

# **I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili**

Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Ingegneria Elettrica

*Il presente lavoro è stato curato da Arturo Lorenzoni e Laura Bano con il supporto delle imprese associate ad Aper nella fase di acquisizione dei dati relativi agli investimenti. Ogni errore o imprecisione è responsabilità esclusiva degli autori.*

# Indice

EXECUTIVE SUMMARY .....	1
1       INTRODUZIONE.....	6
2       LA METODOLOGIA D'ANALISI.....	6
2.1   Raccolta dati.....	6
2.2   Parametri economico-finanziari.....	7
2.3   Caratteristiche di costo e tecnico-produttive delle diverse tecnologie.....	8
2.4   Calcolo dei costi industriali di produzione .....	9
3       IMPIANTI A BIOMASSA CON COMBUSTIONE DIRETTA.....	11
3.1   Caratteristiche degli impianti.....	11
3.2   Costo del kWh prodotto da impianti di combustione della biomassa solida .....	11
3.3   Analisi di sensibilità.....	13
3.4   Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a biomassa.....	15
4       GLI IMPIANTI ALIMENTATI A CDR .....	17
4.1   Caratteristiche degli impianti.....	17
4.2   Costo del kWh prodotto da impianti alimentati a CDR .....	18
4.3   Analisi di sensibilità.....	19
4.4   Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a CDR .....	21
5       IMPIANTI ALIMENTATI A OLI DI ORIGINE VEGETALE.....	22
5.1   Le caratteristiche degli impianti.....	25
5.2   I costi del combustibile e il mercato internazionale.....	25
5.3   Il costo del kWh prodotto da impianti alimentati a oli vegetali.....	26
5.4   Analisi di sensibilità.....	27
5.5   Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a biocombustibili di origine vegetale.....	29
6       ENERGIA EOLICA .....	30
6.1   Caratteristiche degli impianti.....	30
6.2   Il costo del kWh prodotto da impianti eolici.....	31
6.2.1   Il costo del kWh: impianti eolici connessi in alta tensione.....	31
6.2.2   Il costo del kWh: impianti eolici connessi in media tensione.....	32
6.2.3   Il costo del kWh: un aerogeneratore connesso in media tensione .....	34
6.3   Analisi di sensibilità.....	35
6.4   Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti eolici.....	38
7       IMPIANTI IDROELETTRICI.....	40
7.1   Dati di riferimento tecnologici.....	40
7.2   La funzione dei costi di manutenzione per impianti di taglia inferiore ai 3 MW .....	41
7.3   Il costo del kWh prodotto da impianti ad alto salto di media potenza.....	42
7.4   Il costo del kWh prodotto da impianti a basso salto di piccola potenza .....	43
7.5   Il costo del kWh prodotto da impianti a basso salto di media potenza.....	44
7.6   Impianti a basso salto di potenza maggiore di 10 MW .....	45
7.7   Criticità legate allo sviluppo degli impianti idroelettrici .....	46
7.8   Analisi di sensibilità sul costo dell'energia prodotta dagli impianti idroelettrici .....	46
8       ENERGIA FOTOVOLTAICA .....	49
8.1   Caratteristiche degli impianti.....	49
8.2   Costo del kWh prodotto da impianti fotovoltaici per usi domestici .....	50
8.3   Costo del kWh prodotto da impianti fotovoltaici per usi commerciali.....	51
8.4   Criticità legate allo sviluppo degli impianti fotovoltaici .....	52
8.5   Analisi di sensibilità.....	53
9       IMPIANTI ALIMENTATI A BIOGAS DA DIGESTIONE ANAEROBICA .....	55
9.1   Le caratteristiche degli impianti.....	55

9.2	Analisi di sensibilità.....	57
10	IMPIANTI ALIMENTATI A BIOGAS DA DISCARICA.....	59
10.1	Tipologie di impianto.....	59
10.2	Il costo del kWh prodotto in impianti alimentati a biogas da discarica.....	60
10.3	Analisi di sensibilità.....	61
11	UN CONFRONTO CON LA LETTERATURA RECENTE.....	63
12	CONCLUSIONI.....	66
13	BIBLIOGRAFIA .....	68

## EXECUTIVE SUMMARY

Questo lavoro ha come obiettivo il calcolo dei costi di generazione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili in Italia. La metodologia d'analisi è basata essenzialmente su quattro passaggi successivi:

1. un questionario sui costi sostenuti proposto alle aziende del settore che hanno investito di recente, per avere un confronto con l'esperienza effettiva di chi opera nel contesto italiano;
2. l'analisi della bibliografia esistente a livello internazionale per un confronto dei risultati ottenuti;
3. una discussione sugli investimenti recenti con i maggiori operatori del settore in Italia;
4. un foglio di calcolo adattato ad hoc per una valutazione mirata e la possibilità di effettuare un'analisi di sensibilità alla variazione dei principali fattori di costo.

Il lavoro mira ad avere una conoscenza aggiornata delle condizioni di investimento e dei costi delle diverse opzioni tecnologiche per la produzione elettrica con impianti alimentati da fonti rinnovabili, per comprendere il loro livello di competitività nel mercato dell'energia elettrica. Si tenga presente che il costo dell'energia elettrica prodotta da questi impianti è il frutto di una combinazione di fattori che sono molto specifici e difficilmente ripetibili anche in due soli impianti, per cui la variabilità del costo complessivo è estremamente elevata. Si è cercato di riferirsi a condizioni quanto più possibile generali ed attuali, consapevoli di non esaurire i casi reali possibili.

Le tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili di energia sono moltissime e si è imposta una scelta; sulla base degli interessi attuali delle imprese e delle prospettive del settore si è scelto di restringere l'analisi alle seguenti tecnologie:

### **Impianti idroelettrici**

- impianti idroelettrici di piccola potenza ( $P < 1$  MW);
- impianti idroelettrici di media potenza ( $1$  MW  $< P < 10$  MW);
- impianti idroelettrici di grande potenza ( $P > 10$  MW).

Si è cercato di distinguere tra alto salto e basso salto, analizzando casi diversi. È vero però che la variabilità dei costi e delle modalità di funzionamento è così elevata che risulta difficile proporre dei casi di riferimento di validità generale. Si sono esclusi gli impianti al di sotto dei 200 kW, ritenendo tale intervallo di potenza proprio di realizzazioni praticamente artigianali.

### **Impianti eolici**

- impianti eolici connessi in alta tensione ( $> 10$  MVA);
- impianti eolici connessi in media tensione ( $< 10$  MVA);
- impianti eolici isolati (un solo aerogeneratore, connesso in rete di media tensione).

### **Impianti fotovoltaici**

- impianti fotovoltaici commerciali (300 kW);
- impianti fotovoltaici domestici (3 kW);

### **Impianti a combustione**

- impianti a biomassa con combustione diretta (taglia 15 - 20 MW);
- impianti alimentati a biocombustibili di origine vegetale (olio di palma, colza, etc.) (taglia 17 MW);
- impianti alimentati a CDR (taglia 15 – 20 MW);

- impianti a biogas:
  - digestione anaerobica,
  - da discarica.

La letteratura internazionale sull'argomento è decisamente vasta ed una selezione di riferimenti è riportata in calce al lavoro: emerge una modesta variabilità geografica nei costi, ma soprattutto una tendenza alla riduzione dei costi di gran parte delle tecnologie nel tempo, a motivo dell'evoluzione tecnologica e di un fattore di scala che inizia ad essere significativo, ad esempio nel caso del fotovoltaico.

Dall'altro lato, tuttavia, il mercato degli impianti per la conversione elettrica delle fonti rinnovabili sta vivendo un momento di particolare pressione a motivo dello squilibrio tra domanda ed offerta a livello internazionale. La recente decisione europea di portare al 20% al 2020 il contributo di tali fonti non può che tenere forte la pressione sui mercati anche nei prossimi anni. I tempi di attesa per una turbina eolica o il prezzo di un pannello fotovoltaico sono fortemente condizionati dall'attuale scarsità d'offerta. Questo ha portato ad un aumento dei prezzi di molti componenti per l'industria delle fonti rinnovabili, in controtendenza con la riduzione dei costi, con un aumento dei profitti delle imprese. Questo fattore introduce un elemento di preoccupazione sullo sviluppo futuro del settore: in assenza di nuovi operatori sul lato dell'offerta di tecnologia ed in presenza di sistemi di incentivazione basati sulle quantità (mercati dei certificati verdi e simili), in cui il prezzo è affidato al mercato, si rischia di vedere una crescita importante dei costi per l'intero sistema elettrico, considerato il mercato potenziale praticamente illimitato imposto dagli attuali obiettivi di politica energetica europea. Questo fatto va valutato con attenzione, ipotizzando anche di optare per meccanismi di sostegno basati sui prezzi, in cui vi sia minor spazio per la crescita dei prezzi dettata dall'acquisto obbligato dell'energia verde.

Un elemento importante riscontrato nell'analisi condotta è l'estrema difficoltà sperimentata dagli operatori nel condurre a termine i progetti di investimento, sia in fase di autorizzazione che di connessione alla rete. Solo una quota relativamente piccola dei progetti avviati sfocia nella realizzazione di un impianto, con mortalità particolarmente elevate per l'eolico e l'idroelettrico.

Un quadro normativo frammentato e talvolta poco coerente introduce delle inefficienze di sistema che si traducono in un incremento di costo per gli investitori. Molti fattori concorrono a determinare questa condizione, che allontana decisamente l'Italia da alcuni paesi europei che hanno ormai consolidato dei nuovi settori industriali, dalla decentralizzazione delle procedure autorizzative, all'inefficacia dei processi amministrativi, ad alcuni atteggiamenti preconfezionati diffusi nell'amministrazione e negli interlocutori istituzionali. Un processo autorizzativo snello, chiaro, ben normato e stabile nel tempo è una condizione necessaria, e forse sufficiente se accoppiato a condizioni economiche interessanti, per lo sviluppo del contributo delle fonti rinnovabili.

Relativamente agli impianti **idroelettrici**, lo sviluppo ha raggiunto la sua massima espansione per quanto riguarda i grandi impianti. Le strade da percorrere nel futuro sono quelle dell'idroelettrico minore con piccoli impianti che hanno la possibilità di sfruttare le risorse idriche minori. La variabilità dei costi di investimento nel caso dell'idroelettrico è particolarmente elevata per la tipologia strutturalmente diversa di ogni impianto. È particolarmente difficile, dunque, proporre dei riferimenti di costo validi in generale. I dati disponibili in letteratura, con ampi intervalli di stima, testimoniano la difficoltà alla generalizzazione. Per impianti di taglia inferiore ai 3 MW sono state individuate delle funzioni di riferimento che permettono di valutare i costi di O&M in funzione della capacità, mentre per impianti di potenza superiore ai 3MW i costi sono stati calcolati partendo dai dati forniti dagli operatori di settore confrontati con i riferimenti della letteratura.

Il settore **dell'eolico**, dopo un decennio di promesse, ha finalmente assunto una rilevanza visibile in campo nazionale, superando i 2000 MW di potenza installata. È poco in relazione a quanto fatto in Europa, ma è un passo importante per dimostrare la fattibilità

concreta della tecnologia in Italia. Rimangono delle difficoltà sul piano autorizzativo che sono difficili da comprendere, soprattutto in aree del paese dove questa tecnologia può rappresentare occasione di sviluppo. Il settore sta sperimentando uno squilibrio tra la domanda da parte degli sviluppatori di nuovi impianti e l'offerta da parte dei produttori di macchine, che si palesa in una crescita significativa dei prezzi e tempi di attesa superiori ai due anni. Per ordini confermati ai primi del 2007 si parla di consegna nel 2009. Si sono quindi analizzati gli scenari di costo considerando un aumento del 20% del costo degli aerogeneratori rispetto al caso di riferimento che si è voluto mantenere al livello di equilibrio del mercato. Nella valutazione si è tenuto conto anche dei pagamenti effettuati ai comuni, che sono oggi una prassi per tutti i progetti in corso di realizzazione.

Per quanto riguarda il **fotovoltaico**, l'attuazione dell'incentivazione in conto energia nel Febbraio 2007 ha sbloccato gli investimenti, portando ad un improvviso boom di domande di accesso agli incentivi. Senza dubbio il mercato italiano può beneficiare della riduzione di costo conseguente ai rilevanti investimenti attuati in Germania e Spagna e la competitività della fonte potrà migliorare nel prossimo futuro. Anche in questo settore la riduzione dei costi a livello di produzione dei moduli non si traduce in una riduzione di prezzo, a motivo della fortissima domanda sul mercato europeo dei moduli. Non si sottovaluti il contributo che il fotovoltaico può dare in termini di copertura della punta di domanda di potenza: la disponibilità degli oltre 2000 MW di picco installati in Germania nelle soleggiate mattinate estive che registrano i picchi di carico sulla rete, avrebbero un valore che non è certamente apprezzato nel semplice calcolo dei costi del kWh prodotto. I nuovi obblighi in edilizia introdotti con la finanziaria 2007 possono portare addirittura ad un incremento dei costi di investimento, se l'industria non sarà in grado di fornire moduli in quantità necessaria. Un prevedibile rallentamento del mercato tedesco potrebbe consentire di raffreddare i prezzi dal 2008. In particolare, lo studio ha valutato il caso di un investimento di potenza pari a 3 kW ed uno di potenza di 300 kW in Italia centrale.

Per quanto riguarda la **biomassa**, che nei programmi nazionali dovrebbe incrementare in modo importante il proprio contributo, rimane un grosso problema legato al costo di acquisizione della materia prima in quantità sufficienti per alimentare un parco della potenza auspicata. Non si è indagato qui il caso delle colture dedicate, che potrebbero rappresentare un'opportunità nel medio lungo periodo soprattutto con processi di trasformazione in gas e liquidi, ma richiedono un ripensamento organico della politica agricola e forestale. Il punto debole di tali impianti è l'elevata incidenza del costo del combustibile, che nel caso di riferimento arriva a 95 €/MWh, tale da non consentire la sopravvivenza degli impianti stessi una volta terminata l'incentivazione. Anche il processo autorizzativo richiede tempi e risorse rilevanti, tali da rendere difficile la realizzazione di impianti capaci di raggiungere la scala efficiente sul piano economico.

Sono stati studiati gli impianti per la **combustione del CDR**, con la costruzione di centrali termoelettriche dedicate. La determinazione del costo dell'energia elettrica prodotta in impianti che hanno finalità molteplici (cogenerazione, trattamento rifiuti, ...) è sempre controversa, perché diversi sono i criteri che si possono adottare nell'allocare i costi della filiera. In particolare per il settore dei rifiuti, i costi legati al trattamento del tal quale possono alternativamente essere imputati alla produzione di energia oppure allo smaltimento del rifiuto. La differenza è rilevante ed il principio da seguire è a nostro avviso la maggior aderenza possibile con la finalità delle diverse parti d'impianto, senza portare alla copertura di costi dovuti da un'attività con i ricavi dell'altra. Alla luce di questo principio il costo del kWh è calcolato considerando il costo del CDR uguale a zero. Per il resto l'impianto è simile ad un impianto a biomassa, con maggiori costi di gestione e manutenzione.

Infine, gli impianti funzionanti a **oli vegetali** rappresentano un settore di attività innovativo e di particolare interesse in ambito nazionale. L'olio grezzo può essere utilizzato in impianti di media taglia (5-15 MW) con motori diesel di derivazione navale con buoni rendimenti o turbine per la produzione di calore e elettricità. Tuttavia, l'utilizzo di combustibili di sola origine locale quali girasole e colza, che potrebbe potenzialmente

promuove le filiere agricole locali, non risulta economicamente sostenibile alla luce delle quantità disponibili localmente e dei più recenti sviluppi dei prezzi del mercato agricolo e di quello degli oli di importazione. Risulta invece economicamente sostenibile una soluzione basata su un mix di combustibili locali e di importazione, che consentono di abbassare il prezzo medio di acquisto del combustibile. Si tenga conto che un impianto da 55 MW come quello analizzato, che consente di ridurre i costi unitari di investimento, richiede una superficie di circa 90.000 ettari coltivati ad oleaginose. Una produzione pari a quella di tutte le oleaginose coltivate nel Veneto quest'anno, quasi il triplo tenendo conto della rotazione delle colture. L'incertezza di questi impianti sta nella disponibilità di combustibile a buon prezzo nel lungo periodo, considerata la crescita della domanda di oli a livello mondiale.

Si sono valutati infine gli impianti alimentati a **biogas da discarica** e da **digestione anaerobica** di materiale organico. Il primo caso è piuttosto standard e trova molte applicazioni nelle discariche italiane, che hanno l'obbligo di legge di captare il biogas. Il confine tra gestione del rifiuto e produzione elettrica è stato posto alle flangie di immissione del gas al motore, tenendo conto però degli extra costi di realizzazione della rete per garantire la qualità del gas per la produzione elettrica. Non si è ritenuto corretto dare un valore economico al biogas, che rappresenta un prodotto di scarto della filiera rifiuti. Tuttavia, si è considerata la variabilità del costo di generazione in funzione di un prezzo del biogas, considerata la prassi di remunerare i proprietari delle discariche con un pagamento per il biogas, consentita dall'attuale regime di incentivazione basato sui certificati verdi. Per gli impianti con digestore, si sono considerati casi tipici alimentati con prodotti agricoli e di scarto dell'industria zootecnica.

La stima del costo di generazione ha tenuto in considerazione le condizioni effettive per gli investimenti emerse negli incontri con primari operatori del settore nel corso dei primi mesi del 2007. Nella tabella di seguito sono riportate le caratteristiche del finanziamento ipotizzate per ciascuna tecnologia, utili al fine di determinare un costo medio pesato (Weighted Average Cost of Capital WACC) per l'ammortamento degli investimenti.

	Impianti idroelettrici			Impianti eolici		
	PS	GS	AT	MT	1 WTG	
	PS (P<10MW)	(P>10MW)	(P<10MW)	(P>10MVA)	(P<10MVA)	in MT
tasso D	5,90%	5,20%	5,90%	5,20%	5,70%	5,70%
tasso E	20%	20%	20%	20%	20%	7%
%D	80%	80%	80%	80%	80%	50%
%E	20%	20%	20%	20%	20%	50%
WACC	8,7%	8,2%	8,7%	8,2%	8,6%	6,35%

	Impianti FV		Impianti a combustione				
	(50kW<P<1MW)	3kW	Combustione diretta	Biocomb vegetali	CDR	Biogas digest	Biogas discarica
tasso debito	5,20%	5,55%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%
tasso cap proprio	20%	0%	20%	20%	20%	20%	10%
% debito	100%	100%	75%	75%	75%	75%	75%
% cap. proprio	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%
WACC	5,2%	5,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	7,0%

Sulla base delle ipotesi formulate lo studio ha valutato dei riferimenti di costo per ciascuna tecnologia, procedendo ad un'analisi di sensibilità dei risultati ottenuti per comprendere

l'influenza dei diversi fattori. Tali analisi sono state realizzate *ceteris paribus*, variando sempre unicamente un parametro lasciando invariati tutti gli altri.

## 1 INTRODUZIONE

Questo lavoro ha come obiettivo il calcolo dei costi di generazione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili in Italia. La metodologia d'analisi è basata essenzialmente su quattro passaggi successivi:

1. un questionario sui costi sostenuti proposto alle aziende del settore che hanno investito di recente, per avere un confronto con l'esperienza effettiva di chi opera nel contesto italiano;
2. l'analisi della bibliografia esistente a livello internazionale per un confronto dei risultati ottenuti;
3. una discussione sugli investimenti recenti con i maggiori operatori del settore in Italia;
4. un foglio di calcolo adattato ad hoc per una valutazione mirata e la possibilità di effettuare un'analisi di sensibilità alla variazione delle principali variabili.

Il lavoro mira ad avere una conoscenza aggiornata delle condizioni di investimento e dei costi delle diverse opzioni tecnologiche per la produzione elettrica con impianti alimentati da fonti rinnovabili, per comprendere il loro livello di competitività e la capacità di competere nel mercato dell'energia elettrica.

La relazione non ambisce ad essere esaustiva, considerata l'elevata variabilità dei costi in impianti che per loro natura sono unici e che possono essere assai differenti da caso a caso in funzione delle condizioni in cui l'investimento è effettuato (si pensi alle opere civili in un impianto idroelettrico, ai costi di trasporto dei componenti in un impianto eolico). Inoltre, la presenza di economie di scala è in alcuni casi rilevante ed è difficile tenerne conto fino in fondo, soprattutto con tecnologie giovani che ancora non hanno raggiunto una stabilizzazione dei costi dei singoli componenti. Si tenga conto, inoltre, che sia dal punto di vista ingegneristico che della gestione delle attività, esistono vantaggi competitivi che, quando presenti, difficilmente sono resi pubblici.

La parte del lavoro relativa alle interviste ha consentito di verificare le informazioni derivanti dai riferimenti bibliografici, così da poter aumentare il livello di significatività delle ipotesi effettuate.

## 2 LA METODOLOGIA D'ANALISI

### 2.1 Raccolta dati

Partendo da alcune considerazioni sulle scelte impiantistiche e sui parametri critici per la definizione del costo si è elaborato un questionario indirizzato ai principali operatori del settore la cui compilazione permettesse di giungere ad una stima di costo nelle condizioni di riferimento più comuni in Italia. Il questionario è stato sottoposto ad imprese del settore al fine del loro coinvolgimento nella raccolta dei dati relativi agli investimenti recenti.

I dati raccolti sono stati validati confrontandoli con quelli forniti dalle principali fonti di letteratura. Si sono analizzati lavori pubblicati in lingua italiana e inglese, e per la maggior parte relativa a impianti collocati in Europa occidentale.

Anche le condizioni normative subiscono una continua evoluzione ed è importante tenerne conto quando si approcciano gli investimenti in questo campo.

Sulla base dei dati raccolti è stato analizzato il costo di produzione dell'energia elettrica per ogni fonte. Sono state quindi effettuate delle analisi di sensibilità variando i parametri più significativi nella determinazione del costo di generazione.

È importante ricordare che nel settore dell'energia rinnovabile gli impianti si collocano nelle zone più idonee, ovvero dove i parametri di accettabilità sociale (come il caso degli impianti di combustione e le materie prime (come nel caso di energia eolica ed energia solare) lo consentono. Queste variabili non sono standardizzabili ed in conseguenza, i riferimenti presi possono essere molto diversi da quelli incontrati in alcuni casi specifici, portando a condizioni economiche anche molto diverse.

## 2.2 Parametri economico-finanziari

La stima del costo di generazione ha tenuto in considerazione le condizioni effettive per gli investimenti emerse negli incontri con primari operatori del settore nel corso degli ultimi mesi del 2006. I parametri finanziari hanno un impatto importante sui costi di produzione di energia. In particolare, il tasso di interesse sul debito, se abbassato in sede di negoziazione con il soggetto finanziario, incide sul risultato del progetto nel suo complesso.

Di seguito sono riportate le caratteristiche del finanziamento ipotizzate per ciascuna tecnologia, utili al fine di determinare un Costo Medio del Capitale o Weighted Average Cost of Capital (WACC) per l'ammortamento degli investimenti.

Anche in questo caso, come per i dati relativi al costo di investimento, i dati forniti dagli operatori del settore sono stati confrontati e validati con informazioni fornite da operatori del settore finanziario. I tassi di interesse sul debito si devono considerare comprensivi di margine mentre eventuali upfront fees non sono stati considerate.

Una nota a parte meritano le ipotesi di finanziamento dell'impianto eolico costituito da un solo aerogeneratore e degli impianti fotovoltaici. Per l'impianto eolico della pubblica amministrazione si è considerato che l'investimento venga effettuato dal soggetto pubblico, con un rapporto D/E pari a 50/50, un tasso di interesse sul debito pari a 5,7% e una remunerazione del capitale proprio pari al 7%. Gli impianti fotovoltaici sono stati considerati finanziati al 100% con capitale di debito e si è ipotizzato che gli impianti di piccola taglia (< 3 kW) paghino un tasso di interesse sul debito pari al 5,55% mentre quelli di taglia superiore riescano ad ottenere condizioni di finanziamento migliorative con un tasso del 5,2%. Il continuo aumento dei tassi di interesse nell'area Euro ha portato a successive revisioni al rialzo dei valori di riferimento, con una pesante penalizzazione degli investimenti. I parametri riportati sono validi a maggio 2007.

Si riportano in Tabella 1 i parametri finanziari di riferimento utilizzati nel calcolo dei costi di generazione.

Tabella 1: parametri finanziari

	Impianti idroelettrici			Impianti eolici		
	PS (P<10MW)	PS (P>10MW)	GS (P<10MW)	AT (P>10MVA)	MT (P<10MVA)	1 WTG in MT
tasso D	5,90%	5,20%	5,90%	5,20%	5,70%	5,70%
tasso E	20%	20%	20%	20%	20%	7%
%D	80%	80%	80%	80%	80%	50%
%E	20%	20%	20%	20%	20%	50%
WACC	8,7%	8,2%	8,7%	8,2%	8,6%	6,35%

	Impianti FV		Impianti a combustione				
	(50kW<P<1MW)	3kW	Combustione diretta	Biocomb vegetali	CDR	Biogas digest	Biogas discarica
tasso debito	5,20%	5,55%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%
tasso cap proprio	20%	0%	20%	20%	20%	20%	10%
% debito	100%	100%	75%	75%	75%	75%	75%
% cap. proprio	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%
WACC	5,2%	5,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	7,0%

### 2.3 Caratteristiche di costo e tecnico-produttive delle diverse tecnologie

L'analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica, intesa come costi dell'elettricità immessa in rete da un impianto, richiede da un lato la conoscenza delle variabili tecnico-economiche specifiche degli impianti di generazione e dall'altro la valutazione delle esternalità legate alla costruzione, all'esercizio e allo smantellamento degli impianti. Queste ultime tuttavia non verranno prese in considerazione nel presente studio, che si focalizza invece sui "costi industriali" (o interni), mentre in un'ottica pubblica il costo totale è dato da: Costo totale (sociale) = costo industriale (privato)  $\pm$  costi / benefici esterni.

