

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

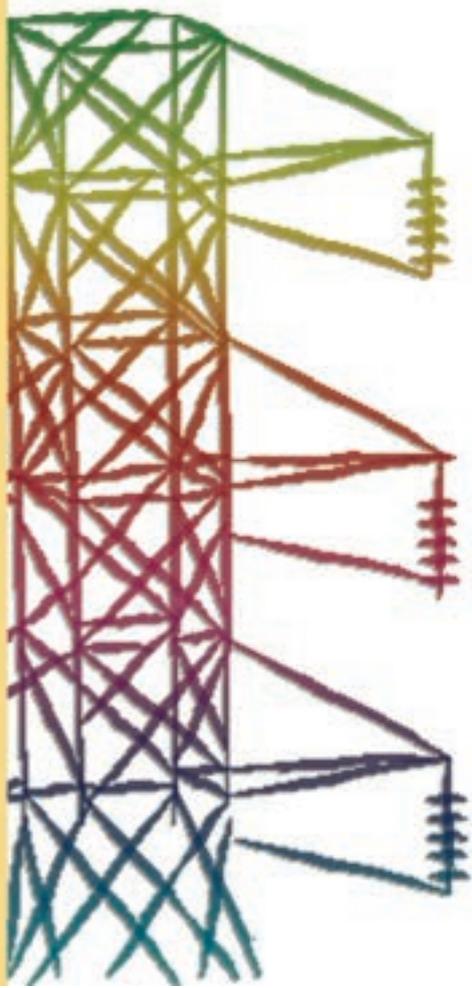


Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Tecnologie per la riduzione della domanda e l'ottimizzazione della fornitura di energia

Paola Caputo, Claudio del Pero





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Tecnologie per la riduzione della domanda e l'ottimizzazione della
fornitura di energia

Paola Caputo, Claudio del Pero

POLITECNICO DI MILANO

Dipartimento di Scienza e Tecnologie dell'Ambiente Costruito



Report RSE/2009/57

TECNOLOGIE PER LA RIDUZIONE DELLA DOMANDA E L'OTTIMIZZAZIONE DELLA FORNITURA DI ENERGIA

Paola Caputo, Claudio del Pero (Dipartimento di Scienza e Tecnologie dell'Ambiente Costruito del Politecnico di Milano)

Aprile 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Usi finali

Tema: Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana

Responsabile Tema: Ilaria Bertini, ENEA



Accordo di Programma MSE-ENEA

Tema di ricerca 5.4.4.7/5.4.4.8: “Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana”

Strategie e modelli di efficienza energetica alla scala urbana

Report 1 – Tecnologie per la riduzione della domanda e l’ottimizzazione della fornitura di energia

Indice

1	Solare fotovoltaico	4
1.1	Descrizione generale.....	4
	BOX: Effetto fotoelettrico.....	4
1.2	Peculiarità tecniche	5
	BOX: <i>Inverter</i>	8
1.3	Diffusione	9
1.4	Costi associati	10
1.5	Applicabilità	10
	BOX: Integrazione in copertura.....	11
1.6	Prospettive future	12
2	Solare termico.....	13
2.1	Descrizione generale.....	13
	BOX: Rendimento	13
2.2	Peculiarità tecniche	14
2.2.1	Solare ibrido	16
	BOX: Pannelli PVT	18
2.3	Diffusione	18
2.4	Costi associati	20
2.5	Applicabilità	20
2.6	Prospettive future	21
3	Biomasse	24
3.1	Descrizione generale.....	24
3.2	Peculiarità tecniche	24
	BOX: Tipi di trattamento.....	25
	BOX: ORC (Organic Rankine Cycle)	27
3.3	Diffusione	30
3.4	Costi associati	31
3.5	Applicabilità	32
3.6	Prospettive future	33
4	Geotermia	35
4.1	Descrizione generale.....	35
4.2	Peculiarità tecniche	36
	BOX: Applicazioni delle GSHP in <i>geocooling</i>	40
	BOX: TABS	41
4.3	Diffusione	41
4.4	Costi associati	42
4.5	Applicabilità	44
	BOX: Applicazioni alla scala urbana	45
4.6	Prospettive future	47
5	Cogenerazione	48
5.1	Introduzione.....	48
	BOX: IRE.....	49
5.2	Trigenerazione	50
	BOX: Macchine frigorifere ad assorbimento	52
5.3	Tecnologie.....	53
5.4	Applicabilità	54
5.5	Mircocogenerazione	54
6	Generazione distribuita	56
6.1	Introduzione.....	56
6.2	Tecnologie.....	56
6.3	Micro-generazione distribuita	56
7	Celle a combustibile.....	57
7.1	Descrizione generale.....	57
7.2	Peculiarità tecniche	57

	BOX: Funzionamento di una cella a combustibile	58
	BOX: Tipologie di celle a combustibile	59
7.3	Diffusione	61
7.4	Costi associati	63
7.5	Applicabilità	65
7.6	Prospettive future	67
8	Motori a combustione interna	68
8.1	Descrizione generale.....	68
8.2	Peculiarità tecniche	68
8.3	Diffusione	69
8.4	Costi associati	70
8.5	Applicabilità	71
8.6	Prospettive future	72
9	Motori a combustione esterna (Stirling)	73
9.1	Descrizione generale.....	73
9.2	Peculiarità tecniche	73
9.3	Diffusione	75
9.4	Costi associati	76
9.5	Applicabilità	76
9.6	Prospettive future	77
10	Microturbine	78
10.1	Descrizione generale.....	78
10.2	Peculiarità tecniche	78
10.3	Diffusione	80
10.4	Costi associati	81
10.5	Applicabilità	81
10.6	Prospettive future	82

1 Solare fotovoltaico

1.1 Descrizione generale

La tecnologia fotovoltaica si basa sulla conversione della radiazione solare in energia elettrica per mezzo di dispositivi a semiconduttore i quali, se colpiti dalla luce, sono in grado di liberare delle coppie di cariche elettriche elettrone/lacuna.

BOX: Effetto fotoelettrico

Poiché in questi dispositivi vi è una giunzione P-N, si può dire che sono internamente polarizzati e quindi sono in grado di spostare le cariche che di volta in volta si formano per effetto della radiazione solare.

Nel caso del silicio cristallino, ogni atomo, con struttura tetravalente, è legato a quelli vicini e in condizioni normali non dispone di elettroni liberi nella banda di conduzione. Se il cristallo è colpito dalla radiazione solare con energia sufficiente, ossia con lunghezza d'onda inferiore a $1,15 \mu\text{m}$, si formano delle coppie elettrone/lacuna in grado di muoversi liberamente nel reticolo. Il cristallo di silicio è però polarizzato e quindi sede di un campo elettrico, in quanto contiene da una parte atomi di tipo P (trivalenti) e dall'altra atomi di tipo N (pentavalenti) che hanno precedentemente causato uno spostamento di cariche (elettroni verso la zona P e lacune verso la zona N). Le cariche libere si muovono quindi nella direzione del campo elettrico e danno luogo alla generazione di energia elettrica.

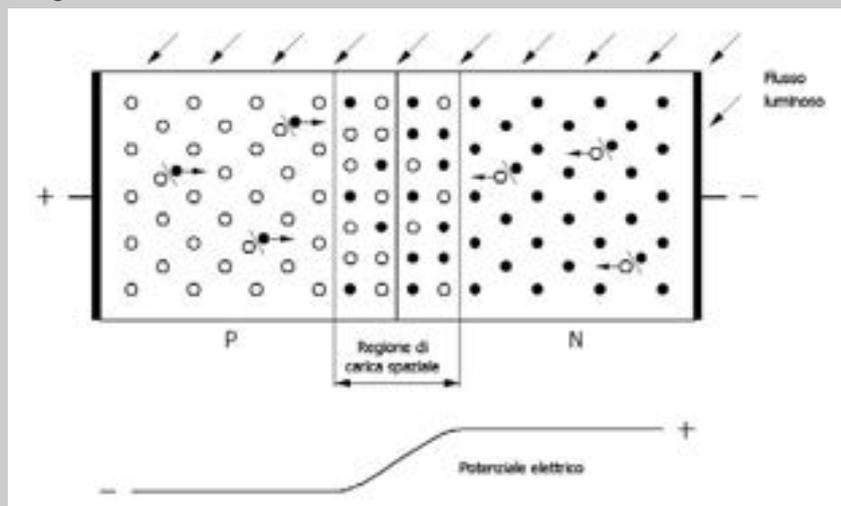


Figura 1 - Comportamento delle cariche, elettroni e lacune, in una cella fotovoltaica in silicio cristallino.

Le celle fotovoltaiche sono collegate tra loro in modo da formare i moduli fotovoltaici i quali possiedono la necessaria robustezza e dispongono di 2 terminali (+ e -) che ne permettono il collegamento elettrico.

Negli impianti fotovoltaici i moduli sono collegati tra loro in serie per formare delle stringhe, le quali a loro volta possono essere collegate in parallelo. L'insieme dei moduli fotovoltaici e dei loro collegamenti costituisce il generatore fotovoltaico.

A valle del generatore fotovoltaico vi sono uno o più convertitori statici (*inverter*) in grado di convertire la potenza disponibile da corrente continua a corrente alternata, avente quest'ultima caratteristiche compatibili con gli impieghi previsti. Nel caso di impianti per servizio in rete, a valle dell'*inverter* vi è un sistema di protezioni in grado di salvaguardare la rete da eventuali guasti nel sistema di generazione e, viceversa, quest'ultimo dalle anomalie che si dovessero verificare a valle del punto di immissione dell'energia.

1.2 Peculiarità tecniche

In questa sezione si intende limitare la descrizione alle tecnologie fotovoltaiche commerciali più innovative.

Silicio cristallino

Celle a eterogiunzione cristallino/amorfo

Le celle fotovoltaiche a eterogiunzione in cristallino/amorfo, dette anche HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*), nella versione più comune sono costituite da una comune cella di silicio monocristallino di tipo N sulla quale è depositato uno strato di silicio amorfo.

La deposizione, avente spessore di alcuni micron, è effettuata su entrambe le facce. Sulla faccia anteriore il silicio amorfo è di tipo P, così da realizzare la giunzione P-N, mentre sulla faccia posteriore si utilizza silicio debolmente drogato di tipo N.

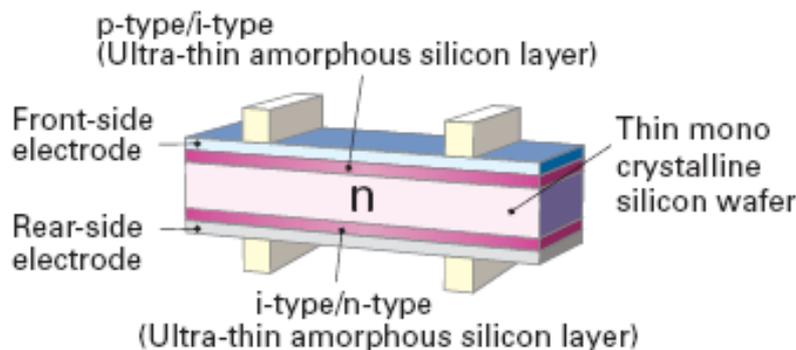


Figura 2 - Struttura di una cella a eterogiunzione cristallino/amorfo (Sanyo).

Il principale vantaggio di questa tecnologia consiste nel ridotto coefficiente di variazione della potenza rispetto alla temperatura ($-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ contro $-0,5\pm-0,6\%/^{\circ}\text{C}$ del normale silicio cristallino). Inoltre, la superficie frontale in silicio amorfo riesce a catturare meglio la radiazione diffusa rispetto alla superficie del silicio cristallino. In questo modo è possibile aumentare di significativamente l'energia complessivamente convertita a parità di altre condizioni.

Celle SunPower

Le celle prodotte dall'azienda statunitense Sunpower hanno come principale caratteristica la fuoriuscita dei contatti positivo e negativo dal retro della cella. Questa caratteristica permette di liberare la faccia anteriore dai contatti frontali, ottenendo quindi una superficie texturizzata e completamente esposta alla radiazione solare.

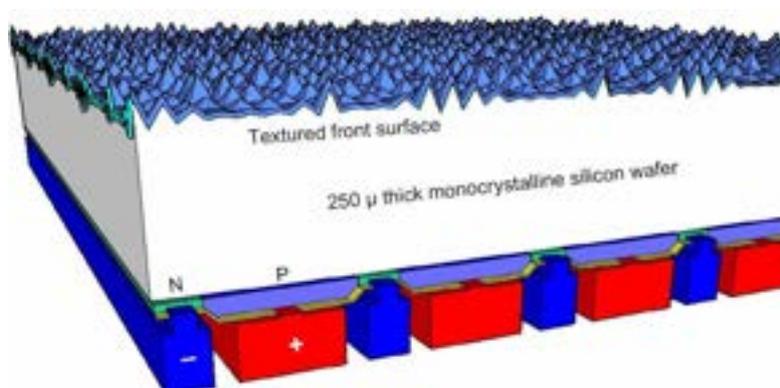


Figura 3 - Struttura di una cella in silicio con contatti sul retro (SunPower).

Con questa tecnologia è stato possibile raggiungere delle efficienze di conversione estremamente elevate. Nel maggio 2008 si è avuta notizia che le celle SunPower avevano raggiunto in laboratorio il 23,4% di efficienza.

Per contro, la vicinanza dei contatti sul retro delle singole celle crea come effetto indesiderato la presenza di capacità parassite che pongono dei vincoli alle applicazioni. In pratica, non è possibile utilizzare i moduli fotovoltaici realizzati con celle di questa tecnologia in circuiti *floating*, ma è sempre necessario collegare un punto a terra seguendo le prescrizioni del costruttore. La conversione della potenza deve allora essere affidata necessariamente ad *inverter* dotati di trasformatore i quali però hanno normalmente dei rendimenti inferiori rispetto a quelli che invece ne sono sprovvisti.

Film sottile

Silicio amorfo multigiunzione

Il silicio amorfo a singola giunzione, benché abbia un costo inferiore rispetto ad altre tecnologie, è però caratterizzato da un rendimento che è generalmente considerato troppo basso per l'utilizzo economico della fonte solare. La sua evoluzione in una struttura multigiunzione permette tuttavia di raggiungere rendimenti migliori (7÷9% dopo il periodo di stabilizzazione) e tali da renderne conveniente l'impiego.

La tecnologia multigiunzione si basa sull'utilizzo di più giunzioni sovrapposte ciascuna in grado di convertire al meglio una determinata porzione dello spettro solare. Perché questo avvenga, il gap tra le bande di valenza e di conduzione nei singoli materiali deve essere differente e scelto in modo opportuno. Nel silicio amorfo questo si ottiene drogando in modo diverso le celle e aggiungendo altre sostanze che permettono di esaltare questo fenomeno.

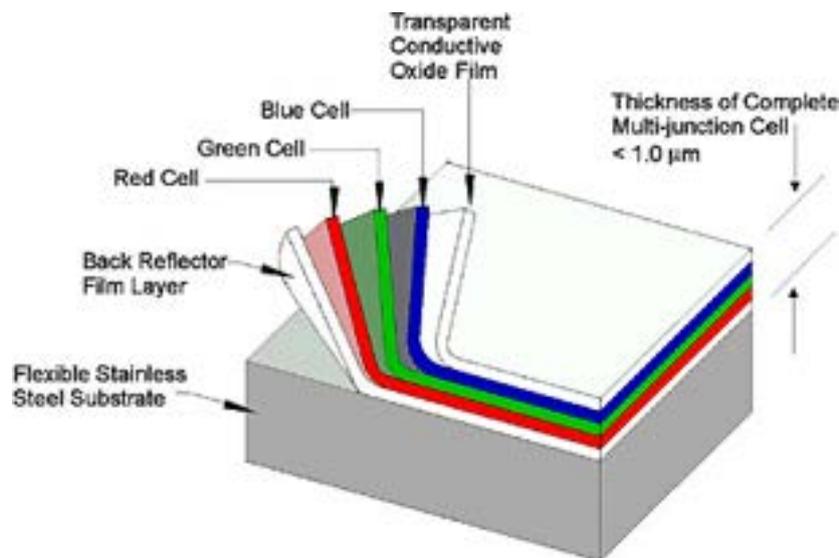


Figura 4 - Struttura di una cella in silicio amorfo tripla giunzione (UNISOLAR).

Telloruro di Cadmio (CdTe)

Questa cella fotovoltaica è composta da uno strato di 2μ di CdTe sulla quale è depositato uno strato finestra di CdS.

La tecnologia CdTe permette di produrre moduli fotovoltaici a film sottile di costo contenuto e buona efficienza che raggiunge il 16÷17% in laboratorio e si aggira intorno al 9÷10% per i moduli commerciali. Secondo il NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), l'efficienza dovrebbe però raggiungere il 19% nei prossimi anni e di fatto il CdTe dovrebbe essere una delle tecnologie più promettenti per il futuro..

