth)	Stima energia termica al netto degli autoconsumi per riscaldamento digestore (kWhth)	Prezzo di vendita energia termica (€/kWhth)	Ricavo mensile da vendita di energia termica (€)
311.368	155.684	0,05	7.784

(elaborazione propria)

¹⁰² Stante le difficoltà di immagazzinamento e trasporto del calore, l'energia termica prodotta potrà essere valorizzata attraverso la vendita solo nel caso in cui vi siano utenze localizzate nelle vicinanze dell'impianto.

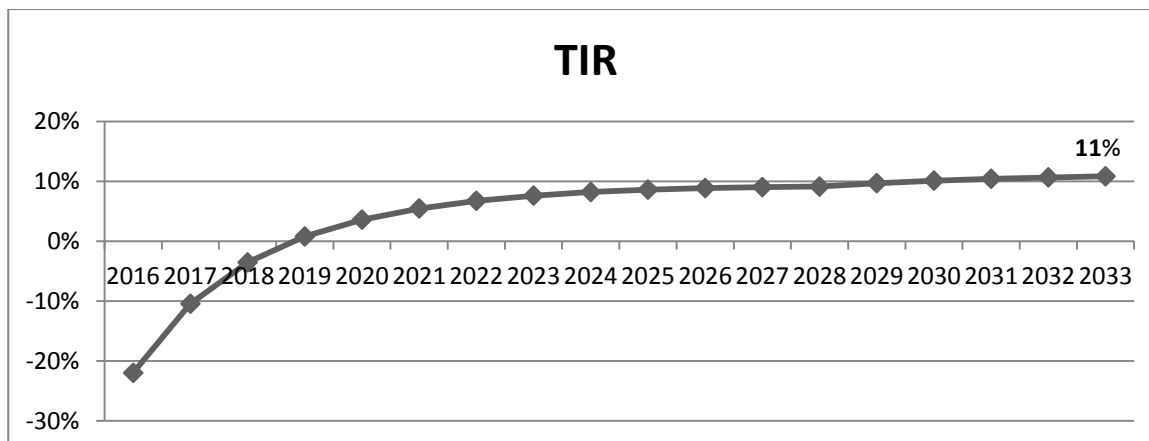
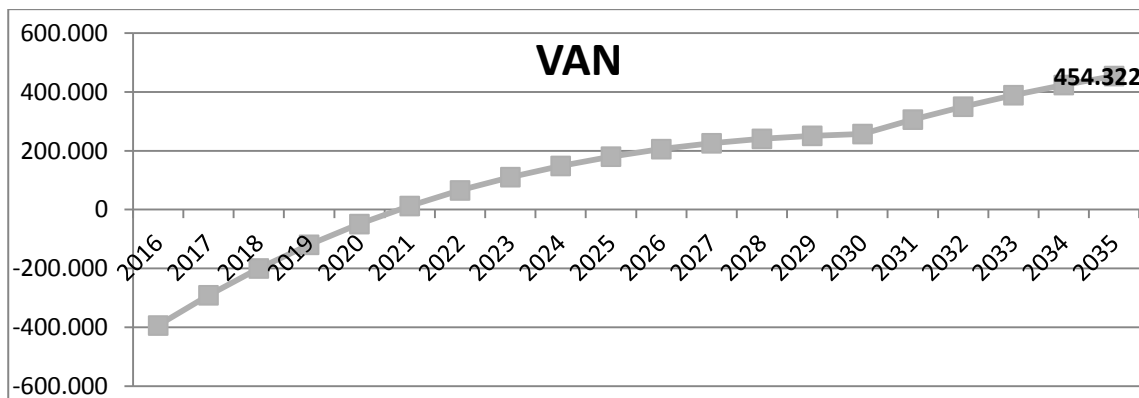
¹⁰³ Stima prudenziale del prezzo di vendita dell'energia termica Cfr. CUCCHIELLA F., D'ADAMO I., GASTALDI M., 2013. *A multi-objective optimization strategy for energy plants in Italy*. Science of The Total Environment vol. 443, pp. 955 – 964.

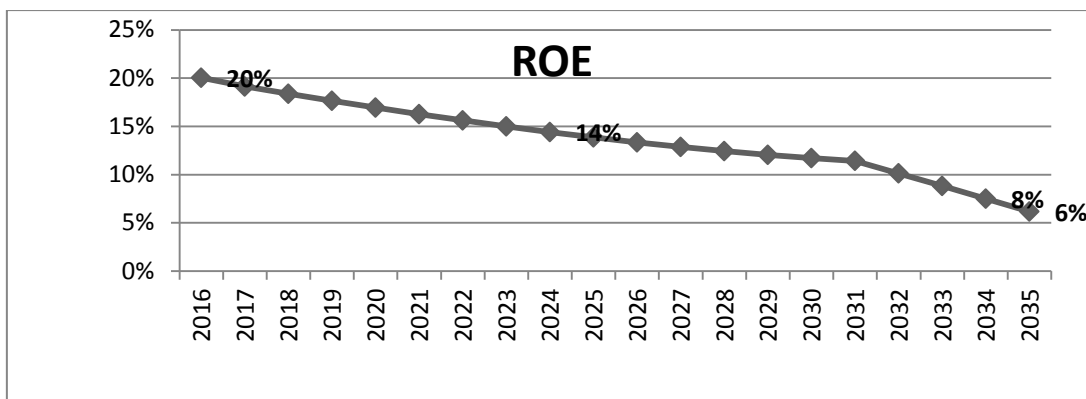
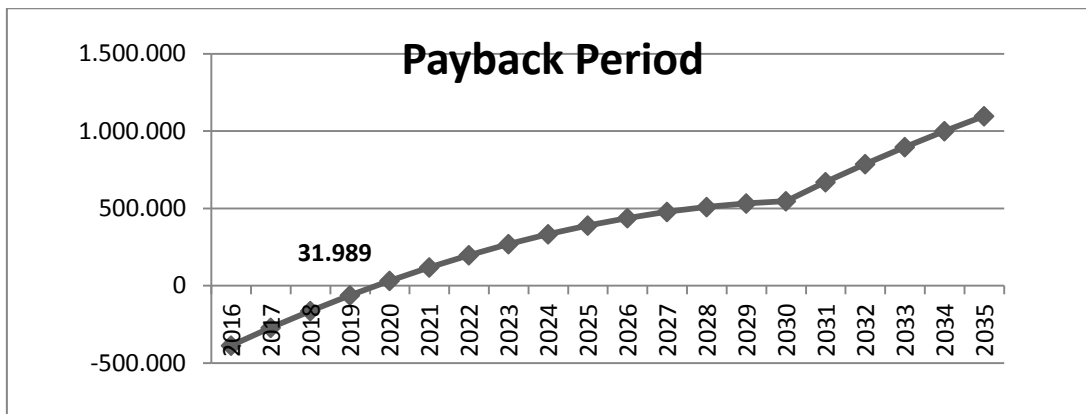
4.4.2 I risultati della valutazione dell'investimento nell'impianto a biometano

I risultati sulla valutazione dell'investimento nell'impianto a biometano oggetto dell'analisi sono complessivamente soddisfacenti. In particolare, il VAN assume un valore di 454.322 € con un TIR del 11%; inoltre, mediante la modalità di finanziamento scelta, l'investimento presenta un ROE medio del 14% ed un Payback period al quinto anno.

Figura 48 – Sintesi risultati investimento in impianto a biometano cogenerativo (elaborazione propria)

Ipotesi e Risultati	
Costo iniziale	1.600.000 €
Capitale investito da soci (30%)	510.000 €
Capitale finanziato da terzi (70%)	1.090.000 €
VAN	454.322 €
ROE	274 %
TIR	11 %
Payback period	5 anni





(elaborazione propria)

4.4.3 Conclusioni

L'analisi dell'impianto cogenerativo alimentato a biometano presenta dei risultati di redditività dell'investimento soddisfacenti, confermando la fattibilità economica dell'upgrading del biogas e del suo successivo utilizzo in impianti cogenerativi.

Figura 49- Confronto risultati impianto per la produzione di energia elettrica da biogas e impianto cogenerativo a biometano

	Impianto a biogas 300 kW	Impianto biometano 300 kW
Costo impianto	1.300.000 €	1.600.000 €
VAN	586.624 €	454.322 €
TIR	17%	11%
ROE	319%	274%
Payback period	3 anni	5 anni

(elaborazione propria)

Dal confronto tra i risultati della valutazione dei due impianti, notiamo come l'impianto a biogas abbia una redditività leggermente superiore rispetto a quello di upgrading e successiva cogenerazione.

Dal momento che il biometano è prodotto a partire dal biogas, i costi di produzione del biogas per i due impianti sono i medesimi. Anche dal punto di vista della rischiosità del progetto di investimento, i due progetti hanno lo stesso grado di rischio; infatti i rischi individuati ed analizzati con riguardo al progetto di investimento dell'impianto a biogas, sono sopportati anche nel caso in cui si decidesse di implementare il successivo processo di up-grading. L'aspetto principale da valutare per la successiva fase di purificazione riguarda sostanzialmente la sostenibilità dei costi di upgrading del biogas, anche in funzione della specifica tecnologia utilizzata; al fine di fornire una stima fondata di questi costi, è stata condotta un'analisi basata su studi di settore¹⁰⁴, che ha permesso di definire il costo di upgrading del biometano in funzione dei substrati utilizzati e delle dimensioni dell'impianto. Come mostrato¹⁰⁵ in Figura 46, allo stato attuale, tanto in termini economici che in termini di prestazioni, non esiste una tecnologia di upgrading più conveniente delle altre.

I ricavi dell'impianto a biometano, come visto, si sostanziano nel ottenimento dell'incentivazione per l'energia elettrica prodotta e nella vendita della quota di energia termica che non viene destinata al riscaldamento del digestore.

La minore redditività dell'impianto a biometano, rispetto a quello a biogas è quindi principalmente dovuta:

- Al maggior costo dell'investimento iniziale dell'impianto a biometano, dal momento che sarà necessario installare anche la specifica tecnologia di upgrading e il cogeneratore di energia elettrica e termica;
- Al sostenimento dei costi di upgrading.

Inoltre il legislatore ha previsto di non riconoscere agli impianti di produzione di biometano i premi previsti per gli impianti a biogas che utilizzano tecnologie di cogenerazione ad alto rendimento o innovative.

Il legislatore ha optato per questa soluzione ritenendo che i maggiori costi sostenuti dal produttore per la realizzazione di un impianto di depurazione e raffinazione del biogas per ottenere biometano sono compensati dalla maggiore efficienza nella generazione di energia elettrica ottenuta con il biometano rispetto ad un impianto di produzione elettrica alimentato

¹⁰⁴ Cfr: ALTHESYS, 2013. *Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo*. Osservatorio Agroenergia.

BEIL M. e HOFFSTEDE U., 2010. *Technical success of the applied biogas upgrading methods*. Biogasmax, Integrated project n. 019795.

¹⁰⁵ Vedi pagina 144.

direttamente dal biogas. Infine, sebbene buona parte degli output (o destinazioni finali) siano analoghi (produzione di energia elettrica e calore) il biometano si caratterizza per una filiera più flessibile, potendo essere impiegato sia nelle vicinanze del sito produttivo, sia a distanza attraverso l'immissione nella rete del gas naturale e quindi utilizzato in modo differente nel tempo e nello spazio, oltre che poter essere anche impiegato nell'autotrazione.

Quindi, la maggiore flessibilità negli utilizzi, nonché il maggiore rendimento energetico del biometano rispetto al biogas, possono giustificare la scelta di implementare un progetto di investimento in questa tipologia di impianti e il sostenimento dei costi aggiuntivi previsti per l'attività di upgrading.

4.5 ANALISI DEI RISCHI ED ANALISI DI REDDITIVITA' PER PROGETTI DI INVESTIMENTO IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI

4.5.1 Risk analysis e matrice dei rischi per investimenti in impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica

Investire in un impianto fotovoltaico è un'attività che presenta un livello di rischio che spesso non viene adeguatamente considerato nelle metodologie standard di valutazione di questi investimenti. Infatti, l'installazione di un impianto fotovoltaico volto alla produzione/vendita di energia è una tipologia di business che presenta notevoli opportunità, ma anche diverse minacce: la fine dell'incentivazione statale, la non programmabilità della produzione dell'energia che dipende dall'irraggiamento e da altri eventi atmosferici, fa sì che chi investa in questo settore sopporti l'assunzione tanto dei rischi di contesto, imputabili a cause esterne come l'andamento del prezzo dell'energia, l'irraggiamento solare, ed eventi atmosferici; sia di rischi di business/operativi che sono strettamente correlati alle caratteristiche specifiche del progetto stesso, come la localizzazione dell'impianto, la tipologia di tecnologia di conversione dell'energia solare e le caratteristiche dei materiali.

In quest'ultima sezione della tesi, quindi, si procederà, così come effettuato per il biogas e il biometano, ad identificare ed analizzare i principali rischi che chi investe in un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica deve sopportare, al fine di verificare quali possono essere mitigati e o neutralizzati attraverso procedure di risk assesment e quali invece possono impattare sulla redditività del progetto di investimento analizzato.

In particolare, per gli investimenti in impianti fotovoltaici, possono essere individuate le seguenti categorie di rischio:

- Rischio di costruzione e completamento;
- Rischio di degrado progressivo da invecchiamento;
- Rischio di performance/operativo
- Rischio di hot spot;
- Rischio di mismatching;
- Rischio di mercato;
- Rischio di guasti elettrici ad inverter e trasformatori;
- Rischi atmosferici;
- Rischi ambientali;
- Rischio di incendio.

Anche per quanto riguarda gli investimenti in impianti fotovoltaici, ognuno dei rischi individuati verrà analizzato in apposite tabelle, e infine verranno mappati all'interno della matrice dei rischi, per individuare quali di questi hanno un impatto maggiore sulla redditività dell'investimento analizzato.

1. Rischio di costruzione e completamento

Classe di rischio	Rischi fase di progettazione			
Tipologia di rischio	Rischio di costruzione e completamento			
Descrizione	Rischio tipico della fase di progettazione, si sostanzia nella circostanza che l'impianto fotovoltaico non venga completato o che la costruzione venga ritardata			
Eventi negativi	Mancato o ritardato completamento dell'impianto per cause di forza maggiore	Completamento impianto a costi maggiori rispetto a quelli preventivati	Completamento in tempi più lunghi rispetto a quelli preventivati	Completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione
Possibili Cause	Scarsa affidabilità imprese costruttrice	Cause di forza maggiore	Inadempimento contrattuale dell'impresa costruttrice dell'impianto	
Probabilità	Cause esterne			
	2	Valore del danno		4
Impatto	Maggiore costo investimento iniziale sostenuto per la costruzione dell'impianto	Minore produzione di energia EE nel caso di completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione	Minore ricavi da vendita di energia EE nel caso di completamento dell'impianto a standard sub-ottimali di produzione	
Azioni di mitigazione del rischio	Adegua scelta dell'impresa fornitrice dell'impianto fotovoltaico	Stipula di polizza assicurativa	Stipula di convenzioni e accordi con costruttori ed installatori dell'impianto	

(elaborazione propria)

2. Rischio di degrado progressivo da invecchiamento dell'impianto (c.d. effetto PID¹⁰⁶)

Classe di rischio	Rischio comune fase di progettazione e operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di degrado progressivo da invecchiamento impianto (c.d. Effetto Pid)			
Descrizione	E' il rischio che le tipologie di celle fotovoltaiche ad oggi in produzione siano soggette ad un progressivo degrado risultante in una diminuzione del livello di efficienza produttiva dell'impianto.			
Eventi negativi	Riduzione di efficienza produttiva dell'impianto	Maggiore incertezza sulla produzione di EE	Minore produzione di EE da destinare alla vendita (ritiro dedicato)	Minore percentuale di autoconsumi di EE
Possibili Cause	Effetti di invecchiamento dei materiali con cui è costituito il wafer della cella solare	Tipologia di inverter, in particolare inverter privi di trasformatore creano una riduzione di conduttività elettrica per aumento del flusso degli ioni di sodio	Microclima locale, in particolare presenza di polveri, prodotti ammoniacali, piogge acide	Opacizzazione, per effetto dei raggi UV, dello strato esterno di protezione modulo
Probabilità	Cause Esterne			
	3	Valore del danno	3	
Impatto	Durata (vita utile) dell'impianto fotovoltaico	Flussi di cassa in entrata, minori ricavi di vendita EE	Incremento dei costi di O&M	Possibile sostenimento di costi supplementari per sostituzione moduli
Azioni di mitigazione del rischio	Scelta di materiali di qualità con cui sono costruiti i moduli	Preferenza per i moduli in silicio monocristallino	Evitare moduli in silicio amorfo che presentano un tasso di degrado più accentuato	Scelta di moduli con livello di efficienza iniziale garantita

(elaborazione propria)

¹⁰⁶ Acronimo inglese per Potential Induced Degradation.