In questo documento non si trattano i costi esterni e ci si focalizza sui costi industriali di produzione dell'energia. Ci si è avvalsi di informazioni disponibili dalla bibliografia e soprattutto di informazioni provenienti da operatori del settore e altre disponibili per via di comunicazioni private, per le quali non si danno i riferimenti bibliografici. Esse sono state utilizzate per poter analizzare criticamente i dati disponibili dai riferimenti bibliografici.

Il costo industriale di produzione del kWh è stato determinato includendo i costi d'investimento (ripartiti lungo la vita dell'impianto), quelli di gestione e manutenzione (manutenzione ordinaria e straordinaria, personale, spese gestionali, accessorie) nonché il costo del combustibile valutato con riferimento ai dati disponibili più recenti. Le caratteristiche di costo industriale sono state valutate per le tecnologie di generazione di maggiore interesse attualmente impiegate in Italia, che utilizzano le fonti rinnovabili: eolico, fotovoltaico, idraulico, biomassa, biogas, oli vegetali, combustibili derivati dai rifiuti. Il metodo adottato in questo studio per la valutazione dei costi industriali è illustrato nel paragrafo 2.4.

Per arrivare al costo finale per kWh (costi di produzione di energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili in esame), si è aggiunto al costo fisso i costi di O&M e il costo del combustibile, qualora presente. I costi vengono quindi divisi in tre gruppi principali:

- a. Costi di investimento,
- b. Costi operativi e costi di manutenzione (O&M),
- c. Costi di combustibile.

a. Come costi di investimento vengono considerate le seguenti voci:

- Studio di fattibilità,
- Costi di sviluppo e autorizzazione,
- Costi per gli impianti (di generazione e di depurazione fumi),
- Costi di impiantistica accessoria,
- Altri costi.

b. I costi operativi includono le seguenti voci:

- Costi per l'utilizzo del terreno,
- Costi di assicurazione,
- Costi di connessione alla rete di trasmissione,

- Costi di manodopera,
- Costi amministrativi,
- Altri costi e varie

#### c. Costi di combustibile

In alcuni casi sono stati inclusi nella valutazione del costo complessivo anche i costi non direttamente imputabili alla tecnologia quanto piuttosto alle contingenze. Nel caso degli impianti eolici, per esempio, considerando un costo base di investimento pari a 1.400 €/kW si giunge fino a 1.600 €/kW quando vengano presi in considerazione i costi relativi alla fase di sviluppo per le autorizzazioni e l'ottenimento dei permessi. Tale maggiorazione di costo tiene anche conto della particolare fase di mercato "dell'offerta" in cui il settore sta sperimentando uno squilibrio tra la domanda da parte degli sviluppatori di nuovi impianti e l'offerta da parte dei produttori di macchine, che si palesa in una crescita significativa dei prezzi e tempi di attesa superiori ai due anni.

## 2.4 Calcolo dei costi industriali di produzione

L'analisi dei costi di generazione dell'energia elettrica, intesa come costi "industriali" dell'energia immessa in rete dall'impianto si basa sul costo del kWh attualizzato secondo la seguente formula:

$$c = \frac{\sum_{j=-t}^n CI_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CO_j (1+a)^{-j} + \sum_{j=1}^n CC_j (1+a)^{-j} - VR(1+a)^{-n}}{\sum_{j=1}^n q_j (1+a)^{-j}}$$

dove:

$c$  è il costo medio attualizzato del kWh prodotto,

$CI_t$  è l'investimento effettuato nell'anno t-esimo,

$a$  è il tasso di attualizzazione (in questo caso WACC)

$CO_t$  sono le spese di esercizio, (escluse quelle di combustibile), di gestione e manutenzione, chiamate anche spese di "operation and maintenance" (O&M), effettuate nell'anno t-esimo

$q_t$  è l'energia prodotta nell'anno t-esimo,

$CC_t$  sono le spese per l'acquisto del combustibile nell'anno t-esimo,

$j$  sono gli anni intercorrenti tra l'inizio degli esborsi e l'entrata in servizio dell'impianto,

$VR$  valore residuo dell'impianto a fine vita,

$n$  è la vita utile dell'impianto.

Inoltre:

$$\frac{1}{\sum_{j=1}^n (1+a)^j} = \frac{(1+a)^n \cdot a}{(1+a)^n - 1} = \alpha_{n/a}$$

è il fattore di ammortamento in  $n$  anni al tasso  $a$ , o annualità posticipata necessaria ad estinguere in  $n$  anni il debito presente.

Il tasso di attualizzazione  $a$  utilizzato è pari al WACC, calcolato come media pesata tra i tassi sul capitale proprio e di debito, come di seguito riportato:

$$a = t_d \cdot \frac{D}{D + E} + t_e \cdot \frac{E}{D + E}$$

dove  $t_d$  e  $t_e$  sono rispettivamente i tassi percentuali sul capitale di debito e sul capitale proprio, mentre  $D$  ed  $E$  sono le quote percentuali del capitale di debito e proprio (equity).

Da quanto sopra risulta che il costo di produzione attualizzato del kWh dipende dai valori assunti dai seguenti fattori:

- Costo specifico d'investimento (ovvero il costo d'impianto);
- Valore residuo dell'impianto a fine vita (se presente);
- Costo annuo unitario di O&M;
- Costo unitario del combustibile;
- Consumo specifico di combustibile (che dipende dal rendimento dell'impianto);
- Tasso di attualizzazione;
- Vita utile dell'impianto;
- Il numero di ore equivalenti annue di funzionamento dell'impianto, che determina  $q_t$ .

Per alcune tecnologie (eolico, biogas), si è considerato un costo di O&M crescente a partire da un determinato anno. Nel caso di impianti idroelettrici si è ipotizzato un valore residuo dell'impianto  $VR$ , considerato come investimento positivo a fine vita.

Le analisi di sensibilità sono state realizzate ceteris paribus, variando sempre unicamente un parametro lasciando invariati tutti gli altri.

Non essendo calcoli finanziari, ma di costo economico, si è proceduto al calcolo in moneta costante.

Per ciascuna tecnologia, pertanto, è calcolato un valore di costo di riferimento nelle condizioni ritenute medie della realtà italiana, dando anche una sensibilità ai parametri più significativi per tenere conto della grande variabilità dei costi.

## **3 IMPIANTI A BIOMASSA CON COMBUSTIONE DIRETTA**

### ***3.1 Caratteristiche degli impianti***

Per poter dare dei riferimenti credibili di costo di generazione è necessario portarsi a delle condizioni di investimento quanto più possibile generali. Questo non è facile, dal momento che le tipologie impiantistiche sono pressoché infinite. Le scelte effettuate di seguito dovrebbero essere abbastanza generali da rappresentare un riferimento medio significativo.

Non si è voluto considerare né gli impianti di dimensioni molto piccole, che pure sono stati realizzati, soprattutto in configurazione cogenerativa, né quelli molto grandi (sopra i 20 MW), che sono oggi molto difficili da realizzare. Ci si riferisce pertanto ad un impianto con potenza nominale di 17 MW, che consente di raggiungere le economie di scala, senza la duplicazione di una seconda linea, che può portare a diseconomie nella logistica del combustibile soprattutto. Nel calcolo si stima che la potenza netta prodotta sia pari a 14,5 MW, in quanto 2,5 MW vengono impiegati per autoconsumo della centrale.

Il rendimento massimo raggiunto è comunque dell'ordine del 25-26%, sia per impianti a letto fluido (meno flessibili, ma più efficienti, con elevata produzione di cenere), che per impianti a griglie mobili (più flessibili nella gestione e meno delicati). Nel caso in esame si è considerato un rendimento del 25% per un impianto tradizionale, senza particolari complessità.

Per questa tecnologia il costo complessivo dell'energia elettrica prodotta è suddiviso in tre componenti distinte: una relativa ai costi di investimento, una per i costi di O&M e una per i costi del combustibile. Questa scelta è dettata dalla necessità di mettere in luce l'alta incidenza del costo del combustibile. Si è ipotizzato che l'impianto di riferimento utilizzato per il calcolo del costo di produzione sia alimentato a cippato. Il costo del combustibile è stato fornito dagli operatori pari a € 55/t con un potere calorifico di 2000 kcal/kg e umidità del 35 – 40%.

Una parte importante dei costi di produzione del kWh da biomassa è il costo del combustibile, che contribuisce in modo rilevante ai costi di produzione dell'impianto.

Il costo dipende dal potere calorifico del combustibile, ma anche dal costo del trasporto. Un combustibile con basso potere calorifico tende ad avere un'alta incidenza dei costi di trasporto. Per minimizzare il costo del trasporto conviene collocare l'impianto di biomassa in vicinanza al luogo di fornitura del materiale. Per il trasporto della materia prima è difficile trovare soluzioni alternative al trasporto su gomma: gli impianti sono spesso mal collegati alla rete ferroviaria e le vie d'acqua, pur essendo più economiche, portano con sé costi di intermodalità importanti, anche per distanze poco significative.

Maggiori sono i quantitativi spediti, minore è il costo unitario di trasporto. In condizioni normali si può considerare che 1.000 km su gomma (autoarticolato da 25-30 t) incidono per circa 25-30 €/t sul costo del combustibile. Tale valore si dimezza per trasporto su nave da 40.000 t, per importazioni da oltreoceano.

### ***3.2 Costo del kWh prodotto da impianti di combustione della biomassa solida***

Il funzionamento di riferimento per un impianto a biomassa è di 7.500 ore, con una efficienza del 25% e potenza nominale di 17 MW, realizzato con un 25% di capitale

proprio e 75% di capitale di debito. Nelle tabelle che seguono si riportano i risultati dell'analisi.

**Tabella 2: Caso base: ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica da biomassa**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	17
Costi di investimento	€ 000/ MW	3.000
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	7.500
Costi operativi annui	€ 000/MW	320
Costi operativi annui	% invest.	10,7
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Costo combustibile	€/t	55
Rendimento impianto	$\eta$	25%
Potere calorifico combustibile	kcal/kg	2.000
Vita attesa	anni	15
Valore a fine vita	% invest.	0,0

Per l'impianto preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 3.

**Tabella 3: Caso base: costi di investimento, O&M e di acquisto della biomassa**

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>51.000.000</b>
<b>Costi operativi annui:</b>	
O&M	5.440.000
Combustibile	10.287.750
<b>Totale costi operativi</b>	<b>15.727.750</b>

Il finanziamento di questi impianti non è banale per le difficoltà sul piano autorizzativo. Si è ipotizzato un tasso del capitale di debito leggermente superiore a quello per tecnologie percepite come meno rischiose. La vita dell'impianto si è stimata pari a 15 anni, perché perfettamente ragionevole sul piano tecnologico, con 7500 ore l'anno di funzionamento alla potenza nominale. Non si è dato valore residuo all'impianto al termine della vita, anche se un sito attrezzato può trovare una valorizzazione significativa.

**Tabella 4: Caso di riferimento: parametri finanziari**

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	6,05
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	20
% debito	%	75
% capitale proprio	%	25
<b>WACC</b>	<b>%</b>	<b>9,5</b>

L'energia elettrica prodotta ammonta a 108,75 GWh all'anno, al netto degli autoconsumi che sono particolarmente onerosi. In ogni caso la voce che incide maggiormente sul costo del kWh è di gran lunga il combustibile, il cui prezzo porta a valori decisamente elevati anche il costo dell'energia elettrica prodotta da impianti che hanno ammortizzato l'investimento.

**Tabella 5: Caso di riferimento: costo dell'energia prodotta (€/kWh)**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
Costo di investimento	6,0
Costi operativi	5,0
Costo combustibile	9,5
<b>Costo totale</b>	<b>20,5</b>

Alla luce delle ipotesi riportate, si può stimare il costo dell'energia elettrica da biomassa comprensivo di costi di investimento e di combustibile in circa **20,5 c€/kWh**.

### **3.3 Analisi di sensibilità**

Si è detto quanto il costo di generazione sia sensibile alle variazioni dei parametri più significativi. Di seguito si valutano le variazioni del costo più significative, mostrando come condizioni favorevoli possano ridurre il costo di generazione e, viceversa, aumenti del costo del combustibile o dei costi di investimento possano penalizzare il costo dell'energia elettrica prodotta.

I parametri con cui il costo di produzione di energia elettrica da fonte di biomassa varia più fortemente sono:

- costo di investimento,
- costo del combustibile,
- tasso di interesse sul debito.

La Figura 1 riporta l'analisi di sensibilità relativa alla variazione del costo di investimento dell'impianto a combustione diretta di biomassa. I 3000 €/kW installato sono piuttosto realistici per un impianto sviluppato interamente, in un nuovo sito. Risparmi sono possibili quando si utilizzi un sito esistente, sul quale insistano già parte delle infrastrutture necessarie (sottostazione, parco biomassa, ...).

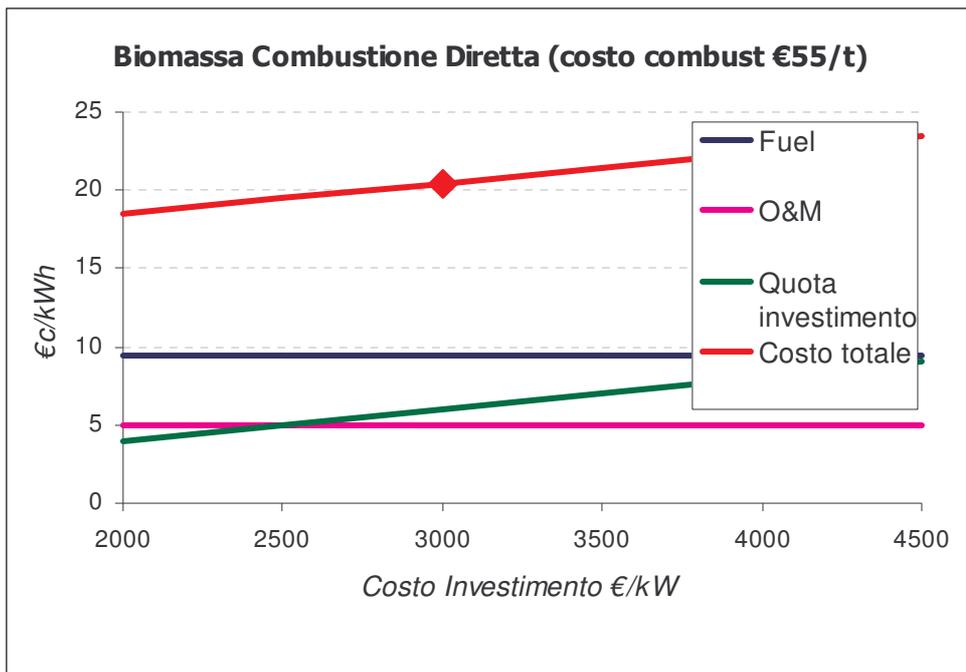


Figura 1: sensibilità del costo totale al variare del costo di investimento

Si riporta in Figura 2 l'analisi di sensibilità relativa alla variazione del costo della biomassa, sempre riferita ad un potere calorifico di 2.000 kcal/kg. Tale parametro, data la forte variabilità nel tempo del prezzo del combustibile, risulta particolarmente critico e poco prevedibile.

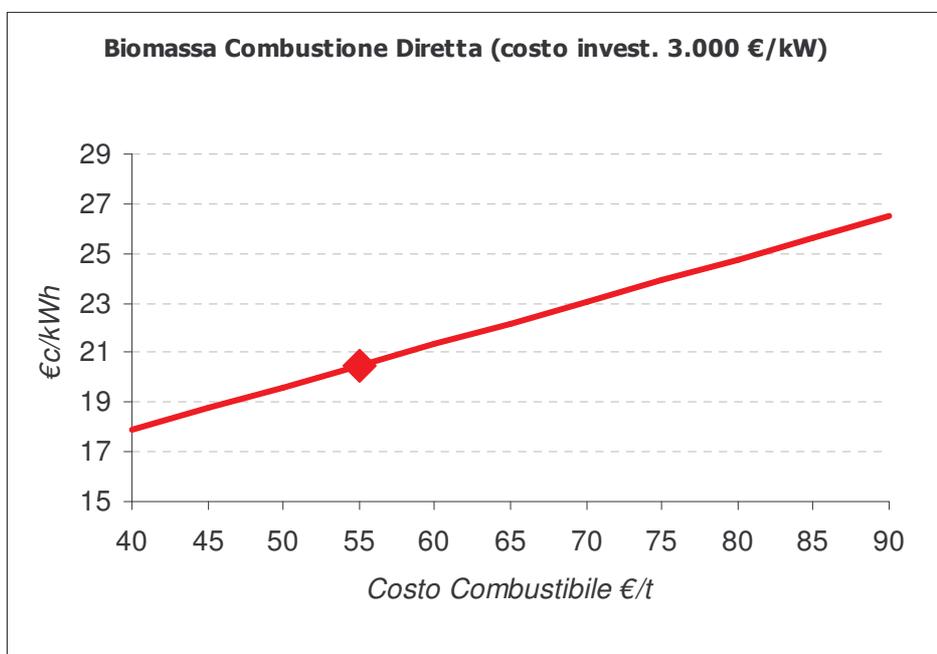


Figura 2: Sensibilità del costo totale al variare del costo del combustibile

In Figura 3 si vede la variazione del costo del kWh in funzione del tasso a cui sono scontati i flussi di cassa del progetto. Data l'incidenza relativa dei costi di investimento, la variazione è contenuta in pochi centesimi di euro per kWh.

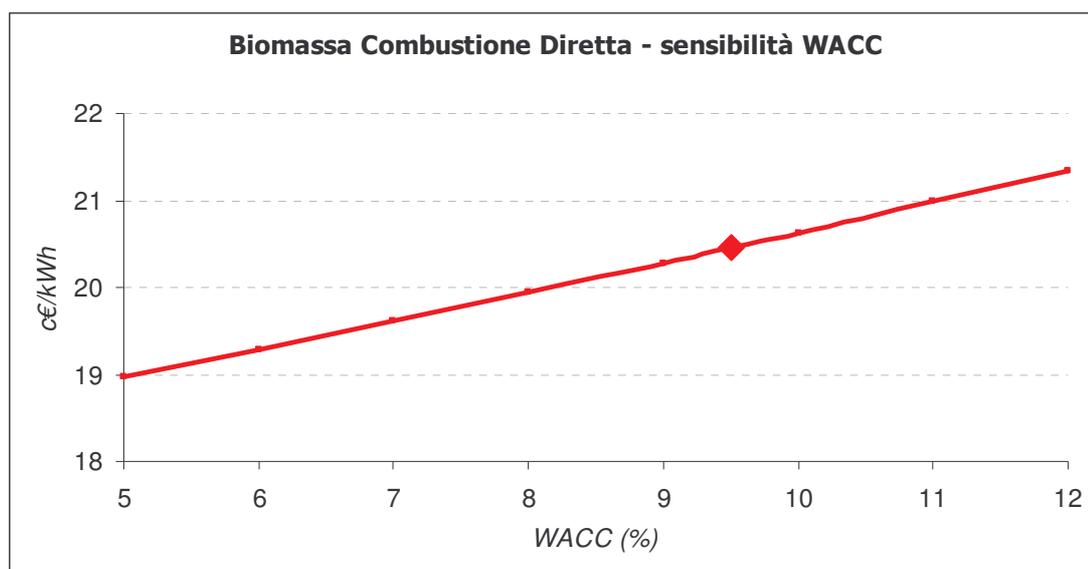


Figura 3: Sensibilità del costo totale al variare del WACC

### 3.4 Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a biomassa

Lo sviluppo di un nuovo impianto per la combustione della biomassa è impresa piuttosto complessa, sia nella fase autorizzativa che per l'organizzazione delle numerose attività connesse con l'esercizio di un impianto che deve essere alimentato con continuità con materiale proveniente da diverse fonti. Si può ritenere che mediamente solo la metà degli impianti sviluppati dagli operatori più qualificati in ambito nazionale riesca ad essere costruita. La sola fase di progettazione e di autorizzazione per un impianto di taglia superiore a 10 MW ha un costo dell'ordine del milione di Euro.

Talvolta l'autorizzazione alla costruzione è subordinata a richieste onerose da parte dell'amministrazione, che possono incidere sulla fattibilità stessa del progetto. Ad esempio, spesso viene richiesta l'installazione di centrali di monitoraggio ambientale, del costo di circa **100.000 euro**, con i costi di monitoraggio a carico dell'impresa controllata.

I tempi per la messa in esercizio sono comunque lunghi, difficilmente inferiori ai tre anni per l'autorizzazione e i due per la costruzione. Complessivamente 5 anni nella migliore delle ipotesi: decisamente tanti per impianti dell'ordine dei 5 – 20 MW di potenza.

Come per le altre tipologie impiantistiche, anche questi impianti sono soggetti alla richiesta da parte dei Comuni ospitanti di un indennizzo economico per la stipula della convenzione, ulteriore rispetto a quanto viene riconosciuto loro per legge (imposte). In alternativa al pagamento in conto esercizio può essere richiesto un pagamento una tantum al momento dell'autorizzazione: questo può risultare meno oneroso per l'impresa, ma più rischioso perché non esclude la successiva richiesta di pagamenti sulla produzione.

In termini di occupazione un impianto per la combustione diretta della biomassa da 17 MW impiega una **cinquantina di persone** (2 – 3 nella pesa e ricevimento della biomassa, 16 in turno per l'esercizio, 4 in manutenzione, 10 nell'area preparazione e movimentazione del legno, 1 addetto alla sicurezza, 1 fuel manager, 6

nell'amministrazione e segreteria): non moltissime, ma molte più di quelle che operano in una centrale convenzionale in termini relativi.

Una soluzione che può consentire dei risparmi è l'utilizzo in impianti di cogenerazione, con significativi aumenti dei rendimenti. Questo tipo di impianto, però richiede una buona domanda termica, che non è sempre disponibile. Così pure, può essere di interesse economico la co-combustione della biomassa in impianti termoelettrici esistenti, con evidenti risparmi in termini di costo di investimento rispetto ad un impianto dedicato.

Un grosso problema in Italia oggi è che tali impianti sono equiparati in tutto il processo autorizzativo e di funzionamento ad impianti per la combustione dei rifiuti con oneri in alcuni casi ingiustificatamente elevati; sarebbe da imitare la decisione della regione Lombardia, che ha distinto gli impianti di incenerimento (anche con termovalorizzazione) dagli impianti di produzione di energia elettrica con biomassa.

Un altro esempio di norma curiosa è quello della richiesta di una **fideiussione di 50 €/t** di legno stoccato (per coprire il costo dello smaltimento in caso di abbandono), come per i rifiuti. Impianti di grande taglia, che necessitano di parchi di stoccaggio dell'ordine delle 50.000 t si trovano a far fronte ad un bell'onere, del tutto ingiustificato.

Sul lato tecnologico ci sono pochi miglioramenti possibili, in particolare nel breve periodo, anche in conseguenza degli scarsi sforzi nella ricerca.

## 4 GLI IMPIANTI ALIMENTATI A CDR

Il combustibile derivato dai rifiuti (CDR, o RDF nella dizione anglosassone) è un combustibile di interesse per la produzione di energia elettrica per il contributo che può dare alla gestione della filiera dei rifiuti. In conseguenza di ciò, è importante definire i confini tra le due attività, rispettivamente di smaltimento dei rifiuti e di produzione di energia elettrica per l'attribuzione corretta dei costi relativi. La normativa europea riconosce lo status di rinnovabile esclusivamente alla quota biodegradabile dei rifiuti, non alla totalità. Questo è un fattore determinante nella valorizzazione dell'energia elettrica prodotta, anche in relazione all'evoluzione normativa recente in Italia, che ha mutato posizione ripetutamente. La legge 27 dicembre 2006, n. 296 ("legge Finanziaria 2007"), ha di fatto escluso i rifiuti non biodegradabili (plastiche ecc.) e il CDR (combustibile da rifiuto) dal beneficiare degli incentivi destinati alle fonti energetiche rinnovabili, riportando la normativa italiana entro le corrette indicazioni dettate dalla direttiva 2001/77/CE (fatti salvi gli incentivi concessi agli impianti già autorizzati e di cui sia stata avviata concretamente la realizzazione anteriormente all'entrata in vigore della legge Finanziaria 2007).

Le caratteristiche del CDR possono variare in modo significativo a seconda del potere calorifico, della quota di rifiuto biodegradabile, dell'umidità, del contenuto di metalli ed altri materiali non combustibili. In base alle norme UNI vigenti sono definiti due tipi di combustibili derivati dai rifiuti, il CDR ed il CDR-Q, con p.c.i. superiore a 4800 kcal/kg e umidità inferiore al 18%. La Finanziaria 2007 ha disposto che nessun tipo di CDR benefici più del regime dei certificati verdi dal 1° gennaio 2007 (articolo 1, comma 1120, lettera h) . Inoltre, nella revisione del Dlgs 152/2006 (Testo Unico Ambientale) è stato proposto di togliere dal testo la qualifica di "non rifiuto" ora attribuita al Cdr-Q.

### 4.1 Caratteristiche degli impianti

La determinazione del costo dell'energia elettrica prodotta in impianti che hanno finalità molteplici (cogenerazione, trattamento rifiuti, ...) è sempre controversa, perché diversi sono i criteri che si possono adottare nell'allocare i costi della filiera. In particolare per il settore dei rifiuti, i costi legati al trattamento del tal quale, o i costi della movimentazione, della pulizia dei fumi, possono alternativamente essere imputati alla produzione di energia oppure allo smaltimento del rifiuto. La differenza è rilevante ed il principio da seguire è a nostro avviso la maggior aderenza possibile con la finalità delle diverse parti d'impianto, senza portare alla copertura di costi dovuti da un'attività con i ricavi dell'altra.

Alla luce di questo principio il costo del kWh è calcolato considerando **un conferimento gratuito del CDR alla centrale**, ovvero non vi sono in questo caso costi legati all'acquisizione del combustibile, considerando che non si produrrebbe CDR se non vi fosse necessità di gestire i rifiuti.

I costi di generazione potrebbero risultare maggiori nel caso in cui si volesse ribaltare parte o la totalità dei costi di produzione del CDR sulla produzione di energia elettrica. L'impossibilità di ottenere gli incentivi riservati alle fonti rinnovabili, tuttavia, rende tale ipotesi piuttosto remota.