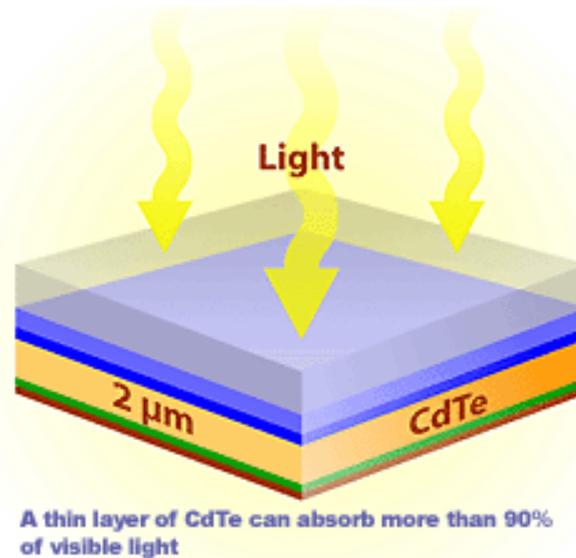


Figura 5 - Struttura di una cella al telloruro di cadmio.

Disselenuro di indio e rame (CIS) e disselenuro di indio, gallio e rame (CIGS)

Le celle fotovoltaiche di tipo CIS (*Copper Indium Diselenide*) e CIGS (*Copper Indium Gallium Diselenide*) costituiscono una tecnologia promettente per la realizzazione di moduli fotovoltaici, anche se attualmente i costi sono meno concorrenziali rispetto ad altre tecnologie a film sottile.

Uno degli ostacoli alla riduzione di costo per questa tecnologia è costituito dal prezzo dell'indio che continua a salire a causa dell'impiego negli schermi LCD.

L'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici si aggira intorno al 10÷11% mentre nelle prove di laboratorio si raggiungono efficienze che, a seconda della tecnologia, variano tra il 17% e il 19%.

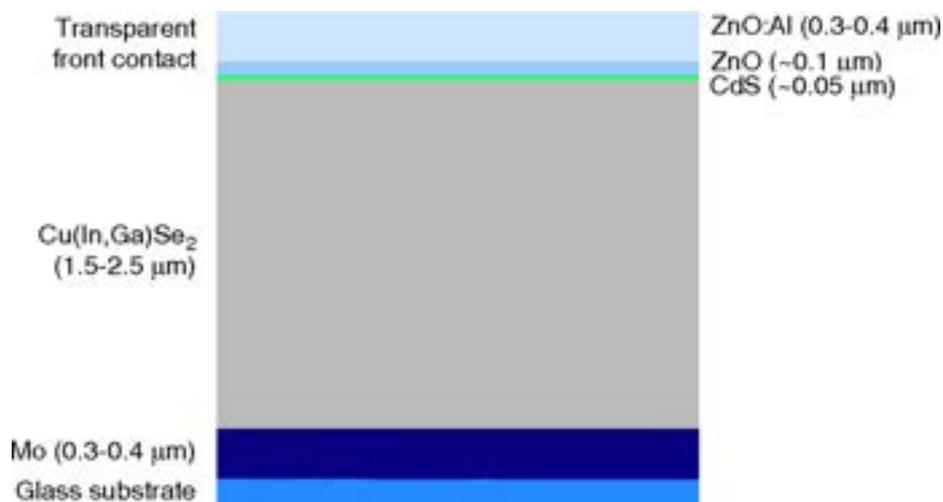


Figura 6 - Struttura di una cella CIGS.

Celle multigiunzione

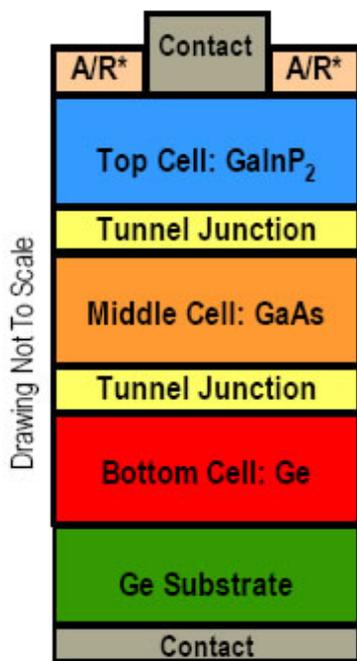
Le celle multigiunzione rappresentano lo stato più avanzato della ricerca fotovoltaica nella direzione dell'ottenimento di elevate efficienze di conversione.

Queste celle utilizzano giunzioni realizzate con materiali differenti al fine di convertire con la massima efficienza possibile altrettante porzioni dello spettro solare.

Il tipo più diffuso di cella multigiunzione è costituito da 3 celle sovrapposte: cella "bottom" in germanio, cella "middle" in arseniuro di gallio e cella "top" in arseniuro di gallio, indio e fosforo.

Tramite queste celle è possibile ottenere efficienze di conversione che nel 2008 superavano il 40% (Spectrolab) e nel 2009 hanno già raggiunto il 41% (Fraunhofer Institut). Si sottolinea tuttavia che

tali valori fanno riferimento a prove di laboratorio e che l'utilizzo delle celle multigiunzione presuppone, nella realtà, un sofisticatissimo apparato tecnologico. Per contro, il costo elevato di questi dispositivi (oltre ad altre ragioni di carattere tecnico), fa sì che negli utilizzi terrestri le applicazioni richiedano l'impiego di sistemi a concentrazione.



*A/R: Anti-Reflective Coating



Figura 7 - Struttura di una cella multi giunzione (a sinistra) ed esempio di modulo fotovoltaico a concentrazione (a destra).

BOX: Inverter

L'evoluzione tecnologica ha portato i moderni *inverter* ad avere le seguenti caratteristiche:

- rendimento massimo del 97÷98%;
- più circuiti MPPT separati in grado di gestire circuiti stringhe differenti;
- interruttori/sezionatori all'ingresso;
- ampio intervallo di tensione in ingresso;
- protezioni sulla perdita di isolamento del generatore fotovoltaico e protezione differenziale sull'ingresso;
- protezioni di interfaccia rete incorporate;
- protezione contro le sovratensioni sulle porte di ingresso e di uscita;
- possibilità di installazione all'aperto.

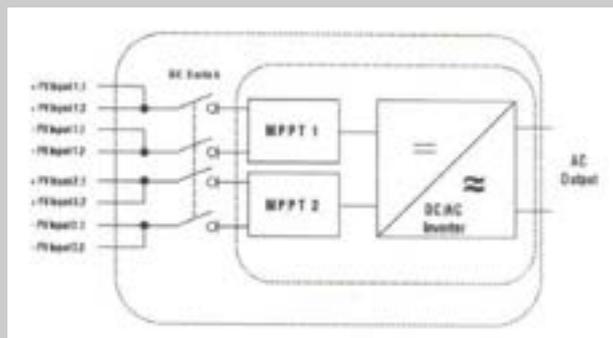


Figura 8 - Circuito di principio di un inverter con sezioni di ingresso separate (SunPower).

1.3 Diffusione

La diffusione di sistemi PV a livello nazionale riguarda soprattutto gli impianti per servizio in rete i quali hanno beneficiato in un primo tempo del programma “Tetti fotovoltaici” e, a partire da 2005, hanno potuto avvalersi del contributo in “Conto energia”. Quest’ultimo, con le correzioni e integrazioni apportate dal D.M. 19 febbraio 2007 (nuovo Conto energia), si propone di finanziare un totale di 1.200 MW al 2012. A fine gennaio 2009 con il conto energia sono stati installati complessivamente circa 290 MW di impianti fotovoltaici.

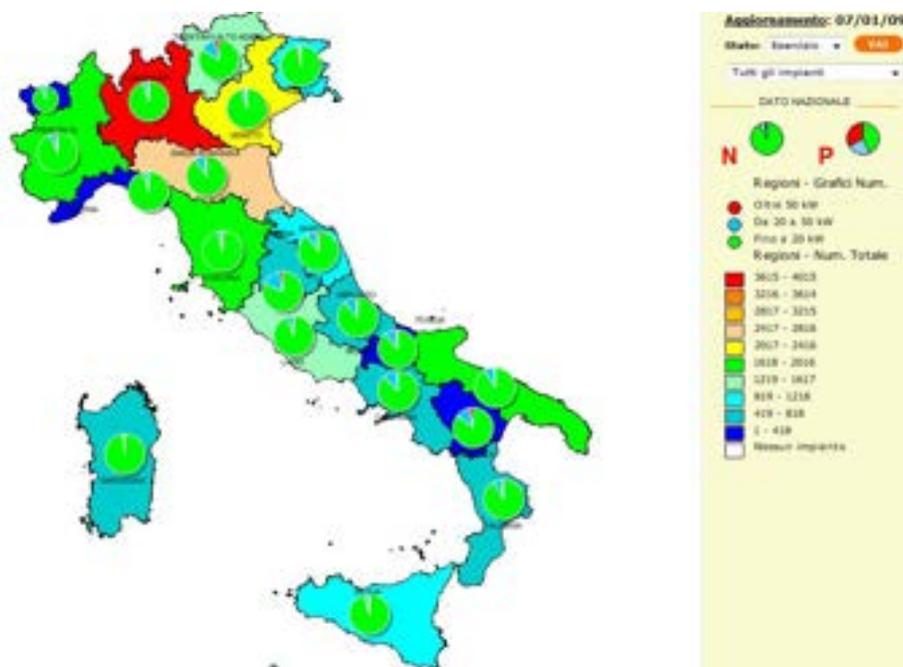


Figura 9 - Impianti installati in Italia con il programma di incentivazione in conto energia (GSE).

Tabella 1 - I sette maggiori mercati della tecnologia PV: crescita moderata fino al 2010¹.

	2007	2008e ²	2009e	2010e
Germania	1.000	1.500	1.500 – 1.750	1.500 – 2.000
Spagna	300	300 - 500	300 - 500	400 - 600
USA	259	350 - 400	600 - 800	1.000 – 1.400
Giappone	230	200 - 300	200 - 400	200 - 500
Corea del Sud	50	100 - 150	250 - 300	400 - 500
Francia	45	60 - 150	120 - 250	200 - 300
Italia	40	80 – 150	130 - 500	200 - 400
Totale	2.024	2.590 – 3.150	3.100 – 4.500	3.900 – 5.700

Tabella 2 - Gli obiettivi per l’Europa al 2020³

	Obiettivo minimo	Obiettivo massimo
Produzione di energia elettrica ⁴	210 TWh	420 TWh
Capacità di accumulo	175 GW	350 GW
Crescita annuale ⁵	33 %	40 %
Quota di produzione di energia	6 %	12 %

¹ EPIA

² e=expected

³ EPIA

⁴ Si assume: 1.200 TWh per GW installati annualmente.

⁵ Base: 2007

1.4 Costi associati

I costi associati alla realizzazione degli impianti fotovoltaici sono quasi esclusivamente concentrati nell'investimento iniziale (costo capitale). I costi di esercizio e manutenzione sono di regola molto bassi e negli impianti fissi raramente superano l'1% del costo capitale.

Per unità di kW_p installato i costi variano principalmente in dipendenza di 2 fattori:

- taglia dell'impianto;
- tipo di moduli fotovoltaici e loro strutture di sostegno, in modo particolare per quanto riguarda l'integrazione architettonica.

Vi sono poi altri fattori che riguardano il costo dell'area, la distanza del punto di connessione alla rete, l'eventuale ricorso a strutture ad inseguimento.

L'investimento può variare da circa 4.000 €/kW_p, nel caso di grossi impianti senza particolari requisiti estetici, fino a 6.000÷7.000 €/kW_p nel caso di piccoli impianti integrati.

Particolari interventi finalizzati a conseguire integrazioni architettoniche di particolare pregio gravano per ulteriori 1.000÷2.000 €/kW_p sul progetto se sono limitati alle strutture, ma possono arrivare a 3.000÷5.000 €/kW_p in aggiunta se comprendono i moduli fotovoltaici realizzati su specifica del cliente.

Anche l'utilizzo di sistemi ad inseguimento solare comporta un aggravio dei costi di investimento, che può essere di 1.000÷2.000 €/kW_p nel caso di inseguimento monoassiale e di 2.000÷3.000 €/kW_p nel caso di inseguimento biassiale. L'utilizzo di sistemi ad inseguimento comporta anche un aggravio significativo nei costi di esercizio e manutenzione, ma al momento non sono disponibili pareri concordi sui valori da rendere come riferimento.

1.5 Applicabilità

Se correttamente integrato, il solare fotovoltaico può essere ben applicato nel contesto urbano, principalmente per i seguenti motivi:

- è completamente scalabile in termini di potenza e area occupata; il limite inferiore di 1 kW riguarda solo il finanziamento in conto energia, non esiste però un limite tecnico vero e proprio;
- può essere utilizzato per coprire superfici di qualsiasi tipo, in particolare, tetti, terrazzi e pareti esterne; può inoltre costituire esso stesso delle strutture di rivestimento per edifici, pensiline e realizzazioni di vario tipo;
- non ha parti in movimento e quindi è silenzioso e sicuro; inoltre non interferisce con altre attività umane.

Il fotovoltaico inoltre produce energia elettrica su scala locale, permettendo quindi di risparmiare in termini economici ed energetici sui costi di trasporto dell'energia. Poiché la produzione è concentrata nelle ore centrali della giornata, nelle quali il valore dell'energia elettrica è elevato, l'energia da fonte fotovoltaica contribuisce efficacemente ad appiattare la curva della domanda alla rete di energia elettrica. In particolare, si è visto che nei mesi estivi e primaverili la produzione è in fase con i consumi per il condizionamento di uffici, banche e centri commerciali.

Per ovvie ragioni di carattere economico-ambientale sono da preferirsi impianti di piccola taglia integrabili in contesti urbani in copertura o in facciata. Gli impianti su terreno di grande taglia esulano generalmente dal contesto urbano e sono realizzati invece su aree rurali non distanti da elettrodotti e cabine di trasformazione.

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione, molti dei quali ancora allo stadio di ricerca o dimostrazione, al momento non lasciano intravedere significative applicazioni nel contesto urbano. Questo principalmente perché necessitano di sistemi di movimentazione su due assi molto precisi (0,5÷1°) che richiedono siti di installazione opportunamente predisposti e sufficientemente estesi per lasciare il necessario spazio tra gli eliostati.

BOX: Integrazione in copertura

Su scala urbana le tipologie di impianti fotovoltaici che trovano applicazione con maggiore frequenza sono rappresentati dalle realizzazioni su coperture, siano queste piane o a falda. Rispetto a quanto accade in altri Paesi europei con elevata penetrazione del fotovoltaico, ad esempio la Germania, in Italia le falde dei tetti presentano delle caratteristiche architettoniche proprie, che rendono difficilmente applicabili alcuni prodotti che sono invece di largo uso in altre realtà.

Per le coperture piane non si evidenziano differenze significative mentre per quelle a falda si possono rilevare almeno due caratteristiche costruttive specifiche:

- inclinazione della falda, normalmente compresa tra 17° e 30°;
- manto di copertura costituito da elementi salienti quali coppi, tegole romane, tegole portoghesi ecc.

Circa l'inclinazione di falda, se paragoniamo la situazione tipica del nostro Paese con quella della Germania, la situazione italiana appare più vantaggiosa perché le inclinazioni comprese tra 17° e 30° riescono a sfruttare meglio la radiazione solare rispetto a quella più elevate.

I manti di copertura alti costituiscono invece un fattore penalizzante perché rendono più difficile l'integrazione del fotovoltaico sui tetti.

Si prenda ad esempio la figura seguente, nella quale sono riportate le immagini di due impianti fotovoltaici integrati su coperture basse, tipiche delle regioni dell'Europa centro-settentrionale come la Germania. Si può vedere in che modo, facendo ricorso a componenti del tutto simili a quelli standard, e quindi di costo contenuto, sia possibile ottenere l'integrazione architettonica degli elementi fotovoltaici nel manto di copertura.



Figura 10 - Esempi di integrazione dei componenti fotovoltaici in manti di copertura su tetti a falda nel caso di coperture basse.

Viceversa si può notare come, avendo a che fare con coperture alte, lo sforzo necessario all'integrazione del fotovoltaico nel manto di copertura sia notevolmente maggiore. Nella figura seguente si può vedere, ad esempio, una struttura di supporto per quattro moduli fotovoltaici che si raccorda con le tegole portoghesi circostanti. Prodotti di questo tipo sono sicuramente gradevoli e incorporano soluzioni tecniche d'eccellenza, ma nella pratica si rivelano costose e poco flessibili.



Figura 11 - Esempio di supporto per moduli fotovoltaici in grado di raccordarsi con le tegole portoghesi circostanti.

In altri casi si sono tentati approcci più artigianali, ottenendo però risultati piuttosto discutibili.

1.6 Prospettive future

La prospettiva futura più evidente per il fotovoltaico consiste nel previsto abbassamento dei prezzi dei moduli conseguente all'adeguamento della produzione di silicio e *wafers* rispetto alla domanda. Questo fenomeno dovrebbe cominciare ad essere evidente nel breve periodo.

Sono attesi inoltre ulteriori miglioramenti della tecnologia a film sottile in termini di efficienza, affidabilità e riduzione dei costi; sotto questo profilo il CdTe risulta essere particolarmente promettente.