3. Rischio di performance (Rischio operativo)

Classe di rischio	Rischi fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di performance (o rischio operativo)			
Descrizione	Il rischio operativo si sostanzia in una riduzione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico a causa di perdite operative, perdite negli inverter e perdite nei circuiti			
Eventi negativi	Perdita di sistema e perdita d'uso maggiori rispetto a quanto preventivato in fase di Due Diligence tecnica	Riduzione dell'EE prodotta dall'impianto fotovoltaico	Interruzioni nella connessione alla rete elettrica dell'impianto	Interruzioni nell'autoconsumo di EE
Possibili Cause	Valutazioni erronee nella fase di progettazione dell'impianto	Caratteristiche legate alla tipologia dei moduli solari	Caratteristiche legate alla rete di distribuzione dell'EE	Caratteristiche legate alle specifiche tecnologie utilizzate
Probabilità	3	Cause esterne		4
Impatto	Minore livello di efficienza produttiva dell'impianto	Riduzione dei ricavi dovuta alla minore quantità di EE prodotta	Riduzione del Margine Operativo Lordo	
Azioni di mitigazione del rischio	Adegua scelta dell'impresa costruttrice dell'impianto	Stipula di polizza assicurativa	Neutralizzazione del rischio legata alla modalità di installazione dei moduli	Adegua attività di O&M e attento studio delle dinamiche del livello di produzione e delle perdite operative e di sistema dell'impianto per programmare azioni riparatrici

(elaborazione propria)

4. Rischio di hot spot

Classe di rischio		Rischio di fase operativa		
Tipologia di rischio		Rischio di hot spot		
Descrizione				
E' il rischio che piccole o grandi aree dei pannelli vengano coperti da materiale opaco facendo in modo che la cella si comporti come un interruttore, aumentando la sua resistenza ohimica, ma essendo collegata in serie ad altre celle, questa viene riscaldata dalla corrente di altre celle esposte alla luce				
Eventi negativi	Aumento considerevole della temperatura della cella affetta dal problema	Danni consistenti al pannello solare	La cella affetta dal problema può diventare possibile punto di innesco di un incendio	Riduzione dell'efficienza produttiva per temperature troppo elevate ¹⁰⁷
Possibili Cause	Coperutra dei pannelli ad opera di materiale opaco (guano di uccelli, foglie e simili)	Sporcizia localizzata su singole celle fotovoltaiche	Ombreggiamenti parziali dei moduli	
Probabilità	3	Cause esterne		3
Impatto	Aumento costi operativi per manutenzione e pulitura pannelli	Diminuzione dei ricavi da vendita di EE	Minore percentuale di autoconsumo di EE	
Azioni di mitigazione del rischio	Scelta di celle dotate di due o più diodi che impediscono la circolazione di correnti inverse	Operazioni periodiche e frequenti di pulitura dei pannelli	Stipula polizza assicurativa anti incendio	

(elaborazione propria)

¹⁰⁷ Ad ogni grado superiore ai 25°, corrisponde una riduzione di efficienza pari allo 0,5%. Cfr: BONELLI S., 2012. *Gli impianti fotovoltaici: descrizione, tecnologie, rischi ed aspetti assicurativi*. Munich Re.

5. Rischio di mismatching

Classe di rischio	Rischio di fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di Mismatching ¹⁰⁸			
Descrizione	E' il rischio che si verifichino perdite operative quando un modulo sta producendo meno energia rispetto agli altri moduli collegati allo stesso inverter			
Eventi negativi	Consistenti perdite nell'EE prodotta		Resa energetica dell'intera serie di moduli limitata dal comportamento del modulo a resa minore	
Possibili Cause	Fenomeno impossibile da evitare poiché dipende dalle leggi della fisica		Può essere aggravato dall'invecchiamento differenziale degli impianti che possono manifestare significative discrepanze nelle caratteristiche di producibilità elettrica	
Probabilità¹⁰⁹	5		Cause esterne	
Impatto	Flussi di cassa in entrata		Valore del danno	
Azioni di mitigazione del rischio	Minori ricavi da vendita di EE potenziale		2	
	Collegamento all'inverter di moduli con la stessa producibilità		Costi straordinari per riconfigurazioni e riposizionamento moduli e stringhe dell'impianto	
			Riconfigurazione delle stringhe, con lo spostamento del modulo difettoso o underperforming su apposite stringhe omogenee	
			Montaggio nei moduli di diodi di by-pass al fine di isolare il singolo modulo underperforming	

(elaborazione propria)

¹⁰⁸ Fenomeno di fondamentale importanza dal momento che causa la maggior parte di perdite di valore in un progetto di investimento in un impianto fotovoltaico. Le perdite per mismatching si verificano quando un modulo sta producendo meno rispetto agli altri moduli collegati allo stesso inverter; in questo caso l'inverter assorbe l'energia prodotta dal modulo che sta producendo meno energia.

¹⁰⁹ Fenomeno praticamente sempre presente in tutte le tipologie di impianto fotovoltaico; tuttavia è l'entità del fenomeno che ne stabilisce l'importanza e le necessità di intervento.

6. Rischio di mercato

Classe di rischio	Rischi di fase operativa			
Tipologia di rischio	Rischio di mercato			
Descrizione	Rischio che il valore dei ricavi conseguiti dall'impianto sia inferiore rispetto alle previsioni			
Eventi negativi	Minore produzione di EE ad opera dell'impianto		Prezzo dell'energia in ribasso per la vendita di EE	
Possibili Cause	Previsioni dei ricavi eccessivamente ottimistiche	Aumento della percentuale di energia autoconsumata dall'impianto	Non programmabilità della produzione di EE	Andamento e volatilità del prezzo di vendita dell'EE(specie nel caso in cui l'EE venga venduta nella borsa elettrica)
Probabilità	Cause interne relative al soggetto promotore		Cause esterne	
	4	Valore del danno	3	
Impatto	Riduzione Flussi di Cassa in entrata	Riduzione ricavi da vendita EE	Aumento dei costi di O&M	
Azioni di mitigazione del rischio	Adeguatezza Due Diligence tecnica in fase di progettazione	Attività di O&M annuale per assicurare il corretto funzionamento dell'impianto	Adozione dei Prezzi Minimi Garantiti per impianti con potenza fino a 100 kW ¹¹⁰	

(elaborazione propria)

¹¹⁰ Modifica introdotta dal D.L. 145/2013 "Destinazione Italia", pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 21 febbraio 2014.

7. Rischio di guasti elettrici ad inverter e trasformatori

Classe di rischio	Rischio di fase operativa				
Tipologia di rischio	Rischio di guasti elettrici ad inverter e trasformatori				
Descrizione	Rischio che fattori esterni ed interni possano causare il malfunzionamento delle componenti elettromeccaniche dell'impianto causando il sostenimento di maggiori costi di manutenzione e l'ottenimento di una minore quantità di EE prodotta				
Eventi negativi	Perdite di EE negli inverter	Perdite di EE nei trasformatori		Sostituzione anticipata delle componenti elettromeccaniche soggette al guasto	
Possibili Cause	Temperatura di esercizio troppo elevata	Accumulo di polvere per effetto elettrostatico	Corrosione elettrolitica	Utilizzo sistematico in regime elettrico vicino ai limiti massimi ammissibili	Non adeguato isolamento elettrico
Probabilità	Cause Esterne		Cause Interne		
	3	Valore del danno		2	
Impatto	Sostenimento di maggiori costi di O&M per la sostituzione delle componenti danneggiate		Interruzione produzione di EE da parte dell'impianto		Minori ricavi da vendita di EE
Azioni di mitigazione del rischio	Costante controllo della temperatura	Operazioni periodiche e frequenti di pulitura dei pannelli	Adeguata scelta della varietà e della qualità degli inverter e dei trasformatori in commercio		Valutazione del MTBF ¹¹¹ delle specifica tipologia di inverter e trasformatore

(elaborazione propria)

¹¹¹ Mean Time Between Failure.

8. Rischi atmosferici

Classe di rischio	Rischio di fase operativa		
Tipologia di rischio	Rischi atmosferici		
Descrizione	Rischio che agenti atmosferici sfavorevoli non garantiscano un irraggiamento sufficiente dell'impianto fotovoltaico		
Eventi negativi	Insufficiente irraggiamento dei pannelli solari che costituiscono l'impianto		
Possibili Cause	Fattori metereologici	Stagionalità	Caratteristiche e giacitura e superficie captante
	Cause esterne		
Probabilità	4	Valore del danno	2
Impatto	Producibilità di EE	Minore quota di autoconsumo	Ricavi di vendita EE
Azioni di mitigazione del rischio	Le possibilità di neutralizzazione di questa tipologia di rischio sono basse, solo mediante polizze assicurative		

(elaborazione propria)

9. Rischi ambientali

Classe di rischio	Rischio di fase operativa		
Tipologia di rischio	Rischio ambientali		
Descrizione	Rischio che determinati fattori ambientali causino un ombreggiamento dei moduli solari		
Eventi negativi	Costante ombreggiamento dei moduli solari		Riduzione della produzione di EE
Possibili Cause	Calamità naturali quali grandine, neve, alluvioni	Costruzione di opere edilizie che causino ombreggiamento costante sui pannelli	Deposito di polveri dovute all'inquinamento atmosferico
	Cause esterne		
Probabilità	4	Valore del danno	2
Impatto	Producibilità di EE	Ricavi di vendita EE	Quota di autoconsumo
Azioni di mitigazione del rischio	Le possibilità di neutralizzazione di questa tipologia di rischio sono molto basse, solo mediante polizze assicurative		

(elaborazione propria)

10. Rischio di incendio

Classe di rischio		Rischio di fase operativa	
Tipologia di rischio		Rischio di incendio	
Descrizione Rischio che il sovraccarico o il corto circuito nelle componenti elettriche dell'impianto causino possibili inneschi di incendi			
Eventi negativi	Distruzione dell'impianto	Danneggiamento di edifici e strutture poste nei pressi dell'impianto	Danni a persone e/o cose
Possibili Cause	Surriscaldamento dell'inverter	Riscaldamento localizzato (hot spot)	Erroneo cablaggio dell'impianto
Cause interne			
Probabilità	2	Valore del danno	4
Impatto	Perdita del capitale investito	Sostenimento di elevati costi per risarcimento dei danni causati dall'incendio	
Azioni di mitigazione del rischio	Stipula di accordi o polizze assicurative col fornitore dell'impianto	Adeguamento idonee misure di protezione atte ad impedire la propagazione di incendi	Ottenimento e rinnovo periodico del Certificato di prevenzione antincendi da parte dei Vigili del Fuoco

(elaborazione propria)

Figura 50 - Matrice dei rischi per investimenti in impianti fotovoltaici

Probabilità \ Impatto	Inverosimile (1)	Poco probabile (2)	Probabile (3)	Altamente probabile (4)	Quasi certo (5)
Perdita insignificante (1)					
Perdita trascurabile (2)			Rischio di guasti a trasformatori e inverter	Rischi Ambientali Rischi Atmosferici	Rischio di mismatching
Perdita moderata (3)			Rischio di degrado da progressivo invecchiamento Rischio di Hot Spot	Rischio di mercato	
Perdita significativa (4)		Rischio di costruzione e completamento Rischio di incendio	Rischio di performance		
Perdita molto rilevante (5)					

(elaborazione propria)

Conclusa l'analisi dei rischi, è possibile ora inserire le differenti tipologie di rischio nell'apposita matrice, in modo tale che questi possano essere mappati ed individuati a seconda dello specifico valore associato al rischio.

I rischi analizzati, possono essere ricompresi, come già specificato, in due macro categorie:

- I rischi di contesto;
- I rischi di business/operativi.

I **rischi di contesto**, comprendono tutte quelle categorie di rischio che sono imputabili a cause esterne legate all'andamento del prezzo dell'energia, all'irraggiamento solare dell'impianto ed agli effetti degli eventi atmosferici; in particolare, rientrano nei rischi di contesto il rischio di mercato, i rischi atmosferici e i rischi ambientali.

Viceversa i **rischi di business/operativi**, comprendono tutti quei rischi relativi a caratteristiche intrinseche del progetto di investimento quali ad esempio la localizzazione dell'impianto, la specifica tecnologia di conversione dell'energia solare in energia elettrica e i materiali utilizzati per la costruzione dell'impianto. Rientrano in questa categoria di rischi:

- Rischio di costruzione e completamento;
- Rischio di performance;
- Rischio di degrado da progressivo invecchiamento;
- Rischio di hot spot;
- Rischio di guasti a trasformatori e inverter;
- Rischio di mismatching;
- Rischio di incendio.

Nel prossimo paragrafo si proporrà una stima di queste tipologie di rischio e si valuterà come queste impattano sulla redditività di un progetto di investimento in un impianto fotovoltaico progettato a partire da valori di mercato e in base a quella che è la normativa del settore.

4.5.1.2 Stima della rischiosità dei progetti di investimento in impianti fotovoltaici

Al fine di considerare la complessiva rischiosità dei progetti di investimento in impianti fotovoltaici, e per valutare l'incidenza dei rischi individuati ed analizzati in fase di risk analysis sul progetto di investimento oggetto di valutazione, verrà prima proposta una stima dei rischi di contesto e dei rischi di business/operativi e successivamente verranno analizzate le due categorie di rischio specifiche che maggiormente possono impattare sulla redditività di tali investimenti, vale a dire quei rischi che si trovano all'interno dell'area rossa della matrice: il rischio di mercato e il rischio di performance.

In particolare, la stima dei rischi di contesto impatterà sulla valutazione dell'investimento attraverso il calcolo del Beta Unlevered, che sarà poi utilizzato per determinare il Costo del Capitale Proprio all'interno della stima del tasso di attualizzazione (WACC) con cui scontare i flussi di cassa attesi dal progetto; i rischi di business/operativi saranno invece considerati

introducendo nei modelli di valutazione dei progetti di investimento una determinata percentuale di perdite, di sistema ed operative, sulla produzione di energia elettrica, stimata a partire dai dati forniti dal GSE sulla produzione di energia prevista e sulla produzione di energia effettivamente realizzata dagli impianti a livello regionale.

I. Rischi di contesto

Generalmente, le tecniche di valutazione degli investimenti che si basano sull'attualizzazione dei flussi di cassa futuri, approssimano i rischi di contesto al Beta Unlevered del settore¹¹².

La redditività dei progetti di investimento in un impianto fotovoltaico per la produzione e successiva cessione in rete dell'energia dipende in misura rilevante:

- Dall'andamento del prezzo di vendita dell'energia (Prezzo Zonale Orario) da cui deriveranno i ricavi per la cessione di energia elettrica al GSE;
- Dalla complessiva efficienza operativa dell'impianto ma anche dagli effetti derivanti variazioni nella produzione di energia dovuta a cambiamenti nell'irraggiamento o a eventi naturali imprevedibili.

Pertanto appare opportuno considerare questi rischi attraverso la stima del Beta Unlevered.

La stima del beta proposta¹¹³, tiene in conto sia dei rischi legati alla variazione del prezzo dell'energia, sia di quelli che riguardano la capacità del progetto di assorbire questi rischi attraverso il Grado di Leva Operativa.

La formula per il calcolo del beta è la seguente:

Beta	$COV (R_{GLO} * PUN, R_{MIB}) / VAR (R_{MIB})$
-------------	--

Il valore del Beta è stato calcolato considerando i rischi legati alla variazione del PUN (a cui viene approssimato il Prezzo Zonale Orario¹¹⁴) ed i rischi legati all'efficienza operativa del business, stimabili attraverso l'analisi dei movimenti del Grado di Leva Operativa (GLO) delle imprese del settore¹¹⁵.