Gli impianti sono del tutto simili ad impianti alimentati con biomassa, con alcuni dettagli costruttivi più complessi soprattutto a valle della combustione. Lo schema di impianto, tuttavia, è sostanzialmente lo stesso.

Ci si riferisce ad un impianto di produzione con una potenza nominale di 17 MW che consente di raggiungere le economie di scala, senza dimensioni eccessive che possono compromettere l'autorizzazione e portare a diseconomie per le complicazioni di gestione. Il rendimento di conversione è assunto qui pari al 24%, un punto inferiore a quello degli impianti a biomassa per l'onere maggiore dei processi di depurazione dei fumi.

## 4.2 Costo del kWh prodotto da impianti alimentati a CDR

Il costo complessivo dell'energia elettrica prodotta è dovuto all'investimento per la costruzione dell'impianto e per la sua gestione. Si è ipotizzato che l'impianto sia alimentato a CDR-Q, con un potere calorifico pari a 4800 kcal/kg. Il rendimento è quello assicurato dai costruttori.

**Tabella 6: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica da CDR**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	17
Costi di investimento	€ 000/ MW	4.000
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	7.000
Costi operativi annui	€ 000/MW	430
Costi operativi annui	% invest.	10,8
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Costo combustibile	€/t	0
Rendimento impianto	$\eta$	24 %
Potere calorifico combustibile	kcal/kg	4.800
Vita attesa	anni	15
Valore a fine vita	% invest.	0,0

**Tabella 7: Costi nel caso dell'impianto studiato**

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>68.000.000</b>
<b>Costi operativi annui:</b>	
O&M	7.310.000
Combustibile	-
<b>Totale costi operativi</b>	<b>7.310.000</b>

La vita dell'impianto è di 15 anni, il costo di investimento pari a 4000 €/kW installato e i costi di gestione sono stimati dell'ordine dei 430.000 €/MW anno, per 7000 ore di funzionamento a potenza nominale. Il finanziamento ricorre al capitale di debito per il 75% ad un tasso del 6,05% ed una remunerazione del capitale proprio del 20%, che porta ad un WACC del 9,5%.

**Tabella 8: Caso di riferimento: parametri finanziari**

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	6,05
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	20
% debito	%	75
% capitale proprio	%	25
<b>WACC</b>	%	<b>9,5</b>

L'impianto produce complessivamente 119 GWh l'anno. La sintesi dell'incidenza delle voci di costo sul kWh prodotto è riportata in Tabella 9, che mostra una ripartizione equilibrata tra investimento e costi di gestione. Questi sono piuttosto importanti per la complicazione dell'impianto rispetto ad un impianto a biomassa.

**Tabella 9: Costo dell'energia prodotta (€/kWh)**

Voce di costo	€/kWh
Costo di investimento	7,32
Costi operativi	6,14
Costi combustibile	-
<b>Costo totale</b>	<b>13,46</b>

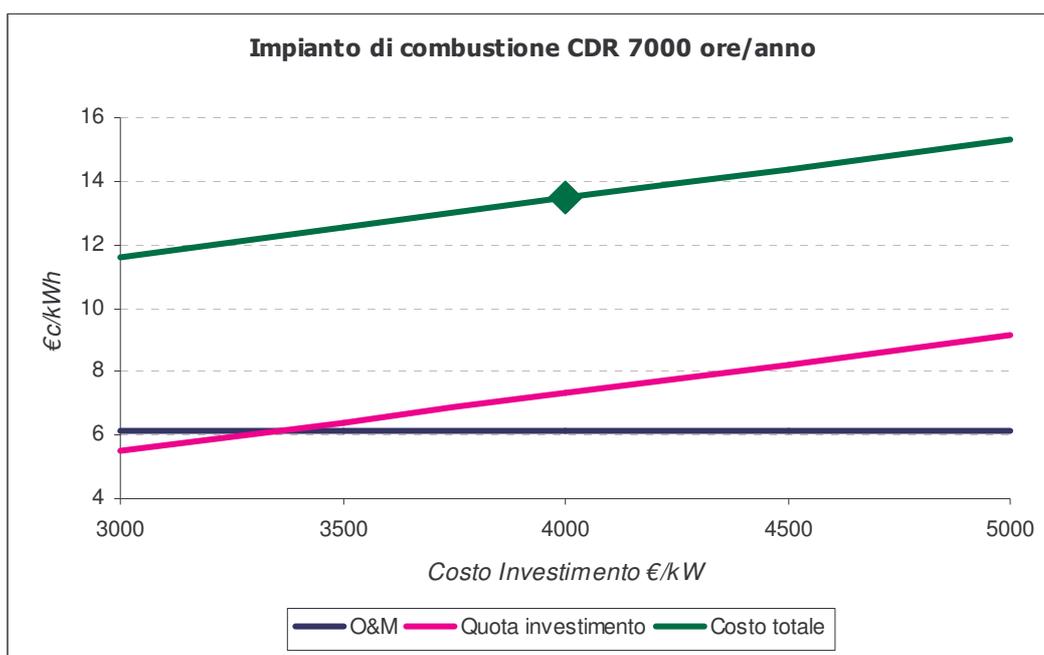
Il costo complessivo di generazione è dell'ordine di **13,46 c€/kWh**, con un'incidenza simile di costi di investimento e costi operativi.

### 4.3 Analisi di sensibilità

I parametri a cui è sensibile il costo di generazione della combustione del CDR sono i seguenti:

- il costo di investimento,
- il tasso di interesse sul debito,
- i costi di gestione e manutenzione (O&M).

La Figura 4 e la Figura 5 riportano l'analisi di sensibilità relativa alla variazione del costo di investimento dell'impianto alimentato a CDR rispettivamente nel caso di 7000 ore/anno di funzionamento e 6500 ore/anno, mostrando come un contenimento dei costi di investimento, possibile nel caso di utilizzo di un sito esistente, possa contenere il costo di generazione dell'energia elettrica.



**Figura 4: Sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento con 7000 ore di utilizzo della potenza nominale**

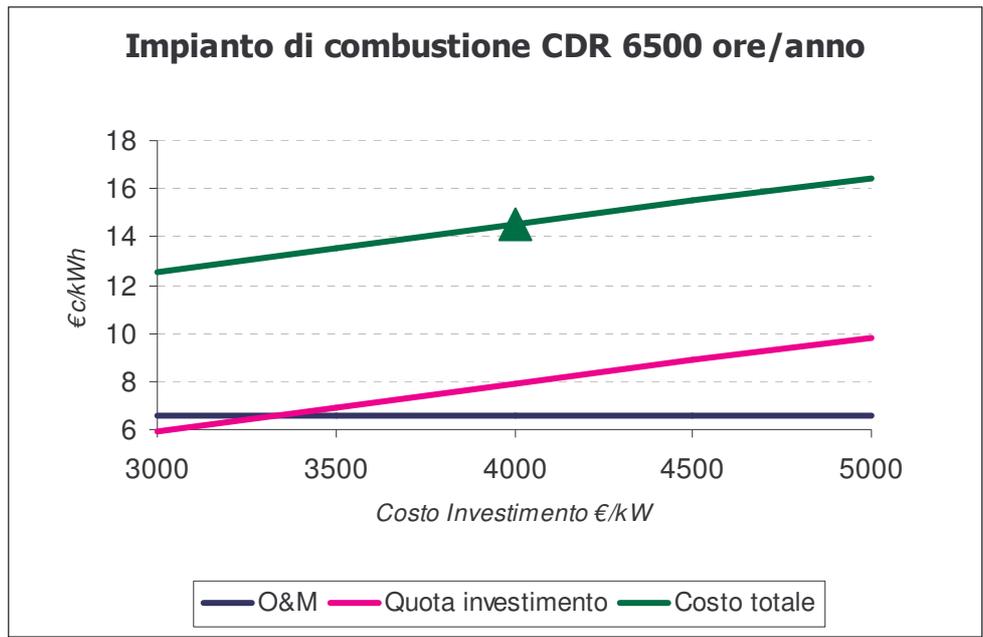


Figura 5: Sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento con 6500 ore di utilizzo della potenza nominale

In Figura 6 si riporta la variazione del costo in conseguenza della variazione del costo di gestione e manutenzione, legati alla disponibilità di personale nell'impianto e ai contratti per la manutenzione con le imprese fornitrici.

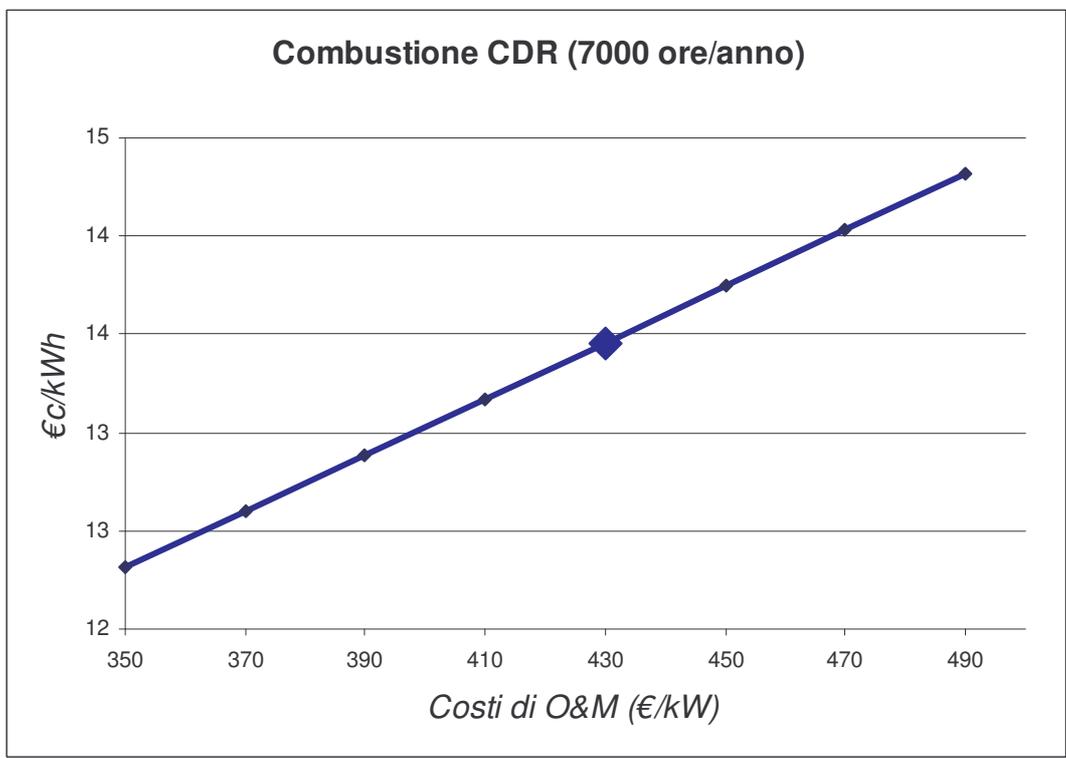


Figura 6: Sensibilità del costo del kWh al variare dei costi di O&M

Da ultimo in Figura 7 si riporta la variazione del costo del kWh in funzione del tasso a cui sono scontati i flussi di cassa del progetto.

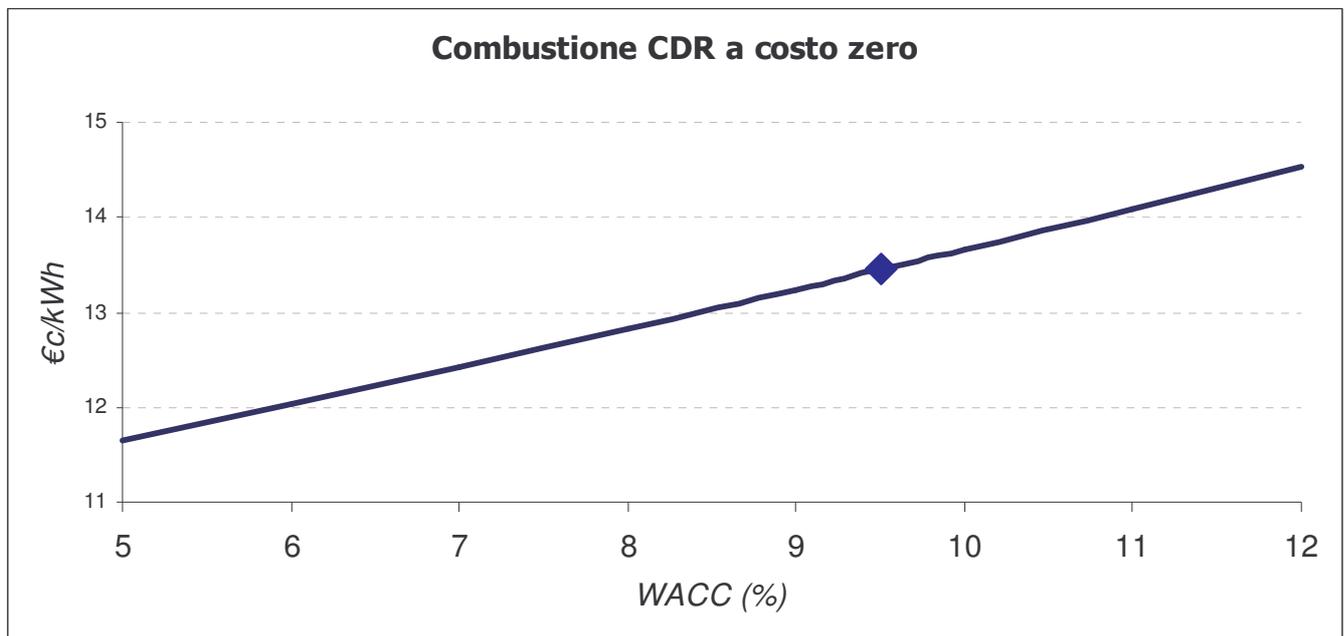


Figura 7: Sensibilità del costo del kWh al variare del WACC

#### **4.4 Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a CDR**

Le principali difficoltà per la produzione di energia elettrica con combustione di CDR sono legate al processo di autorizzazione di un impianto, un processo molto lungo e soprattutto dall'esito incerto. Non sono molti i casi di successo in Italia e per la maggior parte in co-combustione in impianti termoelettrici esistenti, ove risulta più semplice acquisire il consenso e minore è il costo, potendo utilizzare infrastrutture esistenti. La stessa disponibilità di CDR è talvolta critica, per la forte variabilità delle caratteristiche del materiale e la logistica vincolata dalle normative complesse del settore rifiuti. Le maggiori difficoltà alla realizzazione di impianti di questo tipo è certamente a monte dell'impianto stesso, nell'organizzazione della filiera e al suo mantenimento nel tempo.

In Italia la fattibilità degli impianti è ulteriormente complicata dalla incertezza della normativa relativa all'incentivazione dell'energia prodotta ed alla equiparazione del CDR alle fonti rinnovabili di energia. Ove non siano riconosciute le condizioni per l'incentivazione risulta certamente più favorevole il caso della co-combustione, ove il costo di generazione è decisamente più contenuto grazie all'assenza quasi totale dei costi di ammortamento dell'impianto, che pesano per oltre il 50% del totale costo del kWh, ed alla riduzione dei costi di gestione, condivisi con l'impianto di combustione dei prodotti fossili.

## 5 IMPIANTI ALIMENTATI A OLI DI ORIGINE VEGETALE

Gli oli vegetali non raffinati sono divenuti recentemente di grande interesse per il settore energetico, grazie alla possibilità di utilizzarli in motori endotermici con buone efficienze di conversione e alla disponibilità di materia prima a prezzi interessanti sul mercato internazionale.

Gli impianti funzionanti a **oli vegetali** rappresentano un settore innovativo e di particolare interesse in ambito nazionale, che ha dato un impulso allo sviluppo delle rinnovabili in Italia, offrendo nuove opportunità di investimento. Vi è una molteplicità di materie prime adatte alla produzione di olio per utilizzo energetico, con caratteristiche simili, ma non identiche. Le tabelle seguenti riportano le principali caratteristiche di interesse energetico degli oli più diffusi nel mercato internazionale. Si noti che le rese colturali sono fortemente influenzate dalle condizioni climatiche, per cui ci si è riferiti a valori medi per l'Italia per girasole, colza e soia, mentre si sono riportati valori tipici per Malesia ed Indonesia per l'olio di palma, pianta che non cresce in Europa.

Tabella 10: Rese dei principali oli vegetali.

Coltura	$t_{[semi]}/ha^{(*)}$	$t_{[olio]}/ha^{(**)}$	litri $_{[olio]}/ha^{(**)}$
<b>Girasole</b>	2,5 - 4	0,800	952
<b>Soia</b>	3 - 4	0,375	446
<b>Colza</b>	2,5 - 3	1,0	1.190
<b>Palma da Olio</b>	10-20 $_{[kg\ di\ frutti]}$ /casco	3,6	4.500

(\*) Intervalli nazionali per girasole, soia, colza  
(\*\*) Valori medi

Non solo le rese energetiche per ettaro coltivato variano in modo significativo, ma anche le caratteristiche chimico – fisiche, che rendono i diversi olio più o meno adatti all'utilizzo nei motori. L'olio di palma, in particolare, con buone caratteristiche chimiche ha una temperatura di fusione elevata (23 – 27 °C), che ne rende la movimentazione complessa per la necessità di riscaldarlo per evitare che solidifichi.

I processi di estrazione sono piuttosto maturi e non presentano particolari criticità, con la necessità di raffinazioni particolari sono quando non si raggiungano le specifiche richieste dai motori.

Tabella 11: Caratteristiche medie dei principali oli vegetali

Caratteristiche	Palma	Girasole	Soia	Colza
<b>Massa volumica [kg/m<sup>3</sup>]</b>	891 / 899 [a 50°C]	918 / 923 [a 20°C]	919 / 925 [a 20°C]	914 / 920 [a 20°C]
<b>Numero di cetano</b>	38 / 42	37	36 / 39	32 / 37,6
<b>Potere calorifico inferiore [MJ/kg]</b>	36,5	36,8	36,8	37,4
<b>Viscosità a 38°C [mm<sup>2</sup>/s]</b>	41,4	37,1	32,6	37
<b>Punto di scorrimento [°C]</b>	18	-15	-12,2	-32,7
<b>Punto di infiammabilità [°C]</b>	255	274	254	246
<b>Punto di fusione [°C]</b>	23 / 27	-18	-12 / -19	0 / -2
<b>Numero di iodio</b>	35 / 55	118 / 141	124 / 139	105 / 126

Tabella 12: Coltivazioni di semi oleosi nel territorio nazionale ([http://www.sementi.it/dati\\_statistiche.htm](http://www.sementi.it/dati_statistiche.htm))

Coltura	Superficie totale [ha]	Produzione per ettaro [q]	Produzione totale [q]	Produzione raccolta [q]
<b>2001</b>				
<b>Soia</b>	233.512	38,1	8.886.365	8.818.158
<b>Girasole</b>	207.804	20,5	4.252.633	4.114.136
<b>Colza</b>	26.185	12,0	315.323	289.127
<b>2002</b>				
<b>Soia</b>	152.021	38,6	5.867.549	5.661.772
<b>Girasole</b>	165.603	21,8	3.612.895	3.541.983
<b>Colza</b>	9.578	14,3	137.246	134.223
<b>2003</b>				
<b>Soia</b>	152.052	26,1	3.966.534	3.885.061
<b>Girasole</b>	150.781	16,2	2.444.443	2.373.754
<b>Colza</b>	4.826	14,3	68.800	66.233
<b>2004</b>				
<b>Soia</b>	150.368	35,3	5.304.937	5.181.391
<b>Girasole</b>	123.997	22,5	2.784.538	2.740.194
<b>Colza</b>	2.872	18,5	53.034	51.801
<b>2005 *</b>				
<b>Soia</b>	152.331	36,5	5.556.643	5.530.018
<b>Girasole</b>	129.874	22,7	2.946.646	2.893.650
<b>Colza</b>	3.508	17,7	61.957	60.788
<b>2006 **</b>				
<b>Soia</b>	180.913	36,4	6.590.556	6.541.374
<b>Girasole</b>	144.532	23,0	3.318.068	3.271.479
<b>Colza</b>	3.493	17,1	59.773	58.254
* Dati provvisori, suscettibili di successive rettifiche, riferiti al mese di Maggio 2006				
** Dati provvisori, suscettibili di successive rettifiche, riferiti al mese di Settembre 2006 aggiornati il 27 Novembre 2006				

Il mercato degli oli è cresciuto in modo importante negli ultimi 40 anni, soprattutto per gli usi alimentari, che tuttora rappresentano il principale utilizzo di tale materia prima. La crescita della domanda è attesa assestarsi nei prossimi anni, anche se la domanda per la produzione di biocarburanti e da nuove aree geografiche potrebbe portare ad ulteriori richieste ben oltre le previsioni espresse nel grafico di Figura 8.

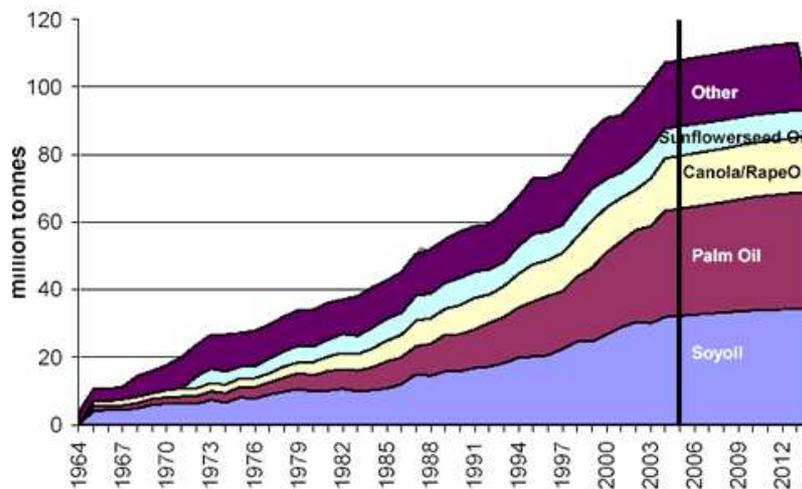


Figura 8: Produzione mondiale di oli vegetali dal 1964 al 2012 fonte: Dipartimento per l'agricoltura statunitense (www.usda.gov), Food and Agricultural Policy Research Institute (www.fapri.org)

Si noti che dalle caratteristiche mostrate in Tabella 10 l'alimentazione di un impianto per la produzione elettrica richiede in Italia mediamente circa 2 ettari coltivati ad oleaginose per dare olio in quantità sufficiente ad alimentare per un anno un kW elettrico. Un impianto da 50 MW come quello preso a riferimento deve avere circa 100.000 ettari di superficie coltivata alle spalle nelle condizioni climatiche italiane, che triplicano quando si tenga conto delle rotazioni colturali. Moltissimi, se si pensa che nel Veneto tale superficie è la totalità oggi coltivata a oleaginose. Si comprende come una filiera per gli oli vegetali possa esistere solo ricorrendo all'importazione di oli da paesi con rese colturali e disponibilità di materie prime maggiori e costi di produzione minori. Dal punto di vista ambientale tale scelta è assolutamente sostenibile, dal momento che le emissioni legate ai trasporti pesano davvero poco sul totale dell'energia trasportata e i benefici della ridotta emissione di gas serra si pesano su scala planetaria, non locale. Dal punto di vista delle opportunità di sviluppo possono invece essere preferite filiere locali (si veda la legge 81/06), che distribuiscono sul territorio i benefici dell'investimento, quando il costo dell'olio possa risultare confrontabile con quello di importazione e nell'ipotesi che si possa veicolare al settore energetico le superfici necessarie. Una soluzione interessante e praticabile per la realizzazione di tali impianti è l'alimentazione con mix prefissati di oli di importazione e di origine nazionale: si riducono le superfici necessarie, si abbassa il costo di alimentazione, si possono remunerare meglio i coltivatori nazionali. Vi è dunque l'interesse di tutti a poter utilizzare biomassa o oli già raffinati provenienti dal mercato internazionale, per assicurare le migliori condizioni economiche a tutti i soggetti interessati.

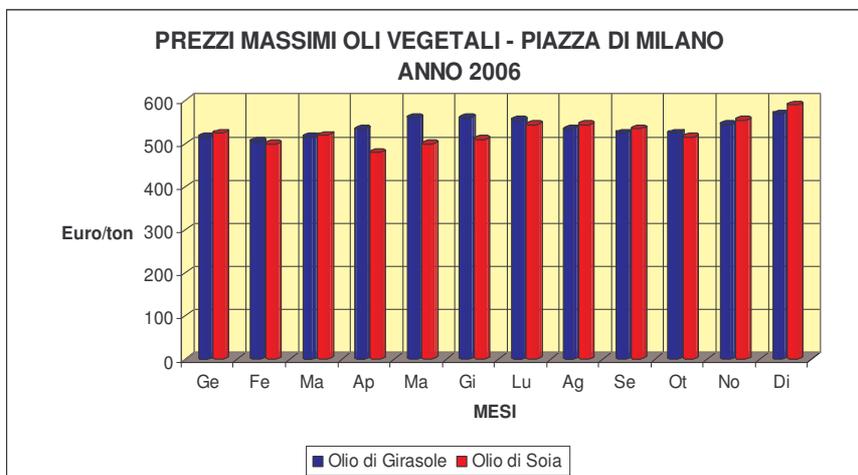


Figura 9: Confronto fra i prezzi massimi dell'olio di girasole e di soia nazionali nel corso dell'anno 2006. Borsa dei Cereali di Milano.

## **5.1 Le caratteristiche degli impianti**

La tecnologia per la combustione degli oli vegetali è assolutamente tradizionale, basata su motori endotermici sviluppati per l'utilizzo di olio fossile denso prevalentemente nell'industria navale. Tuttavia, l'applicazione alla generazione stazionaria di energia è piuttosto nuova, grazie alle ottime efficienze che si sono raggiunte nella conversione in energia elettrica anche a taglie relativamente piccole dell'ordine del 47%– 49%. Tali motori, pensati e sviluppati per la propulsione marina, sono stati applicati con successo alla produzione di energia, ma possono certamente essere migliorati ulteriormente, quando siano pensati fin dalla fase progettuale per gli usi stazionari. È chiaro infatti, che le caratteristiche di leggerezza ed affidabilità richieste ad un propulsore navale sono differenti rispetto a quelle di elevato rendimento richieste ad un impianto di produzione elettrica.