E' opinione di molti esperti che l'evoluzione tecnologica accanto alla generale riduzione dei costi dovrebbe portare il fotovoltaico a una migliore competitività economica nel giro di 3÷4 anni.

2 Solare termico

2.1 Descrizione generale

I sistemi solari termici vengono in generale destinati alla produzione di acqua calda sanitaria oppure di riscaldamento ambientale, ma ultimamente si registra un numero crescente di applicazioni differenti ed innovative come, ad esempio, la produzione di vapore per uso industriale o l'impiego in cicli termodinamici.

Le modalità di funzionamento sono in tutti i casi analoghe: il collettore, riscaldato dalla radiazione solare, trasferisce il calore al fluido che circola al suo interno. Il fluido convoglia il calore direttamente alle utenze oppure lo fa passare attraverso sistemi di accumulo, regolazione, scambio termico e integrazione che ne permettono un migliore utilizzo.

Il limite teorico della produttività energetica del collettore è rappresentato dalla quantità di radiazione solare che esso riesce ad intercettare, il cui valore massimo è generalmente assunto come 1.000 W/m^2 ma può differire da questo in positivo o negativo in dipendenza del sito e del posizionamento del collettore stesso.

Non tutta l'energia incidente sul collettore può tuttavia essere sfruttata a causa delle perdite che si verificano nel componente. Tali perdite sono sia di tipo radiativo sia di tipo conduttivo, causate quindi dallo scambio termico con l'aria esterna e i sostegni.

Il rendimento di conversione indica l'energia effettivamente trasferita al fluido rispetto a quella ricevuta.

BOX: Rendimento

Le prestazioni dei collettori solari sono spesso rappresentate da curve di correlazione di tipo quadratico, in generale fornite dai diversi produttori.

Tali curve assumono la seguente forma:

$$\eta(x) = \eta_0 - a1 \cdot (x) - a2 \cdot G \cdot (x)^2 \quad [x = (T_m - T_a) / G]$$

(T_m = temperatura media del pannello, T_a = temperatura ambiente, irraggiamento (G) in Watts/m)

Va inoltre tenuto in considerazione il fatto che le misurazioni possono essere effettuate in relazione a tre superfici:

- superficie lorda (l'intero collettore);
- superficie di apertura (la superficie lorda della parte captante);
- superficie di assorbimento (la superficie captante effettivamente utilizzata per raccogliere energia).

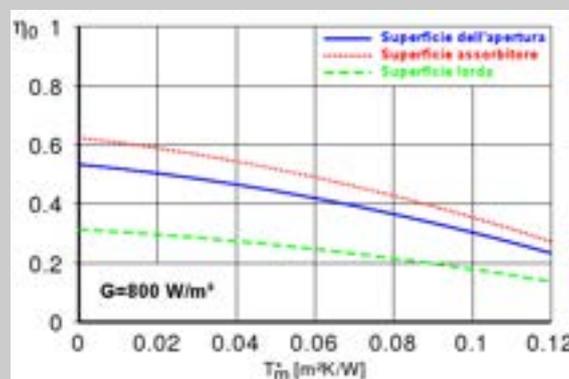


Figura 12 - grafico di efficienza di un collettore SunHeat⁶.

⁶ www.sunheat.it

2.2 Peculiarità tecniche

L'elemento principale dei sistemi solari termici è il collettore solare, in quanto da esso primariamente dipendono le prestazioni del sistema.

Nella tabella seguente sono riportate le principali categorie di collettori solari.

Tabella 3 - Principali categorie e applicazioni dei collettori solari.

Tipologia collettori	di	Modalità captazione	di	Fluido termovettore	Temperature operative	Applicazione
Piani		Diretta		Aria, acqua, miscela acqua-glicole	20÷100 °C	Acqua calda sanitaria, riscaldamento di piscine, climatizzazione
Tubolari		Diretta / concentrazione		Miscela acqua-glicole	30÷130 °C	Acqua calda sanitaria, climatizzazione, solar cooling
Concentratori		Concentrazione		Miscela acqua-glicole, olio diatermico	50÷400 °C	Climatizzazione, usi industriali
Focalizzanti		Concentrazione		Olio diatermico, Sali fusi	Fino ed oltre 1.000 °C	Usi industriali, centrali elettriche

Collettori solari piani ad acqua

I collettori solari piani ad acqua sono composti da uno scatolato metallico che sulla faccia anteriore ha inserito una lastra di materiale trasparente generalmente costituita da vetro ad elevata trasparenza (basso contenuto di ferro).

La radiazione solare penetra attraverso la lastra trasparente e colpisce la piastra metallica sottostante. La superficie della piastra è opportunamente trattata in modo da essere selettiva rispetto al tipo di radiazione. Essa infatti presenta un'elevata assorbanza in corrispondenza della luce visibile proveniente dal sole e una bassa remissività alla radiazione infrarossa generata dal riscaldamento della piastra. Le caratteristiche di questa superficie selettiva influenzano grandemente l'efficienza del collettore.

Sul retro della piastra, o all'interno di questa, viene fatta passare una serpentina in rame che trasmette il calore raccolto al fluido termovettore che scorre al suo interno. Sul retro e ai lati è inserito del materiale coibente al fine di limitare le dispersioni termiche per conduzione.

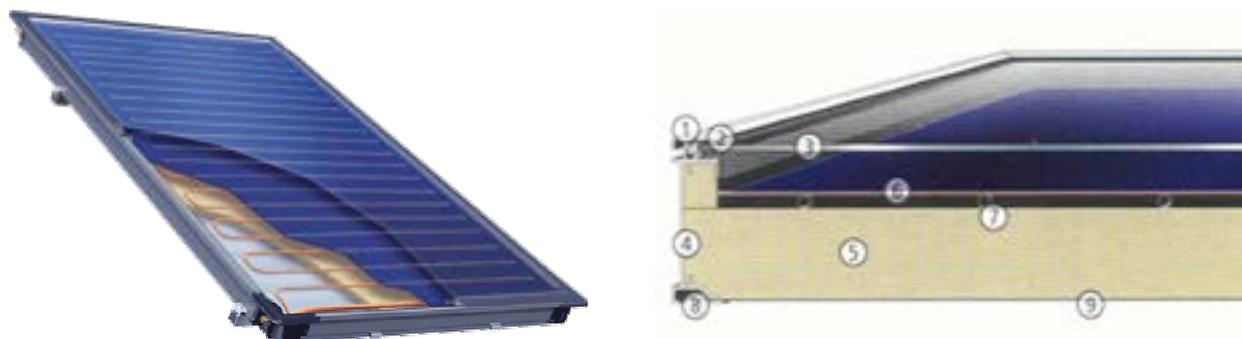


Figura 13 - Struttura di un collettore solare piano.

Collettori a tubi evacuati

Per limitare il problema delle dispersioni termiche per conduzione, tipico dei collettori piani, è possibile far ricorso ai collettori a tubi evacuati.

Questi collettori sono composti da un certo numero di tubi in vetro, all'interno dei quali prendono posto la piastra selettiva e il tubo in cui circola il fluido termovettore. Durante la fabbricazione viene creato il vuoto all'interno, per cui non può manifestarsi la conduzione termica tra la piastra selettiva e il vetro esterno per tutto il suo sviluppo in lunghezza.

Sul retro dei tubi è disposta una superficie riflettente che presenta una forma concava in corrispondenza di ogni tubo al fine di raccogliere la radiazione passante tra un tubo e l'altro e realizzare un debole effetto di concentrazione.

I collettori a tubi evacuati sono particolarmente adatti all'utilizzo in condizioni di bassa temperatura ambiente per via delle minori perdite verso l'esterno.



Figura 14 - Esempio di collettore solare con tubi a vuoto.

Collettori a tubo di calore

Le prestazioni dei collettori solari evacuati possono essere incrementate sfruttando le maggiori efficienze di trasferimento del calore associate ai cicli di cambiamento di fase liquido-vapore per determinate sostanze.

Le canalizzazioni presenti all'interno dei singoli elementi sono costituite da un unico tubo di calore, rivestito con una superficie selettiva o collegato ad una piastra selettiva, contenente un fluido basso-bollente.

Il fluido, all'interno dei tubi evacuati, evapora e risale verso l'estremità superiore dove, attraverso uno scambiatore a condensazione, cede il proprio calore sotto forma di calore latente. Una volta condensato, il fluido ritorna verso il basso dove può nuovamente asportare calore dalla superficie selettiva, evaporando nuovamente e continuando il ciclo.

Il fluido termovettore può essere costituito da metanolo, isobutano o acqua (quest'ultima in condizioni di vuoto parziale).

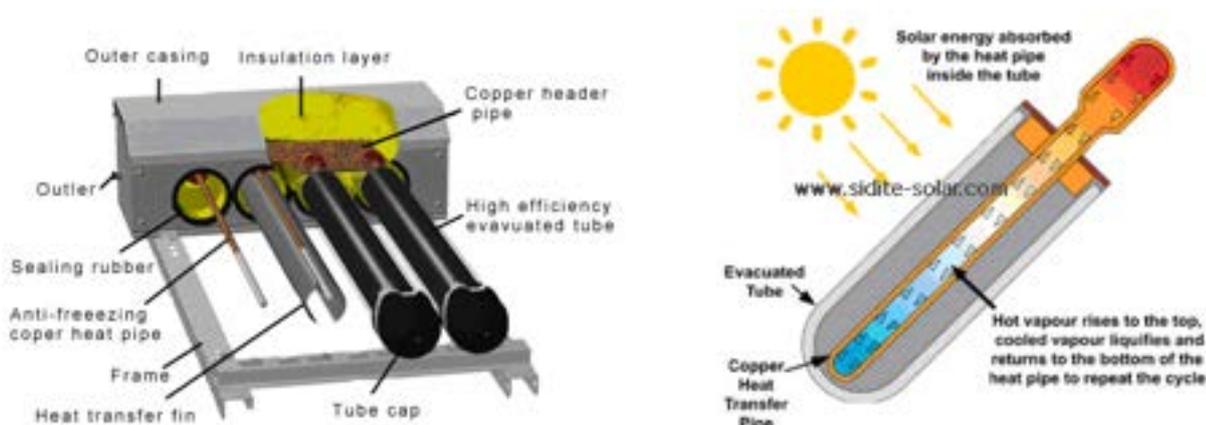


Figura 15 - Struttura e schema di principio dei collettori a tubo di calore.

Componentistica dei sistemi

Esistono diversi tipi di sistemi solari termici: destinati alla produzione di acqua calda sanitaria e alla produzione di acqua calda sanitaria con contributo al riscaldamento degli ambienti. Gli impianti più complessi sono dotati di accumuli, scambiatori di calore su più circuiti di utenza, sistemi di integrazione termica e sofisticati sistemi di automazione.

Nei circuiti ad acqua per impieghi domestici è comunque sempre presente un serbatoio di accumulo che permette di far fronte all'intermittenza della fonte solare e, come nel caso in figura, di disaccoppiare il circuito collettori, nel quale passa acqua glicolata, con quello di utenza che presenta invece esigenze differenti.



Figura 16 - Struttura e aspetto esterno di un serbatoio di accumulo per impianti solari termici.

2.2.1 Solare ibrido

I sistemi ibridi termo-fotovoltaici sono dispositivi in grado di fornire simultaneamente energia elettrica ed energia termica, convertendo così, per mezzo di un unico dispositivo, una consistente porzione dell'energia solare incidente raggiungendo una produzione di energia per unità di superficie maggiore rispetto ai tradizionali pannelli fotovoltaici e collettori solari.

Il fondamento logico alla base del concetto di sistema ibrido è la considerazione del fatto che una cella fotovoltaica converte in energia elettrica una porzione ridotta della radiazione solare, mentre la maggior parte della radiazione incidente è convertita in calore, il quale crea un incremento della temperatura di funzionamento delle celle ed una conseguente diminuzione della loro efficienza elettrica.

Raffrescando il modulo fotovoltaico con il flusso di un fluido come l'aria o l'acqua, il rendimento elettrico può essere migliorato e allo stesso tempo il calore, che altrimenti andrebbe disperso, viene prelevato dal fluido e può essere utilizzato per il riscaldamento dell'acqua sanitaria o come supporto per il riscaldamento di ambienti, invece che essere dissipato nell'ambiente, raggiungendo così quell'incremento di energia per unità di superficie prodotta.

Cuore di un sistema ibrido è il modulo PV/T (dall'inglese *Photovoltaic* e *Thermal* che stanno appunto a significare "fotovoltaico" e "termico"), una combinazione di celle fotovoltaiche con un collettore solare.

Il fluido termovettore è utilizzato come fluido di raffreddamento delle componenti fotovoltaiche, aumentandone così la prestazione, ma al contempo queste fungono da assorbitore termico, consentendo così la generazione di energia termica.

Questo vale per il funzionamento diurno, quando la temperatura del fluido, più bassa, permette che essa assorba il calore presente nella componente fotovoltaica; viceversa durante la notte il fluido cederà calore alle celle, mantenendole sempre ad una temperatura maggiore di quella esterna.

Un sistema ibrido, sia esso ad aria o ad acqua, porta con sé il notevole vantaggio di incorporare in un unico prodotto la produzione di due tipi di energia, e il vantaggio non è puramente estetico, ma di carattere economico, di facilità di installazione e di spazio.

Dovendo rispondere alla domanda di energia di un utenza, ma disponendo spesso di superfici assai limitate da destinare agli impianti, ci si trova costretti a scegliere se produrre energia elettrica o energia termica.

Con l'utilizzo di un sistema PVT è possibile non rinunciare all'installazione di un pannello fotovoltaico in favore di un collettore termico, in quanto, le due tecnologie cooperanti in un sistema ibrido consentono la produzione di energia elettrica a temperature di funzionamento non eccessivamente elevate grazie all'assorbimento del calore in eccesso da parte della componente termica, la quale fornirà perciò anche calore all'utenza.

La potenzialità dei PVT è particolarmente accentuata nel mercato della residenza individuale e collettivo-condominiale.

Specialmente nei climi più caldi inoltre, è preferibile l'utilizzo dell'acqua quale fluido termovettore, scelta che si sposa perfettamente con la crescente tendenza di scaldare gli ambienti attraverso grandi superfici di scambio termico nelle quali circola acqua a bassa temperatura, quali sono i pannelli radianti a pavimento, a soffitto o a parete.

Un sistema ibrido, sia esso ad aria o ad acqua, porta con sé il notevole vantaggio di incorporare in un unico prodotto la produzione di due tipi di energia, e il vantaggio non è puramente estetico, ma di carattere economico, di facilità di installazione e di spazio.

Dovendo rispondere alla domanda di energia di un utenza, ma disponendo spesso di superfici assai limitate da destinare agli impianti, ci si trova costretti a scegliere se produrre energia elettrica o energia termica.

Con l'utilizzo di un sistema PVT è possibile non rinunciare all'installazione di un pannello fotovoltaico in favore di un collettore termico, in quanto, le due tecnologie cooperanti in un sistema ibrido consentono la produzione di energia elettrica a temperature di funzionamento non eccessivamente elevate grazie all'assorbimento del calore in eccesso da parte della componente termica, la quale fornirà perciò anche calore all'utenza.

I moduli PVT possono generare più energia per unità di superficie rispetto ai pannelli fotovoltaici e ai collettori solari, ad un prezzo più basso. Questi aspetti favorevoli possono sicuramente servire a promuovere la tecnologia PV, ma esistono anche dei limiti.

Per la loro alta efficienza per unità di superficie, i pannelli PVT sono particolarmente adatti per applicazioni con aree limitate di tetto disponibili: la potenzialità dei PVT è particolarmente accentuata nel mercato della residenza individuale e collettivo-condominiale.

BOX: Pannelli PVT

I sistemi solari ibridi possono essere classificati secondo diversi parametri, da quelli fisico-dimensionali, alla tipologia di moduli fotovoltaici utilizzata, al fatto che si tratti di modelli con o senza vetri di copertura, ma in generale si distinguono in base al fluido termovettore utilizzato, individuando due tipologie di sistemi:

Pannelli PV/T ad aria

Il fluido termovettore utilizzato per estrarre il calore dai moduli fotovoltaici è l'aria, fatta circolare in un'intercapedine al di sotto o al di sopra delle celle fotovoltaiche, le quali perciò fungono da assorbitore di calore.

La circolazione naturale o forzata d'aria è un semplice ed economico modo per rimuovere il calore dai moduli fotovoltaici.

L'aria infatti non presenta problemi di gelo alle basse temperature, o di ebollizione in caso di elevata temperatura; inoltre, in caso di perdite, non causa danni ai dispositivi.

Dal punto di vista realizzativo, i dispositivi ad aria risultano di più semplice ed economica realizzazione in quanto è possibile utilizzare dei convenzionali pannelli fotovoltaici riducendo così i costi di costruzione del modulo, rispetto ai sistemi ad acqua.

La circolazione dell'aria al di sotto delle celle ha meno effetto alle basse latitudini, dove la temperatura dell'aria è superiore ai 20 °C per molti mesi dell'anno.