Il valore assunto dal Beta, calcolato attraverso la covarianza dei rendimenti attesi del prodotto tra il PUN e il GLO ed i rendimenti attesi dal mercato borsistico (FTSE-MIB), il tutto diviso

¹¹² Per ulteriori chiarimenti si rimanda al Paragrafo 4.1

¹¹³ Fonte: MILANI E., 2012. *Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia: valutazione dei progetti di investimento e analisi della rischiosità*. Università degli Studi di Padova.

¹¹⁴ Nell'ambito di questa analisi, per semplicità e disponibilità di dati, i prezzi zonali orari saranno approssimati al valore del Prezzo Unico Nazionale (PUN), tenendo in debita considerazione che questo assume un valore minore rispetto ai prezzi zonali orari.

¹¹⁵ Per il GLO è stato utilizzato il valore medio assunto dal 2004 al 2014 dalle imprese produttrici di energia di energia elettrica mediante ritiro dedicato in Italia.

la varianza dei rendimenti attesi del mercato, è di **0,65** e verrà utilizzato per stimare il costo del capitale proprio in sede di valutazione del progetto di investimento¹¹⁶.

II Rischi di business/operativi

Per la stima dei rischi di business/operativi, è stata considerata, nell'analisi dell'investimento, una perdita operativa sull'energia elettrica prodotta dall'impianto pari al 26%, determinata sulla base della differenza tra energia effettivamente prodotta dall'impianto e produzione di energia prevista dal GSE. Infatti il GSE procede ad effettuare, su base regionale, una stima sull'energia potenziale producibile annualmente da ogni impianto; successivamente, attraverso lo strumento del contatore monodirezionale, il GSE registra la quantità di energia effettivamente prodotta dagli impianti in ciascuna regione; la differenza tra questi due valori corrisponde alla perdita operativa a cui sono soggetti gli impianti a seconda della regione in cui sono stati installati.

¹¹⁶ Tale valore associato al Beta trova riscontro anche in altra letteratura e studi di settore. In particolare Cfr: CAPIZZANI F., 2012. *La valutazione del Fair Value degli assets fotovoltaici e l'applicazione del metodo reddituale - finanziario nella prospettiva delle SGR - Società di Gestione del Risparmio*. Università degli Studi di Bologna, pag. 120-121.
ENVENT, 2012. *Fusione per incorporazione di TerniGreen in TerniEnergia..* http://www.ternienergia.com/wp-content/uploads/2012/09/16_Allegato_5.pdf

Figura 51 – Stima perdita operativa impianti fotovoltaici per regione (elaborazione propria dei dati del GSE¹¹⁷)

	Produzione EE per regione (GWh)	Potenza installata (GW)	Produzione EE stimata dal GSE da 1 GW (GWh)	Produzione EE effettiva da 1 GW (GWh)	Perdita Operativa
Abruzzo	329	0,451	1.240	730	41%
Basilicata	190	0,222	1.310	854	35%
Calabria	196	0,237	1.370	828	40%
Campania	302	0,376	1.260	803	36%
Emilia- Romagna	1.092	1,267	1.100	862	22%
Friuli Ven. Giu.	246	0,296	1.090	831	24%
Lazio	807	0,861	1.260	937	26%
Liguria	44	0,054	1.170	809	31%
Lombardia	995	1,322	1.100	753	32%
Marche	658	0,787	1.230	837	32%
Molise	84	0,117	1.260	720	43%
Piemonte	830	1,071	1.190	775	35%
Puglia	2.095	2,186	1.350	959	29%
Sardegna	344	0,403	1.370	854	38%
Sicilia	670	0,866	1.500	774	48%
Toscana	423	0,469	1.180	903	23%
Umbria	286	0,319	1.180	897	24%
Valle d'Aosta	11	0,014	1.200	793	34%
Veneto	913	1,157	1.080	790	26%
Trentino-Alto Adige	278	0,30	1.260	926	27%

¹¹⁷ Fonte dati: Rapporti Statistici GSE. Cfr: <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

4.5.2 Analisi di redditività dei progetti di investimento in impianti fotovoltaici

Il settore del fotovoltaico, come analizzato nel Capitolo 3, negli ultimi anni ha subito dei cambiamenti piuttosto significativi. Infatti, da un lato, l'emanazione del Quinto Conto Energia ha segnato la fine dell'incentivazione statale alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; dall'altro, l'iniziale sviluppo delle Smart Grids e dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e il conseguente coinvolgimento dei consumatori finali, sta creando nuove opportunità specialmente per i piccoli investitori che stanno assumendo sempre di più il ruolo del prosumer (producer-consumer). Di conseguenza, dato l'andamento del settore, obiettivo di questa sezione sarà quello di valutare la convenienza dell'investimento in un impianto fotovoltaico considerando due casi specifici:

- La vendita di energia elettrica mediante il Ritiro Dedicato;
- Lo Sviluppo di un Sistema Efficiente di Utenza (SEU).

In particolare, il progetto di investimento oggetto di valutazione riguarda un impianto fotovoltaico di taglia 100 kW integrato sul tetto di un sito industriale localizzato in provincia di Padova e sarà analizzato attraverso la costruzione di un apposito business plan in Excel; la tipologia di impianto oggetto di analisi sarà la medesima, ciò che varia sarà la modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta. In primo luogo verrà valutata la modalità di vendita dell'energia elettrica prodotta in regime di Ritiro Dedicato, ipotizzando una quota di autoconsumo (30%) ad opera del sito industriale presso cui è installato l'impianto, e la restante parte di energia ceduta appunto al GSE.

Successivamente, verrà valutata la redditività dello stesso impianto ipotizzando di richiedere la qualifica SEU e di conseguenza la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta mediante la vendita direttamente al cliente finale (titolare del sito industriale) piuttosto che prevedere la cessione dell'energia al GSE.

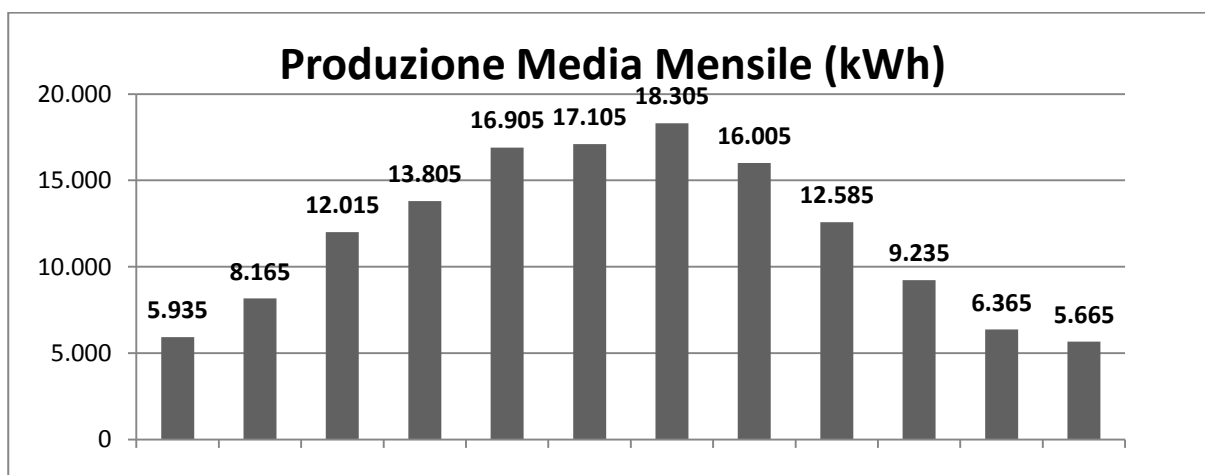
Verrà dunque simulato un progetto di investimento in un impianto fotovoltaico e successivamente verranno analizzate queste due differenti modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta, al fine di valutare come varia la redditività del progetto a seconda di quella che è la modalità adottata per la valorizzazione dell'energia. Ovviamente, bisognerà tenere in conto che, con il termine dell'incentivazione statale ad opera del Quinto Conto Energia, la convenienza ad effettuare tali tipologie di investimento deve basarsi maggiormente sul potenziale risparmio economico derivante dall'autoproduzione ed autoconsumo dell'energia prodotta, piuttosto che sull'ottenimento di un flusso economico-finanziario predeterminato, rappresentato dalla tariffa incentivante.

Di conseguenza, le valutazioni sulla redditività degli investimenti saranno influenzate da quelle che saranno le ipotesi di fondo del modello adottato per la valutazione, non ultime le assunzioni relative alla quota di autoconsumo prospettica dell'investitore; la quantità di energia autoconsumata avrà, infatti, un ruolo determinante tanto sulla valutazione dell'investimento che sulle decisioni dell'investitore.

4.5.2.1 Tipologia di impianto oggetto di valutazione e calcolo di producibilità

Il progetto di investimento oggetto di valutazione è un preliminare di impianto fotovoltaico in silicio monocristallino da 100 kW integrato sul tetto di impianto industriale nella provincia di Padova. Dal punto di vista tecnico, l'impianto verrà realizzato con componenti di alta qualità¹¹⁸, pertanto il costo dell'impianto, così come il periodo di ammortamento potrebbero diminuire utilizzando componenti di qualità leggermente inferiore (moduli in silicio policristallino o silicio amorfo). L'impianto è orientato in maniera ottimale, vale a dire con orientamento a Sud e inclinazione pari a 0°.

L'irradiazione del sito d'installazione dell'impianto è stata verificata attraverso l'utilizzo del database PVGIS¹¹⁹. Sulla base di questi dati, per la località sede dell'impianto, la produzione media annua dell'impianto sarà pari a 142.090 kWh. I valori medi sono indicati nei seguenti grafici.



(Elaborazione propria DATI PVGIS)

¹¹⁸ Moduli composti da silicio monocristallino ad alta efficienza Cfr www.tettosolare.it

¹¹⁹ Photovoltaic Geographical Information System: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
Produzione media mensile (MWh)	5,9	8,1	12,0	13,8	16,9	17,1	18,3	16	12,5	9,2	6,3	5,6	142
Irraggiamento medio mensile (kWh/m2)	35	64,4	117	145	193	202	221	186	131	81,8	42,6	33,1	1.450

(Elaborazione propria DATI PVGIS)

I valori di produzione dell'energia elettrica potenziale annua, calcolati mediante il supporto del database PVGIS, sono stati stimati computando delle perdite di sistema pari a 25,3% dell'energia elettrica prodotta, relative a:

- Perdite del 7,2% causate da temperatura e irradianza bassa (usando temperatura esterna locale);
- Perdite del 4,1% causate da effetti di riflessione;
- Perdite del 14% per mismatching e altre perdite.

Tali valori di produzione verranno, in sede di valutazione dell'investimento ulteriormente decurtati del 26% per tenere in conto della perdita operativa relativa alla stima dei rischi operativi per la regione Veneto; la valutazione del progetto di investimento, quindi, sarà improntata a criteri di prudenza, ottenendo una sottostima dei risultati piuttosto che una sovrastima.

Nella seguente tabella sono riassunti i dati tecnici dell'impianto.

Figura 52 – Dati dell'impianto

Dati generali Impianto	
Classificazione	Integrato su tetto
Comune	Padova
Costo Impianto	114.500€ + IVA al 10% detraibile
Costo complessivo investimento	125.950 €
Vita Utile	30 anni
Latitudine	45°0'0''
Longitudine	11°0'0''
Superficie totale moduli	560 m ²
Irradiazione solare annua moduli	1.450 kWh/m ²
Potenza totale	100 kW
Numero inverter	1
Perdita di sistema	25,3%
Energia Potenziale annua	142.090 kWh
Perdite operativa	26%
Energia stimata annua	105.147 kWh

(Elaborazione propria)

4.5.2.2 Analisi dei costi

I costi per la realizzazione dell'impianto sono pari a 114.500 € (IVA 10% esclusa); tale valore rappresenta l'esborso di cassa iniziale per ottenere l'installazione dell'impianto chiavi in mano¹²⁰.

I costi operativi invece si sostanziano in 10.000 € e corrispondono a costi futuri da sostenere al decimo anno per la manutenzione dell'impianto e il cambio dell'inverter, al fine di assicurare un corretto funzionamento dell'impianto.

Per quanto riguarda i ricavi operativi, questi saranno determinati a seconda della modalità di valorizzazione dell'energia elettrica adottata dal titolare dell'impianto, pertanto verranno quantificati in sede di analisi del Ritiro Dedicato e dell'implementazione di un Sistema Efficiente di Utente (SEU).

4.5.2.3 Fabbisogno finanziario e piano di ammortamento dell'impianto

Per procedere all'installazione dell'impianto sarà necessario investire la somma di 125.950 €; tale somma sarà finanziata nel seguente modo:

- 37.785 € (30%) apportati dal titolare dell'impianto a titolo di capitale di rischio;
- 88.165 € (70%) apportati da banche a titolo di capitale di debito.

Il valore complessivo dell'impianto (114.500 €) sarà ammortizzato nel tempo con aliquota di ammortamento calcolata sulla durata della vita utile dell'impianto. Si stima che la vita utile dell'impianto si pari a 30 anni; di conseguenza, la quota di ammortamento sarà pari a 3.817 €/anno.

¹²⁰ La stima di questo costo è stata ottenuta attraverso un preventivo online da www.tettosolare.it

4.5.3 Il ritiro dedicato

La modalità di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete oggetto di analisi è il ritiro dedicato¹²¹. In questo caso, si ipotizza che il soggetto investitore sia lo stesso proprietario del sito industriale su cui verrà installato l'impianto; quindi i redditi derivanti dalla cessione dell'energia al GSE saranno soggetti all'applicazione dell'imposte IRES e IRAP.

Per quanto concerne il meccanismo di vendita attraverso il ritiro dedicato, l'energia elettrica immessa in rete dai produttori viene ritirata dal GSE e valorizzata al Prezzo Orario Zonale medio¹²²; il GSE regolerà poi il produttore di energia su base mensile. Tuttavia nell'ambito di quest'analisi, il prezzo di vendita dell'energia elettrica al GSE sarà approssimato al valore medio del Prezzo Unico Nazionale degli ultimi tre anni.

Inoltre, per i titolari di impianti con potenza fino a 1 MW esiste una deroga al regime ordinario del ritiro dedicato; questi, infatti, possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita, i c.d. "prezzi minimi garantiti" (PMG) per i primi 2 milioni di kWh¹²³ annui immessi in rete, senza tuttavia veder compromessa la possibilità di ricevere una remunerazione più alta qualora i prezzi zonalari dovessero risultare più elevati. Tuttavia, Come da modifica introdotta dal D.L. 145/2013 "Destinazione Italia" pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 21 febbraio 2014, possono accedere ai prezzi minimi garantiti soltanto gli impianti fotovoltaici con potenza non superiore a 100 kW.

Infine, si prevede di destinare una quota del 30% dell'energia totale prodotta dall'impianto per soddisfare gli autoconsumi del sito produttivo presso cui è installato l'impianto stesso.

Figura 53 – Quantità di energia autoconsumata ed energia immessa in rete in regime di Ritiro Dedicato

Energia stimata annua (kWh)	105.147
Autoconsumo (%)	30
Energia Autoconsumata (kWh)	31.544
Energia immessa in rete (kWh)	73.603

(elaborazione propria)

¹²¹ Per ogni chiarimento sulle modalità di funzionamento del regime di Ritiro Dedicato si rimanda al Capitolo 3 paragrafo 3.3.2.2.

¹²² Ovvero il prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

¹²³ Tuttavia per il fotovoltaico, i prezzi minimi sono garantiti per i primi 1.500.000 kWh annui immessi in rete.

Analisi dei ricavi

Dal momento che si prevede di destinare parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto all'autoconsumo per soddisfare le necessità energetiche del sito su cui è installato l'impianto, i ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica mediante il ritiro dedicato saranno distinti in:

- Contributo finale che il GSE versa al titolare dell'impianto per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete;
- Risparmio in bolletta derivante dall'energia autoconsumata dall'impianto e non acquistata dall'ENEL.