Nonostante le recenti innovazioni anche per le taglie piccole dei motori, rimangono delle economie di scala nei costi di impianto, sia per l'acquisto dei motori che per la ripartizione dei costi fissi di impianto, come anche nel costo di acquisto del combustibile, per il quale si possono ottenere prezzi inferiori con grandi volumi acquistati.

Si è scelto pertanto un impianto di riferimento con una potenza nominale di 17 MW, una taglia che consente di raggiungere le economie di scala e di utilizzare al meglio i motori più efficienti attualmente commercializzati. Il rendimento di riferimento è ipotizzato pari al 47%, con l'uso di olio acquisito ad un prezzo di 530 €/t franco centrale, un valore sperimentato all'inizio del 2007 dagli operatori del settore.

L'impianto funziona per 7000 ore l'anno; i costi di gestione e manutenzione sono posti pari a 140.000 €/MW per anno e a partire dal quinto anno di esercizio aumentano dello 0,1% all'anno.

## **5.2 I costi del combustibile e il mercato internazionale**

La produzione dell'olio di palma rappresenta circa il 18% della produzione globale di oli vegetali: al 2005 si sono stimate circa 32,8 milioni di tonnellate di olio di palma prodotto in tutto il mondo, con un'area di copertura da parte delle piantagioni della palma da olio di circa 11 milioni di ettari (il 40% della terraferma della Malesia risulta coltivata con tale pianta).

Due terzi della produzione d'olio di palma risulta attualmente esportata: il maggior produttore ed esportatore mondiale è la Malesia, che copre circa il 46% delle forniture mondiali, seguita dall'Indonesia con il 39%. Il vasto sviluppo delle industrie della palma da olio in molti paesi nei tropici è dovuto al relativo rendimento potenziale che è estremamente alto. La palma da olio dà il più alto rendimento di olio per unità di superficie in confronto a qualunque altro raccolto e produce due oli distinti (l'olio del nocciolo della palma e l'olio di palma) entrambi importanti nel commercio mondiale.

Ponendo l'attenzione ai prezzi, dal grafico in Figura 10 si può vedere come in Europa il prezzo di tale prodotto (compreso il costo dell'assicurazione e il nolo, cioè il costo del trasporto) negli ultimi due anni abbia manifestato un andamento in crescita. Nell'ultimo decennio il prezzo ha oscillato tra 300 e 650 \$/tonn.

Un elemento di criticità risulta essere il prezzo del combustibile. Si è detto come si sia creato un mercato internazionale degli oli vegetali, con volumi in crescita e diversificazione verso gli usi non alimentari; tuttavia i prezzi sono piuttosto volatili a seguito delle variazioni di domanda ed offerta. La redazione di un piano di fattibilità di un progetto deve tenere in opportuna considerazione la possibilità di variazioni significative dei prezzi del combustibile nell'arco temporale della vita di un impianto.

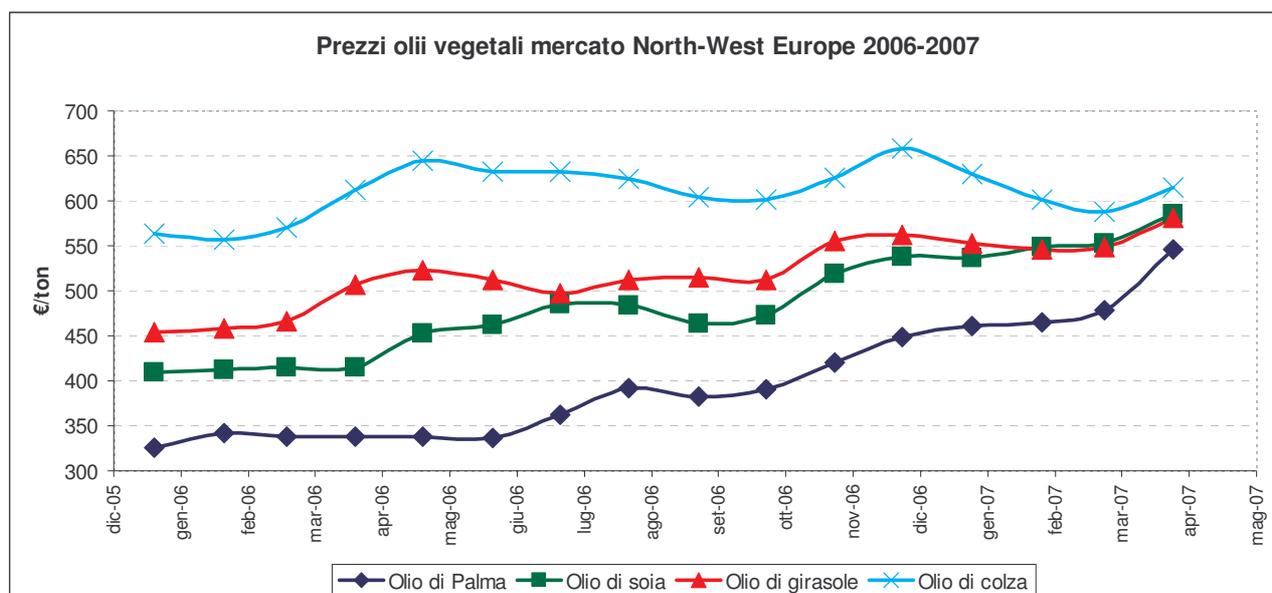


Figura 10: Il prezzo degli oli in Europa nell'ultimo biennio (Fonte: MPOB (Malaysian Palm Oil Board, cambio €/€ pari a 1,3))

Il prezzo degli oli vegetali è variato in modo abbastanza significativo nell'ultimo decennio, con oscillazioni superiori ad un fattore due ad esempio per l'olio di palma, con un'incertezza per il costo di generazione che non deve essere sottovalutata.

### 5.3 Il costo del kWh prodotto da impianti alimentati a oli vegetali

In questa parte del lavoro si procede, partendo dai dati raccolti, ad una stima dei costi riferita alle condizioni tipiche del mercato italiano, con l'utilizzo di olio di palma di importazione in quanto più conveniente rispetto a quello di origine locale per la produzione e lo sfruttamento a fini energetici degli oli grezzi. Le ipotesi fatte ai fini di calcolare il costo di produzione di energia elettrica da oli grezzi si basano su interviste con operatori del settore, essendo scarsi i riferimenti disponibili in letteratura. Nelle tabelle che seguono si riportano i risultati dell'analisi.

Tabella 13: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica da oli vegetali

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	17
Costi di investimento	€ 000/ MW	1.000
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	7.000
Costi operativi annui	€ 000/MW	140
Costi operativi annui	% invest.	14
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,1
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	5
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	15
Costo combustibile	€/t	530
Rendimento impianto	η	47 %
Potere calorifico combustibile	kcal/kg	8.500

Vita attesa	anni	15
Valore a fine vita	% invest.	0

I dati illustrati nel caso di riferimento si presentano come mostrato in Tabella 14, per un impianto che produce complessivamente 119 GWh all'anno.

**Tabella 14: : Costi di investimento, O&M e del combustibile nel caso dell'impianto studiato**

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>17.000.000</b>
<b>Costi operativi annui:</b>	
O&M	2.380.000
Combustibile	13.577.020
<b>Totale costi operativi</b>	<b>15.957.020</b>

Le modalità di finanziamento ipotizzate sono riportate in Tabella 15, in modo analogo a quanto ipotizzato nel caso di combustione della biomassa.

**Tabella 15: Caso di riferimento: parametri finanziari**

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	6,05
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	20
% debito	%	75
% capitale proprio	%	25
WACC	Anni	9,5

I risultati del calcolo sono riportati in Tabella 16, che mostra un costo finale fortemente influenzato dal costo dell'olio. Si comprende come un prezzo contenuto del combustibile sia indispensabile per poter contenere il costo complessivo dell'energia.

**Tabella 16: Costo dell'energia prodotta nell'impianto ad olio di riferimento**

Voce di costo	€/kWh
Costo di investimento	1,83
Costi operativi	2,03
Costi combustibile	11,41
<b>Costo totale</b>	<b>15,28</b>

## 5.4 Analisi di sensibilità

Per gli impianti alimentati a oli vegetali si è valutata la variazione del costo più significativa, ovvero quella legata al costo del combustibile che rappresenta quasi il 75% del costo totale di generazione per impianti di questo tipo. Si nota come condizioni favorevoli del prezzo del combustibile possano ridurre sensibilmente il costo di generazione e, viceversa, aumenti del costo del combustibile possano penalizzare il costo dell'energia elettrica prodotta.

La Figura 11 riporta l'analisi di sensibilità relativa alla variazione del costo dell'olio di palma, sempre riferita ad un potere calorifico di 8.500 kcal/kg. Tale parametro, data la forte variabilità nel tempo del prezzo del combustibile, risulta particolarmente critico e poco prevedibile.

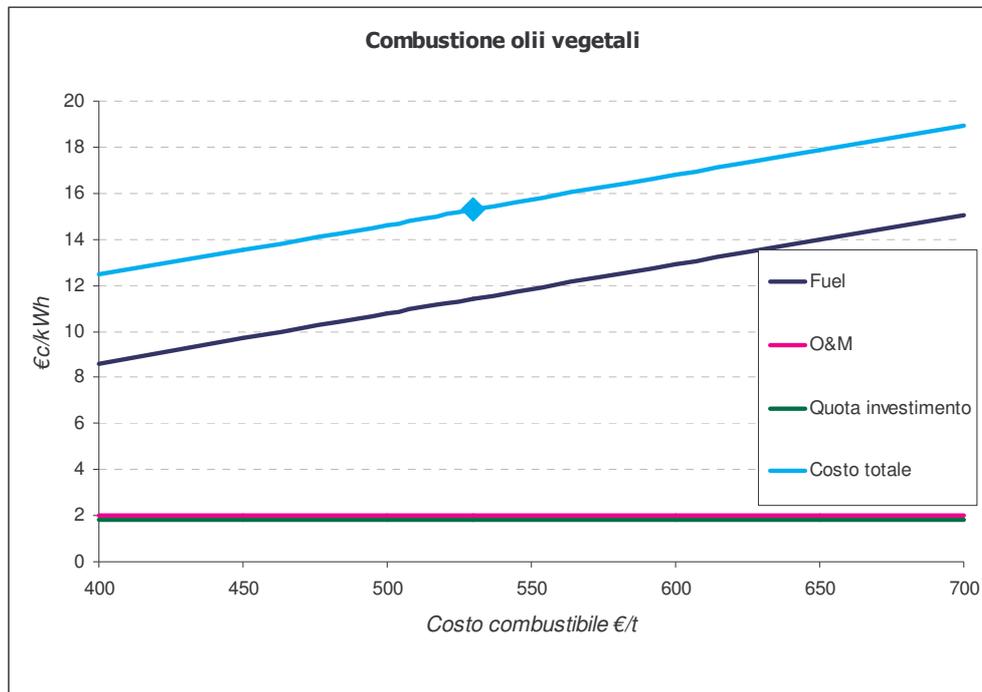


Figura 11: Sensibilità del costo totale al variare del costo del combustibile

In Figura 12 si riporta la variazione del costo del kWh in funzione del tasso a cui sono scontati i flussi di cassa del progetto. Data l'incidenza relativa dei costi di investimento, la variazione è contenuta in pochi centesimi di euro per kWh.

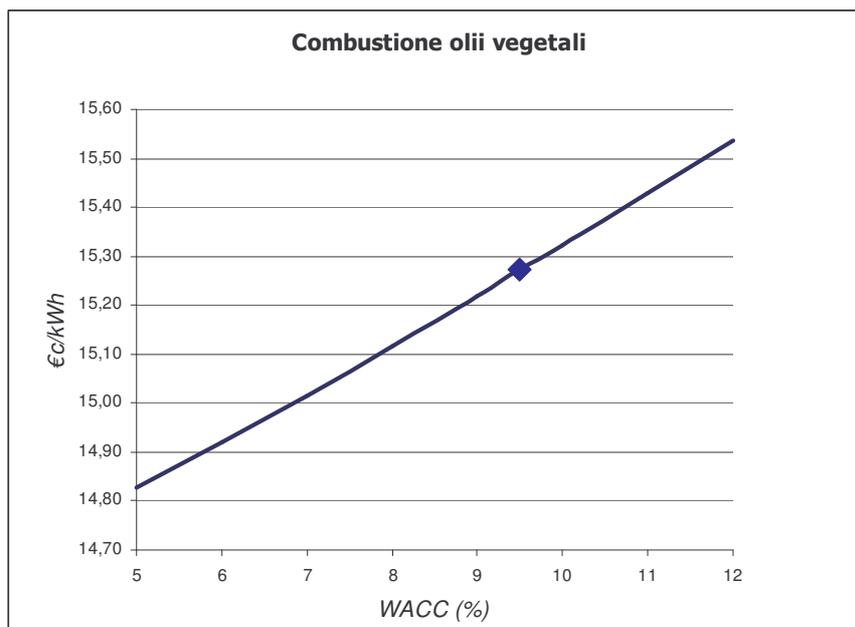


Figura 12: Sensibilità del costo totale al variare del WACC

## **5.5 Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti alimentati a biocombustibili di origine vegetale**

Gli impianti alimentati ad olio vegetale riscuotono oggi grande interesse da parte degli investitori italiani, grazie agli elevati rendimenti di conversione e ai contenuti costi di investimento. La tecnologia non è priva tuttavia di alcuni aspetti critici che devono essere richiamati:

- in primo luogo l'aspetto relativo alle economie di scala, che sebbene vi siano motori che arrivano a rendimenti un tempo impensati anche su taglie contenute, consentono di avere costi minori con impianti di taglia superiore ai 15 MW per gruppo, anche per i minori costi di gestione,
- vi è poi una forte incertezza relativa ai costi del combustibile, con forte volatilità nel mercato internazionale degli oli,
- la logistica, soprattutto quando si ricorra ad olio di palma, che ha una temperatura di solidificazione superiore alla temperatura ambiente in buona parte dell'anno, comporta un'organizzazione non banale, con i relativi costi,
- il ricorso ad una filiera locale sembra poco credibile, sia per le grandi quantità di olio richieste, sia per i costi relativi, che suggeriscono di ricorrere ad un mix di oli per poter remunerare adeguatamente gli agricoltori locali, piuttosto che escludere a priori gli oli a minor costo d'importazione.

## 6 ENERGIA EOLICA

Dopo anni di promesse il settore eolico in Italia ha finalmente raggiunto visibilità a livello nazionale con oltre 2000 MW installati alla fine del 2006. Non si tratta di risultati impressionanti quando confrontati con la penetrazione raggiunta da questa fonte in altri paesi europei, ma si tratta non di meno di risultati importanti al fine di dimostrare la fattibilità di questa tecnologia in Italia.

L'energia eolica appare al momento una delle opzioni più praticabili per l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix produttivo del nostro paese per il prossimo futuro. Le economie di scala raggiunte dall'industria del settore e i significativi miglioramenti tecnologici maturati nel corso degli ultimi anni hanno infatti portato ad una riduzione dei costi di investimento e di esercizio degli impianti. Gli esempi della Germania e della Spagna, che hanno realizzato parchi di generazione di grandi dimensioni nell'arco di un decennio mostrano la fattibilità della tecnologia su larga scala. Non sorprende, pertanto, il grande interesse mostrato dagli investitori privati nell'ambito del programma di incentivazione messo in atto in Italia con i certificati verdi per questa tecnologia, che rappresenta di gran lunga quella con il maggior numero di impianti proposti.

Si rileva tuttavia una fase di mercato particolarmente critica in cui la forte crescita della domanda in ambito internazionale ha portato a deficit di offerta con lunghi tempi di attesa per la consegna degli aerogeneratori, aumento dei prezzi e conseguente effetto negativo sui costi di produzione. Il prezzo delle turbine, che è cresciuto di oltre il 20% nell'ultimo anno, è atteso tuttavia rientrare, secondo recenti valutazioni di analisti di settore, una volta che l'industria si sia attrezzata per far fronte all'aumento della domanda. Il costo di investimento preso a riferimento include una maggiorazione di 200 €/kW che si può attribuire alle attuali condizioni di mercato sfavorevoli, ove un eccesso di domanda si traduce in elevati margini per i fornitori di macchine.

Inoltre, gli operatori del settore si trovano ad affrontare complicazioni per l'ottenimento dei permessi e delle autorizzazioni che sono difficili da giustificare, in particolare in alcune aree del paese in cui questi impianti potrebbero rappresentare un'opportunità di sviluppo locale.

Nel calcolo del kWh prodotto da impianti eolici non si è tenuto conto dei versamenti richiesti dai comuni ospitanti ai gestori dell'impianto. Orientativamente tali costi incidono per circa 5 €/MWh sul costo complessivo della generazione elettrica da impianti eolici. Tale componente addizionale di costo non sussiste per gli impianti realizzati da soggetti pubblici.

### 6.1 Caratteristiche degli impianti

I siti italiani possono essere molto diversi tra loro in virtù della diversa orografia e delle condizioni ambientali che caratterizzano la penisola. In particolare, i regimi di vento possono differire sostanzialmente tra l'ambiente appenninico, dove sono stati realizzati la maggior parte dei primi impianti italiani, e le isole, dove oggi si stanno focalizzando altrettanti investimenti nel mercato eolico.

Come riferimento è stato scelto un sito con caratteristiche anemologiche rappresentative per il centro-sud Italia con 1900 ore annue di funzionamento equivalente alla potenza nominale. Il numero di ore relativamente basso per impianti sviluppati in buoni siti, è giustificato dalla attuale tendenza a sviluppare impianti anche in siti meno ventosi, sia perché sono già stati sviluppati gli impianti nei siti con migliori condizioni di vento, sia perché economicamente possono risultare comunque interessanti nell'attuale sistema di incentivazione.

Per l'analisi si sono ipotizzate tre diverse tipologie di parchi eolici:

1. impianti eolici connessi in alta tensione (potenza maggiore di 10 MW);
2. impianti eolici connessi in media tensione (potenza minore di 10 MW);
3. impianti eolici isolati (un solo aerogeneratore, connesso in rete di media tensione);

La scelta si giustifica con le tipologie sostanzialmente differenti di investimento, in cui la parte relativa alla connessione alla rete assume incidenza diversa e così i fattori di scala.

## 6.2 Il costo del kWh prodotto da impianti eolici

Gli impianti eolici sono collocati sul territorio nazionale nelle zone dove esiste la risorsa, indipendentemente dalla disponibilità di infrastrutture, come la rete elettrica e l'esistenza di una strada di accesso. In conseguenza è difficile parlare di un costo medio per tutto il paese. I costi possono infatti variare sensibilmente da sito a sito non solo per le diverse condizioni di intensità e variabilità del vento, ma anche per la diversa necessità di opere accessorie all'installazione delle turbine (rifacimento di strade, sottostazioni, linee di connessione, trasporti, ...).

Si ritiene quindi opportuno fare diverse ipotesi di configurazione del parco al fine di dare una valutazione sulla competitività della fonte eolica in diverse condizioni di investimento. Sono state quindi analizzate tre diverse tipologie di parchi eolici, la cui composizione si è ipotizzata come segue:

- impianti eolici connessi in alta tensione: 20 aerogeneratori di potenza pari a 1,5 MW ciascuno, per un totale di 30 MW installati,
- impianti eolici connessi in media tensione: 16 aerogeneratori di potenza pari a 0,5 MW ciascuno, per un totale di 8 MW installati,
- impianti eolici isolati: un solo aerogeneratore connesso in rete in media tensione di potenza pari a 2 MW.

Per i parchi eolici di maggiori dimensioni e costituiti da più aerogeneratori si è ipotizzato un numero di ore nette all'anno pari a 1900. Nel caso di installazione di un unico aerogeneratore si è invece ipotizzato un funzionamento pari a 2000 ore l'anno, considerando che in questo caso risulta più semplice ottimizzare il posizionamento e l'orientamento della macchina rispetto al caso di un parco eolico composto da più aerogeneratori. Il costo di investimento tiene conto del recente aumento dei prezzi sperimentati nel mercato delle turbine, mentre i costi di manutenzione sono riferiti ai contratti in essere da parte di operatori nazionali. Il valore a fine vita è ipotizzato nullo, anche se un sito connesso alla rete può avere una buona valorizzazione in caso di nuovo investimento.

### 6.2.1 Il costo del kWh: impianti eolici connessi in alta tensione

Il funzionamento di riferimento per un parco eolico connesso in AT è di 1900 ore, realizzato con un 20% di capitale proprio e 80% di capitale di debito. Si assume una vita utile dell'impianto pari a 20 anni e un aumento dei costi di esercizio dello 0,1% all'anno a partire dal quarto anno e fino al decimo anno. Nelle tabelle che seguono si riportano le ipotesi di riferimento per l'analisi.

**Tabella 17: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica prodotta da un parco eolico di 30 MW connesso in alta tensione**

Voce di Costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	30
Costi di investimento	€ 1000/MW	1600
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	1900
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	57000
Anni di vita	anni	20
Costi operativi annui	€ 1000/MW	30
Costi operativi annui	% invest.	1,9%
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,1%
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	4
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	9
Vita attesa	anni	20
Valore a fine vita	% invest.	0

Per il parco eolico preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 18.

**Tabella 18: Costi di investimento e O&M**

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>48.000.000</b>
<b>Costi operativi annui</b>	<b>900.000</b>

Per il finanziamento di un progetto di queste dimensioni gli istituti di credito propongono generalmente condizioni migliori rispetto ad impianti di minori dimensioni, grazie alla mitigazione del rischio relativo alla producibilità associata all'elevato numero di aerogeneratori. I tassi ipotizzati tengono conto della crescita dei tassi interbancari del 2006 e 2007, particolarmente pesante la valutazione del costo dell'energia da questi impianti.

**Tabella 19: Parametri finanziari di riferimento**

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	5,20
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	20
% debito	%	80
% capitale proprio	%	20
WACC	%	8,2

L'energia elettrica prodotta ammonta a 57.000 MWh/anno e la voce che incide maggiormente sul costo del kWh è il costo di investimento come si vede in Tabella 20

**Tabella 20: Costo dell'energia prodotta (€/kWh)**

Voce di costo	€/kWh
Costo di investimento	8,68
Costo operativi	1,80
<b>Costo totale</b>	<b>10,48</b>

Alla luce delle ipotesi illustrate il costo di produzione dall'impianto eolico connesso in alta tensione risulta dell'ordine di **10,48 c€/kWh**.

### 6.2.2 Il costo del kWh: impianti eolici connessi in media tensione

In questo caso si è preso a riferimento un parco eolico da 8 MW composto da 16 aerogeneratori con una potenza di 500 kW ciascuno.

Il funzionamento di riferimento è ancora di 1900 ore, realizzato con un 20% di capitale proprio e 80% di capitale di debito. Si assume una vita utile dell'impianto pari a 20 anni e un aumento dello 0,1% dei costi di O&M a partire dal quarto anno e fino al nono anno.

Il minor costo unitario di investimento rispetto al caso dell'impianto collegato in alta tensione si giustifica con i minori costi di allacciamento alla rete. I costi di esercizio sono invece stati considerati maggiori rispetto a quelli dell'impianto di maggiori dimensioni per la presenza di diseconomie di scala sulle manutenzioni e sui costi operativi. Nelle tabelle che seguono si riportano i risultati delle analisi.

Tabella 21: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica prodotta da un parco eolico di 8 MW connesso in media tensione

Voce di Costo	Unità di Misura	
Potenza Installata	MW	8
Costi di investimento	€/kW	1400
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	1900
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	15200
Anni di vita	anni	20
Costi operativi annui	% costo inv	2,9%
Costi operativi annui	€ 1000/MW	40
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,1%
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	4
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	9
Vita attesa	anni	20
Valore a fine vita	% invest.	0

Per il parco eolico preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 22.

Tabella 22: Costi di investimento e O&M

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>11.200.000</b>
<i>Costi operativi annui</i>	<i>320.000</i>

Rispetto al caso dell'impianto connesso in alta tensione, per il finanziamento di un portafoglio di queste dimensioni si è considerato un tasso del debito leggermente più alto in quanto vengono considerate peggiori le condizioni di rischio legate alla producibilità eolica dato il minor numero di aerogeneratori.

Tabella 23: Parametri finanziari

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	5,7
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	20
% debito	%	80
% capitale proprio	%	20
WACC	%	8,6

L'energia elettrica prodotta ammonta a 15.200 MWh/anno e la voce che incide maggiormente sul costo del kWh il costo di investimento come si vede in Tabella 24.

Tabella 24: Costo dell'energia prodotta dall'impianto collegato in MT (€/kWh)

Voce di costo	€/kWh
Costo di investimento	7,82
Costo operativi	2,30
<b>Costo totale</b>	<b>10,12</b>

Alla luce delle ipotesi illustrate il costo di produzione da un impianto eolico risulta dell'ordine di **10,12 c€/kWh**.

### 6.2.3 Il costo del kWh: un aerogeneratore connesso in media tensione

Per la valutazione del costo del kWh di un impianto eolico costituito da un unico aerogeneratore si è preso come riferimento un aerogeneratore da 2MW.

Il funzionamento di riferimento per un unico aerogeneratore connesso in MT è di 2000 ore, si ritiene infatti che sia possibile in questo caso scegliere il posizionamento ottimale che massimizzi lo sfruttamento della ventosità. Si ipotizza che l'investimento venga realizzato con un 50% di capitale proprio e 50% di capitale di debito. In questi casi si tratta generalmente di iniziative di investimento di soggetti pubblici; il tasso di interesse sul capitale proprio investito è stato quindi ipotizzato pari al 7%. Si assume una vita utile dell'impianto pari a 20 anni e un aumento dello 0,1% dei costi di O&M a partire dal quarto anno e fino al nono anno.

**Tabella 25: Ipotesi di riferimento per il calcolo del costo del kWh di una turbina singola collegata alla media tensione**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	2
Costi di investimento	€ 1000/MW	1500
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	2000
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	4000
Costi operativi annui	€ 1000/MW	50
Costi operativi annui	% invest	3,3%
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,1%
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	4
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	9
Vita attesa	anni	20
Valore fine vita	% invest	0

Per il parco eolico preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 26.