Una bassa capacità termica ed una ridotta conduttività causano uno scarso trasferimento di energia termica.

La bassa densità del fluido fa sì che, per l'ottenimento di una buona efficienza termica, sia richiesto un gran volume d'aria, con le connesse problematiche di dimensione delle tubazioni, rumore e perdite.

La problematica maggiore è costituita dalle possibili applicazioni di tale sistema, il quale presuppone l'accoppiamento a soluzioni impiantistiche che prevedono l'utilizzo di impianti di climatizzazione degli ambienti a tutta aria.

L'uso di uno scambiatore di calore aria-acqua per trasferire il calore all'acqua sanitaria non sembrerebbe essere soddisfacente, visti i costi e la scarsa efficienza di tali scambiatori.

La maggiore applicazione di tale sistema è perciò per specifiche esigenze, come il riscaldamento e l'umidificazione dei prodotti agricoli in una serra, o per il pre-riscaldamento dell'aria di ventilazione.

PV/T a liquido termovettore (ad acqua)

In questo tipo di dispositivi il fluido termovettore è un liquido, acqua, che può essere utilizzata direttamente per usi domestici (acqua calda sanitaria) oppure fatta circolare in un circuito chiuso e miscelata con liquidi antigelo.

I pannelli ad acqua sono particolarmente adatti per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, ma anche per il riscaldamento degli ambienti, laddove i terminali scaldanti sono grandi superfici radianti, siano esse pareti, soffitti o pavimenti; ma anche in presenza di un impianto ad aria, per mezzo di scambiatori acqua-aria.

La somiglianza con i collettori solari e i pannelli fotovoltaici ne rende facile l'installazione e l'integrazione negli edifici, al pari di tali sistemi.

2.3 Diffusione

A fine 2005 nella sola Germania risultavano installati 6.554.000 m² di collettori solari termici, in Grecia 3.047.200 m² e in Austria 2.318.000 m², su un totale europeo di 15.964.000 m². In Italia risultavano invece installati complessivamente 516.000 m².

I grossi impianti eliotermici, dotati di accumuli plurigiornalieri o stagionali sono presenti in alcuni stati dell'Europa centro-settentrionale (es. Svezia, Germania), ma non hanno trovato diffusione nel nostro Paese. Si tratta di impianti in grado di servire intere comunità o villaggi e che quindi

richiedono una rete di teleriscaldamento per la distribuzione dell'energia termica. La necessità di disporre di tali infrastrutture, assieme agli elevati costi di investimento è tra le cause che hanno contribuito a frenare questo tipo di iniziative.

Il diagramma seguente mostra i collettori solari termici installati nel 2005 in Europa (25 Paesi e Svizzera) espressi in migliaia di m².

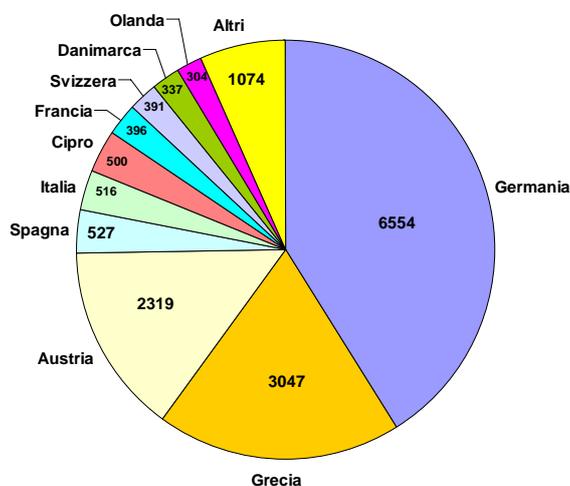


Figura 17- Collettori installati nei Paesi dell'UE al 2005 in migliaia di m².

Il dato relativo al nostro Paese del 2005 (516.000 m² totali di collettori) ha avuto un forte incremento nel 2006 con una superficie installata in quell'anno di 186.000 m². Per il 2007 e il 2008, l'incremento annuo è stato tra il 20% e il 30%.

2.4 Costi associati

Il costo degli impianti solari termici mostra una dipendenza pressoché diretta dalla superficie totale dei collettori. Si tratta quindi fondamentalmente di un costo unitario che è in funzione principalmente della tipologia di collettori e, in secondo luogo, del tipo di installazione, delle applicazioni e della taglia del sistema di accumulo termico.

Per i collettori piani vetrati il costo complessivo per un impianto di acqua calda sanitaria può variare tra i 500 €/m² e i 1.000 €/m² in funzione della possibilità di ammortizzare i costi associati ai collettori con un buon numero di utenze o meno. Ad esempio, nel caso di una famiglia di 4 persone, l'esborso varia tra i 3.000 € e i 5.000 € (IVA compresa) a seconda del sito di installazione e del numero di utenze.

Gli impianti a collettori a tubi evacuati hanno costi mediamente superiori del 30% rispetto ai collettori piani vetrati. Bisogna però considerare la loro maggiore efficienza e quindi la minore superficie richiesta a parità di resa energetica.

I costi delle centrali solari termodinamiche dipendono fortemente dalla tecnologia impiegata (a torre centrale a parabole lineari o *dish-Stirling*). A titolo di esempio, è possibile citare la centrale solare Andasol in Spagna da 50 MW, costata complessivamente 260 M€.

2.5 Applicabilità

Le applicazioni nel contesto urbano degli impianti solari termici sono molteplici e riguardano soprattutto la fornitura di acqua calda per civili abitazioni, edifici scolastici, palestre ed edifici pubblici.

Al fine di incrementare la resa nei mesi più freddi, i collettori solari termici presentano spesso un angolo di inclinazione ottimale maggiore rispetto ai moduli fotovoltaici. Questa condizione risulta compatibile con molte coperture presenti nel Nord Europa, ma si addice di meno alle pendenze di falda che troviamo nella maggior parte delle regioni italiane con inclinazioni che spesso sono comprese tra 17° e 30°.

L'inclinazione tipica delle falde di tetto nel nostro Paese penalizza parzialmente il solare termico, almeno nelle applicazioni convenzionali, perché tende a privilegiare la produzione estiva, quasi sempre eccedente, rispetto a quella invernale, spesso carente. Nei Paesi del centro-nord Europa, invece, le elevate pendenze dei tetti aiutano a uniformare meglio la produzione termica nel corso dell'anno.

I notevoli progressi che si stanno ottenendo nella tecnologia del *solar cooling* lasciano tuttavia ben sperare che in un prossimo futuro gli impianti di raffrescamento solare estivo saranno disponibili su scala commerciale. Ciò renderà quindi vantaggioso disporre di collettori solari con basse inclinazioni per ottimizzare la generazione nella stagione estiva.

Attualmente, le macchine presenti sul mercato partono generalmente da potenze superiori a 35 kW; tale elevata potenza si scontra con la necessità di servire invece l'edilizia residenziale comprendente ville monofamiliari, villette a schiera e palazzine di media grandezza; infatti, al momento, le applicazioni più diffuse rimangono il piccolo commerciale e l'edilizia del terziario.

E' inoltre da segnalare il problema dell'impatto estetico negativo che può caratterizzare l'applicazione di impianti solari termici. L'integrazione architettonica costituisce infatti, soprattutto su edifici preesistenti, un ostacolo non sempre facilmente risolvibile.

Tuttavia, il solare termico, rispetto al fotovoltaico, risente meno degli ombreggiamenti parziali e quindi dispone di un grado di libertà in più riguardo al sito di installazione.

I risultati migliori si ottengono, ove possibile, seguendo la naturale inclinazione della falda del tetto oppure disponendo i collettori su solai piani.

Il solare termico, per molti aspetti, si presta molto bene ad essere applicato su scala urbana, principalmente per via della ridotta superficie generalmente occupata dai collettori rispetto a quella invece occupata per il solare fotovoltaico.

Tabella 4 - Sistemi in uso per la climatizzazione estiva elioassistita. Fonte: H.M. Henning – Fraunhofer ISE, Germania e M.Motta – Dip. Energia Politecnico di Milano.

	Cicli chiusi Produzione acqua refrigerata		Cicli aperti Condizionamento aria diretta	
Tipo di sorbente	Solido	Liquido	Solido	Liquido
				
Tipici materiali in uso	Acqua-Silica gel Ammoniaca – Sali A.	Acqua – LiBr Ammoniaca – Acqua	Acqua – Silica Gel Acqua – Cl di Litio	Acqua – Cl di Calcio Acqua – Cl di Litio
Tecnologie disponibili sul mercato	Macchine ad adsorbimento	Macchine ad assorbimento	Raffr. Evaporativi con ad/assorbimento	-
Potenza frigorifera	7-430 kW	4,5 kW fino > 5 MW	20 kW – 350 MW (per Modulo)	-
Produttori	2 giapponesi, 1 Tedesco	USA, Asia, pochi piccole capacità	Ca. 5 produttori di rotor; molti UTA	-
Efficienza (COP)	0.3-0.7	0.6-0.75 (1 effetto) < 1.2 (2 effetto)	0.5 fino > 1	fino > 1
Temperature tipiche di alimentazione	60-95 °C	80-110°C (1 effetto) 130-160°C (2 effetto)	45-95°C	45-75°C
Tecnologie collettori solari	Piani, sottovuoto	Sottovuoto	Piani, ad aria	Piani, ad aria

2.6 Prospettive future

La competitività dei sistemi solari termici può essere migliorata grazie ad un incremento delle prestazioni mediante sistemi di stoccaggio del calore o mediante accoppiamento con raffrescamento solare. Tali sistemi consentono infatti di sfruttare meglio la radiazione solare nei mesi estivi, momento in cui è più disponibile. In particolare nel caso del *solar cooling*, si prevede un gruppo ad assorbimento riscaldato dai collettori solari (di tipo evacuato per ottenere temperature maggiori), il quale produce acqua refrigerata che può essere utilizzata per il condizionamento ambientale.

Riguardo questa tecnologia, gli attuali sforzi di ricerca e sviluppo sono indirizzati in due direzioni:

- il miglioramento delle prestazioni energetiche delle macchine e quindi aumento dell'efficienza;
- lo sviluppo di macchine che servano potenze ridotte (< 20 kW) per ampliare l'attuale segmento di mercato e quindi una conseguente riduzione dei prezzi.

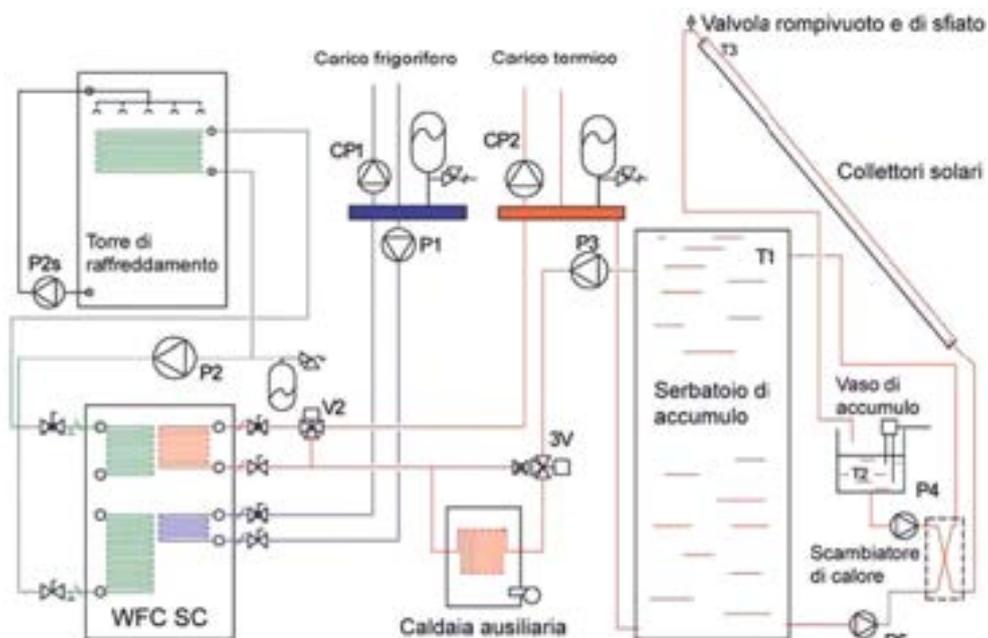


Figura 18 - Esempio di schema di impianto di solar cooling. Fonte: www.fullsolar.it

3 Biomasse

3.1 Descrizione generale

La biomassa, utilizzabile ai fini energetici, consiste in tutti quei materiali organici, di origine vegetale o animale che possono essere utilizzati direttamente come combustibili, ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. Secondo il D.Lgs. 387/2003, delle biomasse fanno parte:

- i sottoprodotti delle produzioni erbacee, arboree e delle lavorazioni agro-industriali;
- i sottoprodotti delle opere forestali per il governo dei boschi e per la produzione di legname da opera e delle lavorazioni del legno o altro (residui dei tagli dell'erba, delle foglie ecc.);
- le colture (arboree ed erbacee) destinate specificatamente alla produzione di biocarburanti e biocombustibili;
- i reflui zootecnici destinati alla produzione di biogas;
- la parte organica dei rifiuti urbani;
- i residui inutilizzabili di produzioni destinate all'alimentazione umana o animale.

Oltre alla grande varietà di biomasse, cui corrisponde un'altrettanto ampia varietà delle caratteristiche chimico-fisiche, si ha di fronte un ampio panorama di tecnologie disponibili per trasformare l'energia in esse contenuta in energia utile sia termica sia elettrica.

L'utilizzo della biomassa a scopo energetico è uno degli strumenti indicati come favorevoli alla riduzione dell'effetto serra perché il bilancio della CO₂ della filiera è considerato neutro⁷.

3.2 Peculiarità tecniche

Le tecnologie per conseguire energia dai vari tipi di biomasse sono tra loro diverse e diversi sono anche i prodotti energetici che si ottengono. In generale, le biomasse con elevato rapporto C/N e poca acqua sono idonee per essere utilizzate direttamente nei processi termochimici, mentre le sostanze ricche di azoto e umide sono destinate ad essere trasformate attraverso dei processi biochimici mediante i quali è possibile produrre un gas contenente CH₄ e H₂ (fermentazione anaerobica). Se le biomasse contengono zuccheri o polisaccaridi possono invece essere sottoposte a processi di fermentazione aerobica mirati ad ottenere alcol. Alcune biomasse oleaginose, infine, producono direttamente olio vegetale che può essere utilizzato tal quale in motori Diesel modificati o dopo essere stato sottoposto ad un processo di transesterificazione (biodiesel).

In generale, allo stato naturale o di tal quale (tq) la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca, composta essenzialmente di fibra grezza ligno-cellulosica.

Schematicamente, per le conversioni di tipo termochimico, risultano adatte le biomasse che hanno le seguenti caratteristiche:

- un elevato rapporto tra il contenuto di carbonio e quello di azoto (C/N > 30);
- un ridotto contenuto di umidità (U < 30÷50% sul tq);
- un sufficiente potere calorifico inferiore (PCI > 10 MJ/kg di ss).

Per le conversioni di tipo termochimico risultano quindi idonee la legna e i suoi derivati (scarti di lavorazione, segatura, trucioli, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligneo-cellulosico (paglia di cereali, residui di potature, ecc.) e alcuni scarti di lavorazione industriali (lolla, gusci, sanse e vinacce esauste, ecc.).

Per le conversioni di tipo biochimico, invece, sono adatte le biomasse che presentano le seguenti caratteristiche:

- un ridotto rapporto carbonio/azoto (C/N < 30);

⁷ Infatti, le emissioni di CO₂ prodotte dalla biomassa durante il suo utilizzo sono compensate dalla quantità di CO₂ assorbita, attraverso la fotosintesi, durante la crescita della biomassa stessa. Vanno invece considerate le emissioni relative alla realizzazione e gestione degli impianti.

- un elevato contenuto di umidità ($U > 30\div 50\%$ sul tq).

Queste biomasse, con una frazione umida preponderante rispetto a quella secca, sono utilizzabili in processi come la digestione anaerobica per la produzione di biogas.

Sono quindi adatti alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, patata, colture ortive, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (acque di lavorazione dei frantoi, ecc.), oltre alla biomassa organica eterogenea.

Le caratteristiche dei diversi tipi di biomassa variano molto, soprattutto per quanto riguarda potere calorifico inferiore, umidità, contenuto di ceneri, dimensioni e peso specifico.

Nel processo di conversione della biomassa in energia, si ottiene sempre come sottoprodotto anche un residuo. Nei processi termochimici, questo residuo è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile contenuta nella biomassa.

Le ceneri, principalmente presenti nelle paglie e molto meno nel legno, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto in processi termochimici perché, a causa delle elevate temperature, possono fondersi e formare incrostazioni in varie parti delle caldaie.

È quindi importante conoscere l'esatta composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene. In particolare, si pone attenzione sulla quantità di metalli alcalini e alcalino-terrosi: sodio, potassio, magnesio e calcio. In generale, comunque, le biomasse sono caratterizzate dalla presenza di ceneri basso fondenti. Tale caratteristica va considerata attentamente nella gestione degli impianti di combustione poiché può provocare numerosi disfunzionamenti a causa del "impaccamento" delle ceneri.