I) Contributo finale GSE

I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica in regime di ritiro dedicato sono costituiti dal contributo finale che il GSE versa al titolare dell'impianto su base mensile. Tale contributo sarà determinato dalla differenza tra:

- contributi dovuti dal GSE al titolare dell'impianto;
- contributi dovuti al GSE dal titolare dell'impianto.

Tra i contributi dovuti dal GSE al titolare dell'impianto vi sono:

- il valore delle immissioni di energia elettrica in rete, determinato dal prodotto tra la quantità di energia immessa in rete nel mese (kWh) e il prezzo a cui viene venduta l'energia elettrica (Prezzo Zonale Orario o Prezzi Minimi Garantiti);
- contributi dal GSE per servizi di trasporto e immissione pari a 0,00356 (€/kWh).

Viceversa, i contributi dovuti al GSE saranno:

- Corrispettivi di trasmissione pari a 0,000256 (€/kWh);
- Corrispettivi amministrativi sul valore delle immissioni, 0,5% del valore delle immissioni fino ad un massimo di 3.500 €/anno;
- Corrispettivi trasporto e dispacciamento pari a 11 €/mese.

Il valore del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica attraverso il regime di Ritiro Dedicato viene approssimato al Prezzo Unico Nazionale¹²⁴ medio degli ultimi tre anni pari a 0,05537 €/kWh.

Nelle seguenti tabelle sono sintetizzati le componenti che determinano il contributo finale dovuto dal GSE al titolare dell'impianto (Figura 54) e i ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete al Prezzo Unico Nazionale medio dell'ultimo triennio per l'anno 2016. (Figura 55)

¹²⁴ Fonte Gestore Mercati Elettrici (GME) Cfr: <http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>

Figura 54 – Tabella di sintesi corrispettivi dovuti dal GSE e al GSE

Corrispettivi dovuti dal GSE	Valore
PUN medio ultimo triennio (€/kWh)	0,05537
Contributi dal GSE servizi di trasporto e immissione (€/kWh)	0,00356
Corrispettivi dovuti al GSE	
Corrispettivi di trasmissione (€/kWh)	0,000256
Corrispettivi amministrativi sul valore delle immissioni (%)	0,50
Corrispettivi trasporto e dispacciamento (€/mese)	11

Figura 55 – Ricavi vendita energia elettrica in Regime Dedicato remunerata dal PUN medio degli ultimi tre anni.

Corrispettivi dovuti dal GSE	
Anno	2016
EE ceduta in rete (kWh)	73.603
Valore Immissioni (€) = (PUN * EE ceduta in rete)	4.075
Contributi dal GSE per servizi di trasporto e immissione (€)	262
Totale contributi dal GSE (€)	4.337
Corrispettivi dovuti al GSE	
Anno	2016
Corrispettivi di trasmissione (€)	18,84
Corrispettivi amministrativi sul valore delle immissioni (€)	368
Corrispettivi trasporto e dispacciamento (€)	132
Totale corrispettivi dovuti al GSE (€)	519
Contributo finale al titolare dell'impianto (€)	3.819

(elaborazione propria)

II) Risparmio in bolletta

Della produzione totale di energia elettrica da parte dell'impianto è stato ipotizzato un autoconsumo del 30% per soddisfare le esigenze energetiche del titolare dell'impianto. Il risparmio è stato considerato valutando la tariffa media ENEL 2014.

Figura 56 – Calcolo risparmio in bolletta anno 2016

EE prodotta dall'impianto al netto della perdita operativa (kWh)	105.147
Percentuale di autoconsumo	30%
EE auto consumata (kWh)	31.544
Tariffa media distributore (€/kWh)	0,16
IVA	10%
Tariffa finale distributore IVA inclusa(€/kWh)	0,1760
Tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia¹²⁵	1%
Risparmio in bolletta 2016 (€)	5.491

(elaborazione propria)

Il valore del risparmio in bolletta rappresenta un mancato costo, dal momento che l'energia elettrica autoconsumata non viene acquistata dall'ENEL, ma viene prelevata dall'impianto. Ai fini valutativi, tale valore sarà riportato tra i ricavi dal momento che rappresenta una diminuzione di costi di esercizio certi.

II WACC

In ultimo, bisogna stimare il Wacc del progetto con cui andare ad attualizzare i flussi di cassa previsti dall'investimento. Il Wacc è stato stimato utilizzando il Beta determinato precedentemente per stimare i rischi di contesto.

Di seguito sono esplicitate le variabili determinanti per il calcolo del Wacc.

¹²⁵ Dati Eurostat. Cfr: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en

Wacc	
Rendimento per investimenti privi di rischio	3,55%
Beta Unlevered	0,65
Premio per il rischio di mercato	5,50%
Tasso di costo del capitale proprio (Ke)	7,13 %
Incidenza del capitale proprio sul capitale investito	30,00%
Tasso di costo del debito finanziario (Kd)	6,00 %
Marginal taxes	31,40%
Tasso di costo del debito finanziario al netto delle imposte	4,12%
Incidenza indebitamento finanziario su capitale investito	70%
Wacc	5,02 %

Le variabili rilevanti ai fini del WACC sono state stimate nella seguente maniera:

- Beta Unlevered pari a 0,65 calcolato attraverso la covarianza dei rendimenti attesi del prodotto tra il PUN (a cui si approssima il prezzo di vendita dell'energia elettrica) e il GLO ed i rendimenti attesi dal mercato borsistico (FTSE-MIB), il tutto diviso la varianza dei rendimenti attesi del mercato;
- tasso risk-free relativo a un BTP a 20 anni¹²⁶ e pari a 3,55%;
- premio per il rischio di mercato¹²⁷ pari a 5,5% ;
- Marginal Taxes¹²⁸ al 31,40%.

I risultati della valutazione del progetto di investimento

La valutazione dell'investimento in un impianto fotovoltaico di potenza pari a 100 kW allacciato in rete in regime di Ritiro Dedicato prevedendo la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete attraverso il Prezzo Unico Nazionale, mostra risultati insoddisfacenti; in particolare il VAN del progetto sarà pari a -7.320 €, con un payback period al ventiduesimo anno di vita dell'impianto e un ROE medio del 6,75%.

I risultati della valutazione sono riassunti nella seguente tabella.

¹²⁶Per coerenza dei dati dell'analisi, si è utilizzato il rendimento dei BTP a 20 anni con riferimento all'anno 2014. Cfr:

http://www.dt.tesoro.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_it/debito_pubblico/dati_statistici/Principali_tassi_di_interesse_2014.pdf

¹²⁷ Cfr FERNANDEZ P., AGUIRREAMALLOA J., CORRES R., 2012. "Market Risk Premiun used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers"

¹²⁸ IRES al 27,50% e IRAP 3,90%.

Figura 57 – Tabella riassuntiva risultati valutazione impianto fotovoltaico allacciato in rete in regime di Ritiro Dedicato

Risultati valutazione investimento	
Costo complessivo investimento	125.950 €
VAN	-7.320 €
TIR	0%
ROE	6,75%
Payback period	22 anni

(elaborazione propria)

Dunque, risulta possibile affermare che, con la fine dell'incentivazione statale decretata dal Quinto Conto Energia, non è possibile implementare un progetto di investimento soddisfacente mediante la tecnica del ritiro dedicato, in quanto il prezzo a cui viene approssimata la remunerazione dell'energia elettrica prodotta (PUN dell'ultimo triennio) risulta troppo basso.

Nei seguenti paragrafi si costruiranno degli scenari per valutare come cambiamenti nelle ipotesi adottate nel modello di valutazione possano incidere sulla redditività del progetto di investimento in questione.

In particolare si analizzerà il rischio di mercato attraverso la costruzione di scenari per differenti livelli del PUN; allo stesso modo si valuterà il rischio di performance attraverso la costruzione di scenari che varino in base a quelle che sono le perdite (operative, di sistema, d'uso annua) che possono influenzare la produttività dell'impianto.

4.5.4 Il Rischio di Mercato

La redditività di un progetto di investimento in un impianto fotovoltaico volto alla vendita dell'energia prodotta attraverso il Ritiro Dedicato, dipenderà in maniera cruciale dal valore assunto dal prezzo di vendita dell'energia elettrica.

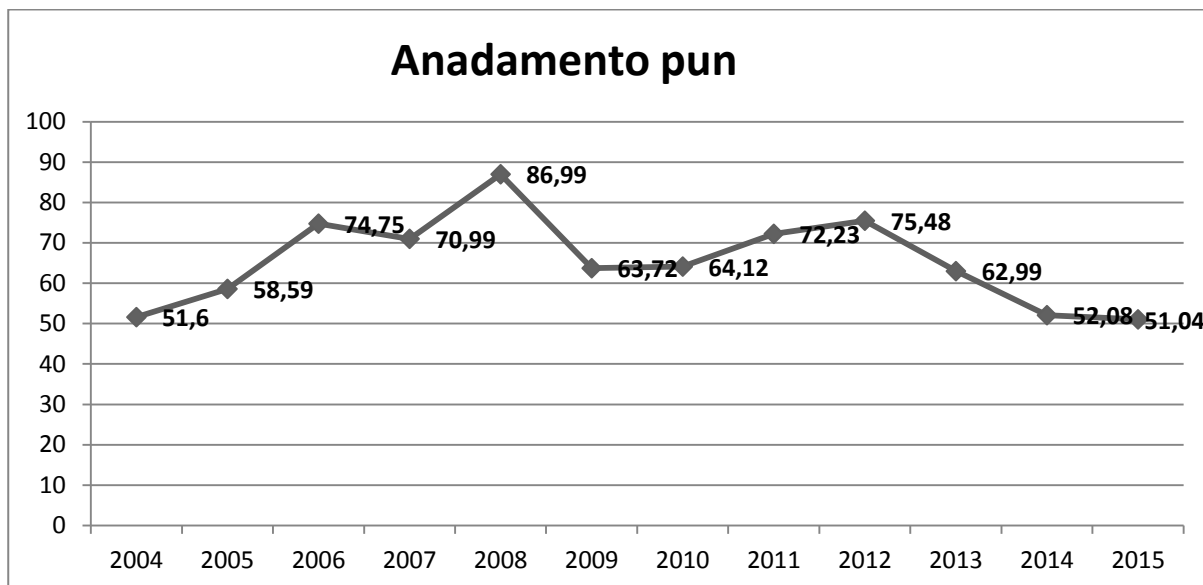
Nel modello di valutazione dell'investimento appena analizzato, il prezzo di vendita dell'energia è stato approssimato al Prezzo Unico Nazionale medio dell'ultimo triennio pari a 0,05537 €/kWh; alle condizioni fissate nel modello, la valorizzazione dell'energia elettrica attraverso il ritiro dedicato non risulta essere una strategia efficiente di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, giacché tutti i principali indici di redditività analizzati risultano essere negativi.

Di conseguenza, nell'ambito di questo paragrafo verranno costruiti tre scenari per tre differenti livelli del PUN per valutare l'impatto del cambiamento del prezzo di vendita dell'energia elettrica sugli indici di utilizzati per la valutazione dell'investimento.

Nella seguente tabella sono riportati i valori assunti dal PUN dal 2004 al 2015 (Dati GME¹²⁹).

Anno	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004	51,6	1,1	189,2	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,6	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,5	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,4	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	212	336.961.297	69	151
2009	63,72	9,07	172,3	313.425.166	68	167
2010	64,12	10	174,6	318.561.565	62,6	198
2011	72,23	10	164,8	311.493.877	57,9	181
2012	75,48	12,14	324,2	298.668.836	59,8	192
2013	62,99	0	151,9	289.153.546	71,6	214
2014	52,08	2,23	149,4	281.997.370	65,9	251
2015	51,04					
Pun Medio 10 anni (€/MWh)	65,38167					
Pun medio 3 anni (€/MWh)	55,37					

¹²⁹Fonte Gestore Mercati Elettrici (GME) Cfr: <http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>



Sono stati ipotizzati dunque tre scenari differenti, costruiti prevedendo tre differenti valori del prezzo a cui verrà remunerata l'energia immessa in rete. In particolare:

- Scenario 1 (Worst Scenario) : si prevede di valorizzare l'energia elettrica immessa in rete attraverso i Prezzi Minimi Garantiti 2015, dal momento che per i titolari di impianti fotovoltaici con potenza fino a 100 kW¹³⁰, esiste una deroga al regime ordinario del ritiro dedicato; questi, infatti, possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita, i.c.d. "prezzi minimi garantiti" (PMG) per i primi 1.500.000 kWh annui immessi in rete, senza tuttavia veder compromessa la possibilità di ricevere una remunerazione più alta qualora i prezzi zionali orari dovessero risultare più elevati; ciò permette di stabilire un limite inferiore al prezzo di valorizzazione dell'energia immessa in rete.

Solare fotovoltaica oltre 25.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Prezzi Minimi garantiti (€/kWh)	0,098	0,1011	0,1018	0,1034	0,0783	0,0806	0,0389	0,039

Tale ipotesi rendono l'investimento peggiore rispetto allo scenario base utilizzato per la valutazione dell'impianto con un valore del VAN pari a -20.137 €, un ROE medio del 4,62% e un payback period al ventiquattresimo anno.

¹³⁰ Come da modifica introdotta dal D.L. 145/2013 "Destinazione Italia" pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 21 febbraio 2014.

- Scenario 2 (Base Scenario): si prevede di valorizzare l'energia elettrica immessa in rete ad un prezzo pari al Prezzo Unico Nazionale medio degli ultimi dieci anni pari a 0,06538 €/kWh. Tale scenario rende l'investimento migliore rispetto allo scenario utilizzato per la valutazione dell'impianto al PUN medio dell'ultimo triennio, ciononostante le ipotesi alla base di questo scenario non rendono l'investimento sufficientemente conveniente, presentando un valore del VAN di appena 162 €, un ROE medio del 8,1% e un payback period al ventesimo anno.
- Scenario 3 (Best Scenario): si prevede di valorizzare l'energia elettrica immessa in rete al valore maggiore del PUN registrato negli ultimi dieci anni pari a 0,08699 €/kWh; tale ipotesi rappresenta lo scenario ottimistico. Tuttavia anche in questo caso gli indici di redditività del progetto non risultano soddisfacenti con un valore del VAN di 16.310 €, un ROE medio del 10% e un payback period al diciottesimo anno.

Nella tabella seguente sono riassunti i risultati della valutazione dell'investimento nei tre scenari ipotizzati.

Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Prezzo di valorizzazione EE immessa in rete	PUN _{medio ultimo triennio} 0,05537 €/kWh	PMG ₂₀₁₅ 0,039 €/kWh	PUN _{medio ultimi 10 anni} 0,06538 €/kWh	PUN _{più elevato ultimi 10 anni} 0,08699 €/kWh
VAN	-7.320 €	-20.137 €	162 €	16.310 €
ROE	6,75%	4,62%	8,1%	10%
TIR	0%	0%	0%	0%
Payback period	22 anni	24 anni	20 anni	18 anni

(elaborazione propria)

I risultati in tabella dimostrano che, a causa della fine dell'incentivazione statale alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, non è possibile implementare un progetto di investimento soddisfacente mediante il regime di Ritiro Dedicato prevedendo la remunerazione dell'energia elettrica attraverso il Prezzo Unico Nazionale. Infatti in tutti i casi analizzati, il VAN al termine della vita utile dell'investimento è minore rispetto alla somma investita per finanziarlo (38.785 €) con un TIR pari allo 0% in tutti e tre gli scenari analizzati. Quindi, sotto le ipotesi previste per costruire gli scenari analizzati, tale progetto distrugge valore nel tempo, producendo flussi di cassa negativi.

Inoltre, si è provveduto anche a valutare tali scenari sotto l'ipotesi di finanziamento full equity, al fine di verificare se la generazione di flussi di cassa negativi fosse dovuta all'eccessiva rata del finanziamento che erode i flussi di cassa in entrata.

Tuttavia, come mostrato nella seguente tabella, anche nell'ipotesi in cui si decidesse di coprire l'intero investimento (125.950 €) con capitale di rischio, tale scelta non darebbe luogo a risultati positivi. I risultati della valutazione sono mostrati nella seguente tabella.