**Tabella 26: Costi di investimento e O&M di una turbina singola collegata alla media tensione**

Voce di costo	Euro
<b>Costo di investimento totale</b>	<b>30.000.000</b>
<b>Costi operativi annui</b>	<b>100.000</b>

Nell'ipotesi che l'investimento in unico aerogeneratore venga in parte finanziato da un soggetto pubblico si è considerato un tasso del debito analogo a quello che gli istituti di credito praticano per un parco eolico di medie dimensioni e un tasso di redditività del capitale proprio decisamente inferiore e pari al 7% in quanto generalmente il soggetto pubblico richiede tassi di ritorno inferiori sul capitale investito rispetto ad un investitore privato.

**Tabella 27: Parametri finanziari**

Tasso di interesse sul capitale di debito	%	5,7
Tasso di remunerazione del capitale proprio	%	7
% debito	%	50
% capitale proprio	%	50
<b>WACC</b>	%	<b>6,4</b>

L'energia elettrica prodotta ammonta a 4.000 MWh/anno con costi in linea con quelli degli impianti di dimensione superiore, come si vede in Tabella 28.

**Tabella 28: Caso Base: costo dell'energia prodotta (€/kWh)**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
Costo di investimento	6,73
Costo operativi	2,71
<b>Costo totale</b>	<b>9,44</b>

Alla luce delle ipotesi illustrate il costo di produzione da un impianto eolico risulta dell'ordine di **9,44 c€/kWh**.

### **6.3 Analisi di sensibilità**

Per l'analisi di sensibilità del costo del kWh prodotto da impianti eolici non è stata modificata alcuna variabile che alteri la configurazione del parco (esempio: la potenza complessiva, la velocità del vento, il numero di aerogeneratori).

La variabile a cui il costo è maggiormente sensibile sono senz'altro le ore equivalenti di produzione, che caratterizzano la ventosità del sito. Le altre due voci di costo cui maggiormente è sensibile il costo di generazione sono il tasso di sconto ed i costi di investimento.

In sintesi, i parametri a cui è sensibile il costo di generazione degli impianti eolici sono:

- le ore equivalenti di produzione,
- il costo di investimento,
- il tasso di interesse sul debito.

In Figura 13, Figura 14 e Figura 15 si riporta l'analisi di sensibilità relativa alla variazione delle ore equivalenti di produzione dei tre impianti eolici esaminati (parco eolico connesso in AT, parco eolico connesso in MT, un singolo aerogeneratore connesso in MT).

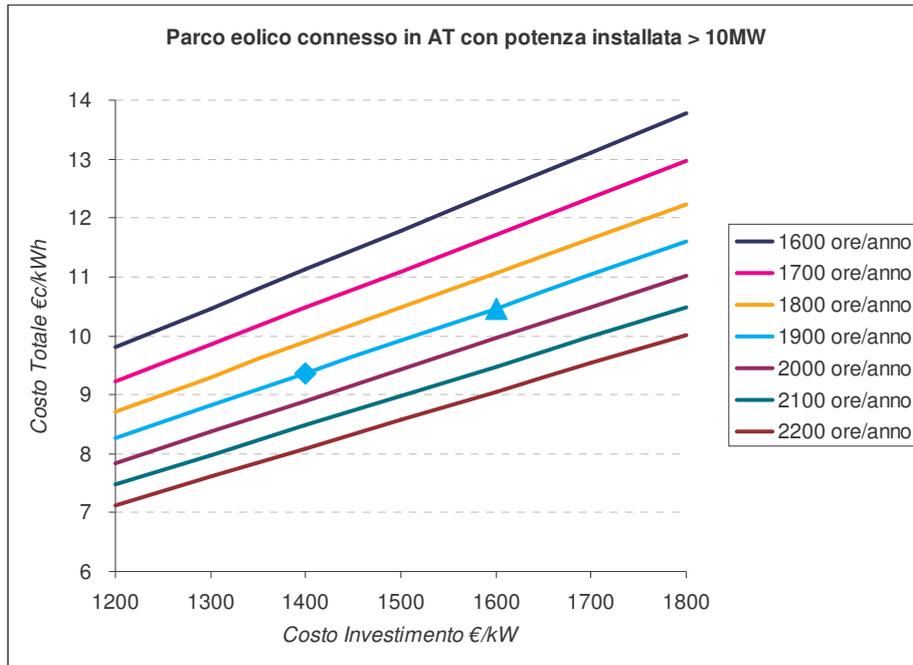


Figura 13: Sensibilità del costo del kWh al variare delle ore equivalenti di produzione

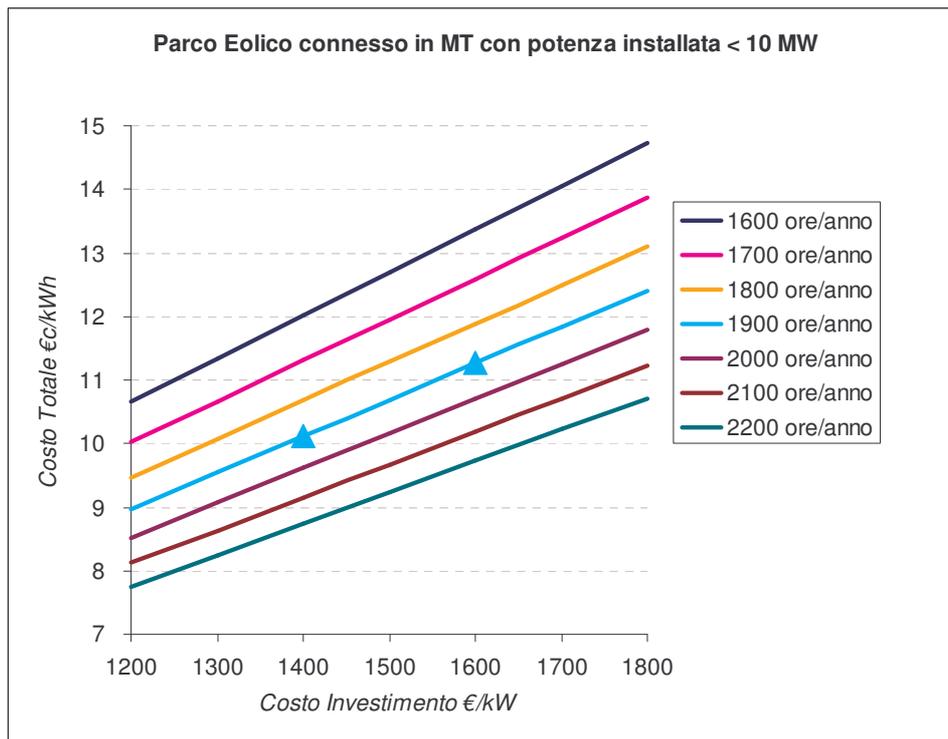


Figura 14 : Sensibilità del costo del kWh al variare delle ore equivalenti di produzione

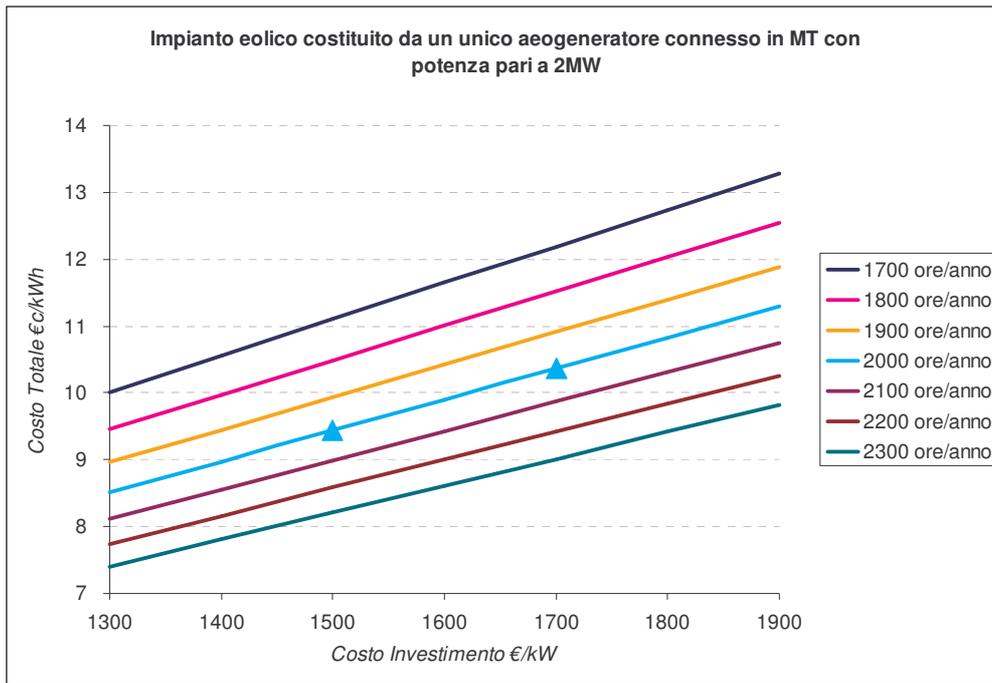


Figura 15: : Sensibilità del costo del kWh al variare delle ore equivalenti di produzione

Nelle figure successive si riporta la variazione del costo del kWh in funzione del tasso con cui sono scontati i flussi di cassa del progetto nei tre casi in esame.

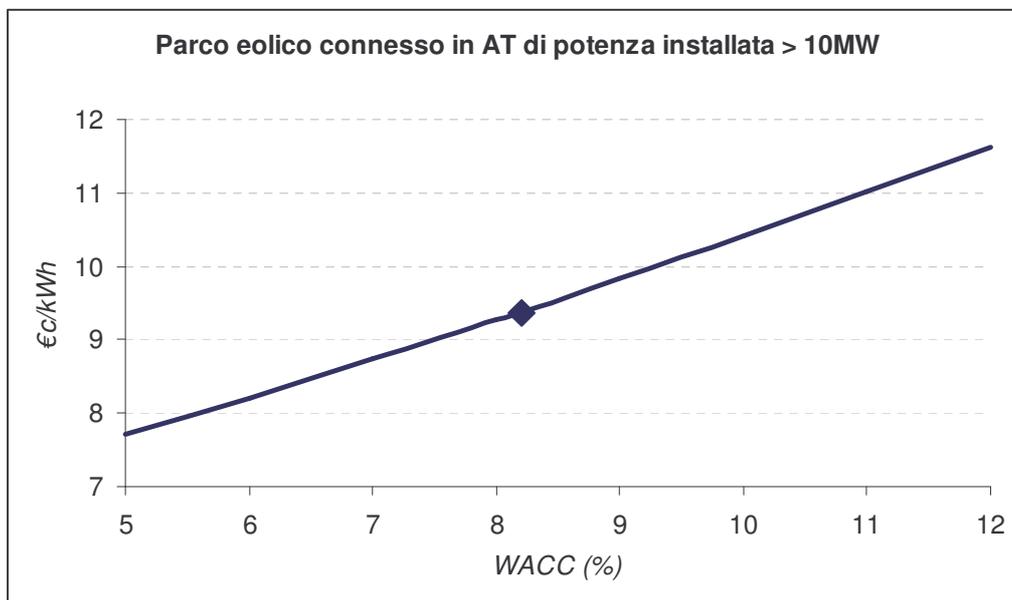


Figura 16: sensibilità del costo del kWh al variare del tasso di attualizzazione

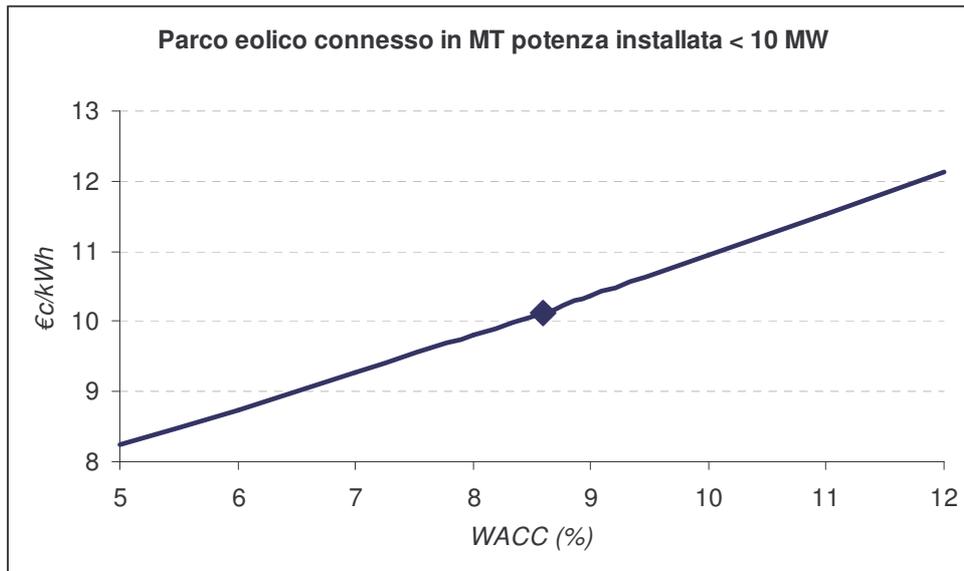


Figura 17: sensibilità del costo del kWh al variare del tasso di attualizzazione

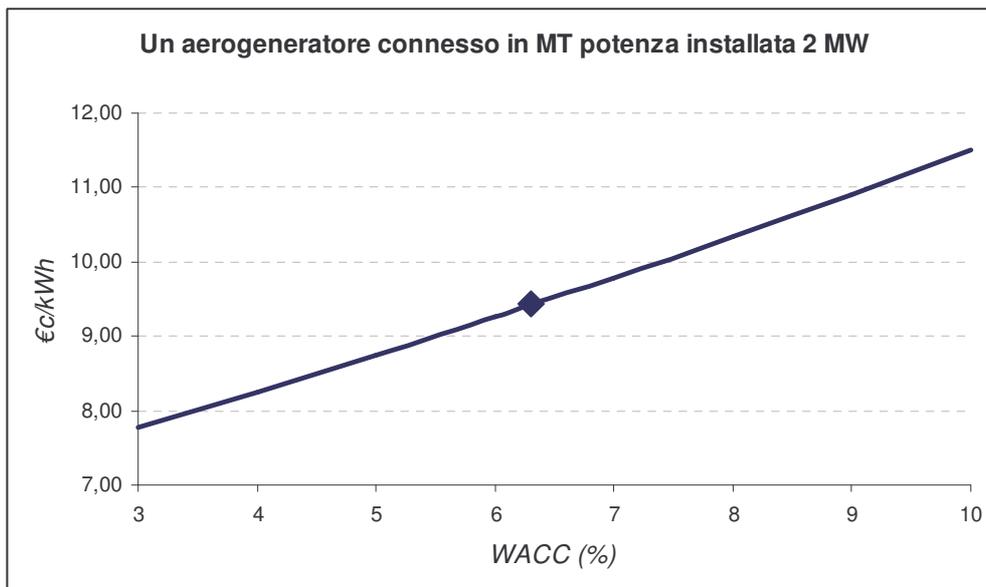


Figura 18: sensibilità del costo del kWh al variare del tasso di attualizzazione

## 6.4 Criticità legate allo sviluppo e all'esercizio di impianti eolici

L'attuale fase di mercato degli aerogeneratori, caratterizzata da eccesso di domanda, ha portato ad un aumento dei prezzi e a tempi di consegna che superano talvolta i due anni. I costi di generazione qui riportati includono un extra costo di investimento di €200/kW da attribuirsi a questa particolare fase di mercato che è attesa rientrare nel breve-medio termine, quando ci si assesterà ad una situazione di maggior equilibrio di mercato

Le principali difficoltà per la produzione di energia elettrica con impianti eolici si incontrano nella fase autorizzativa. Le procedure amministrative per l'ottenimento dei permessi e delle autorizzazioni sono infatti spesso complicate e talvolta poco chiare e si traducono in lungaggini che

si riflettono negativamente sul costo dell'intero progetto. Come conseguenza si registra un'elevata mortalità dei progetti: si può mediamente considerare che meno della metà degli impianti in fase di sviluppo riescano poi ad essere effettivamente costruiti.

Infine, il pagamento di una royalty al comune ospitante, solitamente una percentuale del fatturato, è ormai prassi consolidata nel settore. Si stima che tali costi incidano per circa 5 €/MWh sul costo complessivo della generazione elettrica da impianti eolici.

Un altro importante ostacolo che gli operatori del settore eolico si trovano ad affrontare è dato dalle difficoltà del rapporto con i gestori di rete per la connessione degli impianti, che talvolta impongono condizioni tecniche molto impegnative, con costi proibitivi per le dimensioni di questi impianti.

Il riconoscimento al distributore di una componente nella tariffa di distribuzione configurata come premio per l'allacciamento di impianti di dimensioni medio piccole alimentati a fonti rinnovabili ed in cogenerazione potrebbe contribuire a facilitare le relazioni tra gli investitori ed i gestori di rete, dando a questi ultimi un interesse concreto nel collaborare ai nuovi investimenti. In questo modo si potrebbe rendere il distributore "partner" e non controparte rispetto al soggetto che realizza l'investimento. Analogamente al premio riconosciuto ai distributori per la qualità del servizio, il premio per l'incremento della generazione distribuita dovrebbe essere finalizzato a coprire i costi degli investimenti sulla rete che si rendono necessari per modificare i criteri di gestione della rete stessa. Il distributore in tal modo non vedrebbe l'investitore come una fonte di costo, ma di guadagno e diverrebbe così cointeressato alla riuscita del progetto.

## 7 IMPIANTI IDROELETTRICI

### 7.1 Dati di riferimento tecnologici

Se per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili è difficile definire delle tipologie standard, nel caso degli impianti idroelettrici è quasi impossibile pensare a due impianti uguali. La varietà delle condizioni ambientali e delle modalità di sfruttamento dei salti d'acqua rendono difficile la definizione delle categorie di impianto e il loro studio. Non esiste un accordo internazionale per quanto riguarda la definizione in base alla taglia degli impianti idroelettrici. Pur sapendo che ogni schematizzazione ha valore limitato, si riconosce la seguente suddivisione:

- Grande idro: capacità maggiore di 10 MW,
- Piccolo idro: capacità meno di 10 MW,
- Mini-idro capacità tra 100 kW e 1 MW,
- Micro idro capacità meno di 100 kW

Data la grande variabilità di condizioni possibili negli investimenti, in termini di salti idraulici, condizioni ambientali, portate, si cerca di dare dei valori di riferimento quanto più possibili generali, consapevoli di non coprire tutte le possibili condizioni reali di operatività e di dare solo dei valori di riferimento che possono differire in modo significativo da casi reali.

Lo studio condotto si è focalizzato su 4 tipologie distinte di impianto:

1. impianto ad alto salto di media potenza (tra 1 e 10 MW),
2. impianto a basso salto di piccola potenza (minore di 1 MW),
3. impianto a basso salto di media potenza (tra 1 e 10 MW),
4. impianto a basso salto di grande potenza (maggiore di 10 MW).

I costi di investimento per gli impianti a basso salto sono in generale maggiori che per gli impianti ad alto salto, perché le portate gestite da un impianto a basso salto, a parità di energia producibile, sono molto maggiori, con conseguenti costi elevati per le opere civili ed elettromeccaniche. Per contro, gli impianti a basso salto hanno solitamente un maggior numero di ore di disponibilità dell'acqua, con una producibilità più elevata rispetto agli impianti ad alto salto, a parità di potenza. Valori di riferimento possono essere 4.500-5.000 ore all'anno per un basso salto e 2500 per un alto salto.

I costi di investimento variano comunque molto in funzione della localizzazione, della tipologia della turbina, della distanza dalla rete elettrica, dalla taglia dell'impianto.

Riuscire a costruire un impianto idroelettrico è oggi un'operazione piuttosto difficile, che richiede competenze specialistiche soprattutto nella fase di sviluppo e autorizzazione. I tempi per giungere ad avviare il cantiere sono talvolta lunghissimi, con esposizioni finanziarie importanti che difficilmente l'imprenditore privato accetta e può sostenere: l'esperienza degli operatori indica tra i 3 e i 15 anni il tempo necessario per portare in esercizio un nuovo impianto. Solo un progetto su tre, mediamente, riesce ad essere condotto a termine da parte degli operatori con più esperienza in Italia. Si comprende che i costi legati all'attività di sviluppo sono ingiustificatamente alti, obbligando a recuperare nei pochi impianti operativi i costi dei progetti non andati a buon fine.

Anche quando non sia richiesto dalla normativa, quasi sempre le regioni richiedono uno studio di impatto ambientale per autorizzare i nuovi progetti, che ha un costo dell'ordine dei 100.000 Euro. Inoltre, tra i costi operativi è necessario tenere conti del contributo da riconoscere all'amministrazione comunale, che può giungere al 5% del fatturato dell'impianto. È una prassi, infatti, che, oltre a quanto versato con i canoni, i proprietari degli impianti riconoscano alle amministrazioni ospitanti dei versamenti annuali anche significativi.

Una voce di costo per lo sviluppo di un progetto che ha assunto significatività negli ultimi anni sono le compensazioni ambientali, richieste con sempre maggior estensione. La sola gestione dei

monitoraggi e l'impiantistica per la gestione ambientale hanno un peso sui costi annui di gestione stimato dell'ordine del 0,5 – 1% del costo di investimento, in aggiunta alla gestione e manutenzione che pesa annualmente per un 1,7 – 2,5 % del costo di investimento.

Sono talora rilevanti i costi per la connessione dell'impianto alla rete di trasmissione, in funzione della distanza dalla sottostazione più vicina, ma anche in funzione della richiesta da parte del distributore, che spesso impone l'allacciamento in alta tensione, con la costruzione di una sottostazione, anche per impianti di modeste dimensioni. Al di là di alcuni atteggiamenti discriminatori, la necessità di integrare questi impianti ha messo in luce l'inadeguatezza delle procedure tradizionali di gestione della rete di media tensione, che devono necessariamente essere ripensate in funzione di una presenza diffusa di impianti di generazione.

Nel corso del 2006 ha assunto un peso importante la crescita dei prezzi delle materie prime, che in taluni casi ha imposto di ripensare le modalità d'esecuzione delle opere. Ad esempio, la crescita dell'ordine del 50% del prezzo dell'acciaio in taluni casi ha portato all'utilizzo di condotte in resina, un tempo non utilizzata.

Un ulteriore aspetto di cambiamento recente è legato alla diffusione di tecnologie affidabili per il telecontrollo e la telegestione degli impianti, che hanno consentito di modificare radicalmente i criteri di gestione dei nuovi impianti, con risparmi significativi sui costi di controllo.

Dal punto di vista finanziario, è prassi ricorrere per un 80% al capitale di debito, con tassi di interesse sul debito dell'ordine del 5,2% per impianti di grandi dimensioni e leggermente più alti, pari a 5,9 % per impianti di taglia inferiore a 1 MW, dopo gli innalzamenti dell'Euribor dei primi mesi del 2007. La remunerazione richiesta per il capitale proprio per la fattibilità dell'investimento è ipotizzata del 20%. Le condizioni ipotizzate per il finanziamento sono riassunte nella tabella seguente.

**Tabella 29: condizioni di finanziamento per gli impianti idroelettrici**

	Impianti idroelettrici		
	Piccolo salto (P<10MW)	Piccolo salto (P>10MW)	grande salto (P<10MW)
<b>Tasso debito</b>	5,90%	5,20%	5,90%
<b>Tasso remunerazione capitale proprio</b>	20%	20%	20%
<b>Quota debito</b>	80%	80%	80%
<b>Quota capitale proprio</b>	20%	20%	20%
<b>WACC</b>	<b>8,7%</b>	<b>8,2%</b>	<b>8,7%</b>

## **7.2 La funzione dei costi di manutenzione per impianti di taglia inferiore ai 3 MW**

Per il calcolo dei costi di manutenzione, al fine di poter avere dei valori quanto più possibile realistici, si sono derivate delle funzioni sulla base dei dati messi a disposizione dagli operatori del settore (fonte Federpern e Aper). La variabilità è enorme in funzione delle condizioni e della taglia di impianto. Le figure riportate di seguito mostrano la curva calcolata del costo di gestione e manutenzione per gli impianti idroelettrici ricavata dai dati comunicati dai gestori di oltre 20 impianti, con una interpolazione polinomiale abbastanza significativa in base al valore assunto dal parametro  $R^2$ . Per gli impianti a grande salto la funzione di riferimento è illustrata in figura.

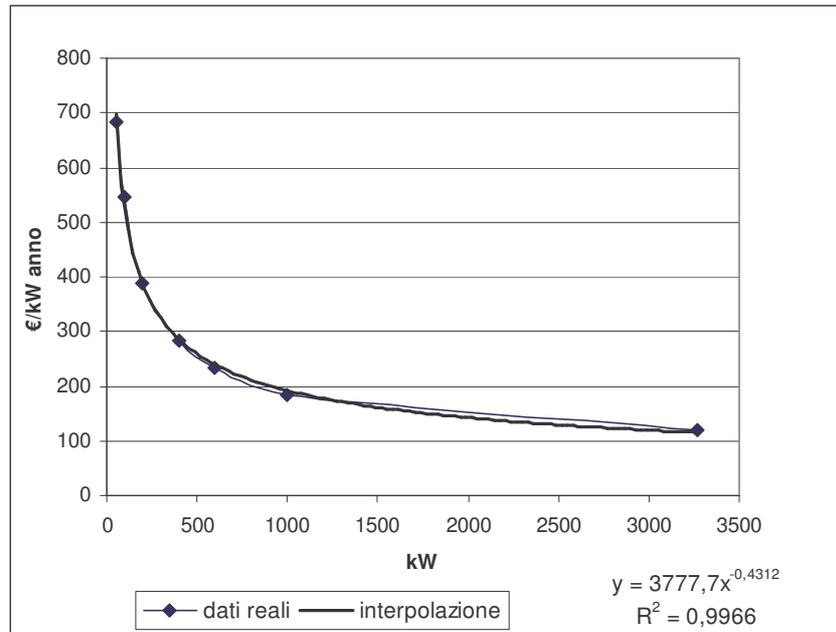


Figura 19: funzione di costo annuo di gestione e manutenzione per gli impianti mini idroelettrici ad alto salto

Per gli impianti a piccolo salto, la funzione di riferimento calcolata ed utilizzata nella stima è illustrata nella figura seguente.