BOX: Tipi di trattamento

Combustione

Gli impianti per la combustione possono avere dimensioni molto varie, dalle piccole caldaie fino alle grandi centrali, in cui, alla caldaia per la combustione della biomassa, è accoppiato un generatore di vapore e turboalternatore a ciclo *Rankine*. I rendimenti energetici dei combustori (caldaie) si attestano attorno al $80\div 85\%$; il rendimento elettrico globale può raggiungere normalmente valori massimi dell'ordine del 25%.

Una pratica, diffusa tipicamente negli Stati Uniti, è quella della co-combustione delle biomasse e del carbone, attraverso la quale una quota pari al 10-15% del carbone è sostituita da biomassa. Il processo ha un rendimento soddisfacente con una diminuzione delle emissioni. Inoltre gli investimenti sono molto modesti perché questa tecnologia richiede solo modifiche di lieve entità agli impianti esistenti.

Per la sola generazione di calore invece si può prevedere l'utilizzo di caldaie per la produzione di acqua calda a pressione atmosferica o surriscaldata. I rendimenti si mantengono attorno all'85%, con valori medi stagionali prossimi all'80%.

Per potenze medio alte, si utilizzano spesso combustori a letto fluido.

Gassificazione

Riscaldando la biomassa a temperature comprese tra i 900 e i 1.200 °C in carenza di ossigeno ($10\div 20\%$ in meno di quanto richiesto per la combustione) si ottiene un gas combustibile (detto *syngas*), con un potere calorifico pari a circa $4\div 6$ MJ/Nm³, che, opportunamente depurato, può essere utilizzato come fluido di lavoro nelle turbine a gas o in motori a combustione interna. La gassificazione è una tecnologia più impegnativa della combustione, poiché la composizione del gas prodotto dipende molto dalle caratteristiche della biomassa in ingresso, in particolare da umidità e dimensioni. In linea generale è richiesta una regolarità della pezzatura ed un'umidità piuttosto contenuta.

Rispetto alla combustione, la gassificazione permette di ottenere efficienze di conversione maggiori su un intervallo di potenza che varia dai 5 MW_{el} ai 100 MW_{el}. Negli impianti con gassificatore e ciclo combinato (turbina a gas e recupero del calore in un ciclo a vapore) si può arrivare a rendimenti dell'ordine del 30%.

L'utilizzo in turbine a gas non è ancora a livello commerciale. Le turbine a gas devono essere modificate nella sezione di combustione per adattarle al potere calorifico di combustione del

syngas, e quindi del diverso rapporto aria/combustibile, rispetto all'utilizzo di gas naturale. Un altro aspetto importante riguarda la depurazione del syngas, che per queste applicazioni deve raggiungere livelli molto spinti.

Pirolisi

Tra i trattamenti termici vi è la pirolisi che avviene in assenza di ossigeno. Essa porta alla formazione di gas, composti catramosi e carbonio allo stato quasi puro; i primi possono essere successivamente bruciati nella fase gassosa sia nei motori sia nelle turbine.

Le differenze tra gassificazione e pirolisi, che a livello di processo appaiono molto simili, riguardano sostanzialmente: la temperatura, la quantità di ossigeno presente e il prodotto che si ottiene.

La gassificazione serve per produrre gas, quindi la carica risulta quasi tutta gassificata e, al termine del processo, resta solo cenere; mentre nella pirolisi, a causa delle temperature inferiori, solo le sostanze più volatili sono gassificate.

Tabella 5 - Comparazione dei rendimenti elettrici (valori indicativi percentuali).

Trattamento termico	Combustione	Pirolisi – gassificazione		
Generazione energetica	Ciclo a vapore	Ciclo a vapore	Motore a gas	GTCC
Rendimento el. medio netto	20-28	10-20	13-15	20-25

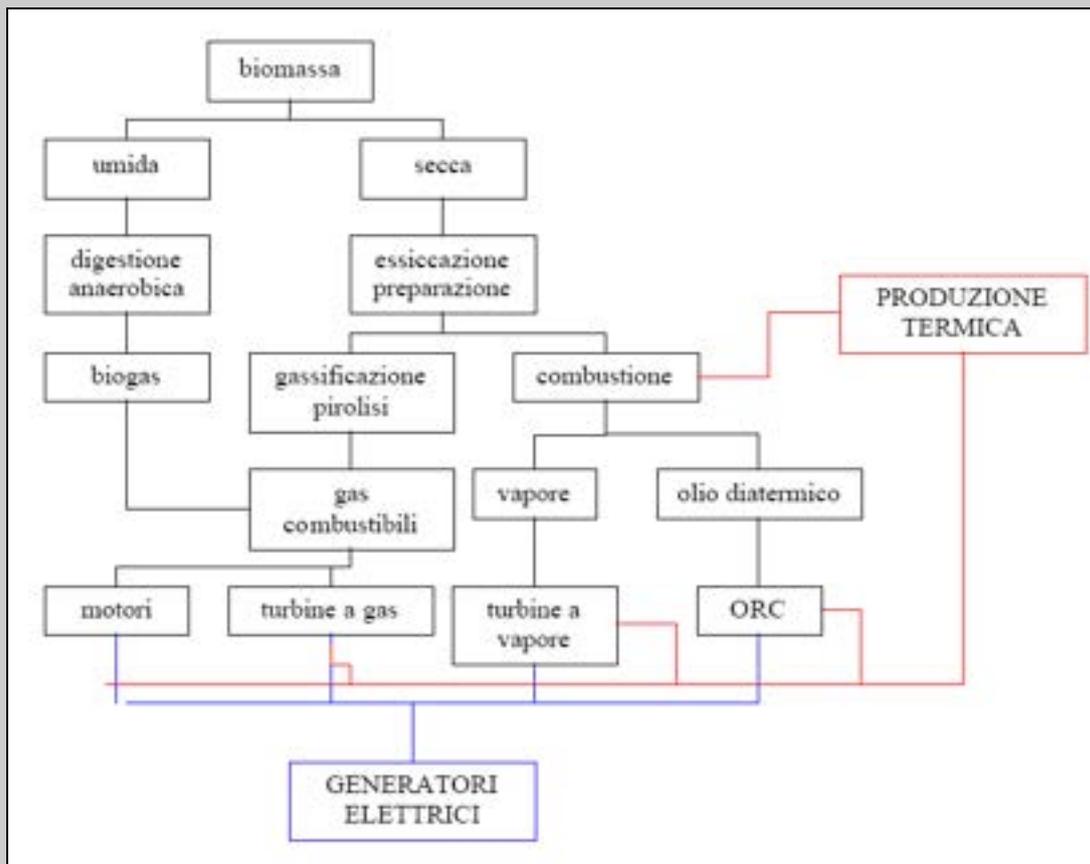


Figura 19 - Possibile suddivisione delle modalità di produzione di energia da biomasse.

Fermentazione

Questo processo è abbastanza diffuso per la produzione di etanolo, a partire da colture di barbabietole e di canna da zucchero, oppure da mais e frumento.

L'amido contenuto nella biomassa è trasformato in zucchero dagli enzimi, quindi lo zucchero viene trasformato in etanolo per mezzo dei lieviti. Un passaggio che richiede una certa quantità di

energia in ingresso è la purificazione dell'etanolo mediante distillazione. In generale, si ottengono circa 450 l di etanolo da una tonnellata di frumento secco. I residui della fermentazione diventano mangime oppure, come nel caso della canna da zucchero, materiale secco combustibile (bagassa).

Per essere di buona qualità, l'etanolo deve avere una concentrazione d'acqua più bassa possibile: in genere, quindi, la distillazione avviene in più stadi successivi. Normalmente, la concentrazione dell'alcol non arriva comunque ad essere superiore al 95%.

La distillazione assorbe molta energia, per questo è difficile ottenere bilanci energetici positivi.

L'etanolo può essere usato come carburante nei motori a combustione interna: ha un potere calorifico mediamente pari a 27 kJ/l, contro i circa 42 kJ/l della benzina; è poco inquinante; ha un alto potere antidetonante, per cui ammette alti rapporti di compressione e, quindi, alti rendimenti.

Digestione anaerobica

Nella digestione anaerobica la biomassa è trasformata in gas da batteri che lavorano in un ambiente privo di ossigeno. È una tecnologia abbastanza diffusa, soprattutto per quelle biomasse con contenuto di umidità molto elevato.

Il biogas consiste in una miscela gassosa formata da metano (50÷70%), anidride carbonica (35÷40%) e tracce di altri gas; il potere calorifico varia generalmente tra 20 e 25 kJ/m³.

Poiché si utilizzano residui agro-industriali, rifiuti e/o deiezioni, è probabile che siano presenti sostanze inquinanti che vanno opportunamente presi in considerazione.

Per la produzione di biogas, il bilancio energetico del processo è più favorevole per impianti di piccola dimensione. I digestori di grandi dimensioni sono complessi nella progettazione e nella manutenzione; sono quindi giustificati non tanto per la resa energetica, quanto per la necessità di trattare grandi quantità di scarichi organici, vengono quindi utilizzati maggiormente per esigenze igienico-sanitarie che per il recupero energetico.

Dopo un opportuno trattamento di purificazione, il biogas prodotto può essere utilizzato in motori a combustione interna o nelle turbine a gas, con taglie di impianto ed efficienze tipiche per queste tecnologie.

La comparazione delle prestazioni energetiche degli impianti di trattamento termico di biomassa è riassunta nella tabella seguente, dalla quale si nota come la combustione appaia il trattamento con recupero energetico migliore.

BOX: ORC (Organic Rankine Cycle)

Interventi significativi riguardanti l'applicazione di questa tecnologia sono stati realizzati dalla ditta Turboden, ditta produttrice di una linea di gruppi di cogenerazione CHP standard alimentati da biomassa. Si tratta di sistemi compatti, che richiedono poca manutenzione, completamente automatici, di efficienza e affidabilità elevate e che consentono l'utilizzo della biomassa in centrali CHP.

La prima unità di questa nuova serie da 300 kW_{el} è stata fornita nel 1998 alla sede di Bière dell'esercito svizzero.

Una caldaia a biomassa è alimentata da scarti di legno vergine e riscalda un flusso di olio diatermico a 300 °C in un circuito chiuso. Il turbogeneratore ORC riceve l'olio diatermico a 300 °C e lo raffredda fino a una temperatura di 250 °C. L'olio diatermico ritorna quindi alla caldaia dove viene nuovamente riscaldato. Il turbogeneratore ORC produce 300 kW_{el}, con un'efficienza netta di circa il 17%. La temperatura dell'acqua che raffredda il condensatore è riscaldata da 60 a 80 °C e rifornisce di calore le caserme nella stagione invernale.

In questo turbogeneratore, Turboden ha introdotto come fluido di lavoro un fluido siliconico appositamente studiato per essere utilizzato nei moduli standard alimentati a biomassa.



Figura 20 - Impianto CHP a biomassa di Bière che alimenta il sistema di teleriscaldamento di Place d'Armes de Bière, con utilizzo stagionale da novembre a maggio (temperatura acqua di raffreddamento 60/80°C). L'impianto ha vinto il Prix Solaire Suisse nel 1999. Fonte: www.turboden.it.

Grazie alla positiva esperienza di Bière, gli anni successivi videro la realizzazione di numerose altre installazioni. In particolare, nel 1999 ad Admont (Austria), è stato installato un turbogeneratore ORC da 400 kW_{el} che funziona senza problemi e in modo continuo, d'estate e d'inverno (ha raggiunto 48.000 ore di lavoro nel Dicembre 2005).



Figura 21 - Il turbogeneratore ORC nella stanza ORC dell'impianto di Admont. Fonte: www.turboden.it.

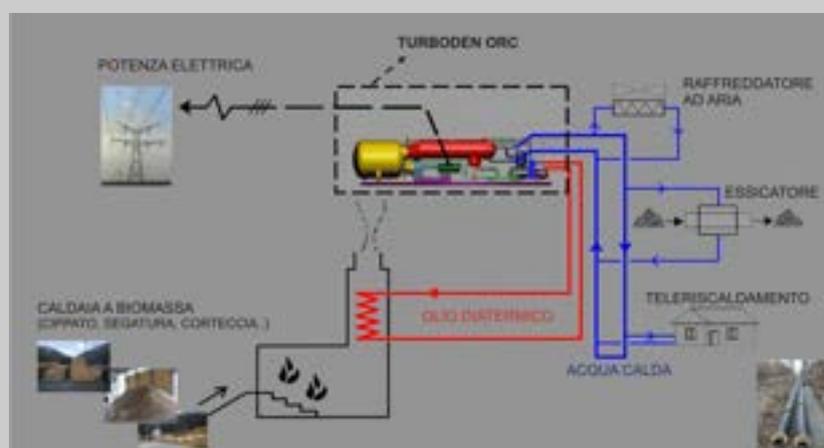


Figura 22 - Schema di un impianto ORC alimentato a biomassa. Fonte: www.turboden.it.

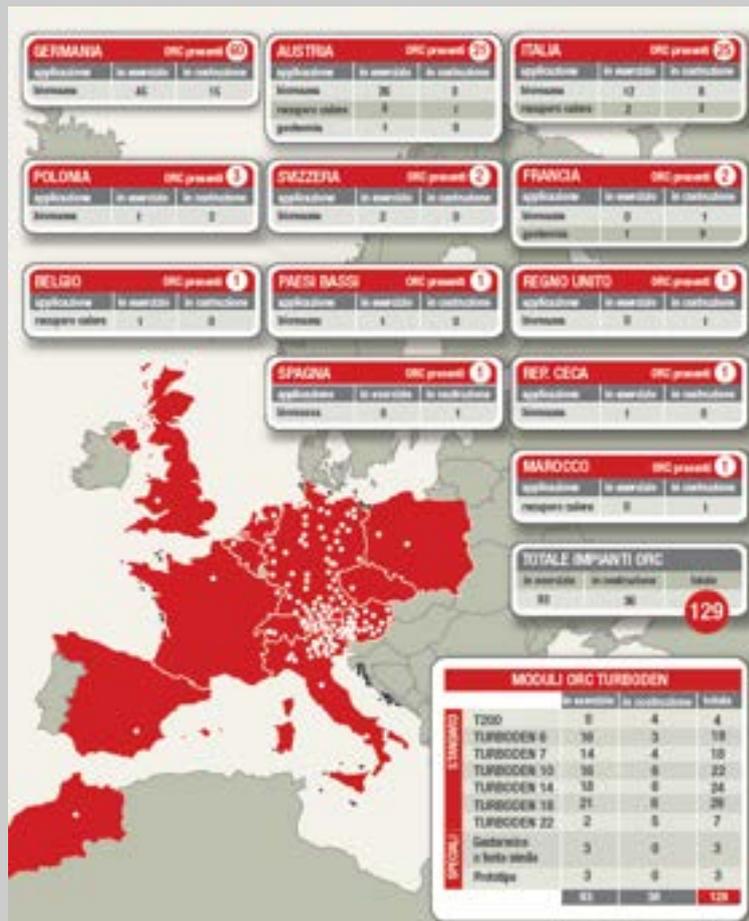


Figura 23 - Mappa della distribuzione delle unità ORC Turboden. Fonte: www.turboden.it.

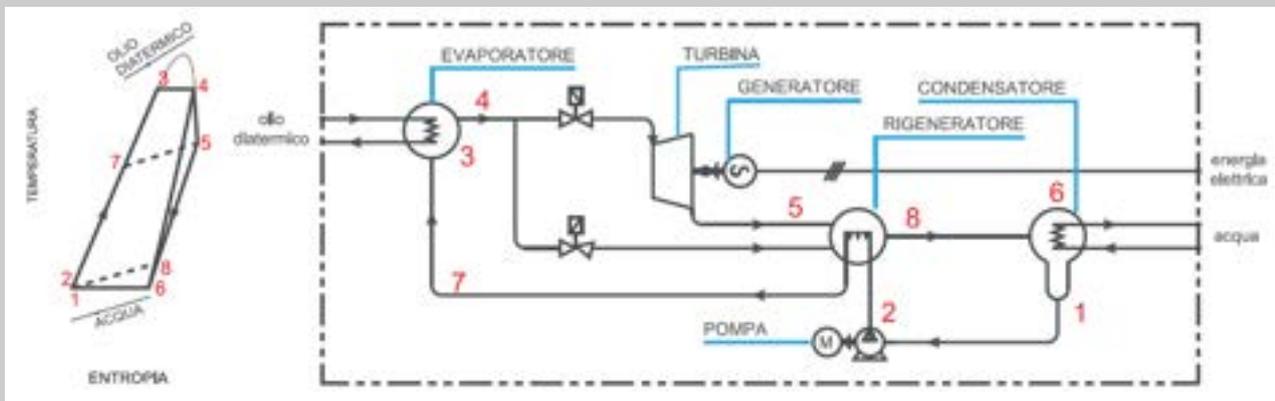


Figura 24 – Schema di funzionamento del ciclo ORC. Fonte: www.turboden.it

Il turbogeneratore utilizza l'olio diatermico per preriscaldare e vaporizzare un adatto fluido organico di lavoro nell'evaporatore (7→3→4). Il vapore organico espande nella turbina (4→5), che è direttamente collegata al generatore elettrico attraverso un giunto elastico. Il vapore passa attraverso il rigeneratore (5→8) e in questo modo preriscalda il fluido organico (2→7). Il vapore viene poi condensato nel condensatore (raffreddato dall'acqua di raffreddamento) (8→6→1). Il liquido organico viene infine pompato (1→2) nel rigeneratore e da qui nell'evaporatore, completando così la sequenza di operazioni nel circuito chiuso.