Finanziamento Full Equity					
Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)	
Prezzo di valorizzazione EE immessa in rete	PUN medio ultimo triennio	PMG 2015	PUN medio ultimi 10 anni	PUN maggiore ultimi 10 anni	
	0,05537 €/kWh	0,039 €/kWh	0,06538 €/kWh	0,08699 €/kWh	
VAN	-35.353 €	-45.192 €	-29.336 €	-16.349 €	
ROE	8%	7%	9%	10%	
TIR	0%	0%	0%	0%	
Payback period	17 anni	19 anni	17 anni	14 anni	

(elaborazione propria)

Lo studio di tali scenari è stato significativo in quanto con la tecnica del ritiro dedicato era prevedibile ottenere risultati non soddisfacenti, specialmente se si confrontano tali risultati con quelli che si otterrebbero dallo stesso progetto remunerato attraverso le tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia. Infatti, procedendo al confronto tra il progetto di investimento analizzato prevedendo la valorizzazione dell'energia attraverso il ritiro dedicato, basato sullo scenario ottimistico, con lo stesso progetto però remunerato dalle tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia¹³¹, si otterrebbero i seguenti risultati:

Best Scenario Ritiro Dedicato		Valorizzazione EE con tariffa onnicomprensiva Quinto Conto Energia	
Prezzo di valorizzazione EE	PUN Maggiore ultimi 10 anni 0,08699 €/kWh	Tariffa Onnicomprensiva	0,175 €/kWh
		Tariffa premio autoconsumo	0,093 €/kWh
VAN	16.310 €	VAN	48.398 €
ROE	10%	ROE	15%
Payback Period	18 anni	Payback Period	10 anni

¹³¹ Per il valore assunto dalla tariffa incentivante si è considerato il valore medio delle tariffe per impianti su tetto di edifici di taglia 20<P=>200 previste dal Quinto Conto Energia.

Quindi è possibile affermare che, a causa della fine dell'incentivazione statale, lo sviluppo di un progetto di investimento prevedendo di valorizzare l'energia prodotta attraverso il regime di Ritiro Dedicato non risulta essere economicamente conveniente a causa del valore del PUN troppo basso in tutti gli scenari analizzati. Viceversa la stessa tipologia di investimento, remunerata attraverso l'ottenimento delle tariffe incentivanti, garantirebbe risultati migliori; infatti considerando la tariffa onnicomprensiva media prevista per impianti di taglia 100 kW dal Quinto Conto Energia sarebbe possibile ottenere un VAN di 48.398 €, un ROE medio del 15% e un payback period di 10 anni. Considerando che la tariffa onnicomprensiva media è di 0,175 €/kWh e la tariffa premio sull'autoconsumo pari a 0,093 €/kWh, mentre il PUN medio previsto si attesta intorno a valori pari a 0,05537 €/kWh, anche se il valore del PUN dovesse aumentare nei prossimi anni, è molto difficile che raggiunga il valore delle tariffe incentivanti, che renderebbero redditizio l'investimento.

Di conseguenza appare opportuno valutare modalità alternative di valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto; in particolare, nel prossimo paragrafo, verrà analizzata la valorizzazione dell'energia attraverso l'implementazione di un Sistema Efficiente di Utenza che permetterà sia di valutare la convenienza ad implementare un progetto di investimento totalmente dedicato all'autoconsumo, nel caso in cui produttore e cliente finale coincidano (caso prosumer), sia di valutare l'effettiva redditività di tale tipologia di valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto attraverso la vendita diretta al cliente finale.

Infine, dal momento che la tipologia tecnica di impianto valutato è la stessa per entrambe le forme di valorizzazione dell'energia previste, si valuterà, attraverso la costruzione di differenti scenari di producibilità dell'impianto, l'impatto del rischio di performance sia per la modalità di ritiro dedicato, sia per l'implementazione di un sistema SEU.

4.5.5 I SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA E IL RUOLO DELL'AUTOCONSUMO

Come visto poc'anzi, investire in un impianto fotovoltaico prevedendo di valorizzare l'energia elettrica prodotta attraverso il regime di ritiro dedicato, non è una tipologia di investimento economicamente sostenibile. Appare quindi opportuno, considerato anche l'andamento del mercato fotovoltaico, valutare modalità alternative per la valorizzazione dell'energia; tra queste notevole importanza stanno assumendo i Sistemi Efficienti di Utenza¹³², in quanto consentirebbero la vendita dell'energia elettrica prodotta direttamente al cliente finale, anche diverso dal produttore titolare dell'impianto.

Tra i fattori più interessanti legati ai sistemi SEU vi è la possibilità di definire un contratto diretto di fornitura di energia elettrica tra produttore e cliente finale, che abbia una durata predefinita, tipicamente ventennale, ad un valore predefinito del prezzo di vendita dell'energia che sia comunque inferiore rispetto al costo di acquisto dell'energia sul mercato.

Tale forma contrattuale, nota come Power Purchase Agreement, risulta essere diffusa in diversi Paesi del mondo, in particolar modo Stati Uniti e Regno Unito, specialmente per lo sviluppo di progetti di investimento in impianti fotovoltaici di taglia medio-grande.

Anche nel mercato italiano, dove il mercato dei grandi impianti appare in forte contrazione, dato la fine del sistema incentivante e il valore troppo basso del PUN a cui valorizzare l'energia elettrica immessa in rete, la possibilità di implementare un sistema SEU, può di fatto costituire una reale opportunità di investimento. In maniera analoga, è possibile prevedere l'applicazione di un sistema SEU anche a contesti commerciali e residenziali. In questo paragrafo appunto si effettuerà una prima valutazione sull'implementazione di un sistema SEU sulla stessa tipologia di impianto analizzata precedentemente.

In particolare, per valutare la convenienza ad implementare un sistema SEU sono tre i fattori che vanno analizzati:

- Fattore economico, costituito da:
 1. costi sostenuti dal produttore di energia per l'installazione dell'impianto chiavi in mano e i costi operativi sostenuti nel corso della vita utile dell'impianto;
 2. i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica da parte del produttore al cliente finale e quelli derivanti dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete (ritiro dedicato o scambio sul posto).

¹³² Cfr:

ASSORINNOVABILI, 2014. *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Guida Operativa.*

ENERGY&STRATEGY GROUP, Aprile 2013. *Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare.* Milano, pag. 107-108.

- Il fattore di producibilità, vale a dire la previsione annua di energia elettrica prodotta dall'impianto in funzione della tipologia di installazione e della specifica ubicazione;
- Il fattore di contemporaneità, vale a dire il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dall'impianto e istantaneamente consumata dal cliente finale e la produzione totale dell'impianto. All'aumentare del fattore di contemporaneità, aumenta la quantità di energia venduta direttamente al cliente finale.

Il fattore di producibilità dell'impianto e l'analisi dei costi sostenuti per la sua realizzazione ed installazione, nonché le ipotesi circa il fabbisogno finanziario e il piano di ammortamento del cespite sono stati precedentemente analizzati nei paragrafi 4.5.2.1 e 4.5.2.2.

In questa sezione quindi rimarrà da analizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia da parte del produttore al cliente finale (oltre a quelli derivanti dall'energia elettrica in eccesso immessa in rete), e stabilire il fattore di contemporaneità nell'autoconsumo di energia elettrica.

L'implementazione di un sistema SEU consentirà di conseguire i seguenti vantaggi, a seconda che produttore e cliente finale coincidano o meno:

- Se produttore e cliente finale coincidono (prosumer), l'installazione di un sistema SEU permetterà al cliente finale di non pagare, per l'energia istantaneamente autoconsumata, il costo dell'energia e la gran parte degli oneri di carattere tariffario e parafiscale che nella bolletta elettrica si sommano al costo dell'energia;
- Se produttore e cliente finale non coincidono, l'installazione di un sistema SEU permetterà al cliente finale di pagare per l'energia autoconsumata un importo stabilito d'accordo con il produttore, che sarà presumibilmente di inferiore (nell'ordine del 20%- 30%) a quello pagato acquistando l'energia elettrica dalla rete, ottenendo quindi un considerevole risparmio energetico ad "investimento nullo"; viceversa il produttore potrà valorizzare l'energia prodotta dall'impianto ad un prezzo maggiore rispetto al prezzo di cessione dell'energia elettrica al GSE (PUN o PMG).

Come specificato nel paragrafo 3.3.2.4. , attraverso lo sviluppo di un SEU, i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema, sono applicati esclusivamente sull'energia prelevata dal punto di connessione e non anche sull'energia prodotta ed autoconsumata dall'impianto. Questo regime di favore, riconosciuto dalla normativa, permetterà al cliente finale di ottenere un prezzo per l'energia elettrica prodotta sensibilmente inferiore rispetto a quello che pagherebbe se l'acquistasse dalla rete.

Il "cliente finale tipo" di un impianto fotovoltaico connesso con un sistema di tipo SEU è rappresentato da Piccole e Medie Imprese (PMI) industriali in settori non energivori con

consumi elettrici annui compresi tra i 20 e i 500 MWh/anno ; questa circostanza è dovuta al fatto che le PMI operanti in settori non energivori pagano un prezzo di acquisto dell'energia elettrica più elevato rispetto alle grandi utenze industriali che, in virtù degli elevati consumi, ottengono un prezzo sostanzialmente inferiore. Nella seguente tabella è possibile confrontare il prezzo di acquisto dell'energia elettrica per consumatori industriali in funzione della fascia di consumo annuo.

Figura 58 – Prezzi anno 2014 (c€/kWh) al lordo e al netto delle imposte, dell'energia elettrica per consumatori industriali in funzione della fascia di consumo (Fonte: AEEGSI¹³³)

Consumatori industriali per fascia di consumo annuo (MWh)									
20 -500		500 -2.000		2.000 – 20.000		20.000 – 70.000		70.000 – 150.000	
Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
12,30	23,70	10,66	20,17	9,62	17,55	8,73	15,38	7,38	11,95

Come è possibile osservare in Figura 58, le utenze industriali in fascia di consumo 20 – 500 MWh, pagano un prezzo dell'energia pari a 23,70 c€/kWh; su tale valore, oltre alle imposte gravano i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema.

Per quanto attiene ai ricavi e ai guadagni ottenibili attraverso l'investimento in un impianto fotovoltaico implementando un sistema SEU, questi dipenderanno da una serie di variabili:

- La coincidenza o meno del produttore con il cliente finale nel sistema SEU;
- La quota dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e immediatamente autoconsumata dal cliente finale (e quindi valorizzata ad un prezzo di vendita maggiore) e la quota di energia elettrica immessa in rete (e quindi valorizzata in modo verosimilmente inadeguato rispetto ai costi di investimento);
- Il costo di mercato dell'energia elettrica: maggiore sarà il prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato, maggiore sarà il risparmio per il cliente finale di potersi rifornire autoconsumando l'energia elettrica prodotta dall'impianto, e maggiore sarà il ricavo del produttore per la vendita delle eventuali eccedenze di energia elettrica.

¹³³ <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/174-15.pdf>, pag. 21.

Quindi, al fine di valutare la convenienza nell'installazione di un impianto fotovoltaico in regime SEU, verranno analizzati i due profili contrattuali maggiormente rilevanti¹³⁴:

- Profilo contrattuale 1 – Produttore e Cliente Finale coincidono (caso prosumer);
- Profilo contrattuale 2 – Produttore e Cliente Finale non coincidono e decidono di gestire separatamente i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni di energia dalla rete.

Profilo Contrattuale 1 – Caso Prosumer.

In questo caso ipotizziamo che il Produttore, ovvero colui che sostiene i costi di investimento dell'impianto, sia lo stesso proprietario del sito produttivo su cui verrà installato l'impianto fotovoltaico con il sistema SEU; scopo di tale investimento è quello di destinare la maggior parte della produzione di energia elettrica all'autoconsumo.

Si ipotizza che il sito su cui verrà installato l'impianto, sia una PMI non energivora in fascia di consumo elettrico annua 20 – 500 MWh; infatti i consumi del sito produttivo su cui è installato l'impianto fotovoltaico in sistema SEU sono assunti pari a 130.000 kWh/anno (pari a 130 MWh/anno); si ipotizza un valore di consumo in fascia diurna (autoconsumi dell'impianto) pari a 73.603 kWh/anno, ottenendo un fattore di contemporaneità pari al 70%. Come rappresentato in Figura 58, il costo dell'energia sostenuto dalla PMI non energivora è pari a 0,2370 €/kWh; inoltre è stato assunto un tasso annuo di incremento del prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete¹³⁵ pari all'1% (ipotesi conservativa).

Implementando un sistema SEU, il prosumer potrà quindi ottenere un duplice ricavo:

- Risparmio sulla bolletta elettrica pari al valore dell'energia elettrica prodotta dall'impianto ed istantaneamente autoconsumata in fascia diurna;
- Il ricavo derivante dalla valorizzazione dell'energia elettrica non autoconsumata istantaneamente ed immessa in rete; in questo caso si prevede di valorizzare l'energia elettrica non immediatamente autoconsumata attraverso la modalità del ritiro dedicato. Il prezzo di vendita dell'energia elettrica attraverso il ritiro dedicato è assunto pari al PUN medio dell'ultimo triennio (0,05535 €/kWh).

¹³⁴ Per ogni ulteriore chiarimento riguardo i profili contrattuali consentiti nel regime SEU e le possibili applicazioni si rimanda al Capitolo 3, Paragrafo 3.3.2.4.

¹³⁵ Dati Eurostat. Cfr: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en

Nella seguente tabella sono riassunte le ipotesi relative al caso analizzato.

Figura 59 – Ipotesi impianto fotovoltaico in regime SEU: Caso Prosumer

Assunzioni	Descrizione
Costo complessivo investimento	125.950 €
Capitale investito a rischio	37.785 €
Vita Utile	30 anni
Produzione EE al netto di perdite di sistema ed operative	105.147 kWh/anno
Consumo annuo cliente finale	130.000 kWh/anno
Fattore di contemporaneità	70%
Consumo in fascia diurna (autoconsumo)	73.603 kWh/anno
Prezzo di acquisto EE dalla rete (comprensivo di imposte)	0,2370 €/kWh
Accisa applicata dal produttore al cliente finale	L'EE autoconsumata non sarà soggetta ad accisa rientrando nella casistica di autoproduzione.
Prezzo cessione EE immessa in rete in regime di ritiro dedicato (PUN medio ultimo triennio)	0,05535 €/kWh
Risparmio costo EE autoconsumata anno 2016	17.444 €
Ricavo cessione EE immessa in rete (RID) anno 2016	1.766 €
Tasso annuo di inflazione	2%
Tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia acquistata dalla rete	1%
Area di installazione	Sito produttivo PMI
WACC	6,39 %

(elaborazione propria)

Risultati della valutazione dell'investimento: Caso Prosumer

I risultati della valutazione del progetto di investimento in un impianto fotovoltaico, prevedendo l'implementazione di un sistema SEU nel caso in cui produttore e cliente finale coincidano (prosumer) sono più che soddisfacenti; in particolare, il VAN assunto dal progetto al termine della vita utile dell'impianto risulta pari a 117.465 €, con un valore del TIR pari al 19% , un ROE medio del 33% e un payback period a metà del quarto anno.

Nella seguente tabella sono riassunti i risultati della valutazione.

Caso Prosumer	
Costo complessivo investimento	125.950 €
Capitale investito a rischio	37.785 €
VAN	117.465 €
TIR	19 %
ROE	33 %
Payback period	4 anni

(elaborazione propria)

Nel caso del prosumer, la redditività dell'investimento è determinata in misura rilevante dal risparmio energetico ottenibile attraverso l'autoproduzione e l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto; quindi, appare evidente come la sostenibilità dei progetti di investimento in impianti fotovoltaici, passi necessariamente da una logica di autoconsumo dell'energia elettrica prodotta dal momento che la valorizzazione attraverso la cessione al GSE non consente di ottenere risultati economici dell'investimento soddisfacenti.

Profilo Contrattuale 2 – Produttore e Cliente Finale non coincidono e gestiscono separatamente i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni.

Nel caso in cui produttore e cliente finale non coincidano andranno valutati separatamente i benefici economici per entrambi i soggetti coinvolti.

In questo caso, il produttore è il soggetto che effettua l'investimento nell'impianto fotovoltaico con configurazione impiantistica SEU; si ipotizza invece che il cliente finale sia un PMI non energivora in fascia di consumo elettrico annua pari a 20 – 500 MWh.