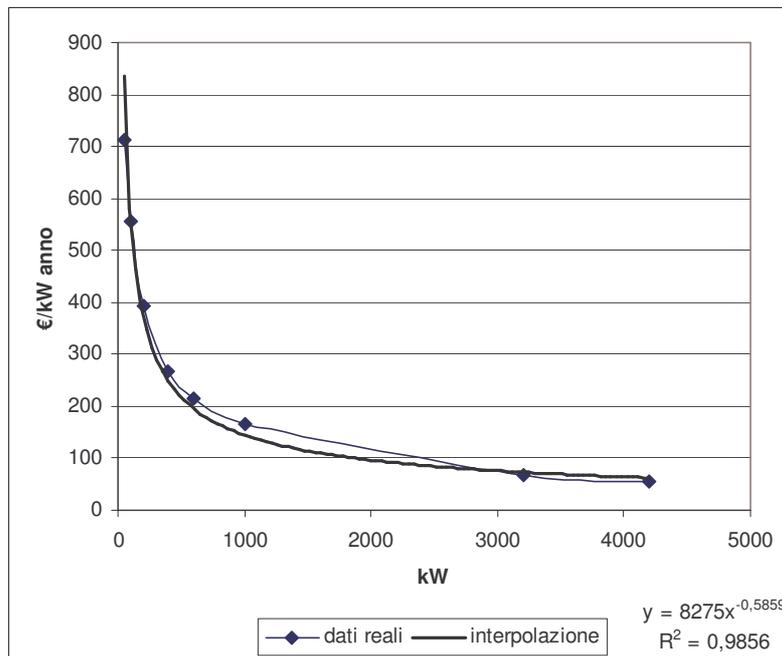


Figura 20: funzione di costo annuo di gestione e manutenzione per gli impianti mini idroelettrici a basso salto

### 7.3 Il costo del kWh prodotto da impianti ad alto salto di media potenza

Si è preso a riferimento il caso di un impianto al alto salto, tipico dei corsi d'acqua alpini, con potenza pari a 3270 kW, un costo di investimento di 2150 Euro/kW ed una durata di utilizzo della

potenza installata di 2400 ore l'anno. Si possono ipotizzare condizioni simili per impianti con maggior costo di investimento e maggior numero di ore di utilizzo della potenza. I costi annui di gestione sono fissati pari all'1,7 % del costo di investimento, la vita dell'impianto è supposta pari a 30 anni ed il valore residuo dell'impianto a tale data è ipotizzato pari al 30% del valore dell'investimento iniziale.

**Tabella 30: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia idroelettrica in impianto ad alto salto**

<b>Voce di costo</b>	<b>Unità di misura</b>	
Potenza installata	MW	3,27
Costi di investimento	€ / kW	2.150
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	2.400
Costi operativi annui	€ /kW	40
Costi operativi annui	% invest.	1,7
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Vita attesa	anni	30
Valore a fine vita	% invest.	30

I dati di costo ipotizzati comportano per l'impianto studiato i costi riportati in Tabella 31. Le condizioni di finanziamento sono quelle di Tabella 29, con un tasso medio pesato del 8,72%.

**Tabella 31: I dati relativi all'impianto idroelettrico ad alto salto studiato**

<b>Voce di costo</b>	<b>Euro</b>
Costo di investimento totale	7.031.000
<i>Costi operativi annui</i>	<i>131.000</i>

Alla luce delle ipotesi fatte i costi dell'energia prodotta da tale categoria di impianti sono valutati come in Tabella 32.

**Tabella 32: Costo dell'energia prodotta dall'impianto idroelettrico ad alto salto studiato**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
Costo di investimento	8,88
Costi operativi	1,67
<b>Costo totale</b>	<b>10,5</b>

#### **7.4 Il costo del kWh prodotto da impianti a basso salto di piccola potenza**

Per questo tipo di impianti si ipotizza un impianto da 400 kW con costo di investimento di 4.120 €/kW ed una durata di utilizzo della portata di 4000 ore l'anno. Sono impianti solitamente posti in canali di zone pianeggianti, sui quali si è recentemente concentrato l'interesse degli sviluppatori, grazie alla disponibilità di salti che in passato non erano giudicati interessanti, mentre alle condizioni attuali possono rappresentare buone opportunità. Si considerano le stesse ipotesi sul tasso di sconto ed il capitale di debito illustrate per gli impianti ad alto salto, con tasso medio pesato del 8,72%.

Tabella 33: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia idroelettrica in piccolo impianto a basso salto

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	0,4
Costo investimento	€ / kW	4.120
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	4.000
Costi operativi annui	€ /kW	280
Costi operativi annui	% invest.	6,2
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Vita attesa	anni	30
Valore a fine vita	% invest.	30

Per tale tipo di impianto assume un peso notevolissimo il costo di gestione e manutenzione, che ripartisce i costi fissi di gestione su una piccolissima potenza, con un incidenza sul costo finale assai elevata.

Tabella 34: Costo dell'energia prodotta in un piccolo impianto a basso salto

Voce di costo	€/kWh
Costo di investimento	10,42
Costi operativi	7,0
<b>Costo totale</b>	<b>17,42</b>

## 7.5 Il costo del kWh prodotto da impianti a basso salto di media potenza

Ci si riferisce per tale categoria di impianto ad una potenza di 4.200 kW con un costo di investimento di 4500 €/kW ed una durata di utilizzo della portata di 4700 ore l'anno. Anche in questo caso si tratta di impianti solitamente posti in canali di zone pianeggianti. Si considerano le stesse ipotesi sul tasso di attualizzazione ed il capitale di debito illustrate per gli impianti di potenza inferiore ai 10 MW, con un WACC dell'8,72%.

Tabella 35: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia idroelettrica in impianto di media potenza a basso salto

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	4.200
Costo investimento	€ / kW	4.500
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	4.700
Costi operativi annui	€ /kW	80
Costi operativi annui	% invest.	1,8
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Vita attesa	anni	30
Valore a fine vita	% invest.	30

In questi impianti è preponderante il peso del costo di investimento, potendo distribuire i costi operativi su una quantità di energia molto maggiore. Anche il costo del kWh risulta così più contenuto rispetto agli impianti di minori dimensioni, come si evince da Tabella 36. E' significativa la riduzione dell'incidenza dei costi di gestione e manutenzione al crescere della taglia di impianto.

**Tabella 36: Costo dell'energia prodotta in impianto a basso salto di medie dimensioni**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
Costo di investimento	8,87
Costi operativi	1,7
<b>Costo totale</b>	<b>10,6</b>

## **7.6 Impianti a basso salto di potenza maggiore di 10 MW**

Si tratta di impianti realizzati nei corsi d'acqua di portata significativa, in cui si riesce a sfruttare salti di modeste dimensioni grazie alle portate d'acqua elevate. Non è facile oggi disporre di siti idonei a tali realizzazioni, ma la tecnologia mette oggi a disposizione soluzioni straordinarie in termini di efficienza d'impianto e di inserimento nell'ambiente, riuscendo a rendere fattibili impianti un tempo impensabili. Per questo tipo di impianti si ipotizza un costo di investimento di 2500 €/kW ed una durata di utilizzo della portata di 2900 ore l'anno. Si considerano delle ipotesi migliori rispetto ad altri casi idroelettrici sul tasso di debito, in questo caso pari al 5,2%, come mostrato in Tabella 29, grazie ad uno spread minore acquisibile in virtù della dimensione dell'investimento, che porta ad un tasso medio pesato dell'8,16%.

**Tabella 37: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia idroelettrica in impianto maggiore di 10 MW a basso salto**

<b>Voce di costo</b>	<b>Unità di misura</b>	
Potenza installata	MW	15
Costo investimento	€/kW	2.500
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	2.900
Costi operativi annui	€/kW	60
Costi operativi annui	% invest.	2,4
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	0
Vita attesa	anni	30
Valore a fine vita	% invest.	30

Nel caso in esame i valori riportati si traducono nelle seguenti voci di costo.

<b>Voce di costo</b>	<b>Euro</b>
Costo di investimento totale	37.500.000
<i>Costi operativi annui</i>	<i>900.000</i>

Il risultato del calcolo è riassunto in Tabella 38, ove si vede come i costi di investimento pesano per buona parte del costo del kWh generato.

**Tabella 38: Costo dell'energia prodotta da un impianto a basso salto di potenza pari a 15 MW**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
----------------------	--------------

Costo di investimento	7,55
Costo operativi	2,07
<b>Costo totale</b>	<b>9,6</b>

### **7.7 Criticità legate allo sviluppo degli impianti idroelettrici**

La variabilità dei costi di investimento nel caso dell'idroelettrico è particolarmente elevata per la tipologia strutturalmente diversa di ciascun impianto. È particolarmente difficile, dunque, proporre dei riferimenti di costo validi in generale. I dati disponibili in letteratura, con ampi intervalli di stima, testimoniano la difficoltà alla generalizzazione. I casi presentati coprono una buona parte delle tipologie impiantistiche italiane, con elevate differenze del costo dell'energia.

L'elemento critico per realizzare impianti di questo tipo, il cui potenziale non è affatto esaurito, è certamente la lunghezza e incertezza del processo autorizzativi, tuttora dipendente da un gran numero di soggetti, nonostante quanto tentato dal decreto 387/2003 in materia di autorizzazione unica. Certamente la possibilità di utilizzare queste risorse passa attraverso un miglioramento del processo autorizzativo in sede regionale, come anche per una disciplina delle convenzioni tra i comuni e gli investitori, che oggi sono oggetto di una trattativa che assume talvolta tratti poco trasparenti. Normare tali convenzioni toglierebbe parte dell'incertezza delle condizioni di investimento, a beneficio certo delle nuove iniziative.

### **7.8 Analisi di sensibilità sul costo dell'energia prodotta dagli impianti idroelettrici**

Si è detto come la variabilità del costo dell'energia prodotta dagli impianti idroelettrici sia elevatissima, a motivo della specificità dei siti in cui si realizzano, della diversità della tecnologia e delle dimensioni di impianto e delle caratteristiche della portata d'acqua, che condiziona moltissimo l'effettivo funzionamento.

Si è pensato così di mostrare, per i quattro tipi di impianto considerati, la variazione del costo dell'energia in funzione del costo di investimento e del numero di ore di funzionamento alla potenza nominale, al fine di coprire la grande variabilità di condizioni operative di tali impianti.

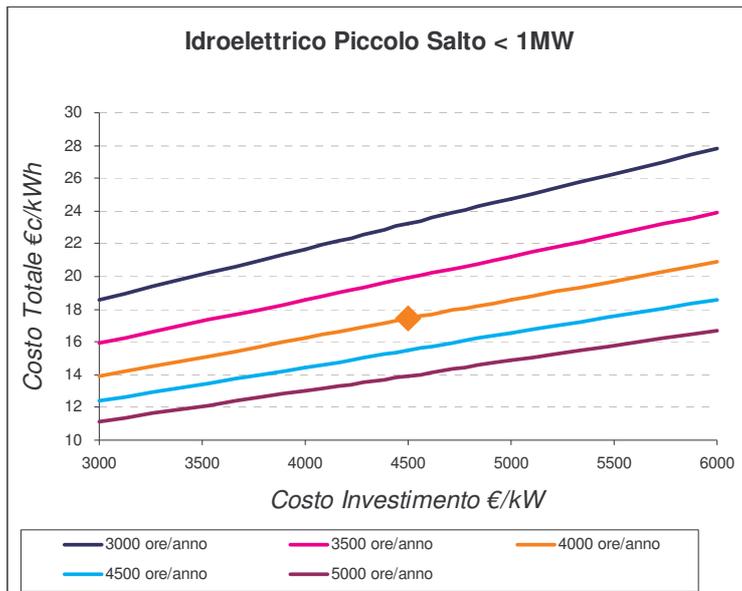


Figura 21: sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento e delle ore di utilizzo per gli impianti mini idroelettrici di piccola taglia a basso salto

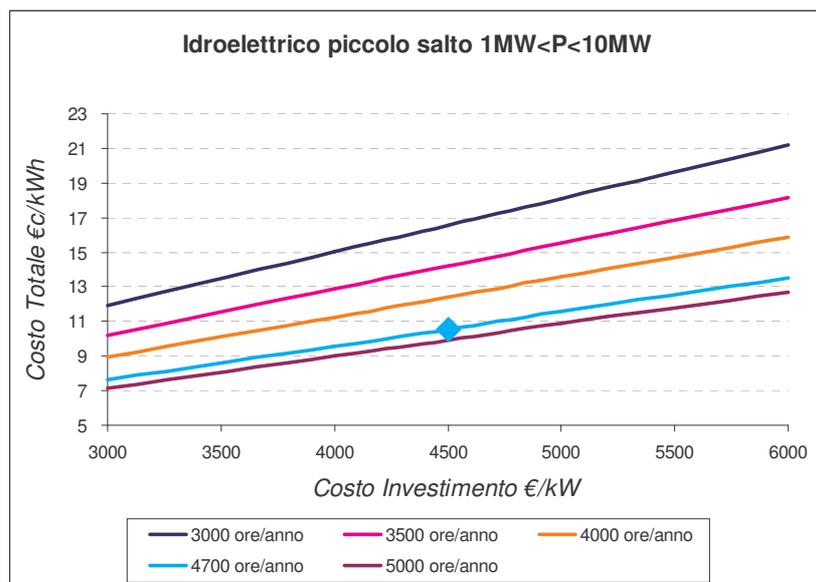


Figura 22: sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento e delle ore di utilizzo per gli impianti mini idroelettrici di media taglia a basso salto

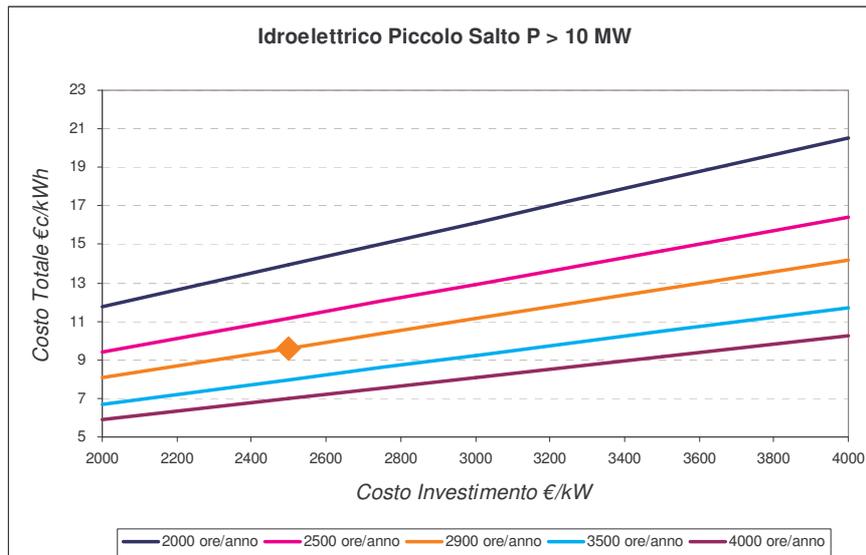


Figura 23: sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento e delle ore di utilizzo per i grandi impianti a basso salto

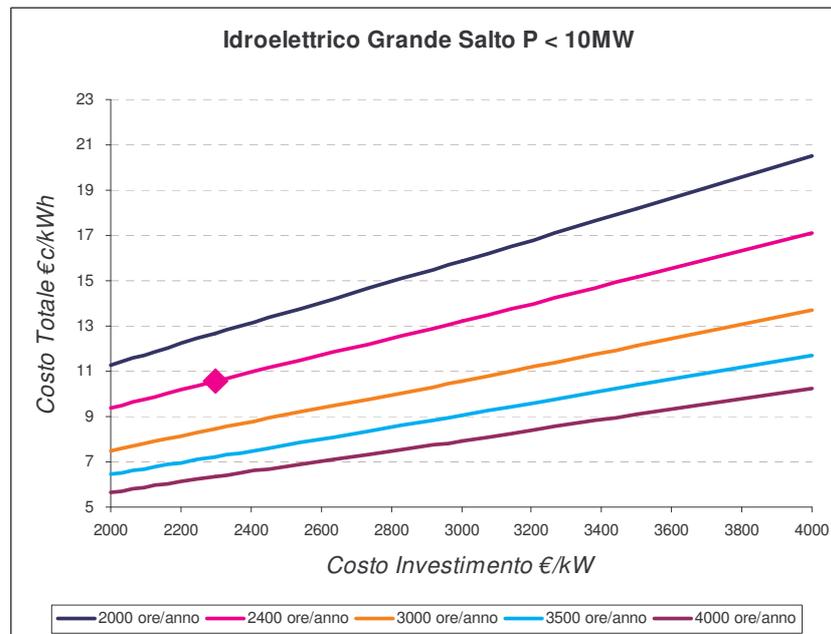


Figura 24: sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento e delle ore di utilizzo per impianti mini idroelettrici di media taglia a alto salto

## 8 ENERGIA FOTOVOLTAICA

La produzione di energia elettrica tramite l'uso di pannelli fotovoltaici sta incontrando una fase di forte sviluppo grazie alla definizione di un nuovo meccanismo di sostegno in conto energia varato con il decreto 19 febbraio 2007, che potrebbe portare a realizzazioni significative in tempi contenuti.

Gli esempi della Germania e della Spagna, che hanno realizzato dei parchi di generazione di tutto rispetto nell'arco di pochi anni fanno intuire le potenzialità di questa fonte in Europa. Con l'adozione di un meccanismo di sostegno basato sui prezzi di acquisto e l'acquisto da parte della rete a prezzi incentivati, è facile prevedere una crescita considerevole delle installazioni nel prossimo futuro.

### 8.1 Caratteristiche degli impianti

La tecnologia valutata in questa relazione si riferisce a due tipologie di investimento distinte:

- l'utilizzo di pannelli fotovoltaici di piccola taglia integrati in edilizia, con una potenza installata pari a 3 kW.
- Un impianto da 300 kW in una struttura aziendale.

Inoltre, in Italia, passando dal Nord al Sud, esistono differenze cospicue di insolazione che incidono fortemente sulla redditività dell'investimento. Si considera in questo studio un valore di produzione netta media di 1300 kWh/kW per anno, propria dell'Italia centrale.

Il modulo fotovoltaico che viene utilizzato per il calcolo è al silicio monocristallino con efficienza di modulo del 15%, che rappresenta una soluzione medio alta della gamma dei pannelli solari disponibili sul mercato, rappresentativa di quanto oggi offerto in commercio. Esistono soluzioni più economiche, che però lasciano qualche incertezza sull'effettivo mantenimento delle prestazioni nell'intera durata di vita dell'impianto.

Gli impianti fotovoltaici sono decisamente semplici in termini di componenti, con buona parte dei costi raggruppati in pochi elementi: moduli, inverter, sostegni e cablaggi. La ripartizione tra i componenti dei costi totali di un impianto commerciale di taglia superiore ai 10 kW è approssimativamente del 70% per i moduli, 10% per gli inverter, 10% per le installazioni e 10% per cablaggi ed altri componenti. La dinamica temporale dei costi è in costante diminuzione, anche se i prezzi non seguono lo stesso trend a motivo dell'attuale eccesso di domanda rispetto all'offerta, con beneficio per i fornitori di tecnologia che in questi anni godono di una rendita in alcuni casi significativa.

Un elemento di incertezza che oggi sembra preoccupare gli operatori del settore è la scarsità di silicio, che si verifica per la forte crescita della domanda di impianti in Giappone, Germania e Spagna soprattutto, che ha saturato la disponibilità di materia prima sul mercato ed impone di pensare per il futuro a nuovi canali di produzione del silicio. L'effetto di lungo periodo di questo cambiamento nel processo produttivo non dovrebbe essere significativo, ma nel breve termine può rappresentare un fattore importante di rialzo dei costi.

Il costo dei moduli sul mercato italiano per il silicio cristallino è oggi dell'ordine dei 3 – 4 €/W, in funzione della quantità acquistata e della loro efficienza. Per quanto riguarda i pannelli il costo dipende molto dal tipo di materiale (silicio monocristallino, policristallino, amorfo), che porta a prestazioni diverse. Ad esempio, la tecnologia migliore per assorbire la luce diffusa è il silicio amorfo, che ha un'efficienza relativamente bassa e richiede spazio all'incirca doppio rispetto al silicio cristallino, a parità di potenza estratta. La riduzione di costo è dell'ordine del 15 – 20% per quanto riguarda i moduli, ma il costo della struttura di sostegno è grosso modo doppio.

Vi sono delle aspettative di riduzione dei costi derivanti dallo sviluppo del film sottile, che sembra dare buone prospettive. Con questa tecnologia ci si attende moduli con rendimenti leggermente più bassi, ma costi inferiori di un 20 – 30% nell'arco di 2 – 5 anni.

Un aspetto interessante è la lunghezza crescente della garanzia rilasciata dai fornitori dei pannelli, che si allunga man mano che i primi moduli FV raggiungono età più elevate. Oggi è uno standard ottenere 25 anni di garanzia sulle prestazioni del modulo (90% della potenza nominale fino al 12esimo anno, 80% dal 13esimo al 25esimo). La garanzia sulla lavorazione e la sigillatura del modulo, tuttavia, è solitamente limitata a 2 anni. Le prestazioni garantite sono comunque minimali e molti fornitori scommettono su prestazioni migliori. Le garanzie, inoltre, sono spesso ingannevoli perché la riduzione di efficienza deve essere misurata dai laboratori del fornitore, non da un laboratorio terzo accreditato.

Oltre ai pannelli, come si è detto, gli inverter rappresentano una voce rilevante del costo complessivo. Fino a qualche tempo fa, anzi, gli inverter per il FV rappresentavano un prodotto piuttosto raro e decisamente costoso, con prezzi molto più alti di quelli di inverter equivalenti per usi industriali. Ciò era dovuto essenzialmente alla bassa domanda, che faceva sì che la produzione per il FV fosse fatta su scala praticamente artigianale. Oggi, grazie alla forte standardizzazione seguita agli investimenti fatti in Europa, sono disponibili inverter con ottime prestazioni ed affidabilità a prezzi un tempo impossibili, dell'ordine dei 600 €/kW su taglie piccole, 400 €/kW per componenti dell'ordine dei 100 kW e oltre. Inoltre, le case di produzione degli inverter si stanno attrezzando per fornire garanzie ventennali sul prodotto.

## 8.2 Costo del kWh prodotto da impianti fotovoltaici per usi domestici

L'impianto fotovoltaico di uso domestico utilizzato per il nostro calcolo è di 3 kW di potenza nominale, e copre una superficie di circa 20 m<sup>2</sup>, con inclinazione fissa di 33 gradi rispetto all'orizzonte. In funzione degli indici di insolazione per le diverse zone d'Italia che vedono dei costi di investimento molto simili (dell'ordine dei 6500 €/kW installato), si trovano dei costi dell'energia prodotta significativamente diversi.

Si ipotizzano 1300 ore di insolazione all'anno e un investimento realizzato interamente con capitale di debito. In tal caso l'istituto finanziario richiede un'assicurazione obbligatoria per l'impianto il cui costo è stato considerato nei costi operativi annui. Vengono sostenuti ulteriormente costi periodici che sono in sostanza dovuti al cambio di inverter al 13esimo anno, pari a €1800 (costo per kW di 600 €). Si tratta di un'ipotesi cautelativa in quanto tali dispositivi possono avere una durata di vita maggiore qualora siano ottimamente dimensionati e protetti e i produttori di inverter cominciano a proporre garanzie ventennali sul prodotto. Si assume una vita utile dell'impianto pari a 20 anni.

Si riportano in Tabella 39 le principali ipotesi di calcolo.

**Tabella 39: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici di piccola scala**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	kW	3
Costi di investimento	€ 000/kW	6,5
Ore annue di insolazione	ore/anno	1300
Costi operativi e di assicurazione annui	€/kW	80
Costi operativi e di assicurazione annui	% invest.	1,23%
Anno ipotizzato per sostituzione inverter	anno	13
Costo unitario inverter	€/kW	600
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Rendimento impianto	%	15%
Vita attesa	anni	20

Valore a fine vita	% invest.	0
--------------------	-----------	---

Per l'impianto preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 40.

**Tabella 40: Costi di investimento e manutenzione e assicurazione**

<b>Voce di costo</b>	<b>Euro</b>
Costo di investimento totale	19.500
Costi operativi annui	239
Costo sostituzione inverter (ipotizzato al 13° anno)	1.800

Gli istituti finanziari stanno proponendo mutui chirografari per il finanziamento di questi impianti. Nel caso in esame sono state considerate le condizioni di finanziamento proposte da una banca di rilevanza nazionale attiva nel settore della promozione delle fonti rinnovabili.

**Tabella 41: parametri finanziari per l'investimento fotovoltaico**

<b>Parametri finanziari</b>	<b>Unità</b>	
Capitale di debito (100%)	€	19.500
Tasso di interesse	%	5,55
<b>Vita del progetto</b>	anni	20

L'energia elettrica prodotta ammonta a 3,9 MWh/anno.

**Tabella 42: Caso di riferimento: costo dell'energia prodotta**

<b>Voce di Costo</b>	<b>€c/kWh</b>
Costo di investimento	42,01
Costi operativi	8,05
<b>Costo totale</b>	<b>50,06</b>

Alla luce delle ipotesi illustrate il costo di produzione da un impianto fotovoltaico per utilizzo domestico risulta dell'ordine di **50,06 c€/kWh**.

### **8.3 Costo del kWh prodotto da impianti fotovoltaici per usi commerciali**

Quando l'investimento sia condotto da soggetti commerciali spesso la taglia è maggiore e si possono conseguire delle economie di scala, soprattutto nella fase di installazione. Si riportano di seguito i risultati ottenuti per un impianto da 300 kW. Tutte le ipotesi di producibilità ed efficienza dell'impianto rimangono le stesse del caso domestico, mentre i costi si riducono come riportato nella tabella seguente.