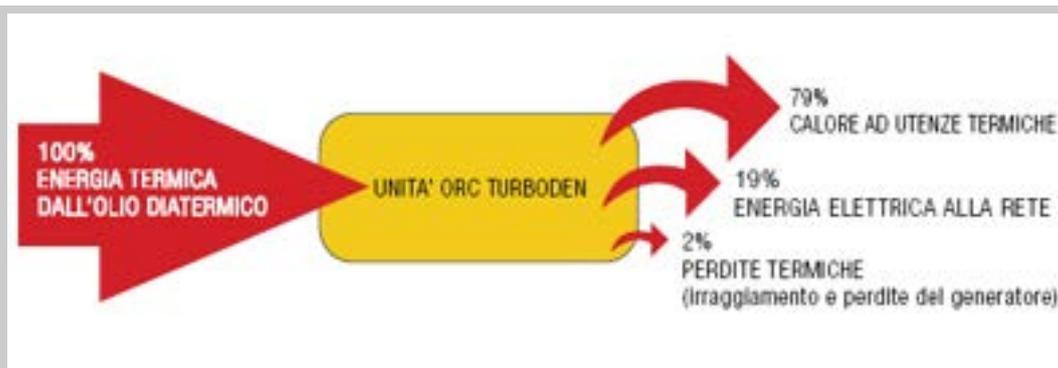


Figura 25 – Indicazione dei rendimenti unità ORC Turboden. Fonte: www.turboden.it

I turbogeneratori Turboden utilizzati in applicazioni cogenerative garantiscono una elevata efficienza energetica totale: il 19% circa della potenza termica disponibile alla sorgente viene convertita in energia elettrica, il 79% viene erogato ad una temperatura sufficientemente elevata per uso termico. Per le applicazioni non cogenerative, in cui si rinuncia o non serve l'uso termico, i rendimenti elettrici possono salire fino a circa il 24%.

3.3 Diffusione

Ad oggi, le biomasse soddisfano il 15% circa degli usi energetici primari nel mondo, con 55 milioni di TJ/anno (1.230 Mtep/anno).

L'utilizzo di tale fonte mostra, però, un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi.

I Paesi in Via di Sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 48 milioni di TJ/anno (1074 Mtep/anno), ma in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale, mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali.

Nei Paesi Industrializzati, invece, le biomasse contribuiscono appena per il 3% agli usi energetici primari con 7 milioni di TJ/anno (156 Mtep/anno). In particolare, l'Europa ricava complessivamente il 3,5% della propria energia dalle biomasse, equivalente a circa 40 Mtep/anno, con punte del 18% in Finlandia, 17% in Svezia, 13% in Austria, l'Italia, con il 2% del proprio fabbisogno coperto dalle biomasse, è al di sotto della media europea⁸.

In Italia, la biomassa viene impiegata principalmente con i seguenti scopi:

- Produzione di energia termica per usi domestici e per processi industriali. Tale utilizzo rappresenta circa l'80% del totale, ma, spesso, i dispositivi allo scopo non hanno ancora efficienze adeguate.
- Cogenerazione di energia elettrica e termica, in abbinamento a reti di teleriscaldamento;
- Produzione elettrica in co-combustione (combustione delle biomasse in miscela con altri combustibili) in impianti esistenti.

Tabella 6 - Impianti qualificati a biomasse in esercizio al 30/06/2008 in Italia⁹.

Taglia	N°	Potenza (MW)
Fino a 1 MW	36	~ 20
Da 1 a 5 MW	16	~ 40
Da 5 a 10 MW	7	~ 40
Da 10 a 20 MW	7	~ 100
Oltre 20 MW	5	~ 200
TOT	71	~ 400

⁸ Green Cross Onlus, www.greencrossitalia.it

⁹ Workshop, Le prospettive di sviluppo per la produzione di energia da biomasse, Milano 27 marzo 2009.

3.4 Costi associati

In riferimento ad un impianto di generazione di potenza, in riferimento ad una taglia indicativa di 100 kt/anno, si possono indicare i seguenti costi medi:

- per un impianto di combustione diretta è realistico assumere un costo di realizzazione compreso tra 50 e 60 M€ ed un costo di esercizio pari a circa 25-45 €/t anno.
- per un impianto di pirolisi-gassificazione è realistico assumere un costo di realizzazione compreso tra 30 e 50 M€ ed un costo di esercizio pari a circa 20-40 €/t anno;

Il costo indicativo della biomassa, variabile a seconda del tipo (di origine forestale, agricola, proveniente da sfalci/potature o da lavorazioni agro-industriali, rifiuti urbani ecc.) ammonta a circa 0,10 €/kg corrispondenti circa a 0,03 €/kWh¹⁰.

Tuttavia, gli elevati costi d'investimento rendono gli impianti a biomassa non ancora competitivi economicamente; pertanto, per la promozione del recupero di energia da biomassa (così come per altre fonti rinnovabili) divengono necessarie adeguate politiche di incentivazione¹¹. La principale forma di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, quindi anche da biomassa, è quella dei certificati verdi introdotti con il decreto Bersani (D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79).

Con il D.L. 1 ottobre 2007, n. 159 (poi convertito in legge) collegato alla finanziaria 2008, il meccanismo di incentivazione dei certificati verdi, per tutti gli impianti IAFR autorizzati in data successiva al 31 dicembre 2007, ha subito importanti modifiche¹². In particolare, nell'ambito delle biomasse, si è stabilito che a tutti gli impianti alimentati con prodotti e sottoprodotti agricoli, forestali e di natura zootecnica, derivanti da filiere corte (cioè ottenuti entro un raggio di 70 km dall'impianto che utilizza per produrre energia elettrica) è riconosciuta per 15 anni l'incentivazione indicata nella tabella seguente.

Tuttavia al momento manca ancora il relativo decreto attuativo a seguito di alcune osservazioni fatte a livello comunitario per garantire il regime di concorrenza.

Per quanto riguarda invece le biomasse di origine vegetale provenienti da filiera lunga e per la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani il decreto collegato alla finanziaria prevede comunque un regime di sostegno, sempre della durata di 15 anni, in cui però il fattore moltiplicativo per l'assegnazione dei certificati verdi è ridotto a 1,1 e la tariffa omnicomprensiva posta pari a 0,22 €/kWh.

Tali valori, nonché quelli previsti per biomassa da filiera corta, potranno essere aggiornati ogni tre anni con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali.

¹⁰ www.agricoltura.regione.lombardia.it

¹¹ Caputo P., Recupero di energia da biomassa: stato dell'arte ed applicazione della "life cycle assessment", tesi di Dottorato in energetica, politecnico di Milano 2001.

¹² Fonte: ENEA, Energia dalle biomasse – Tecnologie e prospettive, Roma 2008.

Tabella 7 – Incentivazione per impianti alimentati con prodotti e sottoprodotti agricoli, forestali e di natura zootecnica, derivanti da filiere corte. Fonte: ENEA, *Energia dalle biomasse – Tecnologie e prospettive*, Roma 2008.

Impianti con potenza installata > 1MW _{el}
A questi impianti vengono riconosciuti dei certificati verdi “agricoli” in numero pari ai MWh prodotti moltiplicati per un coefficiente pari a 1,8. Il prezzo di riferimento di tali certificati sarà fissato a partire dal 2008 dalla differenza tra il 180 € per MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica definito dall’Autorità per l’energia elettrica. L’incentivazione è riconosciuta per 15 anni.
Impianti con potenza installata ≤ 1MW _{el}
A questi impianti è riconosciuta, a scelta del produttore, o la stessa tipologia di incentivazione vista per le taglie superiori al Megawatt, oppure, in alternativa, una tariffa fissa omnicomprensiva pari 0,30 €, che viene liquidata mensilmente, per ogni kWh prodotto e immesso in rete. Si dà inoltre la possibilità agli impianti di potenza fino ai 200 kW _{el} di accedere al servizio di scambio sul posto con modalità simili a quelle già previste dalla finanziaria 2007 per i sistemi fotovoltaici attraverso l’incentivazione in “conto energia”. Un’ulteriore agevolazione per gli impianti di piccola taglia (< 200 kW _{el}) è rappresentata dal fatto che questi, per poter accedere agli incentivi, non sono soggetti ad autorizzazione, ma ad una semplice dichiarazione di inizio attività (DIA), che permette di abbreviare sensibilmente i tempi burocratici. L’incentivazione è riconosciuta per 15 anni.

3.5 Applicabilità

Nell’ottica della diversificazione delle fonti rinnovabili, lo sfruttamento a fini energetici delle biomasse rappresenta, in particolare per l’Italia, un’importante occasione per ridurre la vulnerabilità nell’approvvigionamento delle risorse energetiche e limitare l’importazione di energia elettrica. Si valuta, infatti, che la disponibilità di biomasse residuali (legno, residui agricoli e dell’industria agroalimentare, rifiuti urbani e dell’industria zootecnica), in Italia, corrisponda a circa 66.000.000 t di sostanza secca l’anno equivalente a 27 Mtep¹³.

Vi sono però diversi ostacoli che impediscono l’utilizzo di un così vasto potenziale. Tra questi si ricordano, ad esempio, i problemi legati alla gestione della biomassa di origine forestale, agricola e proveniente da sfalci/potature, manutenzione del verde urbano, all’approvvigionamento e allo stoccaggio.

Inoltre, concentrando l’attenzione sulle aree urbane, possono essere messi in evidenza ulteriori o, vi sono difficoltà relative all’accettazione degli impianti e alla loro localizzazione (ingombro, impatto estetico-paesaggistico, emissioni di gas e odori, problemi legati all’approvvigionamento ecc.).

In via generale, si possono citare, i seguenti ambiti come i più promettenti per l’utilizzo di tale risorsa:

- impiego in sistemi semplici di combustione a legna, sotto diverse pezzature, di tipo monofamiliare per la produzione di calore (ed eventualmente di acqua calda sanitaria), anche in abbinamento con sistemi solari termici;
- impiego presso centri urbani di piccole dimensioni e con ove vi siano le caratteristiche adeguate¹⁴ in impianti di: combustione a legna (o altri tipi di biomassa localmente disponibili) collegati a reti di teleriscaldamento a legna (ad esempio, Piemonte¹⁵ e Trentino Alto Adige);
- impiego in impianti di generazione/cogenerazione di taglia medio-piccola (circa 10 MW_{el}), qualora sia possibile assicurare un approvvigionamento di biomassa costante nel tempo, economicamente conveniente, con caratteristiche chimico-fisiche adeguate e proveniente da un bacino di raccolta sufficientemente contenuto.

¹³ http://www.powergreensrl.it/html/l_impianto.html

¹⁴ Morfologia urbana adeguata, possibilità di creare infrastrutture idonee senza particolari difficoltà, disponibilità economico-finanziaria e domanda di calore per riscaldamento sufficientemente elevata ecc.

¹⁵ dove la rete alimentata con il calore generato dalla combustione di biomassa ammonta a circa 10 km, le utenze riscaldate con tale sistema sono 120, pari a quasi 2 milioni di m³.

3.6 Prospettive future

Alla luce di quanto esposto, i tipi di impiego più promettenti per il futuro sembrano essere:

- Combustione di legna (o altra biomassa localmente disponibile, opportunamente trattata) per alimentazione di reti di teleriscaldamento a scala di quartiere o di piccoli centri;
- impiego di impianti di pirolisi-gassificazione con funzionamento di tipo cogenerativo in impianti medio-piccoli (5-10 MW_{el}). Tali soluzioni possono essere adatte anche in zone agricole periurbane;

Mentre la prima opzione è tecnologicamente consolidata, la seconda è ancora a livello dimostrativo, ma risulta essere particolarmente promettente perché consente di avere ingombri contenuti e un migliore livello di accettabilità, se comparate con i tradizionali impianti di combustione e generazione elettrica mediante ciclo a vapore.

In particolare, nella tabella successiva, si riporta in maniera schematica una rassegna¹⁶ in merito alle tecnologie disponibili sul mercato per impianti di pirolisi-gassificazione (qui riportate solo quelle con impianti pienamente commerciali).

Tabella 8 – Tecnologie disponibili sul mercato¹⁷.

Scala	Processo	Tipologia
Medio-larga	Alstom -Ebara	Gassificazione e Combustione secondaria con fusione ceneri
Medio-larga	Nippon Steel	Gassificazione e Combustione
Media	PKA	Pirolisi e Gassificazione

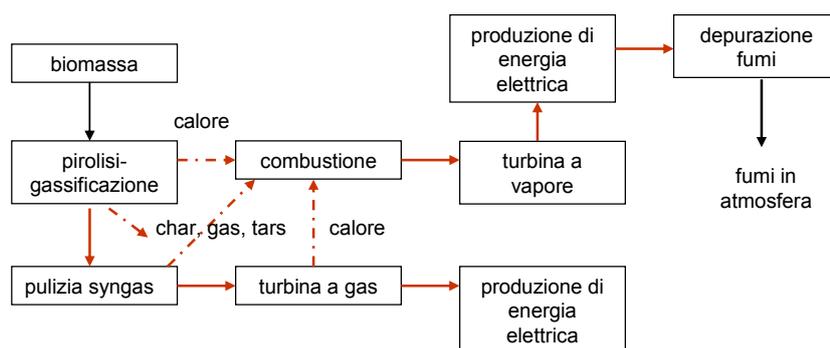


Figura 26 - Esempio: schema del processo di pirolisi-gassificazione¹⁸.

¹⁶ Pyrolysis and Gasification of waste, a worldwide technology and business review, vol I e II, Juniper, Gloucestershire (UK), 2001.

¹⁷ Caputo P., Chiesa G., Potenzialità di pirolisi-gassificazione per il trattamento di rifiuti e biomassa nel contesto italiano, 61° congresso nazionale ATI.

¹⁸ Caputo P., Chiesa G., Potenzialità di pirolisi-gassificazione per il trattamento di rifiuti e biomassa nel contesto italiano, 61° congresso nazionale ATI.

Tra le maggiori applicazioni della biomassa gassificata, vi è la combustione (*cofiring*) di *syngas* in impianti a gas esistenti.

Un'altra applicazione della gassificazione, è rappresentata da impianti IGCC (*Integrated gasification and combined cycled*), massima espressione del concetto *biomass-to-electricity*.

Diversi impianti di gassificazione a letto fisso sono in esercizio nel mondo. Si tratta di esperienze di successo, ad esempio in Finlandia e Danimarca, oppure in India e Cina (almeno 100 gassificatori a letto fisso), per la produzione di elettricità ad uso locale per industrie e fattorie. Anche in altri Paesi vi sono gassificatori a letto fisso di piccola taglia, caratterizzati da un fattore di utilizzo di almeno 1.000 h/anno di generazione elettrica.

Tuttavia, nonostante ci siano numerose esperienze di impianti a scala pilota, vi sono solo pochissimi impianti a scala commerciale nei Paesi dell'OECD.

4 Geotermia

4.1 Descrizione generale

L'energia geotermica può essere definita come l'energia interna della crosta terrestre, contenuta sia nelle rocce che nei fluidi presenti al loro interno. La variazione di temperatura con la profondità viene detta gradiente geotermico; in Italia tale gradiente si aggira mediamente attorno a 30 °C/km. In alcune aree, la trasmissione di calore dall'interno avviene con flussi (potenza termica per unità di superficie) più elevati per effetto dei movimenti tettonici e del vulcanismo. Nelle aree di interesse geotermico alla profondità di 1.000 m si possono trovare temperature superiori a 100 °C.

L'energia geotermica può essere sfruttata per diversi utilizzi a seconda dei quali è possibile parlare di sistemi ad alta entalpia ($T > 150$ °C), a media entalpia (90 °C $< T < 150$ °C), a bassa entalpia (20 °C $< T < 90$ °C) e a bassissima entalpia ($T < 20$ °C). L'uso intensivo di questa risorsa energetica può avvenire unicamente nelle aree in cui vi è, oltre ad un elevato gradiente geotermico, anche la presenza di un fluido e di una elevata permeabilità delle matrici rocciose.

Nel caso di sistemi ad alta entalpia, l'acqua calda o il vapore arrivano in superficie attraverso pozzi e vengono avviati alle centrali geotermiche per la produzione di energia elettrica. In Italia, tuttavia, le zone dove è possibile sfruttare in modo diretto la geotermia ad alta entalpia sono limitate. I campi geotermici più importanti sono infatti quelli di Larderello (560 MW), di Travale (160 MW) e del Monte Amiata in Toscana (88 MW) e di Latera nel Lazio (40 MW)¹⁹, tutti di proprietà del gruppo ENEL S.p.A.