Si ipotizza che i consumi annui previsti dal cliente finale siano gli stessi previsti per il caso del prosumer, vale a dire pari a 130 MWh/anno (130.000 kWh/anno), con consumi annui in fascia diurna (autoconsumo dall'impianto) pari a 73.603 kWh/anno, ottenendo un valore del fattore di contemporaneità pari al 70% della produzione totale ottenuta dall'impianto.

Anche il prezzo di acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete si suppone essere il medesimo, dal momento che il sito produttivo dove verrà installato l'impianto risulta essere lo stesso. In particolare, il prezzo dell'energia sopportato dal nostro ipotetico cliente finale è pari a 0,2370 €/kWh, prevedendo un tasso di incremento annuo del prezzo di acquisto

dell'energia dalla rete pari all'1%; pertanto, si ipotizza di stabilire dunque un prezzo finale pari a 0,16 €/kWh, permettendo al cliente finale di avere un risparmio pari al 33% rispetto al costo pagato in bolletta.

Infine, si prevede di valorizzare la restante quota di energia elettrica non autoconsumata immediatamente dal cliente finale attraverso il regime di ritiro dedicato, prevedendo un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari al PUN medio dell'ultimo triennio (0,055335 €/kWh).

Nella seguente tabella sono sintetizzate le ipotesi relative al progetto di investimento.

Figura 60 - Ipotesi impianto fotovoltaico in regime SEU nel caso in cui Produttore e Cliente Finale non coincidano

Assunzioni	Descrizione
Costo complessivo investimento	125.950 €
Vita Utile	30 anni
Produzione EE al netto di perdite di sistema ed operative	105.147 kWh/anno
Consumo annuo cliente finale	130.000 kWh/anno
Fattore di contemporaneità	70%
Consumo in fascia diurna (autoconsumo)	73.603 kWh/anno
Prezzo di acquisto EE dalla rete	0,2370 €/kWh
Prezzo di acquisto EE da impianto fotovoltaico	0,16 €/kWh
Accisa applicata dal produttore al cliente finale	0,0125 €/kWh
Prezzo cessione EE immessa in rete in regime di ritiro dedicato (PUN medio ultimo triennio)	0,05535
Ricavo cessione EE al cliente finale (anno 2016)	11.776 €
Ricavo cessione EE immessa in rete (RID)	1.766 €
Tasso annuo di inflazione	2%
Tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia acquistata dalla rete	1%
Area di installazione	Sito produttivo PMI
WACC	6,39 %

(elaborazione propria)

Risultati della valutazione dell'investimento

I. Produttore

Anche nel secondo caso analizzato, i risultati dell'investimento sono tutto sommato soddisfacenti; in particolare, date le ipotesi assunte nel modello di valutazione, il VAN del progetto di investimento al termine della vita utile dell'impianto risulta pari a 46.475 €, con un valore del TIR pari al 7% , un ROE medio del 19% e un payback period di 9 anni. Tali valori risultano inferiori rispetto al caso del prosumer; tale circostanza è dovuta al fatto che, nel caso del prosumer (vale a dire di coincidenza tra produttore e consumatore finale) la redditività dell'investimento è principalmente guidata dal maggior risparmio sull'energia elettrica prodotta e immediatamente consumata dall'impianto; nel caso invece in cui produttore e consumatore finale non coincidano, i ricavi del produttore dipenderanno dalla vendita dell'energia autoconsumata in fascia diurna dal cliente finale e della valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete attraverso il regime di ritiro dedicato; risulta dunque sempre più evidente che l'autoconsumo dell'energia prodotta con il fotovoltaico consente di ottenere una maggiore remunerazione dell'investimento per via del notevole differenziale esistente, almeno in Italia, tra il prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete e il riconoscimento economico dell'energia ceduta alla rete, anche nelle ore di alto carico.

II. Benefici cliente finale

Il cliente finale che sopporta un costo dell'energia elettrica pari a 0,2370 €/kWh otterrà, ipotizzando un tasso di incremento annuo del prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete pari al 1%, un risparmio annuo medio di circa 6.938 € e un risparmio cumulato per tutta la vita utile dell'impianto pari a 208.145 €.

Produttore	
Costo complessivo investimento	125.950 €
VAN	46.475 €
TIR	7%
ROE	19%
Payback period	9 anni
Cliente Finale	
Risparmio annuo medio	6.938 €
Risparmio cumulato nella vita utile dell'impianto	208.145 €

(elaborazione propria)

Conclusioni e considerazioni

Dall'analisi dell'investimento in un impianto fotovoltaico prevedendo l'installazione di un Sistema Efficiente di Utenza nei due casi analizzati, appare evidente come le prospettive di convenienza economica di un'applicazione SEU siano estremamente interessanti sia nel caso del prosumer, sia nel caso in cui produttore e cliente finale non coincidano; in particolare soluzioni di investimento come quelle analizzate possono, a tutti gli effetti, contribuire a mitigare in maniera significativa il rischio imprenditoriale derivante dalla volatilità del valore futuro dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, almeno per la quota di energia elettrica prelevata ed immediatamente autoconsumata dal cliente finale.

Tuttavia, nonostante le prospettive di convenienza di tale tipologia di installazioni impiantistiche, è necessario infine considerare una serie di criticità e limitazioni previste dalla normativa nella definizione stessa che attribuisce ai Sistemi Efficienti di Utenza.

Tali problematiche riguardano sostanzialmente tre aspetti:

- La previsione della mono-utenza, che non permette l'applicazione di un modello SEU a contesti particolarmente idonei per l'installazione di un impianto fotovoltaico sia di media-grande dimensione (come centri commerciali, aeroporti, cluster industriali), che di taglia medio-piccola, quali ad esempio condomini e complessi residenziali che permetterebbero, attraverso la connessione di più utenze al punto di prelievo dell'energia prodotta dall'impianto, di raggiungere livelli di autoconsumo prossimi al 100% ottenendo in tal modo una valorizzazione adeguata dell'energia elettrica prodotta.
- Il limite nella localizzazione del sito di installazione dell'impianto, che deve obbligatoriamente rientrare nella disponibilità del cliente finale. Inoltre, la normativa non specifica soluzioni alternative alla diretta proprietà del sito di installazione dell'impianto da parte del cliente finale, lasciando ambiguità circa l'idoneità di contratti di locazione o usufrutto ad essere qualificanti ai fini dell'applicazione di sistemi SEU.
- Il limite nell'unicità del punto di connessione alla rete elettrica pubblica attraverso il quale sono gestiti i prelievi e le immissioni di energia, la cui titolarità deve essere in capo ad uno dei due soggetti coinvolti nel SEU.

In particolare, l'ultima problematica analizzata, vale a dire l'unicità del punto di connessione, comporta un ampliamento del rischio imprenditoriale sopportato dal produttore che potrebbe vedere compromessa la continuità di connessione alla rete elettrica dell'impianto che si trova

a gestire. Nella maggior parte dei casi ciò è dovuto ad eventuali inadempienze del cliente finale nei confronti:

- del produttore che gestisce l'impianto fotovoltaico;
- della società di distribuzione dell'energia, circostanza questa che comporta il distacco completo del sistema SEU dalla rete elettrica pubblica.

In questi casi, la deliberazione ARG/elt 4/08 prevede che:

- prima di interrompere la fornitura di energia elettrica, l'impresa distributrice deve inoltrare al produttore specifica comunicazione in cui viene indicata la data a seguito della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della morosità in cui si trova il cliente finale;
- il produttore, per evitare che, a causa di una condizione di morosità del cliente finale, non possa più immettere l'energia elettrica prodotta dall'impianto nella rete pubblica, può usufruire della connessione di emergenza richiesta al gestore della rete all'atto della richiesta di connessione, o che potrà comunque essere richiesta anche in un momento successivo;
- in corrispondenza del punto di emergenza, il produttore dovrà installare un dispositivo che possa permettere l'apertura del collegamento fra l'impianto di produzione e il punto di emergenza a seguito della chiusura del collegamento fra l'impianto di produzione e l'utenza del cliente finale .

Tuttavia, nonostante la previsione di un punto di emergenza attraverso il quale il produttore possa gestire prelievi e immissioni, il campo di applicabilità dei SEU, specialmente per quanto riguarda l'analisi dei rischi di controparte a questi connessi, rimane circoscritto solo a quei clienti finali che risultino particolarmente affidabili, in modo tale da evitare la possibilità che la capacità del produttore di ottimizzare la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta risulti alterata, ad esempio prevedendo di valorizzare la maggior parte dell'energia prodotta attraverso il meccanismo del ritiro dedicato o dello scambio sul posto e non più attraverso la vendita diretta al cliente finale che garantisce un prezzo di vendita dell'energia più elevato, rendendo l'investimento economicamente conveniente.

Infine, il principale beneficio assicurato ai SEU dall'attuale normativa consiste nella possibilità che i corrispettivi tariffari di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema siano computati esclusivamente sulla parte di energia prelevata sul punto di connessione (vale a dire l'energia prelevata dalla rete pubblica dal prosumer/cliente finale¹³⁶). Attraverso questa agevolazione, l'energia prodotta e consumata

¹³⁶ Cfr. D.Lgs. 115/08, articolo 10, comma 2.

nell'ambito del sistema SEU risulta esonerata dai costi degli oneri di rete trasformandosi così in un notevole riduzione del prezzo dell'energia per il cliente finale.

Ad ogni modo, rimane da valutare, soprattutto in chiave prospettica, la reale sostenibilità di una piena diffusione dei sistemi SEU, dal momento che è previsto l'obbligo in capo al gestore della rete di distribuzione di garantire la potenza in prelievo dal punto di connessione con la rete elettrica pubblica; ciò si traduce sostanzialmente nell'usufruire del servizio di dispacciamento ad opera dell'utenza SEU. Il pagamento di questo servizio sarebbe tuttavia sostenuto solo in parte dall'utente SEU dal momento che esso risulta esonerato dal pagamento degli oneri generali di sistema per la maggior parte dell'energia che utilizza, vale a dire quella che viene prodotta dall'impianto fotovoltaico; ciò determina che gli oneri generali relativi al servizio di dispacciamento per i sistemi SEU si andranno a ripartire su tutti gli utenti connessi alla rete pubblica, tramite un aumento in bolletta delle componenti specifiche relative agli oneri di dispacciamento. Ad ora, in attesa di specifica disposizione normativa a riguardo, l'orientamento dell'Autorità sembra essere orientato a prevedere che i SEU paghino solo le componenti fisse degli oneri di rete a copertura del servizio di dispacciamento, in base al punto di connessione e alla relativa potenza installata.

4.5.6 RISCHIO DI PERFORMANCE

Nel caso di progetti di investimento in impianti fotovoltaici, il rischio di performance è definito come il rischio di una riduzione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto causata dalle differenti tipologie di perdite che possono influenzare l'efficienza produttiva dell'impianto stesso.

Dal momento che la tipologia di impianto oggetto di valutazione è la medesima per entrambe le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta (Ritiro Dedicato e SEU), la stima dei rischi di performance attraverso la costruzione di scenari sarà la medesima; ciò che muterà sarà, ovviamente, l'impatto sulla redditività dell'investimento, dal momento che le due modalità di valorizzazione dell'energia analizzate determinano una differente redditività dell'investimento.

Come approfondito in fase di risk analysis, le perdite che hanno l'impatto maggiore sulla produttività dell'impianto sono:

- **Perdita di sistema**, che comprendono:
 1. Perdite causate da temperatura e bassa irradianza dei pannelli solari;
 2. Perdite causate da effetti di riflessione;
 3. Perdite per mismatching e altre perdite nei trasformatori e/o inverter.
- **Perdite operative**, determinate sulla base della differenza tra energia effettivamente prodotta dall'impianto e produzione di energia prevista dal GSE;
- **Perdita d'uso annua o c.d. effetto PID¹³⁷**, che corrisponde alla perdita dovuta al degrado da progressivo invecchiamento dell'impianto.

Figura 61 – Fattori determinanti per il rischio di performance

Fattori determinanti rischio di performance	
Tipologia di perdita	Descrizione
Perdite di sistema	Perdite causate da temperatura e bassa irradianza dei pannelli solari
	Perdite causate da effetti di riflessione
	Perdite per mismatching e altre perdite nei trasformatori e/o inverter
Perdite operative	Differenza tra produzione di EE prevista dal GSE e produzione effettiva ad opera dell'impianto
Perdita d'uso annua (effetto PID)	Perdita da degrado da progressivo invecchiamento

(elaborazione propria)

¹³⁷ Potential Induced degradation

Identificati i fattori che influiscono sulla determinazione del rischio di performance, è possibile ora procedere alla costruzione di scenari¹³⁸ per verificare come un'efficienza produttiva maggiore o minore delle diverse componenti tecnologiche dell'impianto influenza la redditività e la valutazione dell'investimento.

Nella valutazione del progetto di investimento, non è stata prevista alcuna polizza assicurativa per garantire la produzione dell'impianto; tuttavia nel prezzo chiavi in mano per l'installazione dell'impianto è stata integrata una garanzia standard, che ha lo scopo di garantire che l'impianto non vada sotto un determinato livello di produzione, coprendo però solo parte dei rischi di performance. Tuttavia, se si volessero coprire i rischi operativi sarebbe possibile assicurare la produzione dell'impianto attraverso la stipula di un'assicurazione che preveda il pagamento di un premio di 2.500 €/anno¹³⁹.

In particolare, sono stati costruiti i seguenti scenari:

- Scenario 1 (Worst scenario) – Scenario con perdite di sistema pari a 25,6% della produzione totale dell'impianto, perdite operative pari al 26% dell'energia prodotta dall'impianto¹⁴⁰ e perdita d'uso annua pari all'1%. Tale scenario è quasi del tutto corrispondente a quanto ipotizzato in sede di valutazione dell'impianto oggetto di analisi; infatti, l'unica differenza consiste nella percentuale di perdita d'uso annua che, nella valutazione dell'impianto è pari allo 0,5% anziché all'1%. Tale circostanza conferma come la valutazione svolta nel paragrafo precedente sia fortemente improntata al principio di prudenza, ottenendo quindi una sottostima dei risultati piuttosto che una sovrastima.
- Scenario 2 (Base Scenario) – Scenario con perdite di sistema pari a 15,3% della produzione totale dell'impianto; si prevede di ridurre tale perdita attraverso il montaggio nei moduli di diodi di by-pass al fine di isolare eventuali moduli underperforming e di conseguenza minimizzare il fenomeno del mismatching. Perdite operative pari al 26% dell'energia prodotta dall'impianto e perdita d'uso annua pari allo 0,5%.

¹³⁸ Gli scenari sul rendimento degli impianti sono stati costruiti in base a studi di settore. In particolare cfr. : BONELLI S., 2012. *Gli impianti fotovoltaici: descrizione, tecnologie, rischi ed aspetti assicurativi*. Munich Re. SMA Solar Technology AG, 2014. *Performance Ratio: fattore di qualità per l'impianto fotovoltaico*, Informazione Tecnica.

¹³⁹ Per una polizza assicurativa all risk sulla produzione dell'impianto è stato considerato un valore medio di 25 €/kW assicurato, ovvero il valore di mercato per un impianto di 100 kW.

Cfr: BONELLI S., 2012. *Gli impianti fotovoltaici: descrizione, tecnologie, rischi ed aspetti assicurativi*. Munich Re.

¹⁴⁰ Al netto della perdita di sistema, stimata dagli installatori dell'impianto in sede di sopralluogo.

- Scenario 3 (Best Scenario) – Scenario senza perdite operative e senza perdita d’uso dell’impianto, garantite mediante polizza assicurativa paria a 2.500 € all’anno, e con perdite di sistema pari a 15,3%..

I risultati della valutazione sotto i tre differenti scenari di performance ipotizzati sono riassunti nella seguente tabella.

Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
		(Worst scenario)	(Base Scenario)	(Best scenario)
Perdite da temperatura e bassa irradianza	7,20%	7,20%	7,20%	7,20%
Perdite effetti di riflessione	4,10%	4,10%	4,10%	4,10%
Perdite per mismatching	14%	14%	4%	4%
Perdite di sistema	25,40%	25,40%	15,3%	15,3%
Produzione di EE potenziale annua kWh	142.090	142.090	161.327	161.327
Perdita operativa	26%	26%	26%	0%
Produzione di EE effettiva annua kWh	105.147	105.147	119.382	161.327
Perdita d’uso annua (effetto PID)	0,50%	1%	0,50%	0,0%
Premio assicurativo annuo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	2.500 €
Ritiro Dedicato				
VAN	-7.320 €	-7.320 €	-2.797 €	43.698 €
TIR	0%	0%	0%	6%
ROE medio	6,75%	6,75%	7,24%	15%
Payback period	21 anni	21 anni	20 anni	15 anni
SEU Profilo 1 (Prosumer)				
VAN	117.465 €	112.405 €	145.064 €	208.252 €
TIR	19 %	12%	20%	34%
ROE medio	33 %	32%	38%	50%
Payback period	4 anni	5 anni	5 anni	4 anni
SEU Profilo 2 (Produttore e Cliente Finale non coincidono)				
VAN	46.475 €	38.406 €	64.462 €	112.698 €
TIR	7%	6%	10%,	17%
ROE medio	19%	17%	23%	33%
Payback period	9 anni	9 anni	6 anni	5 anni

(elaborazione propria)

Conclusioni e considerazioni

Dai risultati mostrati in tabella per i vari scenari di performance ipotizzati, si può notare come il valore delle diverse perdite che influenzano la produttività dell'impianto, abbiano un significativo riflesso anche sulla redditività dell'investimento stesso.

La valutazione dell'investimento nell'impianto fotovoltaico oggetto di analisi, sia nel caso di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta attraverso il ritiro dedicato, sia nel caso dell'implementazione di un sistema SEU, è stata effettuata secondo il principio di prudenza, vale a dire prevedendo una perdita di sistema pari al 25,4 % che viene stimata in sede di sopralluogo dai tecnici predisposti alla previsione dell'irraggiamento solare. A questa tipologia di perdita è stato poi aggiunto un ulteriore parametro di rischio, vale a dire una perdita operativa, calcolata attraverso l'analisi della variazione tra energia prevista dal GSE ed energia effettivamente prodotta dall'impianto; tale perdita operativa assume per la regione Veneto, dove si ipotizza di costruire l'impianto, un valore pari al 26%¹⁴¹. Tale scenario è in buona parte corrispondente allo scenario pessimistico (worst scenario); l'unica differenza riguarda il valore assunto dalla perdita d'uso annua (c.d. effetto PID) che per l'impianto oggetto di valutazione ha assunto il valore dello 0,5%, mentre nello scenario pessimistico assume il valore dell'1%. Da ciò si comprende come l'analisi di redditività effettuata sia stata molto prudente, tendendo quindi a una sottostima dei risultati piuttosto che a una sovrastima.

Tuttavia, modificando le varie ipotesi relative al valore delle perdite possiamo notare come, anche nello scenario base, costruito ipotizzando una riduzione delle perdite di sistema dovute alla minimizzazione delle perdite per mismatching (4%), attraverso l'installazione di diodi by-pass che possano isolare il singolo modulo underperforming, i risultati della valutazione per l'impianto allacciato in rete in regime di ritiro dedicato siano in ogni caso negativi, con un valore del VAN negativo (-2.797 €), un TIR dello 0% e un payback period al ventesimo anno. Nello scenario ottimistico, invece, è stato previsto di assicurare la produzione di energia attraverso la stipula di una polizza assicurativa che preveda il pagamento di un premio annuo di 2.500 €; in tale scenario dunque non sono state calcolate perdite operative né perdita d'uso annua, garantite appunto dalla stipula della polizza, e prevedendo la sola perdita di sistema per un valore pari al 15,3 %; nel caso di ritiro dedicato, tali ipotesi migliorano notevolmente gli indici di valutazione dell'investimento, con un valore del VAN pari a 43.698 €, maggiore della somma investita a titolo di capitale di rischio per finanziare il progetto, un ROE del 15%, un valore del TIR pari al 6% e un payback period stimato in 15 anni. Quindi, il calcolo del valore dell'investimento attraverso tale scenario ottimistico, permette di comprendere

¹⁴¹ Cfr paragrafo 4.5.1.2. Figura 51.

quali siano le modalità di azione da intraprendere per poter rendere tale investimento soddisfacente, vale a dire prevedere la stipula di una polizza assicurativa in grado di garantire un determinato livello di produzione pagando un premio assicurativo annuale. Nonostante i bassi valori del PUN esaminati in sede di analisi del rischio di mercato, la maggiore quota di energia prodotta dall'impianto, e assicurata appunto prevedendo la stipula della polizza, renderebbe, attraverso un aumento dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia, sostenibile il pagamento di tale polizza, dando luogo a risultati della valutazione dell'investimento tutto sommato positivi. Di conseguenza, in virtù del fatto che i valori assunti dal PUN risultano molto bassi, se si intende investire in una tale tipologia di progetto prevedendo la valorizzazione dell'energia attraverso il ritiro dedicato, risulta necessario stipulare una polizza assicurativa in grado di garantire che la produzione di energia ad opera dell'impianto non scenda al di sotto di una determinata soglia.

Infine, per quanto riguarda la valutazione dell'impianto prevedendo l'implementazione di un sistema SEU, i risultati di tale valutazione erano già positivi sia nel caso del prosumer, sia nel caso in cui produttore e cliente finale fossero due soggetti distinti.

In particolare, nel caso del prosumer, l'analisi dei vari scenari mostra che nello scenario pessimistico (worst scenario) si ha una riduzione del VAN del 5% (da 117.465 € a 112.405 €), una riduzione del TIR di 7 punti percentuali e una riduzione del ROE di 1 punto percentuale, con un aumento del payback period da 4 a 5 anni. Nello scenario base, invece, rispetto alle ipotesi di performance utilizzate per l'impianto oggetto di valutazione, vi è un aumento del VAN del 19%, un aumento del ROE di 5 punti percentuali e del TIR di un punto percentuale. In ultimo, nello scenario ottimistico è possibile, nel caso si assicurasse la produzione di energia attraverso la stipula di una polizza assicurativa, ottenere un incremento del VAN del 43% , un aumento del ROE e del TIR rispettivamente di 17 e 15 punti percentuali e un payback period stimato in 4 anni. Nel caso del prosumer quindi, in tutti e tre gli scenari di performance analizzati, l'investimento nell'impianto fotovoltaico risulta comunque economicamente soddisfacente.

Infine, anche nel secondo profilo contrattuale analizzato, vale a dire il caso in cui produttore e cliente finale non coincidano, e decidano di gestire separatamente le immissioni e i prelievi di energia, l'analisi dei vari scenari di performance mostra risultati sostanzialmente positivi. Nello specifico, nello scenario pessimistico, si avrà una riduzione del VAN del 17% (da 46.475 € a 38.406€), una contrazione del ROE di due punti, una diminuzione del TIR di un punto percentuale, con un payback period stimato in 9 anni. Nello scenario base invece, tali risultati migliorano rispetto allo scenario utilizzato per valutare l'impianto: il VAN aumenta del 27,9%, vi è un aumento del ROE di 4 punti percentuali e del TIR di 3 punti percentuali,

con una riduzione del payback period di 3 anni. Infine, tali risultati migliorano ulteriormente se consideriamo lo scenario ottimistico: infatti il VAN aumenta del 41%, il ROE aumenta di 14 punti percentuali e il TIR di 10 punti percentuali, con un payback period di 5 anni.

CONCLUSIONI

Sulla base delle valutazioni effettuate nel presente lavoro, investire nella produzione di energia a partire dalle tre fonti rinnovabili oggetto di analisi, biogas, biometano e fotovoltaico, sembra rappresentare ancora una forma di investimento in grado di assicurare soddisfacenti ritorni economici, tuttavia la redditività di tali tipologie di investimento dipenderà in maniera cruciale da quelli che saranno gli assetti strategici dei progetti stessi, vale a dire la capacità di tali investimenti di soddisfare, da un lato, le necessità energetiche del soggetto investitore e dall'altro di individuare adeguate modalità di valorizzazione dell'energia così prodotta.

Lo scopo del lavoro è stato quello di fornire un quadro generale delle criticità e dei relativi sviluppi connessi con progetti di investimento in queste tecnologie in modo da poter effettuare un'analisi della rischiosità e determinare la redditività di alcuni investimenti, simulati utilizzando dati e valori in linea con quelli del mercato e rispondenti alla normativa del settore. Infatti dopo aver proceduto, per ciascuna fonte rinnovabile, ad analizzare lo sviluppo del settore, le principali tecnologie utilizzate, il processo produttivo dell'energia, la normativa del settore e le principali alternative di impiego o valorizzazione dell'energia così prodotta, si è potuto provvedere, attraverso un processo di risk analysis, ad effettuare una mappatura dei principali rischi e delle principali criticità connesse all'implementazione di progetti di investimento in questi settori; in seguito è stata effettuata l'analisi di redditività su tali investimenti, valutando in separata sede l'impatto che le diverse tipologie di rischio individuate in fase di risk analysis possono avere sulla redditività dei progetti in questione.

Nello specifico, per quanto riguarda il caso dell'Italia, la produzione di energia da fonti rinnovabili, ha avuto nel corso degli anni un imponente sviluppo dovuto soprattutto al regime delle politiche di incentivazione statale; tuttavia, dal 2013, tali politiche hanno subito un sostanziale ridimensionamento che si è tradotto in una riduzione degli incentivi per quanto riguarda il caso del biogas e del biometano, mentre per il fotovoltaico il Quinto Conto Energia ha segnato il termine dell'incentivazione statale a tale fonte di energia rinnovabile. Questa circostanza ha comportato che la valutazione degli investimenti deve essere basata maggiormente su quelle che sono le necessità energetiche del soggetto investitore e sul potenziale risparmio economico derivante dall'autoproduzione ed autoconsumo dell'energia prodotta, piuttosto che sull'ottenimento di un flusso economico-finanziario predeterminato, rappresentato dalla tariffa incentivante.

I. Impianti per la produzione di energia elettrica da biogas e biometano

Per quanto riguarda l'implementazione di progetti di investimento in impianti a biogas e biometano, questi si prestano ad essere sviluppati principalmente in imprese agricole e zootecniche che abbiano dal principio la disponibilità dei substrati da avviare alla digestione anaerobica, ovvero dei sottoprodotti derivanti dall'attività specifica dell'impresa in questione (reflui zootecnici, sottoprodotti agricoli di origine biologica). La produzione di energia elettrica da biogas e biometano, essendo ancora sostenuta dalle tariffe incentivanti, permette di ottenere un ricavo certo e fisso per vent'anni. Dal momento che quindi l'ammontare dei ricavi risulta determinato in maniera fissa, le principali tipologie di rischio a cui sono soggetti tali investimenti riguardano l'assetto strategico dei progetti, vale a dire la possibilità di utilizzare sottoprodotti derivanti dal core business principale dell'impresa che decide di implementare tali investimenti; infatti, i rischi principali che possono influenzare la redditività degli investimenti risultano essere il rischio di approvvigionamento della biomassa da avviare al processo di digestione anaerobica e il rischio di performance dell'impianto.

Il rischio di approvvigionamento della biomassa in particolare risulta essere tra i principali fattori che possono influenzare la redditività dell'investimento. Infatti, la redditività dell'impianto a biogas varia in maniera significativa a seconda di quelle che sono le modalità scelte per il reperimento della biomassa e dei relativi costi di approvvigionamento. L'impianto a biogas oggetto di valutazione, implementato presso un'azienda zootecnica di allevamento bovino, si è assunto essere alimentato attraverso reflui zootecnici (70%) e mais 1° raccolto (30%); si è ipotizzato che i reflui fossero nella piena disponibilità dell'azienda, mentre il mais 1° raccolto fosse prodotto su terreni aziendali di proprietà. L'utilizzo dei reflui permette all'azienda zootecnica, da un lato, di ottenere parte dei substrati a costo zero e, dall'altro, di minimizzare il costo per il loro smaltimento, utilizzando il successivo output derivante dalla digestione anaerobica (digestato) come fertilizzante per i terreni sui quali produrre la coltura energetica (o alternativamente essere commercializzato nel mercato nazionale dei fertilizzanti ed ammendanti commerciali). Viceversa, per quanto riguarda il mais sono state valutate tre differenti modalità di approvvigionamento:

- Produzione sui terreni di proprietà dell'azienda;
- Produzione su terreni in affitto;
- Acquisto sul mercato dei cereali.

Per ogni ipotesi, attraverso la costruzione di diversi scenari di costo, si è valutato l'impatto che le differenti modalità di approvvigionamento hanno sulla redditività dell'investimento.

Nella seguente tabella vengono sintetizzati i risultati ottenuti.

Produzione Biomassa su terreni di proprietà dell'azienda				
Scenari	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Costo di produzione Mais	0,091	0,12	0,10	0,08
VAN (€)	586.624	162.723	459.453	742.054
TIR (%)	17	6	14	21
ROE (%)	319	123	260	391
Payback	3/4anni	7 anni	5anni	3 anni
Produzione Biomassa su terreni in fitto				
Scenari	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Costo di produzione Mais	0,091	0,16	0,13	0,11
VAN (€)	586.624	-494.868	22.225	318.153
TIR (%)	17	0	1	11
ROE (%)	319	-195	55	195
Payback	3/4anni	-	7anni	6 anni
Acquisto Biomassa sul mercato dei cereali				
Scenari	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Costo di approvvigionamento Mais	0,091	0,17	0,15	0,13
VAN (€)	586.624	-687.818	-311.839	22.225
TIR (%)	17	0	0	1
ROE (%)	319	-287	-107	55
Payback	3/4anni	-	-	7 anni

Come mostrato nella tabella, la modalità di reperimento della biomassa e il valore dei relativi costi di approvvigionamento possono avere un impatto significativo sulla redditività dell'impianto a biogas: infatti, la valutazione dell'investimento presenterà risultati positivi in tutti gli scenari analizzati solo nel caso in cui si dedica di provvedere alla coltivazione del mais su terreni di proprietà dell'azienda; viceversa negli altri casi, la valutazione dell'investimento presenterà perlopiù risultati insoddisfacenti. Tale analisi conferma che, al fine di realizzare investimenti profittevoli in impianti a biogas, tali investimenti dovrebbero essere effettuati principalmente da quelle stesse realtà aziendali che detengono la

disponibilità, del tutto o comunque in buona parte, della biomassa necessaria, optando quindi per una tipologia di impianto (e relativa alimentazione) che riesca a valorizzare in maniera adeguata le diverse tipologie di substrati che rientrano già nella disponibilità dell'impresa zootecnica che effettua l'investimento, riducendo o nella più virtuosa delle ipotesi eliminando il ricorso ad approvvigionamento esterno, in modo tale da risultarne una mitigazione del rischio legato alla problematica dell'approvvigionamento. Tuttavia, in caso di ricorso a forniture ad opera di soggetti terzi,, risulta comunque opportuno che il titolare dell'impianto abbia una capacità produttiva in proprio non inferiore al 60-70% del fabbisogno annuo di biomassa; il restante 30-40% può invece essere contrattualizzato con operatori esterni di adeguata affidabilità. Inoltre, una mitigazione del rischio di approvvigionamento può essere rappresentata dal coinvolgimento nella compagine societaria dei soggetti fornitori, rendendoli di conseguenza direttamente interessati alla corretta gestione dell'impianto. Infine, è stato analizzato anche l'impatto del rischio di performance ovvero il rischio che l'impianto, dopo i test successivi al primo collaudo, funzioni, ma sia tecnicamente in regime di sottoutilizzo.

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti.

Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Performance ottimale)	Scenario 2 (Performance regolare)	Scenario 3 (Impianto underperforming)
Rendimento elettrico generatore	35%	38%	35%	33%
Produzione EE lorda (kWh/anno)	2.600.283	2.823.164	2.600.283	2.451.695
Tasso di decadimento produzione	0,05 %	0,05%	0,05%	1%
Autoconsumi impianto	11%	11%	11%	11%
Autoconsumi digestore	0%	0%	3%	3%
Perdite di linea	5%	5%	5%	6%
Produzione EE netta (kWh/anno)	2.198.539	2.375.051	2.121.920	1.979.608
Ricavi da incentivazione EE (€)	518.855	560.512	500.773	467.187
VAN (€)	586.624	793.980	264.658	78.080
TIR (%)	17	23	9	3
ROE (%)	319	408	173	91
Payback period	3 anni	3 anni	5 anni	7 anni

Come mostrato nella tabella di sintesi, anche le performance dell'impianto possono avere un impatto significativo sulla redditività dell'investimento analizzato; infatti, dall'analisi dell'impatto dei diversi scenari di performance sulla complessiva redditività dell'impianto è immediato notare come scostamenti contenuti dai livelli di efficienza ottimale (ma anche regolare) dell'impianto possono avere notevoli ripercussioni sul livello di redditività dello stesso. In particolare un impianto in regime di efficienza ottimale, consente di ottenere un ammontare dei ricavi di circa il 12% superiore al suo funzionamento in regime regolare e di circa il 23% superiore al suo funzionamento in modalità sub-ottimale.

Quindi, in un impianto a biogas la corretta realizzazione ed installazione delle componenti elettromeccaniche, e la loro regolare operatività nel corso della vita utile dell'impianto, è di fondamentale importanza per il funzionamento sicuro ed efficiente di tutto il complesso impiantistico e per garantire un adeguato ritorno sul capitale investito; per far ciò, l'impianto deve garantire una produttività di energia elettrica (ed in caso di impianti cogenerativi, di energia termica), nelle quantità previste dal progetto.

II. Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda la valutazione di investimenti in impianti fotovoltaici, i risultati di questo lavoro hanno mostrato come la convenienza ad effettuare tali tipologie di investimento deve basarsi principalmente su logiche votate all'autoconsumo dell'energia prodotta piuttosto che optare per la valorizzazione attraverso la cessione dell'energia al GSE (Scambio Sul Posto o Ritiro Dedicato). Infatti, attraverso i driver dell'autoconsumo e dell'implementazione di modalità alternative di valorizzazione dell'energia prodotta, quali lo sviluppo dei Sistemi Efficienti di Utenza, investire in un impianto fotovoltaico può risultare un investimento in grado di assicurare discreti ritorni economici sul capitale investito.

Anche per il settore del fotovoltaico è stata analizzata la filiera produttiva, le differenti tecnologie, le novità normative del settore, le prospettive del mercato e il nuovo ruolo assunto dai consumatori finali di energia, con una grande diffusione della figura del prosumer, che sta avendo ed avrà sempre maggiore importanza nel trainare lo sviluppo del settore. Inoltre, attraverso un accurato processo di risk analysis, sono stati individuati i rischi e le criticità che possono influenzare la redditività di tali progetti. Va precisato che il grado di rischio specifico dell'investimento in un impianto fotovoltaico dipenderà, anche in questo caso, dalle decisioni

strategiche in base alle quali si svilupperà il progetto, che sostanzialmente riguardano due aspetti:

- La scelta della modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto;
- La valutazione e scelta sui livelli di autoconsumo che il titolare dell'impianto, o l'utenza finale, nel caso di un sistema SEU, riusciranno ad assicurare.

In linea generale, l'attività di produzione e vendita di energia prodotta da impianti fotovoltaici sconta varie tipologie di rischio che possono essere ricomprese in due macro categorie principali:

- i rischi di contesto, di cui fanno parte tutti quei rischi che sono imputabili a cause esogene legate all'andamento del prezzo dell'energia, all'irraggiamento solare dell'impianto ed agli effetti degli eventi atmosferici; in particolare, rientrano nei rischi di contesto il rischio di mercato, i rischi atmosferici e i rischi ambientali.
- i rischi di business/operativi, comprendono tutti quei rischi relativi a caratteristiche intrinseche del progetto di investimento quali ad esempio la localizzazione dell'impianto, la specifica tecnologia di conversione dell'energia solare in energia elettrica e i materiali utilizzati per la sua costruzione.

Tali rischi sono stati considerati nei modelli di valutazione dei differenti progetti di investimento; i rischi di contesto sono stati approssimati dal Beta Unlevered con cui sono stati scontati i flussi di cassa del progetto, mentre i rischi di business sono stati considerati introducendo una serie di perdite che possono influenzare la produzione dell'impianto.

Va specificato che, con la fine dell'incentivazione statale ad opera del Quinto Conto Energia, non è più possibile ottenere i ritorni economici assicurati dalle tariffe incentivanti. Di conseguenza, si è ritenuto opportuno valutare la redditività dell'investimento in un impianto fotovoltaico di potenza pari a 100 kW installato sul tetto di un fabbricato industriale situato nella provincia di Padova, conducendo l'analisi su due specifiche modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta:

- Il Ritiro Dedicato;
- L'implementazione di un Sistema Efficiente di Utenza.

In particolare, la valorizzazione dell'energia attraverso il ritiro dedicato non consente di ottenere valori soddisfacenti dal momento che il prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica ad opera del GSE, approssimato in questo lavoro al Prezzo Unico Nazionale (PUN), risulta essere troppo basso per garantire la redditività del progetto. Inoltre, si è proceduto a valutare il cambiamento della redditività dell'investimento attraverso la costruzione di tre scenari per differenti livelli del PUN.

Nella tabella seguente sono riassunti i risultati della valutazione dell'investimento nei tre scenari ipotizzati.

Ritiro Dedicato				
Ipotesi e risultati	Impianto oggetto di valutazione	Scenario 1 (Worst Scenario)	Scenario 2 (Base Scenario)	Scenario 3 (Best Scenario)
Prezzo di valorizzazione EE immessa in rete	PUN_{medio ultimo triennio} 0,05537 €/kWh	PMG₂₀₁₅ 0,039 €/kWh	PUN_{medio ultimi 10 anni} 0,06538 €/kWh	PUN_{più elevato ultimi 10 anni} 0,08699 €/kWh
VAN	-7.320 €	-20.137 €	162 €	16.310 €
ROE	6,75%	4,62%	8,1%	10%
TIR	0%	0%	0%	0%
Payback period	22 anni	24 anni	20 anni	18 anni

I risultati in tabella dimostrano che, a causa della fine dell'incentivazione statale alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, non è possibile implementare un progetto di investimento soddisfacente mediante il regime di Ritiro Dedicato e remunerato attraverso il Prezzo Unico Nazionale. Infatti in tutti i casi analizzati, il VAN al termine della vita utile dell'investimento è minore rispetto alla somma investita per finanziarlo (38.785 €) con un TIR pari allo 0% in tutti e tre gli scenari analizzati. Quindi, sotto le ipotesi previste per gli scenari analizzati, tale progetto distrugge valore nel tempo, producendo flussi di cassa negativi.

Infine, è stata valutata la redditività dell'implementazione di un Sistema efficiente di Utenza, che consentirebbe la vendita diretta dell'energia prodotta dall'impianto dal produttore (colui che effettua l'investimento) al cliente finale. In particolare sono stati analizzati i due profili contrattuali più diffusi nel caso di sviluppo di un SEU:

- Il profilo contrattuale in cui produttore e cliente finale coincidano, vale a dire il caso del prosumer, in modo tale da valutare la convenienza a sviluppare tali tipologie di progetto esclusivamente votate all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- Il profilo contrattuale in cui produttore e cliente finale non coincidono e decidono di gestire separatamente i contratti relativi ai prelievi e alle immissioni di energia.

I risultati dell'analisi confermano la convenienza economica di un'applicazione SEU sia nel caso del prosumer, sia nel caso in cui produttore e cliente finale non coincidano; in particolare soluzioni di investimento come quelle analizzate possono, a tutti gli effetti, contribuire a mitigare in maniera significativa il rischio imprenditoriale derivante dalla volatilità del valore

futuro dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, almeno per la quota di energia elettrica prelevata ed immediatamente autoconsumata dal cliente finale.

Di seguito i risultati della valutazione dell'investimento in un impianto SEU nei due profili contrattuali analizzati.

Profilo Contrattuale 1 – Caso Prosumer

Caso Prosumer	
Costo complessivo investimento	125.950 €
Capitale investito a rischio	37.785 €
VAN	117.465 €
TIR	19 %
ROE	33 %
Payback period	4 anni

Profilo Contrattuale 2 – Produttore e Cliente Finale non coincidono

Produttore	
Costo complessivo investimento	125.950 €
Capitale investito a rischio	37.785 €
VAN	46.475 €
TIR	7%
ROE	19%
Payback period	9 anni
Cliente Finale	
Risparmio annuo medio	6.938 €
Risparmio Cumulato nella vita utile dell'impianto	208.145 €

Tali risultati dimostrano come progetti di investimento per la produzione e vendita di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici, possano essere ancora considerati investimenti in grado di garantire dei buoni ritorni economici. In particolare, l'autoconsumo, valutato nel caso del prosumer, risulta essere l'assetto strategico che permette di ottenere i risultati migliori anche nel caso di ipotesi pessimistiche (alte perdite di sistema, d'uso e operative); tale circostanza è dovuta principalmente al notevole differenziale esistente, almeno in Italia, tra il prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete e il riconoscimento economico dell'energia ceduta alla rete, anche nelle ore di alto carico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ADANI F., D'IMPORZANO G., 2009. *Digestato: criteri di valutazione per il riutilizzo in agricoltura, una proposta del Gruppo RICICLA del Di.Pro.Ve.* Milano.
- [2] ADANI F., LONATI S., D'IMPORZANO G., SCHIEVANO A., 2012. *Energia e sottoprodotti agricoli.*
- [3] AEEG, 2012. *Ritiro dedicato dell'energia elettrica.* Delibera n° 280/07.
- [4] ANNESINI et al., 2012. *Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante Pressure Swing Adsorption.*
- [5] ALTHESYS, 2013. *Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo.* Osservatorio Agroenergia.
- [6] ASSORINNOVABILI, 2014. *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Guida Operativa.*
- [7] AWERBUCH S., 2000. *Investing in photovoltaics: risk, accounting and the value of new technology.* Energy Policy 28 (2000).
- [8] BEIL M. e HOFFSTEDE U., 2010. *Technical success of the applied biogas upgrading methods.* Biogasmax, Integrated project n. 019795.
- [9] BONELLI S., 2012. *Gli impianti fotovoltaici: descrizione, tecnologie, rischi ed appeti assicurativi.* Munich Re.
- [10] BORELLO A., 2013. *Il business plan, dalla valutazione dell'investimento alla misurazione dell'attività d'impresa.* Quinta edizione. Milano: Mc Graw-Hill.
- [11] BROWNE J., NIZAMI A.S., THAMSIRIROJ T., MURPHY J.D., 2011. *Assessing the cost of biofuel production with increasing penetration of the transport fuel market: A case study of gaseous biomethane in Ireland.* Renewable and Sustainable Energy Reviews 15: pp. 4537 – 4547.
- [12] CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2008. *Energia dal biogas.* Prima edizione. Legnaro: Associazione Italiana Energie Agroforestali.
- [13] CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2008. *Biogas: analisi di fattibilità tecnico-economica.* C.R.P.A. Notizie, vol.5.
- [14] CENTRO RICERCHE PRODUZIONI ANIMALI, 2011. *Biogas: metodi di valutazione del potenziale metanigero.* C.R.P.A. Notizie, vol.4.
- [15] CUCCHIELLA F., D'ADAMO I., GASTALDI M., 2013. *A multi-objective optimization strategy for energy plants in Italy.* Science of The Total Environment vol. 443, pp. 955 – 964.

- [16] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 6 luglio 2012.
- [17] Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n° 28.
- [18] DI CORATO L. e MORETTO M., 2009. *Investing in biogas: Timing, Technological Choice and the Value of Flexibility from Inputs Mix*. CESifo Working Paper n. 2729.
- [19] ENERGY&STRATEGY GROUP, 2012. *Biomass Energy Executive Report*. Milano.
- [20] ENERGY&STRATEGY GROUP, Luglio 2014. *Smart Grid Executive Report*. Milano.
- [21] ENERGY&STRATEGY GROUP, Aprile 2013. *Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare*. Milano.
- [22] ENERGY&STRATEGY GROUP, Aprile 2014. *Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare*. Milano.
- [23] ENTE NAZIONALE PER LA MECCANIZZAZIONE AGRICOLA, 2010. *Valorizzazione energetica del biogas*. Roma.
- [24] ENTE NAZIONALE PER LA MECCANIZZAZIONE AGRICOLA, Gennaio 2014. *Incentivi per la produzione di biometano*. Roma.
- [25] EPIA, Settembre 2012. *Connecting The Sun: Solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration*. Craig Winneker.
- [26] EPIA, Marzo 2014. *Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018*. Tom Rowe.
- [27] FABBRI C., SHAMS-EDDIN S., BONDI F., PICCININI S., 2011. *Efficienza e problematiche di un impianto di digestione anaerobica a colture dedicate*. IA Ingegneria Ambientale, vol. XL n.1 gennaio-febbraio 2011.
- [28] FERNANDEZ P., AGUIRREAMALLOA J., CORRES R., 2012. "Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers". IESE Working Paper n. 920.
- [29] FRUERGAARD T., CHRISTENSEN T.H., ASTRUPT., 2010. *Energy recovery from waste incineration: Assessing the importance of district heating networks*. Waste Management, vol. 30, pp 1264 – 1272.
- [30] KAPARAJU P., RINTALA J., 2011. *Mitigation of greenhouse gas emissions by adopting anaerobic digestion technology on dairy, sow and pig farms in Finland*. Renewable Energy, vol. 36, pp.31 – 41.
- [31] KOLLER T., GOEDHART M. e WESSELS D., 2010. *Valuation: measuring and managing the value of companies*. Quinta Edizione. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.
- [32] LANTZ M., 2012. *The economic performance of combined heat and power from biogas produced from manure in Sweden – A comparison of different CHP technologies*. Applied Energy, vol. 98, pp. 502 – 511.

- [33] MILANI E., 2013. *Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia: valutazione di progetti di investimento ed analisi della rischiosità*. Università Degli Studi di Padova.
- [34] PERSSON T., BAXTER D., 2014. *Biogas country overview (Country Report)*. IEA Bioenergy, Task n.37.
- [35] PETTENELLA D. e GALLO D., 2008. *Analisi economico-ambientale degli impianti a biogas*. Università degli Studi di Padova.
- [36] SIMONETTO S., 2012. *Costo del capitale e valutazione del rischio in investimenti in energie rinnovabili: il caso del biogas*. Università Degli Studi di Padova.
- [37] RAGAZZONI A., 2011. *Potenza e biomassa, quando l'impianto di biogas conviene*. L'Informatore Agrario.
- [38] RAGAZZONI A., 2012. *Analisi di redditività degli investimenti sul biogas*. Solarexpo.
- [39] REISE C. et al., 2012. *Which factors influence the expansion of bioenergy?* Ecological Economics.
- [40] SMA Solar Technology AG, 2014. *Performance Ratio: fattore di qualità per l'impianto fotovoltaico*, *Informazione Tecnica*.
- [41] STOKES J., RAJAGOPALAN R., STEFANO S., 2008. *Investing in a methane digester: an application of Capital Budgeting and Real Options*. Review of Agricultural Economics, vol. 30(4).
- [42] SUN E WIND ENERGY ITALIA, 2012. *Difficult Times*. Special edition Italy. Gennaio 2012.
- [43] THRAN et al., September 2014. *Biomethane – status and factor affecting market development and trade*. IEA Bioenergy, Task n.40 joint study.
- [44] VENETO AGRICOLTURA, ASSOCIAZIONE ITALIANA ENERGIE AGROFORESTALI, 2010. *Purificazione e Upgrading del Biogas in Biometano*. Legnaro: Associazione Italiana Energie Agroforestali.
- [45] WIESE J., 2012. *Monitoraggio in continuo dei digestori in impianti a biogas*. Report applicativo analisi da processo.
- [46] WELLINGER A., MURPHY J., BAXTER D., 2013. *The Biogas Handbook: Science, Productions and Application*. Elsevier.
- [47] ZEVERTÉ-RIVZA S., PILVERE I., RIVZA B., 2014. *Risk Assesment Results in Biogas Production from agricultural Biomass*. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Social, Education, Economics and Management Engineering Vol:8, No:4, 2014.