La quota di capitale di debito è ancora pari al 100% dell'investimento, con un tasso del 5,2%. Si considera che l'inverter venga sostituito dopo 13 anni, con un costo pari a €120.000 (€400/kW). Si tratta di un'ipotesi cautelativa in quanto tali dispositivi possono avere una durata di vita maggiore qualora siano correttamente dimensionati e protetti; inoltre, in caso di installazione di più inverter indipendenti, la sostituzione può riguardare solo alcuni di essi e in momenti differiti nel tempo. Infine, si deve considerare che alcuni produttori di inverter oggi forniscono 20 anni di garanzia sul prodotto. Si riportano in Tabella 43 le principali ipotesi di valutazione del costo.

**Tabella 43: Ipotesi per il calcolo del costo dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici di grande dimensione**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	0,300
Costi di investimento	€ 000/MW	5800
Ore annue di insolazione	ore/anno	1300
Costi operativi e di assicurazione annui	€ 000/MW	46
Costi operativi e di assicurazione annui	% invest.	0,8%
Anno ipotizzato per sostituzione inverter	anno	0
Costo unitario inverter	€/kW	400
Incremento annuo dei costi operativi	%	0
Rendimento impianto	%	15%
Vita attesa	anni	20
Valore a fine vita	% invest.	0

Per l'impianto preso a riferimento i dati illustrati si concretizzano nei costi riportati in Tabella 44.

**Tabella 44: Costi di investimento e di manutenzione e assicurazione**

Voce di costo	Euro
Costo di investimento totale	1.740.000
Costi operativi annui	13.920
Costo sostituzione inverter (ipotizzato al 13° anno)	120.000

Si ipotizza che l'impianto venga interamente finanziato con capitale di debito al 100% e un tasso del 5,2%. L'energia elettrica prodotta ammonta a 390 MWh/anno.

**Tabella 45: Caso di riferimento fotovoltaico: costo dell'energia prodotta**

Voce di Costo	€/kWh
Costo di investimento	36,41
Costi operativi	4,63
<b>Costo totale</b>	<b>41,0</b>

Alla luce delle ipotesi illustrate il costo di produzione da un impianto fotovoltaico di dimensioni commerciali risulta dell'ordine di **41 c€/kWh**.

#### **8.4 Criticità legate allo sviluppo degli impianti fotovoltaici**

L'insolazione rimane il parametri critico per la riduzione del costo dell'energia fotovoltaica prodotta, che è dunque funzione della latitudine del sito di installazione. Per gli impianti fotovoltaici i costi di investimento dipendono fortemente dal layout dell'impianto. I costi di O&M variano nella letteratura tra lo 0,8% e il 3% del costo di investimento. Un fattore importante dei costi di manutenzione è la vita dell'impianto. In genere, gli inverter hanno una vita più breve dei pannelli e in conseguenza devono essere sostituiti prima della fine di vita dell'impianto stesso. Nel caso in cui per esempio l'inverter venga cambiato due volte lungo la vita del progetto, i costi O&M possono aumentare notevolmente fino al 20% del costo d'investimento. Tuttavia i produttori di inverter stanno offrendo garanzie ventennali sul prodotto. Inoltre, in caso di installazione di più convertitori indipendenti operanti sulle diverse fasi, la sostituzione può riguardare solo alcuni di essi e in momenti differiti nel tempo.

Con la diffusione delle celle FV, vengono offerti contratti più specifici per l'O&M, i cui costi si spera possano essere contenuti nel prossimo futuro, quando il numero di impianti esistenti consentirà di ammortizzare meglio i costi fissi della struttura di assistenza sul territorio.

### 8.5 Analisi di sensibilità

I parametri con cui il costo di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici varia più fortemente sono:

- Numero di ore di insolazione,
- Costi di investimento,
- Tasso di interesse sul debito.

Di seguito si mostra il variare del costo dell'energia elettrica prodotta in funzione di tali parametri per gli impianti studiati.

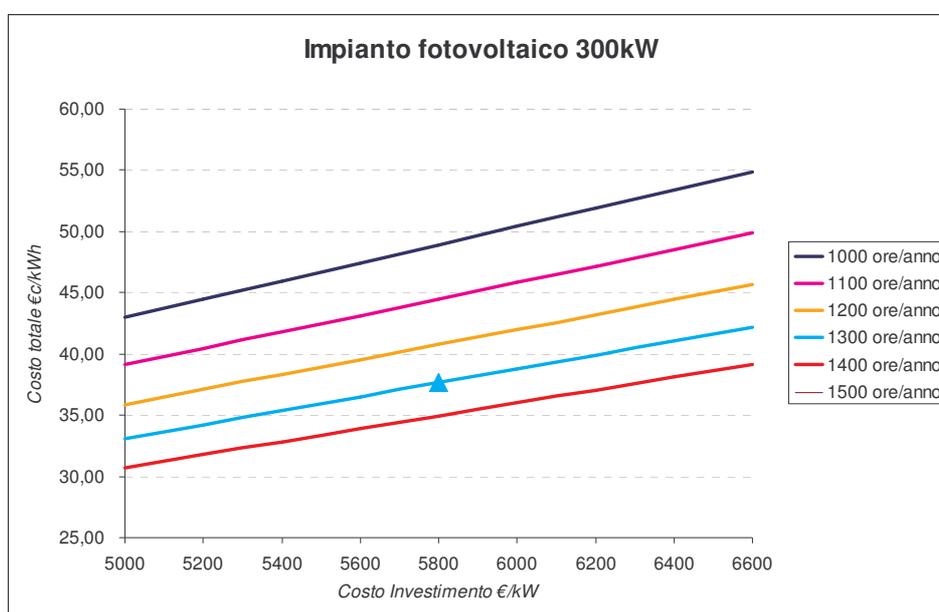


Figura 25: Sensibilità del costo dell'energia fotovoltaica al variare del costo di investimento e delle ore di insolazione

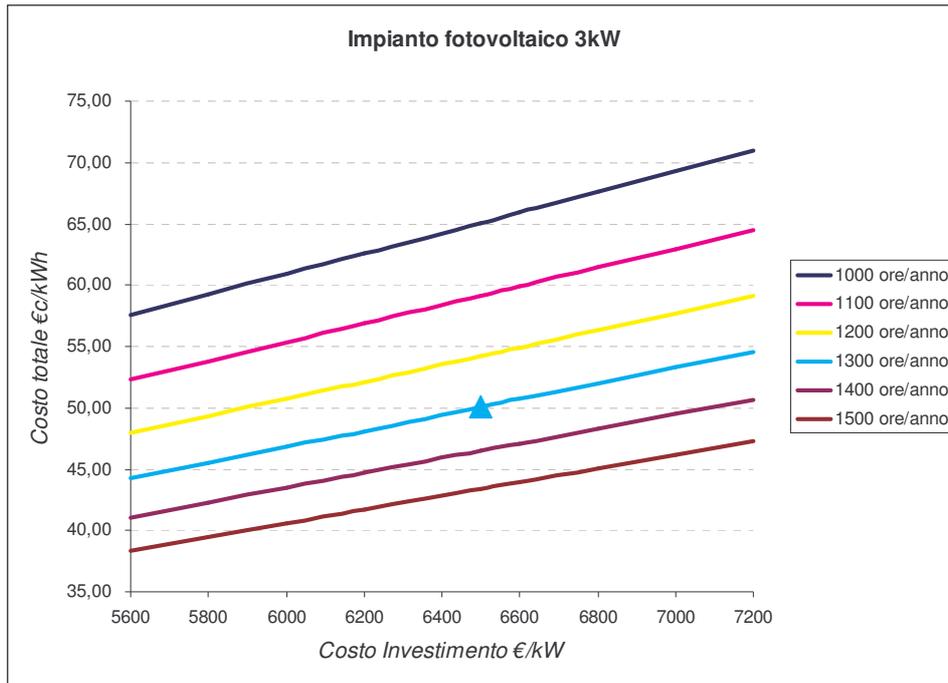


Figura 26: : Sensibilità del costo totale al variare del costo di investimento e delle ore di insolazione

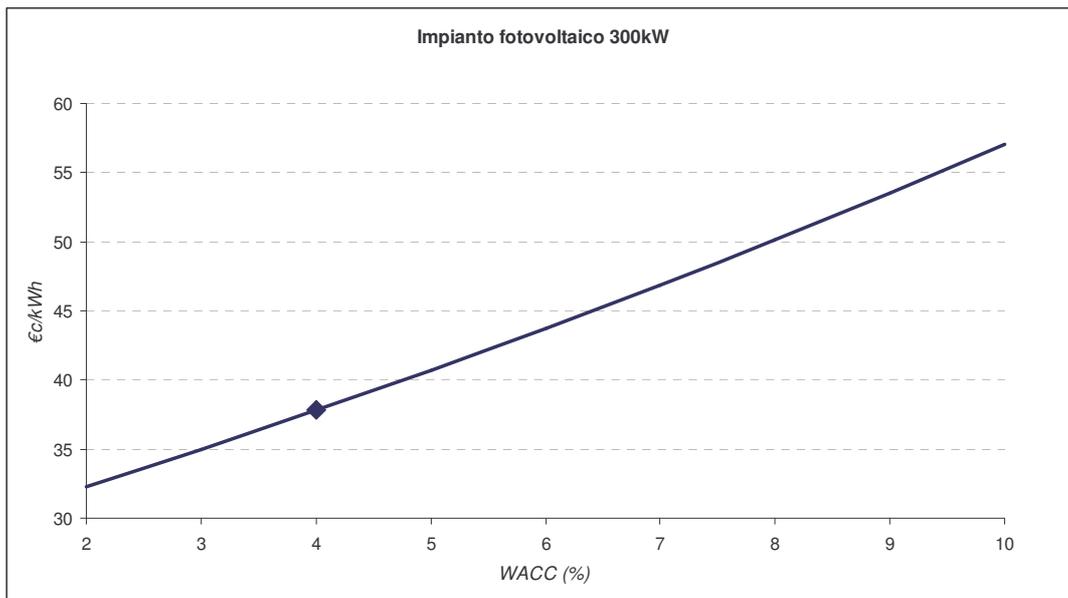


Figura 27: sensibilità del costo del kWh al variare del tasso di attualizzazione dell'investimento

## 9 IMPIANTI ALIMENTATI A BIOGAS DA DIGESTIONE ANAEROBICA

Il “biogas” è una miscela di vari tipi di gas che si ottiene dalla naturale fermentazione batterica di sostanze organiche in assenza di ossigeno. Il biogas può avere diverse origini: da discarica, dalla frazione organica dei rifiuti (in genere con umidità superiore al 50-60%), da impianti di depurazione di acque reflue e dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici e agricoli.

Il processo di decomposizione porta alla produzione di idrogeno molecolare, metano (grazie alla metanizzazione dei composti organici) ed anidride carbonica; tuttavia nel processo di produzione di biogas il bilancio di emissione e consumo di CO<sub>2</sub> è considerato praticamente nullo.

Nonostante avvenga anche spontaneamente, la digestione anaerobica richiede un ambiente povero di ossigeno ed una percentuale di umidità inferiore al 50%. Affinché il processo abbia luogo è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi, in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo il metano. Il vantaggio di questo processo è che la materia organica complessa viene convertita in metano e anidride carbonica e quindi porta alla produzione finale di una fonte rinnovabile di energia, sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico. Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

- *digestione a umido, quando il substrato ha un contenuto di sostanza secca  $\leq 10\%$ ;*
- *digestione a secco, quando il substrato avviato a digestione ha un contenuto di sostanza secca  $\geq 20\%$ .*

Processi con valori di secco intermedi vengono in genere definiti processi a semisecco.

A livello di processo tecnologico, la produzione di biogas in impianti di dimensioni industriali è del tipo continuo con digestione anaerobica e può essere mesofila o termofila, a seconda della temperatura di processo, differenziandosi nei costi e nei livelli di efficienza.

Tale tipologia di impianto, assai diffusa in altri paesi europei, sta trovando attenzione in Italia grazie all'elevato potenziale in corrispondenza degli allevamenti zootecnici e della possibilità di trasformare i reflui di diverse attività legate ad attività agricole e di depurazione in sostanze secche più facilmente gestibili.

Il materiale organico in ingresso ad un impianto può essere vario, sia scarti animali che prodotti vegetali, ma gli impianti richiedono una certa costanza nella carica per la non facile gestione del processo di digestione, influenzato dal grado di umidità e dalle caratteristiche chimico fisiche della sostanza organica in ingresso.

Il biogas prodotto nei gassificatori viene impiegato in motori a combustione interna accoppiati a generatori, con una tecnologia ben conosciuta e consolidata. È certamente conveniente, sotto il profilo energetico ed economico, utilizzare il biogas in impianti di tipo cogenerativo, in cui la valorizzazione del calore consente risultati ed efficienza migliori. Tuttavia, in questo studio si analizza il caso della sola produzione elettrica.

Un aspetto da tenere in considerazione nella valutazione della fattibilità degli impianti è l'utilizzo del digestato, vale a dire il residuo solido del processo di produzione del biogas. Si tratta di un prodotto con alto contenuto azotato, stabile, che può trovare impiego in agricoltura come fertilizzante, di buona qualità in quanto solido, ma che richiede comunque superfici adeguate per il rispetto delle norme relative all'impiego dei nitrati.

Nel caso dell'esempio dell'impianto da 500 kW per l'utilizzazione agronomica del digestato è necessario disporre di circa 125 ettari di superficie agraria (anche se la normativa è in corso di rivisitazione).

### 9.1 Le caratteristiche degli impianti

Pur potendosi avere caratteristiche di impianto piuttosto diverse, gli investimenti in corso in Italia trovano una certa convergenza in impianti di taglia compresa tra 400 – 500 kW e un paio di MW

elettrici; impianti di taglia minore non sembrano essere economicamente convenienti, mentre impianti di potenza maggiore sono complessi da realizzare per la difficoltà, salvo casi particolari, di acquisire materiale sufficiente per il funzionamento dell'impianto. Per la combustione del biogas da digestione anaerobica si è analizzata dunque una taglia di impianto di 500 kW, ritenuta rappresentativa dell'impianto medio oggi realizzato.

Si è ipotizzato che l'impianto di riferimento sia alimentato a biomassa vegetale, nello specifico silomais, che oggi trova una certa attenzione da parte di chi promuove questo tipo di impianti, ed abbia un rendimento di conversione in energia elettrica del gas prodotto del 40%. Il potere calorifico del silomais di 4,2 GJ/t, il funzionamento dell'impianto per 7000 ore l'anno comporta un utilizzo di circa 7500 t di silomais, corrispondenti a circa 26 t/giorno ed una produzione elettrica di 1160 kWh per tonnellata in ingresso al digestore.

**Tabella 46: Ipotesi di riferimento per il calcolo del costo dell'energia elettrica dal biogas da digestione anaerobica**

Voce di costo	Unità di misura	
Potenza installata	MW	0,5
Costi di investimento	€ 000/ MW	3.000
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	7.000
Costi operativi annui	€ 000/MW	140
Costi operativi annui	% invest.	4,7
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,2
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	4
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	10
Costo combustibile	€/t	25
Rendimento impianto	$\eta$	40%
Potere calorifico combustibile	kcal/kg	1000
Vita attesa	anni	10
Valore a fine vita	% invest.	0,0

Il prezzo del silomais è stato posto a 25 €/t, secondo i dati raccolti dagli operatori. Negli impianti alimentati con scarti zootecnici ed alimentari il costo del combustibile può variare in modo significativo. Qui si è fatta l'ipotesi di utilizzare una materia prima con un valore commerciale. I costi di gestione sono ipotizzati crescenti a partire dal quarto anno, tenendo conto delle complessità che possono emergere nella gestione del di gestore. Le condizioni di finanziamento sono riassunte in Tabella 47.

**Tabella 47: condizioni di finanziamento per gli impianti a biogas da digestore**

Tasso debito	6,05%
Tasso remunerazione capitale proprio	20%
Quota debito	75%
Quota capitale proprio	25%
<b>WACC</b>	<b>9,5%</b>

Nel caso dell'impianto studiato i costi di investimento e gestione sono quelli riassunti in Tabella 48.

**Tabella 48: Caso base: costi di investimento, O&M e di acquisto della combustibile**

Voce di costo	Euro
Costo di investimento totale	1.500.000
<i>Costi operativi annui</i>	
O&M	70.000

Combustibile	188.125
<b>Totale costi operativi</b>	<b>258.125</b>

Per questa tecnologia il costo complessivo dell'energia elettrica prodotta è composto di tre fattori significativi: costi di investimento, costi di O&M e costi del combustibile. In Tabella 49 sono ricapitolate le voci di costo stimate nelle ipotesi illustrate.

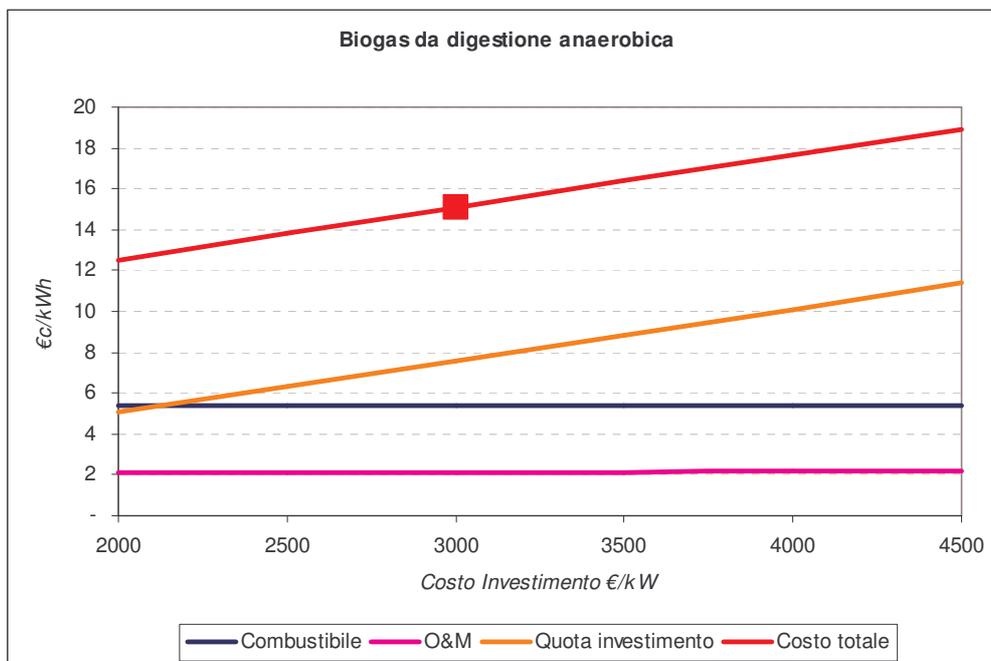
**Tabella 49: Valutazione del costo dell'energia elettrica dal biogas da digestione anaerobica**

Voce di Costo	€/kWh
Costo di investimento	6,84
Costi operativi	2,1
Costo combustibile	5,38
<b>Costo totale</b>	<b>14,35</b>

Alla luce dei dati riportati, si può stimare il costo dell'energia elettrica da biogas da digestione anaerobica di biomassa (silomais), comprensivo di costi di investimento e di combustibile in circa **14,3 c€/kWh**.

## 9.2 Analisi di sensibilità

Si è ritenuto interessante valutare la sensibilità del costo del kWh ai costi di investimento ed al costo del silomais utilizzato, che rappresenta la voce di costo più volatile. Non cambia la sostanza della valutazione quando al silomais sia sostituito un altro combustibile, il cui prezzo per unità di energia sia lo stesso.



**Figura 28: sensibilità del costo del kWh al variare del costo di investimento negli impianti di combustione del biogas da digestione anaerobica**

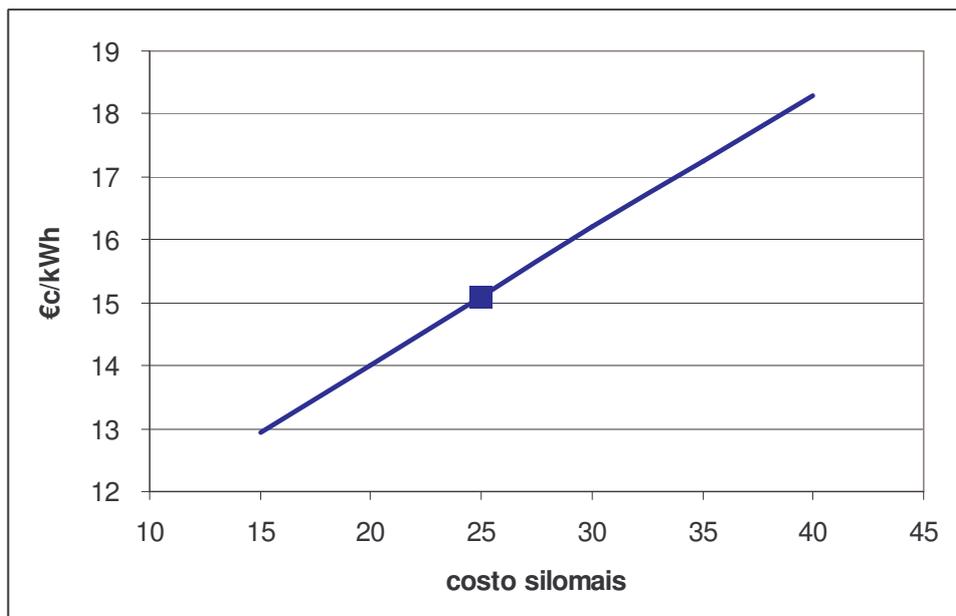


Figura 29: sensibilità del costo del kWh al variare del costo del biogas immesso nel digestore

## 10 IMPIANTI ALIMENTATI A BIOGAS DA DISCARICA

### 10.1 Tipologie di impianto

Una seconda tipologia di impianti alimentati a biogas di interesse negli investimenti in Italia è quella associata alle discariche per il conferimento di rifiuti, la cui decomposizione in ambiente povero di ossigeno produce un biogas ricco di metano, interessante ai fini della combustione. Il processo avviene naturalmente con modalità abbastanza ben prevedibili, come mostrato nel grafico di Figura 30, che mostra la produzione attesa in un impianto di conferimento nel tempo. La produzione di biogas inizia dopo alcuni mesi dall'inizio del conferimento, in funzione del grado di umidità e della quota di materiale organico e si protrae per un certo numero di anni anche dopo la chiusura della discarica, con un andamento a campana piuttosto caratteristico.

La grande variabilità delle portate di gas nel tempo suggeriscono di utilizzarlo con una serie di motori funzionanti in parallelo, al fine di poter adeguare la capacità dell'impianto alla effettiva produzione del gas. Alcuni operatori, che hanno in gestione diversi impianti, sfruttano la possibilità di spostare i gruppi motore ed alternatore tra di essi, in funzione dell'effettiva produzione di biogas, riuscendo ad ammortizzare l'investimento anche quando l'uso nel singolo impianto è limitato a pochi anni.

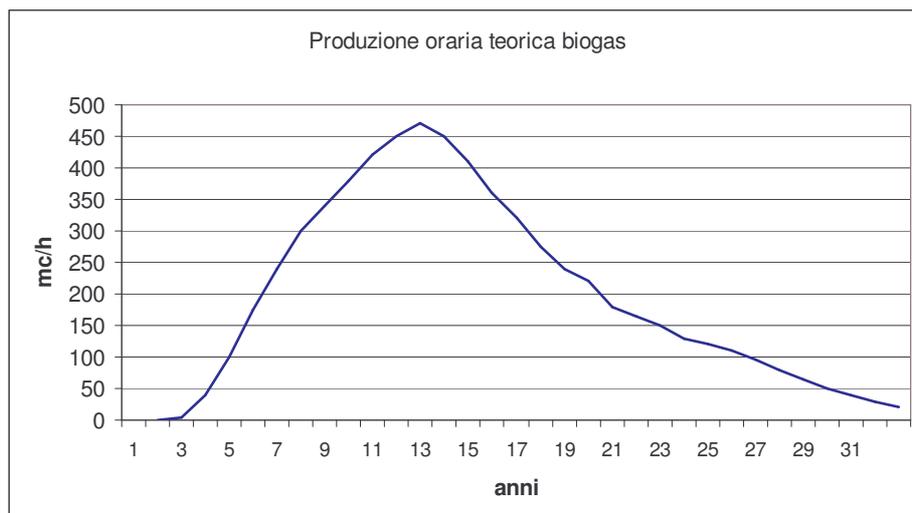


Figura 30: andamento della produzione di biogas in una discarica di rifiuti

Lo sfruttamento del biogas prodotto dalle discariche rappresenta una significativa opportunità energetica e ambientale. Considerando che il biogas viene mediamente prodotto nella misura teorica di 200 m<sup>3</sup>/t di rifiuto e che il processo si compie in circa 20 anni, velocemente all'inizio e lentamente alla fine, la potenzialità teorica complessiva lorda di tutte le discariche italiane sfiorerebbe i 1000 MW termici, molto prossimi a quanto attualmente installato.

In realtà solo una frazione di questa, valutabile in circa il 30%, può essere utilizzata per fini energetici sia per le inevitabili dispersioni di biogas che per la non economicità ad estrarre biogas per fini energetici nei periodi finali.

Da 1 t di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata, con un potere calorico inferiore di 2200 kcal/kg, si possono ottenere 120 m<sup>3</sup> di biogas con potere calorifico di 4000 kcal/m<sup>3</sup>.

La normativa ambientale impone oggi di captare il biogas prodotto e di non rilasciarlo in atmosfera, soprattutto per l'elevato contributo del metano all'effetto serra, ma anche per la pericolosità che eventuali accumuli di gas possono rappresentare e per lo sgradevole odore. Tutte le discariche devono essere equipaggiate per la captazione del biogas, potendo scegliere se utilizzarlo a fini energetici o semplicemente bruciarlo in una torcia.

Per l'uso nei motori il gas deve essere filtrato dei componenti acidi e in alcuni casi deumidificato, al fine di non aggredire i componenti meccanici con cui viene in contatto.

Nell'analisi si è considerata una taglia di impianto di 500 kW, rappresentativa dell'impianto medio oggi utilizzato. Le portate di gas sono solitamente tali da non consentire grandi dimensioni di impianto.