A livello esemplificativo si riporta nella seguente immagine la suddivisione delle possibilità di sfruttamento della risorsa geotermica in base alla temperatura della fonte²⁰.

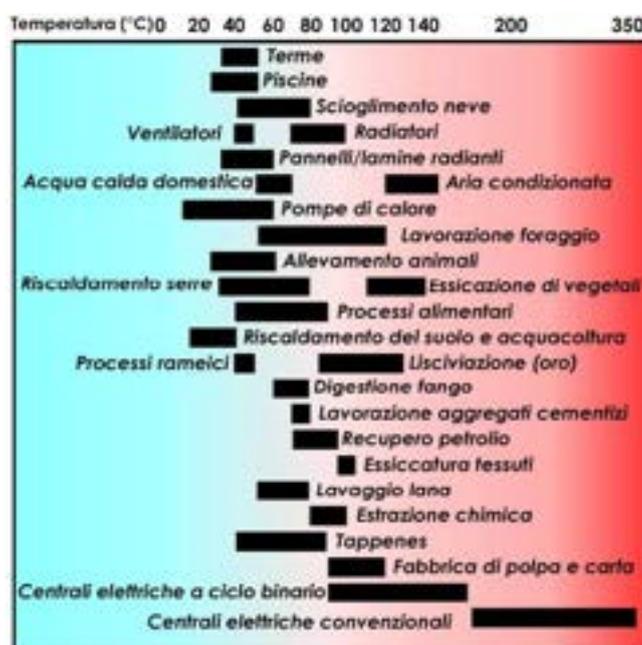


Figura 27 - Possibilità di sfruttamento della risorsa geotermica in base alla temperatura della fonte.

Oltre alle risorse ad alta entalpia, in natura esistono anche abbondanti riserve di energia a bassa o bassissima entalpia, purtroppo inutilizzabili direttamente per il riscaldamento, poiché presenti a temperature eccessivamente ridotte o in luoghi troppo distanti da quello di utilizzo o di non facile accesso.

¹⁹ Si intendono le potenze nominali installate - www.cegl.it.

²⁰ Istituto di Geoscienze e Georisorse CNR -Dipartimento Terra e Ambiente.

4.2 Peculiarità tecniche

La trattazione fa riferimento solo ai sistemi a bassa entalpia, quindi per il condizionamento degli ambienti e l'eventuale produzione di acqua calda sanitaria.

Un impianto che utilizza l'energia geotermica per la climatizzazione è sostanzialmente composto da:

- pompa di calore, generalmente installata all'interno dell'edificio, o scambiatore di calore tra fluido derivante dal sottosuolo e sistema di distribuzione del calore;
- sistema di accoppiamento con il terreno oppure con l'acqua di falda o di superficie;
- sistema di distribuzione ed erogazione del calore, comprendente i terminali di impianto.

Lo schema di base è costituito dal circuito idraulico che riceve calore dal condensatore della pompa di calore e lo cede agli ambienti da riscaldare. Nei sistemi più complessi si ha un'eventuale suddivisione in zone, ciascuna servita da un proprio circuito "secondario" che fa capo a collettori di mandata e ritorno. Il circuito "primario" è in questo caso quello compreso tra condensatore e collettori.

L'ASHRAE²¹ ha individuato una nomenclatura standard per differenziare i vari tipi di sistemi geotermici a pompa di calore: pompe di calore accoppiate al terreno (*Ground-Coupled Heat Pumps – GCHPs*), pompe di calore ad acqua di falda (*Ground Water Heat Pumps – GWHP*) e pompe di calore ad acqua di superficie (*Surface Water Heat Pumps – SWHP*).

La pompa di calore si definisce geotermica (GSHP, *Ground Source Heat Pump* o *GHP Geothermal Heat Pump*) se il pozzo freddo da cui estrarre calore è il terreno. Le pompe di calore accoppiate al terreno funzionano tanto meglio quanto più sono vicine tra loro le temperature della sorgente fredda (terreno nel periodo di riscaldamento) e di distribuzione del calore nell'edificio. Questo porta a privilegiare gli impianti a bassa temperatura durante la stagione invernale e ad alta temperatura durante la stagione estiva.

A livello esemplificativo, nella seguente immagine si riporta uno schema concettuale raffigurante il funzionamento di una pompa di calore geotermica.

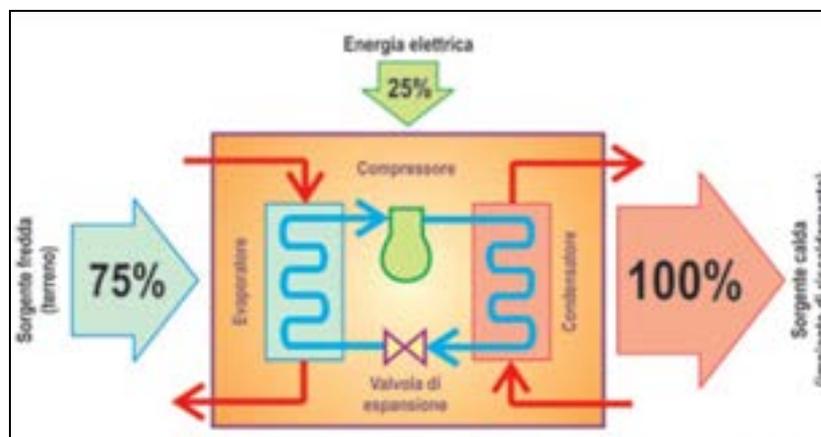


Figura 28 - Schema funzionale di una pompa di calore geotermica²².

Si definiscono inoltre due parametri per la valutazione dell'efficienza di tali macchine:

- COP: Coefficiente di Prestazione; è l'efficienza di una pompa di calore, misurata come il rapporto tra la quantità di calore trasferito e la quantità di energia spesa per trasportarlo.
- SPF: è definito come il rapporto del calore trasportato e l'energia totale consumata a livello stagionale. Considera il fabbisogno variabile di riscaldamento/raffreddamento, le temperature della fonte e del dispersore di calore nel corso dell'anno ed include la richiesta di energia, per esempio, per lo sbrinamento.

²¹ American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning.

²² www.alterenergia.it.

Se la sorgente fredda è il terreno si possono avere, in generale, due tipi di configurazioni:

- scambio mediante tubi disposti orizzontalmente a basse profondità;
- scambio mediante sonde verticali poste ad elevate profondità.

Il beneficio dello scambio con il terreno è connesso alla scarsa variazione del livello di temperatura del pozzo freddo rispetto all'andamento della temperatura di altre sorgenti. Nel seguente grafico viene mostrata, a livello esemplificativo, la variazione della temperatura del terreno in funzione della profondità, durante le diverse stagioni.

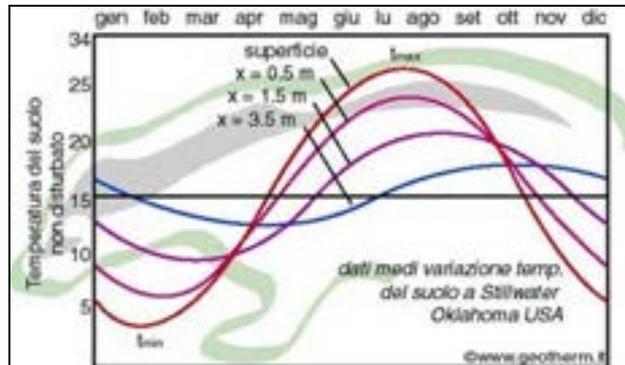


Figura 29 - Andamento mensile della temperatura del terreno in funzione della profondità²³.

Nella configurazione con scambiatori orizzontali, le tubazioni vanno interrate ad una profondità da 1,5 a 3 m (per non risentire troppo delle variazioni di temperatura dell'aria esterna e mantenere i benefici effetti dell'insolazione), mediamente, è necessaria una estensione di terreno pari a:

- 2 - 3 volte superiore alla superficie degli ambienti da climatizzare in caso di utilizzo per il solo riscaldamento;
- 3 - 3,5 volte superiore alla superficie degli ambienti da climatizzare in caso di utilizzo per riscaldamento e raffrescamento.



Figura 30 - Schema di funzionamento di un impianto con scambiatore orizzontale per terreno²⁴.

Un sistema orizzontale richiede un certo numero di scavi. Le condutture possono essere configurate negli scavi con diverse modalità:

- tubo singolo;
- tubi multipli sovrapposti;
- tubi multipli affiancati;
- a serpentina concentrica .

²³ www.geotherm.it

²⁴ www.geotherm.it.

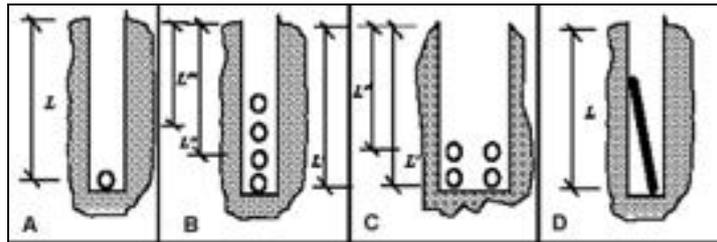


Figura 31 - Tipologie di scambiatori orizzontali. A) A tubo singolo; B) A tubi multipli sovrapposti; C) A tubi multipli affiancati; D) A spirale²⁵.

Nella configurazione a sonde verticali invece generalmente le tubazioni sono interrate ad una profondità di 100 m, ma si possono raggiungere profondità anche dell'ordine dei 400 metri, quindi l'ingombro areale è minore anche se la fase di trivellazione è costosa e richiede una specifica strumentazione.



Figura 32 - Schema di funzionamento di un impianto con scambiatore verticale per terreno²⁶.

La lunghezza delle tubazioni dipende dalle caratteristiche del tipo di terreno esistente e dalla tipologia di sonda utilizzata. Le tipologie più comuni di sonde geotermiche verticali sono:

- Tubo a singola e doppia "U" (sistema chiuso);



- Tubo concentrico (sistema chiuso / aperto).



A livello indicativo, è possibile fornire le seguenti caratteristiche dimensionali delle sonde verticali:

- Diametro medio tubi: 3-4 cm;
- Distanza ottimale tra sonde: 8-10 m;

²⁵ www.cnaenergia.it.

²⁶ www.geotherm.it.

- Profondità sonde: 80-100 m.

La disposizione degli scambiatori verticali

La scelta della disposizione per gli scambiatori affogati nel terreno è un compromesso tra esigenze di natura tecnica ed economica: bisogna occupare la minima area possibile, ridurre al minimo i costi di scavo dei pozzi o delle trincee, tenere contenute le perdite di carico e ottenere lo scambio di potenza termica di progetto nelle condizioni più gravose, senza subire le conseguenze negative della interazione tra le diverse installazioni di scambiatori geotermici. Le tipologie del terreno in cui viene posizionata la sonda possono però influenzarne in maniera determinante le caratteristiche tecniche e dimensionali, poiché la conducibilità termica del suolo determina la lunghezza totale delle perforazioni e quindi i costi ad esse correlati. A livello esemplificativo si riportano nella seguente tabella i valori medi per il dimensionamento delle sonde verticali a “U” in funzione del tipo di sottosuolo²⁷.

Tabella 9 - Conducibilità termica media per diverse tipologie di suolo.

Sottosuolo	Conducibilità termica (W/m K)	Potenza termica estraibile (W/m)	Lunghezza della sonda geotermica per kW di potenza di riscaldamento (m)	
			COP = 3	COP = 3,5
Sottosuolo di cattiva qualità (rocce mobili secche)	meno di 1,5	20	33	36
Rocce indurite o rocce mobili sature d'acqua	1,5 a 3,0	50	13	14
Rocce indurite a conducibilità termica elevata	superiore a 3,0	70	19,5	10
Ghiaia, sabbia, secco	0,4	meno di 20	superiore a 33	superiore a 36
Ghiaia, sabbia, acquifero	1,8 a 2,4	55 a 65	10 a 12	11 a 13
Argilla, limo, umido	1,7	30 a 40	17 a 22	18 a 24
Calcere, massiccio	2,8	45 a 60	11 a 15	12 a 16
Arenaria	2,3	55 a 65	10 a 12	11 a 13
Granito	3,4	55 a 70	9,5 a 12	10 a 13
Basalto	1,7	35 a 55	12 a 19	13 a 20
Gneiss	2,9	60 a 70	9,5 a 11	10 a 16

Per quanto riguarda la configurazione impiantistica, lo scambiatore geotermico può essere formato da moduli disposti in serie o in parallelo, come mostrato nel seguente schema:

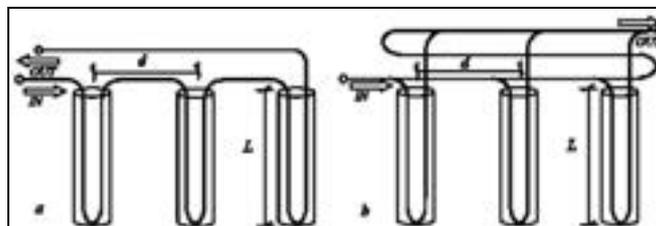


Figura 33 - Possibili configurazioni per scambiatori verticali.

Per evitare la formazione di ghiaccio durante le stagioni più fredde con entrambe le disposizioni deve essere predisposta un'accurata coibentazione per la parte di tubazioni che corre fuori terra; è

²⁷ www.geothermal-energy.ch.

comunque buona norma prevedere l'utilizzo di una soluzione antigelo nelle proporzioni adatte a seconda della realtà climatica del singolo impianto.

Considerando il funzionamento durante tutto l'anno sia per la refrigerazione che per il riscaldamento, il COP medio fatto registrare in installazioni svizzere e canadesi è pari a circa 3,5. Nei seguenti grafici si evidenzia la relazione tra il COP medio di funzionamento e le temperature della sorgente fredda e del pozzo caldo, per pompe di calore a sonde verticali e soluzione salina²⁸.

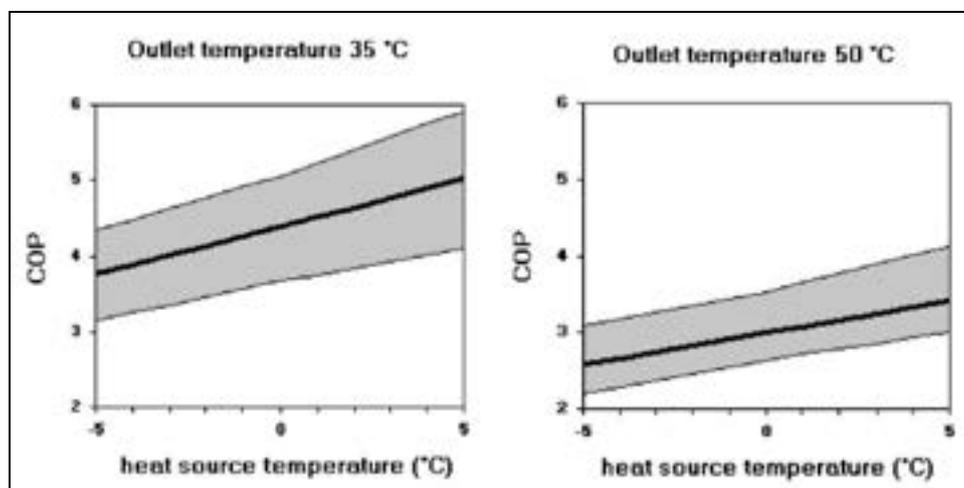


Figura 34 - Valori di COP per pompe di calore con soluzione salina in funzione di diverse temperature del fluido termovettore.

BOX: Applicazioni delle GSHP in *geocooling*

La maggior parte degli impianti dotati di sonde geotermiche presenta inoltre la possibilità di realizzare il cosiddetto *geocooling* durante il periodo estivo, applicabile quando si necessiti di un carico di raffrescamento non eccessivamente elevato.

Il *geocooling* infatti è una tecnica interessante utilizzata per il raffreddamento degli edifici che può essere basata su sonde geotermiche verticali ma anche su scambiatori orizzontali ad aria. La fonte di scambio deve essere situata ben al di sotto della zona che subisce le variazioni di temperatura stagionali, che corrisponde circa ai primi 5 fino ai 10 metri di profondità.

Quando il carico termico estivo è quindi limitato, l'impianto è in grado di operare in modalità di raffrescamento semplicemente facendo circolare il fluido termovettore all'interno degli scambiatori geotermici, attraverso la sola attivazione delle pompe di circolazione. In condizioni di più elevato fabbisogno frigorifero invece, è possibile far entrare in funzione le pompe di calore e sopperire quindi alle esigenze dell'edificio asservito.