## **10.2 Il costo del kWh prodotto in impianti alimentati a biogas da discarica**

Al fine della valutazione dei costi di produzione dell'energia elettrica da biogas la discarica presenta un elemento esistente il cui costo è imputabile allo smaltimento dei rifiuti e non alla produzione di energia elettrica. La captazione del biogas è un obbligo connesso con la gestione corretta del conferimento dei rifiuti. Per tale ragione si ritiene corretto ipotizzare che il biogas che si forma durante la vita della discarica abbia costo nullo per l'uso a fini energetici. È vero che vi sono una serie di accorgimenti nella rete di captazione che sono addizionali rispetto agli investimenti richiesti dal semplice smaltimento del biogas, che è corretto imputare alla produzione elettrica. Ci si riferisce agli interventi di pulizia del gas e al controllo più spinto sulla rete di captazione che sono da imputare alla filiera elettrica invece che dello smaltimento.

Per questa tecnologia il costo complessivo dell'energia elettrica prodotta è suddiviso in due componenti distinte: una relativa ai costi di investimento e una per i costi di O&M. Il costo del biogas che si forma durante la vita della discarica ha costo nullo in quanto la discarica, e la captazione obbligatoria del biogas, presentano un elemento esistente il cui costo è imputabile allo smaltimento dei rifiuti e non alla produzione di energia elettrica.

Le ipotesi fatte ai fini di calcolare il costo di produzione di energia elettrica da biogas da discarica si basano su interviste con operatori del settore e sulla letteratura esistente in materia.

Il funzionamento di riferimento per un impianto a biogas è di 7000 ore, con una efficienza di conversione del 40%, che pur non influisce nel costo dell'energia quando si ipotizzi un costo nullo del combustibile, e potenza nominale di 500 kW. Dal momento che molti impianti che utilizzano biogas da discarica sono gestiti direttamente o per conto di imprese che operano in concessione per la pubblica amministrazione, le ipotesi di costo del capitale sono state riferite alle condizioni proprie di un'entità pubblica. Si è quindi ipotizzato che l'impianto venga realizzato con un 25% di capitale proprio e 75% di capitale di debito, con tasso di remunerazione atteso sul capitale proprio del 10%.

**Tabella 50: condizioni di finanziamento per gli impianti a biogas da discarica**

Tasso debito	6,05%
Tasso remunerazione capitale proprio	10%
Quota debito	75%
Quota capitale proprio	25%
<b>WACC</b>	<b>7,0%</b>

I costi operativi sono stati valutati in modo tale da tenere conto dei costi di gestione della rete di captazione imputabili alla produzione energetica; inoltre, per questa tipologia di impianti si è stimato un aumento dello 0,2% dei costi di O&M a partire dal quarto anno.

**Tabella 51: Ipotesi di riferimento per il calcolo del costo dell'energia elettrica dal biogas da discarica**

<b>Voce di costo</b>	<b>Unità di misura</b>	
Potenza installata	MW	0,5
Costi di investimento	€ 000/ MW	1.800
Numero di ore annue di funzionamento	ore/anno	7.000
Costi operativi annui	€ 000/MW	150
Costi operativi annui	% invest.	8,3
Incremento annuo dei costi operativi	%	0,2
Anno di inizio dell'aumento dei costi operativi	anno	4
Anno di fine dell'aumento dei costi operativi	anno	10
Rendimento impianto	$\eta$	40%
Potere calorifico combustibile	kcal/m <sup>3</sup>	4.000
Vita attesa	anni	10
Valore a fine vita	% invest.	0,0

Alla luce delle ipotesi riportate, il caso di studio comporta i costi riassunti in **Tabella 52**, comprensivi dell'investimento iniziale e della gestione e manutenzione della parte di impianto imputabile alla produzione di energia elettrica.

**Tabella 52: Costi di investimento e gestione dell'impianto a biogas da discarica studiato**

<b>Voce di costo</b>	<b>Euro</b>
Costo di investimento totale	900.000
<i>Costi operativi annui</i>	75.000

**Tabella 53: Costo dell'energia prodotta in impianti a biogas da discarica (€/kWh)**

<b>Voce di costo</b>	<b>€/kWh</b>
Costo di investimento	3,7
Costi operativi	2,2
<b>Costo totale</b>	<b>5,9</b>

Si stima il costo dell'energia elettrica da biogas da discarica, comprensivo di costi di investimento e di manutenzione in circa **5,9 c€/kWh**, nelle ipotesi di base illustrate.

### **10.3 Analisi di sensibilità**

Si è ipotizzato che il costo del biogas utilizzato sia nullo, dal momento che questo deve essere captato per la corretta gestione dei rifiuti, pur tenendo conto di extra costi nella gestione dell'impianto. Tuttavia, è possibile ipotizzare che il biogas venga pagato al proprietario della discarica qualora il prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta lo consenta. In Figura 31 si può apprezzare la variazione del costo del kWh al variare del costo di investimento ed anche l'effetto dell'introduzione di una componente di costo per l'acquisto del biogas.

Vi sono diversi modi per valorizzare il biogas; se ne ipotizzano due che riassumono i casi possibili:

1. valorizzato al prezzo per unità di energia pagato per il metano dalle centrali termoelettriche (0,25 €/m<sup>3</sup>),

2. valorizzato al prezzo per unità di energia del gas negli usi finali, ipotizzando un possibile impiego alternativo del biogas nella rete di distribuzione, come costo opportunità, (0,6 €/m<sup>3</sup>).

L'incidenza del costo del biogas nelle due ipotesi fatte ammonta a 6,5 €/kWh nel primo caso e 15,6 €/kWh nel secondo, consapevoli che ogni valore intermedio può teoricamente essere possibile in base a differenti criteri di valorizzazione.

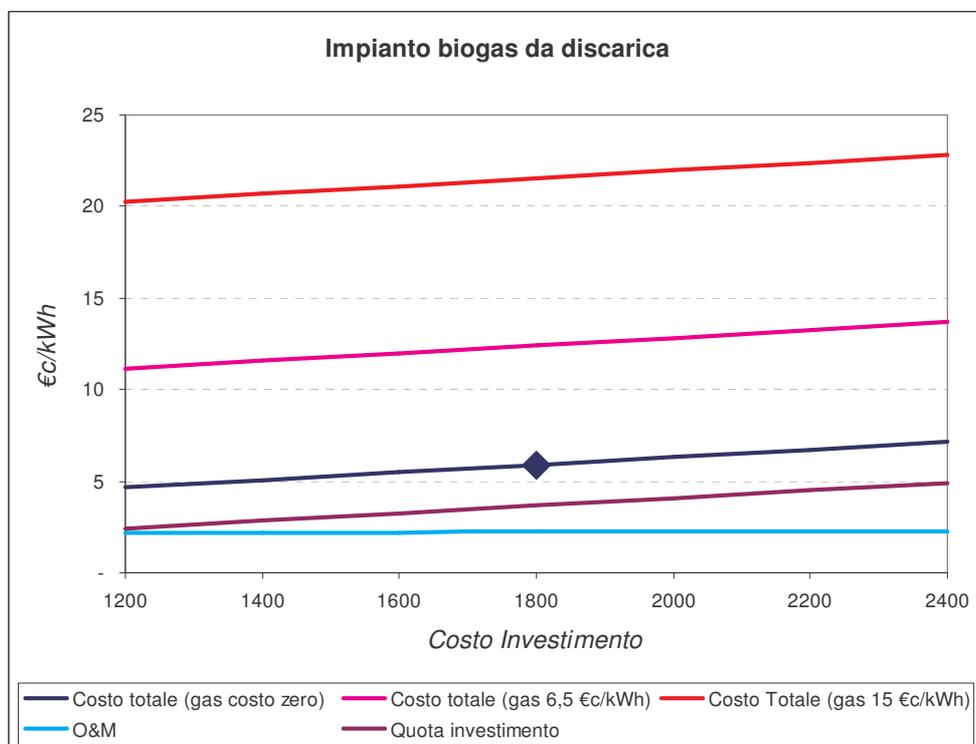


Figura 31: analisi di sensibilità del costo di generazione elettrica negli impianti alimentati a biogas da discarica

## 11 UN CONFRONTO CON LA LETTERATURA RECENTE

Si riportano alcuni dati di stima dei costi dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili provenienti dalla letteratura recente, al fine di poter completare la valutazione con un confronto con studi diversi.

A titolo di confronto, si riportano di seguito alcuni dati di letteratura relativi a stime di costo per le tecnologie analizzate in questo lavoro.

Lo studio del CESI del Dicembre 2004 (CESI 2004) riporta le seguenti caratteristiche di esercizio e di costo per gli impianti di produzione analizzati nel presente studio.

**Tabella 54: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio CESI (2004)**

Tecnologia di generazione	Taglia impianto (MWe)	Fattore utilizzazione (%)	Vita media (anni)	Investimento specifico (€/kW)	Investimento specifico (€/kWh)	O&M (% costi inv.)	O&M (€/kWh)	Costo combustibile (€/kWh)	Costi concess. (€/kWh)	Costo Totale (€/kWh)
Eolico	>0,1	23	20	1000-1500	5,83-8,74	1-3	0,99-1,49	-	-	6,82-10,23
Idroelettrico	>10	33	40 (30-50)	500-2000	1,77-7,07	4	0,69-2,77	-	0,17-0,69	2,63-10,53
Idroelettrico	<10	57	40 (30-50)	1500-3000	3,07-6,14	4	1,2-2,4	-	0,3-0,6	4,57-9,15
Biomassa	10	74	15	2900-3200	5,88-6,49	3-4	2,11-2,32	5,39	0	13,38-14,20
Fotovoltaico	<0,1	20	20-25	6000-8000	37,73-50,3	0,7	2,4-3,2	-	0	40,13-53,51

Per la tecnologia eolica i costi riportati sono leggermente inferiori a quelli registrati nel presente lavoro probabilmente perché nel 2005 ancora non si era entrati nell'attuale fase di mercato caratterizzata da forte domanda e conseguente tensione dei prezzi.

Per l'idroelettrico, la forte disomogeneità degli impianti si traduce in un'elevata variabilità dei costi di generazione. Per il grande idroelettrico i costi individuati nel presente studio rientrano nella stima effettuata dal CESI mentre per gli impianti di taglia inferiore ai 10 MW i costi del presente studio risultano essere leggermente superiori alla stima del CESI. Si deve tuttavia sottolineare come la grande variabilità di questi impianti renda difficile l'individuazione di costi "standard".

Per la biomassa, l'analisi del costo condotta dal CESI giunge ad una stima decisamente inferiore a quanto individuato nel presente lavoro, in particolare il costo del combustibile e quelli di O&M sono inferiori mentre i costi di investimento risultano allineati. Si ritiene tuttavia sottostimato il valore della biomassa rispetto al mercato attuale.

Gli impianti a biogas analizzati nello studio del CESI sono solo quelli funzionanti a biogas da discarica. Ai fini della valutazione dei costi di produzione dell'elettricità da biogas la discarica viene considerata un elemento esistente il cui costo è imputabile allo smaltimento dei rifiuti e non alla produzione di energia elettrica e il biogas che si forma durante la vita della discarica ha costo nullo. Per un impianto con potenza installata di 3-4 MW che impieghi biogas da una discarica di medie dimensioni (1,5 milioni di m<sup>3</sup>) il costo complessivo di generazione stimato si trova nell'intervallo 4,4-6,7 €/kWh in linea con il valore di 5,9 €/kWh stimato nel presente lavoro. Infine, per gli impianti fotovoltaici i valori riportati risultano in linea con l'analisi qui condotta.

Lo studio condotto da ENEA (2005) riporta i seguenti costi di generazione.

**Tabella 55: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio ENEA (2005)**

Tecnologia di generazione	Taglia aerogeneratori (MWe)	Producibilità annua (MWh)	Vita media (anni)	Investimento specifico (€/kW)	O&M (€/kWh)
Eolico (parco da 10-15MW)	0,85-1	20.000-32.000	15-20	900-1200	1-1,2
Idroelettrico acqua fluente	0,8-1,85	3.700-7.800	30	1400-2300	0,5-0,75
Biogas da discarica	0,5-3	3500-12500	8-12	1700	1
Biomassa	5-18	34.000-140.000	10-15	1.200-2.200	2-2,5
Fotovoltaico				6.000-7.000	25-40

Per l'eolico i costi di investimento ancora non riflettono l'attuale fase di elevati prezzi ed anche per l'idroelettrico la stima di costo risulta inferiore a quanto stimato nel presente lavoro. Vale anche in questo caso la considerazione dell'estrema variabilità di costo di questa tecnologia e la conseguente difficoltà di poter fare riferimento ad un impianto standard.

Per gli impianti a biogas da discarica e a biomassa si registrano costi inferiori rispetto all'analisi qui condotta mentre i costi stimati per il fotovoltaico risultano in linea con l'analisi qui condotta per gli impianti domestici di piccola taglia.

Un recente studio condotto da EER (Emerging Energy Research) per Vestas (2006) riporta i seguenti costi di generazione nei tre casi "low-base-high", relativamente ai costi di costruzione e di generazione di alcuni impianti a fonti rinnovabili in Europa continentale.

**Tabella 56: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio VESTAS (2006)**

Tecnologia di generazione	Taglia impianto (MWe)	Tasso di sconto (%)	Vita media (anni)	Fattore di utilizzazione (%)			Costo di investimento (€/kW)			O&M (€/MWh)		
				Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
Eolico	100	8,6	20	0,35	0,3	0,28	1.050	1.150	1.350	2,5	3	4
Fotovoltaico	10	8,6	25	0,19	0,17	0,15	5600	6100	7000	5	7	12

Per l'eolico, escluso il costo del terreno e le tasse, la stima di costo di investimento risulta inferiore a quella del presente lavoro mentre i costi di O&M del presente studio si avvicinano alla stima del "low case" di Vestas. EER ritiene probabile una riduzione dei costi di investimento nel medio periodo quando l'industria si attrezzerà per far fronte al contingente eccesso di domanda.

Infine, per la biomassa l'analisi condotta da EER riporta costi inferiori a quelli di questo lavoro sia per i costi investimento che per quelli di O&M mentre i costi del combustibile nel caso base sono in linea con i 55 €/t ipotizzati in questo studio.

**Tabella 57: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio Vestas (2006)**

	Capacità nominale (MW)	Tasso sconto (%)	Durata vita (anni)	Efficienza			Capacity factor			combustibile (€/t)			Costi invest. (€/kW)			O&M (€/MWh)		
				Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
biomassa	10	8.6	30	25%	23%	22%	0.80	0.75	0.70	40	50	85	1500	1550	1650	16	20	24

Lo studio della IEA (2005) “Renewables 2005, Global Status Report” riporta i seguenti costi di generazione per le tecnologie in esame. Per tutte le tecnologie analizzate i costi risultano sensibilmente inferiori ai risultati di questo lavoro.

**Tabella 58: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio IEA (2005)**

Tecnologia	Capacità (MW)	Costo totale-US\$/kWh	Costo totale €/kWh**
Grande idroelettrico	10-18	3-4	2,2-3,0
Piccolo idroelettrico	1-10	4-7	3,0-5,2
Eolico	1-3	4-6	3,0-4,5
Biomassa	1-20	5-12	3,7-9,0
Fotovoltaico	0,002-0,005	20-40	14,9-29,9

\*\*Tasso di cambio utilizzato 1\$=0,747€

Il rapporto della World Bank (2005) giunge ai seguenti risultati relativamente alle tecnologie in analisi. I costi sono tutti inferiori ai risultati di questo studio tranne nel caso del fotovoltaico in cui i risultati sono allineati alle conclusioni del presente lavoro.

**Tabella 59: Stime di costo dell'energia da fonti rinnovabili dallo studio World Bank (2005)**

	Taglia impianto (MWe)	Fattore utilizz. (%)	Vita media (anni)	Costo invest. (US\$/kW)	Costo invest (US\$/kWh)	O&M fissi (US\$/kWh)	O&M Variabili (US\$/kWh)	Costo Totale (US\$/kWh)	**Costo Totale (€/kWh)
Eolico	10	30	20	1.400	5,69	0,66	0,26	6,61	4,94
	100	30	20	1.200	4,88	0,53	0,22	5,63	4,21
Idroelettrico	5	45	30	2.300	5,68	0,74	0,35	6,77	5,06
	100	50	40	2.100	4,47	0,50	0,32	5,29	3,95
Fotovoltaico	0,025	20	20	7.320	44,61	1,21	4,98	50,80	37,95
	5	20	20	6.880	41,93	0,97	0,24	43,14	32,23

\*\*Tasso di cambio utilizzato 1\$=0,747€

## 12 CONCLUSIONI

Al fine di riassumere il lavoro di calcolo dei costi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si confrontano i costi stimati per le fonti eolica, solare, da biomassa e da biogas, idraulica e fotovoltaica .

Un primo elemento importante riscontrato nell'analisi condotta è l'estrema difficoltà sperimentata dagli operatori nel condurre a termine i progetti di investimento. Un quadro normativo frammentato e talvolta poco coerente introduce delle inefficienze di sistema che si traducono in un incremento di costi per gli investitori. Molti fattori concorrono a determinare questa condizione, che ci allontana decisamente da alcuni paesi europei che hanno ormai consolidato dei nuovi settori industriali, dalla decentralizzazione delle procedure autorizzative, all'inefficacia dei processi amministrativi, ad alcuni atteggiamenti preconfezionati diffusi. Un processo autorizzativo snello, chiaro, ben normato e stabile nel tempo è una condizione necessaria, e forse sufficiente se accoppiato a condizioni economiche interessanti, per lo sviluppo del contributo delle fonti rinnovabili. La mancata attuazione del D. Lgs 387/03, che ha sollevato l'attenzione dei regolatori europei, risulta davvero inspiegabile in un paese con degli obiettivi dichiarati di politica energetica nel settore delle fonti rinnovabili e rappresenta una minaccia grave alla credibilità dell'intero settore.

Un secondo aspetto di grande interesse è la dinamica di riduzione di costi sperimentata nell'ultimo decennio in alcuni settori come il fotovoltaico, l'eolico, che lascia intuire le buone possibilità di lungo periodo per queste tecnologie. Tuttavia, la fase di mercato contingente con forte domanda sul mercato internazionale presenta alti prezzi per i componenti, soprattutto degli aerogeneratori. Si ritiene tuttavia che questi siano da imputare alla particolare fase di mercato, con eccesso di domanda, piuttosto che ad aumenti di costo, che possa essere superata con il tempo.

Per quanto riguarda la biomassa, che nei programmi nazionali dovrebbe incrementare in modo importante il proprio contributo, rimane un grosso problema legato al costo di acquisizione della materia prima in quantità sufficienti per alimentare gli impianti di dimensioni tali da conseguire le economie di scala possibili. La scarsità, la discontinuità di disponibilità e la dimensione locale del mercato della biomassa di fonte nazionale mettono in luce la difficoltà ad avviare questo settore industriale senza il ricorso alle importazioni massicce di legna di scarto da altri continenti. Non si è indagato qui il caso delle colture dedicate ed innovative, che potrebbero rappresentare un'opportunità nel medio lungo periodo, ma richiedono un ripensamento organico della politica agricola e forestale.

L'utilizzo di oli vegetali rappresenta invece una filiera relativamente nuova nel panorama nazionale, grazie ai progressi tecnologici conseguiti nel settore dei motori, che consentono rendimenti interessanti. Anche in questo caso l'incidenza del costo del combustibile è elevata e non è pensabile di realizzare tali impianti senza adeguate incentivazioni. Tuttavia, le perplessità attuali in merito all'uso di oli di importazione per ragioni di tipo ambientale sembrano immotivate. Il trasporto incide in modo minimo sui costi ambientali della materia prima e la sostituzione di olio fossile importato con olio vegetale importato rappresenterebbe comunque un miglioramento. Una corretta informazione sulle tecnologie e la filiera a monte sarebbe auspicabile per non precludere future opportunità di sviluppo.

Il settore dell'eolico, dopo un decennio di promesse, ha finalmente assunto una rilevanza visibile in campo nazionale, superando i 3.000 MW di potenza installata. È molto poco in relazione a quanto fatto in Europa, ma è un passo importante per dimostrare la fattibilità concreta della tecnologia in Italia. Rimangono delle difficoltà sul piano autorizzativo che sono difficili da comprendere, soprattutto in aree del paese dove questa tecnologia può rappresentare occasione di sviluppo.

Le torri eoliche si vedono, sono di dimensioni impressionanti (ma da lontano non si comprende quanto siano grandi) e non fanno parte dell'ambiente tradizionale italiano. Ma la domanda che ci si deve porre è diversa: considerato che non si può raggiungere il nostro livello di benessere senza un'adeguata fornitura energetica, quali soluzioni possono garantirci il miglior risultato in termini economici, ambientali e di sicurezza nel lungo periodo? In altre parole, non si tratta di scegliere eolico sì o eolico no, ma quali fonti utilizzare per coprire la domanda crescente di energia elettrica.

Nessun'altra fonte energetica ha un costo così basso (se sfruttata nei siti adeguati) e così certo (non ci sono costi variabili incerti nel lungo periodo, come con i combustibili fossili), con un impatto sull'ambiente così ridotto, limitato all'impatto visivo, se sviluppata con criterio. Inoltre, qualsiasi impianto eolico può essere totalmente smantellato nell'arco di un mese circa. Quale altro impianto di produzione elettrica può consentire questa reversibilità completa?

Un mix diversificato, che è essenziale per gestire in modo ottimale gli obiettivi di sicurezza, sostenibilità ed economicità del sistema energetico, non può prescindere da un uso intelligente dell'energia eolica.

L'auspicio è che non si ripetano atteggiamenti di ostilità preconcetta fomentati da gruppi di interesse specifico e si possa sfruttare il considerevole potenziale del nostro paese.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, la ritardata attuazione dell'incentivazione in conto energia, attuata con grande ritardo al termine del 2005 e poi rilanciata nel febbraio 2007, ha limitato gli investimenti ai pochi sostenuti dai bandi regionali. Senza dubbio il mercato italiano può beneficiare della riduzione di costo conseguente ai rilevanti investimenti attuati in Germania e Spagna e la competitività della fonte, seppur lontana, potrà migliorare nel prossimo futuro. Non si sottovaluti il contributo che il fotovoltaico può dare in termini di copertura della punta di domanda di potenza: la disponibilità dei 2.000 MW di picco installati in Germania nelle soleggiate mattinate estive che registrano i picchi di carico sulla rete italiana, avrebbero un valore che non è certamente apprezzato nel semplice calcolo dei costi del kWh prodotto qui riportato. Gli attuali programmi conseguenti all'avvio del Conto Energia fanno pensare di poter raggiungere potenze significative nel prossimo decennio.

Gli attuali ostacoli amministrativi sono anche conseguenza di una politica energetica del passato, che era mirata alla regolamentazione di impianti di grande taglia e che tuttora tende a considerare prevalenti tali filiere tecnologiche. È importante invece creare le condizioni perché costruire gli impianti a fonti rinnovabili sia un vantaggio per tutti, anche per il distributore che li deve connettere alla rete. L'introduzione di una remunerazione specifica nella tariffa di distribuzione per premiare le connessioni di nuovi impianti, aumenterebbe l'interesse dei distributori a collaborare e consentirebbe loro di coprire i costi per l'adeguamento delle reti e del loro controllo.

Così, anche facilitare la partecipazione delle amministrazioni pubbliche alle iniziative di investimento nel loro territorio potrebbe aiutare il dialogo con gli investitori e ricondurre alla ragione il processo di contrattazione per le "misure compensative", che ha oggi assunto tratti davvero poco edificanti.

## 13 BIBLIOGRAFIA

- CESI (2004), *Caratteristiche di costo e di esercizio degli impianti di generazione alimentati a fonti fossili, rinnovabili, assimilate, di cogenerazione e di generazione distribuita*, Ricerca di Sistema.
- CREST (2000), *The Environmental Imperative for Renewable Energy: An Update*, in [www.crest.org](http://www.crest.org)
- DOE (2007), *Annual report on US Wind Power Installation, Cost, and Performance Trend 2006*, Energy Efficiency and Renewable Energy, May.
- DTI (2002), *TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF ENERGY CONVERSION TECHNOLOGIES FOR MSW*, Report No. B/WM/00553/REP by W R Livingston, Mitsui Babcock, DTI PUB URN NO: 02/1347.
- ECN (2004), *Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation*, M. de Noord, L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, February, ECN-C--03-006, available at [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl) .
- ENEA (2005), *Le fonti rinnovabili 2005, Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*, [www.enea.it](http://www.enea.it).
- European Bioenergy Network, EUBIONET, 2003, [www.ieabioenergy.com/links.php](http://www.ieabioenergy.com/links.php) .
- IEA (2005), *Renewable Information 2005*, (NET Ltd., Switzerland).
- IEA (2005), *Projected costs of generating electricity, 2005 Update*.
- IEA (2005), *RENEWABLES 2005, Global Status Report, REN 21*, Renewable Energy Network in the 21st Century.
- ESHA (2000): *BlueAge, Strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union*. European Small Hydropower Association ESHA, 2000.
- EWEA, (2004), *Wind Energy – The Facts*, [www.ewea.org](http://www.ewea.org) .
- EWEA/GP (2003), *Wind Force 12: A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity From Wind Power by 2020*, Brussels: European Wind Energy Association/Greenpeace.
- Lako, P., et al. (2003): *Hydropower development with a focus on Asia and Western Europe*. ECN-C--03-027, July 2003.
- Kooijman, H.J.T. (2002): *Cost parameters and resource assessment of wind energy in Europe, Remarks and recommendations within the framework of the ECN project BETER*, ECN-Wind-Memo-02-034, December 2002.
- OECD/IEA (2003), *Renewables for Power Generation - Status & Prospects*. Disponibile da [www.oecd.org](http://www.oecd.org) .
- VESTAS (2006), *Vestas and Emerging Energy Research, "Comparative Costs of Energy, Coal, CCGT, Wind"*
- Voogt, M., et al. (2001): *Renewable energy burden sharing REBUS*, Report for the European Commission, DG Research, ECN-C--01-030, May 2001.

WORLD BANK (2005): *Technical and Economic assessment (off grid, mini grid electrification technologies, Summary Report)*, Energy Unit, Energy and Water Department.