Si trovano diversi esempi applicativi a livello europeo, tra cui il Dock Midfield dell'aeroporto di Zurigo, i cui pali di fondazione sono utilizzati sia per il *geocooling* che per il riscaldamento. Il potenziale di utilizzo di questo tipo di sistema e la sua integrazione nel concetto energetico globale di un edificio costituiscono un elemento di forza dell'applicazione delle GSHP a livello residenziale e soprattutto terziario.

Alle latitudini italiane, l'uso reversibile o il *geocooling* possono servire a riequilibrare il livello di temperature nel serbatoio terreno nel corso degli anni. Infatti, l'utilizzo delle GSHP sia per il riscaldamento che per il raffrescamento (prelievo e cede calore) permette la rigenerazione termica del terreno durante il periodo estivo consentendo un degrado delle prestazioni più contenuto e più lento nel corso della vita utile degli impianti.

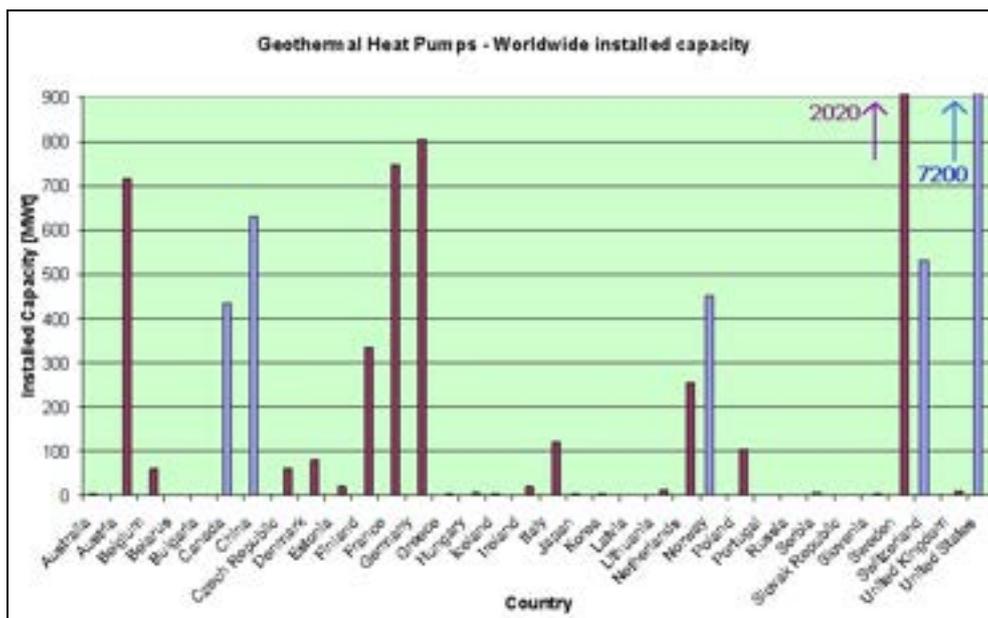
²⁸ Toss Heat Pump Centre, www.heatpumpcentre.org.

BOX: TABS

Una nuova tendenza, particolarmente promettente per l'accoppiamento alle pompe di calore geotermiche, è quella di incrementare il più possibile la massa dell'impianto radiante. Questi sistemi sono conosciuti con i termini di "Thermo-Active Building System" (TABS), o solai termoattivi, e sono caratterizzati dal fatto che l'intero solaio è coinvolto nello scambio termico. L'adozione di questa tipologia d'impianto permette di adottare diverse strategie di funzionamento consentendo bassi costi di esercizio a parità di comfort interno rispetto agli impianti tradizionali: tra le varie strategie possibili è importante sottolineare quella che consente l'accumulo termico notturno, rendendo possibile l'utilizzo della potenza termica durante il giorno per il solo trattamento dell'aria primaria, evitando in tal modo la sovrapposizione dei fabbisogni. Si può facilmente intuire che una simile soluzione consente di ridurre considerevolmente la potenza nominale installata (generalmente del 20%-30%) abbassando sia i costi di installazione sia quelli di esercizio, consentendo di conseguenza tempi di ritorno del capitale investito relativamente brevi. L'effetto di *peak-shaving* si ottiene senza sistemi di accumulo aggiuntivi, ma sfruttando esclusivamente la massa del solaio termicamente attivo. Il costo del sistema TABS è pari o inferiore a quello di un usuale sistema a pannelli radianti, dal momento che si utilizzano componenti che già fanno parte dell'edificio. Il picco di carico per questa tipologia di impianto è di 50 W/m² in regime di raffrescamento.

4.3 Diffusione

I sistemi GSHP hanno cominciato a diffondersi negli Stati Uniti e in Canada a partire dagli anni '50. Successivamente si sono diffusi in Europa ed in particolare in due paesi, Svezia e Svizzera. Il successo svedese è dovuto sia a motivi economici (basso costo dell'energia elettrica), sia a motivi più propriamente tecnici (proprietà termiche favorevoli del terreno). Si stima che in questo paese siano attualmente installati circa 60.000 sistemi GSHP con una capacità produttiva di 350 MW_{th}²⁹. È tuttavia la Svizzera il Paese con la più elevata concentrazione di pompe di calore in rapporto alla popolazione: si stima che siano installati circa 25.000 impianti con sistemi a sonde geotermiche verticali, con una capacità produttiva superiore a 300 MW_{th}.



²⁹ I dati si riferiscono a tutte le GSHP con sonde geotermiche, pozzi di prelievo per acqua di falda o scambiatori per acque superficiali.

Figura 35 - Potenza termica installata per sistemi GSHP a livello mondiale.

In Italia dunque, del potenziale totale installato da fonte geotermica³⁰, pari a 600 MW_{th}, circa 120 MW_{th} sono attribuibili alle pompe di calore geotermiche³¹. Si stima che nel 2005 erano in funzione sul territorio nazionale circa 6.000 pompe di calore da fonte geotermica, con un tasso annuo di installazione pari a circa 500 unità/anno.

4.4 Costi associati

Il costo degli impianti geotermici è legato principalmente alla realizzazione della parte di scambio verso la sorgente termica, in quanto le macchine impiegate per tali scopi sono tecnologicamente simili ai gruppi frigoriferi impiegabili in tradizionali impianti di climatizzazione. Per quanto riguarda impianti di media taglia, alcune analisi di mercato svolte a livello europeo evidenziano dei costi medi compresi tra 1.200 e 2.500 €/kW_{th}³².

A livello esemplificativo, si riporta di seguito, la stima dei costi effettuata nell'ambito di uno studio svolto da Svizzera Energia, relativamente ad un impianto geotermico di piccola taglia, dotato di sonde verticali.

Tabella 10 - Costi medi di impianti GSHP con sonde verticali, riferiti a singole utenze residenziali³³.

Caratteristiche tecniche impianto		
Superficie di riferimento	m ²	150-200
Potenza massima in riscaldamento	kW	8
Potenza termica della sonda geotermica	kW	5,2
Potenza elettrica della pompa di calore	kW	2,8
Profondità di perforazione	m	110-130
Costi di investimento		
Perforazione e sonda geotermica	€	5.800-6.500
Pompa di calore	€	5.800-6.500
Installazione	€	4.000-4.500
Totale	€	15.000-18.000

Dai dati riportati in tabella si può desumere che il costo complessivo per un impianto con potenza termica pari a 8 kW è pari a circa 17.000 €³⁴, di cui circa 6.400 sono necessari per la realizzazione della sonda ed i rimanenti 10.600 sono relativi alla fornitura ed installazione della pompa di calore. Uno studio commissionato dalla Camera di Commercio di Verona³⁵ ha invece evidenziato i seguenti costi di impianto in funzione della potenza termica richiesta e quindi delle dimensioni degli immobili serviti.

³⁰ Dato rilevato a novembre 2004, comprensivo anche delle fonti geotermiche ad alta entalpia.

³¹ Anche in questo caso i dati si riferiscono a tutte le GSHP con sonde geotermiche, pozzi di prelievo per acqua di falda o scambiatori per acque superficiali.

³² UK National Green Specification 2008 www.greenspec.co.uk.

³³ www.geothermie.ch.

³⁴ Cambio euro/franco svizzero pari a 0,67.

³⁵ <http://www.provincia.verona.it>

Tabella 11 - Costi medi per un impianti GSHP con sonde verticali relativa in funzione della potenza termica di picco.

Dimensione immobile	Potenza elettrica assorbita	Lunghezza dei pozzi geotermici	Costo dei pozzi geotermici	Costo della centrale geotermica	Costo dell'impianto	Costo specifico
m ²	kW	m	€	€	€	€/kW
80/100	1,2	80	4.900	3.900	11.800	2.458
90/100	1,7	100	5.200	7.450	12.650	1.860
110/130	2	125	6.400	8.100	14.500	1.726
130/160	3,2	160	8.000	9.700	17.700	1.416
170/200	3,7	220	10.800	11.000	21.800	1.444
200/250	4,5	270	12.900	12.600	25.500	1.378
250/300	5,5	300	13.800	14.300	28.100	1.222

Si stima che il costo medio di impianti di piccola e media taglia (< 50 kW) con sonde verticali possa quindi essere compreso tra i 1.300 ed i 3.000 € per ciascun kW_{th} installato.

In realtà però, i costi della parte di scambio geotermico sono significativamente influenzati dalla tipologia del terreno in cui è necessario operare i pozzi per l'installazione delle sonde o la realizzazione di pozzi di emungimento. Per questo motivo si riportano di seguito, a livello esemplificativo, i costi medi di sonde geotermiche verticali, comprensivi di perforazione, posa e prova in pressione³⁶:

- 40-60 €/m (terreno compatto);
- 60-70 €/m (terreno normale, non particolarmente duro o friabile);
- 70-100 €/m (terreno difficile).

Per quanto riguarda impianti di media-grande taglia (> 50/100 kW), impiegabili in edifici o complessi residenziali anche di grande dimensione, i costi per la realizzazione degli scambiatori possono essere riassunti come indicato nel seguente grafico³⁷ nel quale si riporta la comparazione tra i costi di tre tipologie di impianto: ad acqua di falda (GW), con sonde verticali nel terreno (GC) ed ibridi (acqua di falda e aria). I costi sono espressi in funzione della potenza espressa in Tons (1 ton = 3,52 kW).

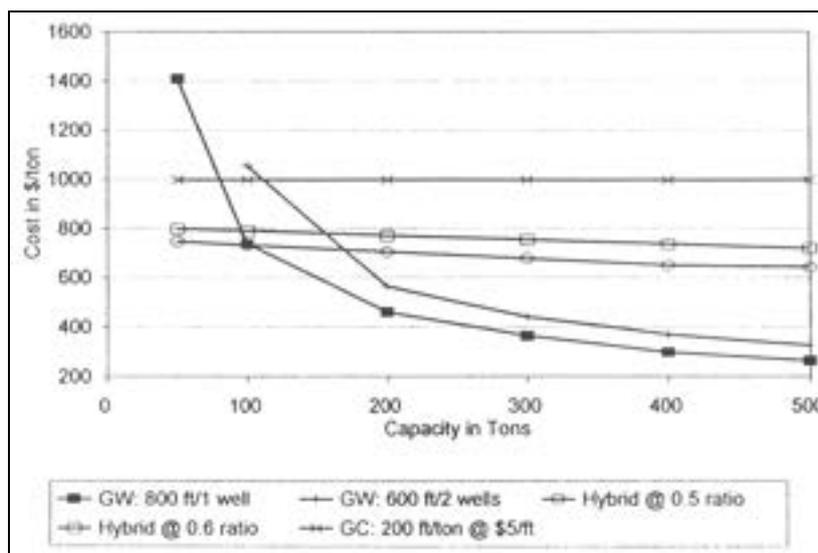


Figura 36 - Costi medi per diverse configurazioni impiantistiche.

³⁶ Vaillant, Introduzione ai sistemi geotermici e specifiche tecniche.

³⁷ K. Rafferty, *A capital cost comparison of commercial ground-source heat pump system*, Geo-Heat Center, 2005.

Per quanto riguarda invece i costi di funzionamento e gestione, secondo uno studio effettuato dall'EPA³⁸, ad oggi non esiste sul mercato un sistema di riscaldamento e di condizionamento degli edifici più efficiente dal punto di vista energetico rispetto alla tecnologia geotermica. Sempre dal medesimo studio emerge che i costi di manutenzione di un impianto a pompa di calore geotermica risultano essere il 30% inferiori rispetto ad un sistema di riscaldamento tradizionale alimentato a gas o a gasolio.

A livello esemplificativo, se si considera la quantità di energia primaria necessaria per coprire un fabbisogno energetico pari a 10.000 kWh_{th} utilizzando una pompa di calore geotermica, emerge che essa risulta inferiore di circa il 20-25% rispetto a quella che andrebbe impiegata mediante l'utilizzo di una tradizionale caldaia a gas. Infatti, considerando un'efficienza di generazione della caldaia a gas pari al 98% ed un COP medio stagionale della GSHP pari a 3,5, è possibile stimare che il fabbisogno di energia primaria corrisponde nel primo caso a 10.200 kWh e poco meno di 8.000 kWh nel secondo³⁹.

4.5 Applicabilità

Alla luce delle considerazioni precedentemente esposte, per quanto riguarda le possibilità di sfruttamento delle risorse geotermiche a scala urbana si può quindi affermare che, a livello nazionale, si registra un sempre maggiore interesse per la tecnologia delle pompe di calore geotermiche, poiché essa risulta quella attualmente più adeguata per l'utilizzazione delle sorgenti geotermiche a bassa entalpia.

La disponibilità di fonti ad alta entalpia sul territorio nazionale risulta infatti limitata ad alcune specifiche aree, geograficamente circoscritte e già sufficientemente sfruttate mediante grossi impianti dedicati alla produzione di energia elettrica.

Dal punto di vista ambientale tale tecnologia si conferma tipicamente più vantaggiosa rispetto allo sfruttamento diretto dei combustibili fossili ai fini della climatizzazione ambientale degli edifici; anche in questo caso però, al fine di determinare il consumo specifico di energia primaria e quindi le relative emissioni di gas climalteranti in atmosfera, deve essere eseguita un'opportuna analisi riferita al contesto climatico di applicazione.

Lo sfruttamento ancora limitato delle risorse geotermiche tramite le GSHP in Italia è imputabile principalmente alla mancanza di riferimenti normativi certi, sia per la Pubblica Amministrazione, sia per i progettisti, gli installatori ed i proprietari di immobili, ma anche agli elevati costi dell'energia elettrica che caratterizzano il contesto nazionale. Tuttavia, i risultati positivi ottenuti a livello europeo stanno gradualmente favorendo l'utilizzo di questa risorsa attraverso la predisposizione di apposite normative di settore e adeguati strumenti di incentivazione⁴⁰.

A livello nazionale, esistono ancora alcuni limiti all'applicabilità su larga scala di tale tecnologia. In particolare si può infatti sottolineare che:

- a livello nazionale e regionale, si sta delineando solo recentemente il quadro normativo e di sviluppo per l'installazione delle pompe di calore geotermiche⁴¹; i principali riferimenti attualmente in vigore sono il D.lgs 3 aprile 2006, n°152 "Norme in materia ambientale", il Documento di Programmazione Economica e Finanziaria Regionale 2007-2009 ed il Regolamento Regionale 24 marzo 2006, n°2 "attuazione della L.R. n°26/03" per la disciplina all'uso delle acque superficiali e sotterranee;
- a livello nazionale si registrano ancora alcune difficoltà tecniche da parte degli operatori del settore per la progettazione e l'installazione delle pompe di calore geotermiche⁴²;

³⁸ Report EPA-DOE: Space Conditioning : The Next Frontier - 430-R-93-004.

³⁹ Si è ipotizzato che 1 kWh elettrico proveniente dalla rete nazionale corrisponda a 2,77 kWh di energia primaria.

⁴⁰ Si fa riferimento principalmente alla detraibilità fiscale delle pompe di calore a bassa entalpia previste dalla Legge Finanziaria 2008.

⁴¹ www.ambiente.regione.lombardia.it.

⁴² <http://www.unionegeotermica.it>.

- a livello nazionale si denota la mancanza di disponibilità di banche dati e di cartografia a scala adeguata, al fine di conoscere i limiti di applicabilità di tale tecnologia;
- la variabilità del contesto climatico Italiano richiede un'attenta analisi finalizzata a stabilire la reale convenienza delle GSHP rispetto, per esempio, alle pompe di calore aria-acqua o aria-aria;
- gli elevati costi di approvvigionamento dell'energia elettrica da rete nazionale hanno in molti casi disincentivato la diffusione di tale tecnologia.

BOX: Applicazioni alla scala urbana

Una quota delle applicazioni GSHP in contesto urbano riguardano impianti a servizio di singoli edifici o complessi residenziali. Un esempio significativo in tal senso è rappresentato dai sistemi installati in due nuove zone residenziali di Dortmund (Germania), caratterizzate da circa 100 abitazioni in cui sono installati singoli sistemi GSHP per ciascuna abitazione. Nella seguente immagine è possibile osservare la planimetria del quartiere residenziale di Werne.



Figura 37 - Distribuzione spaziale delle abitazioni nel quartiere di Werne.

Le pompe di calore forniscono riscaldamento e acqua calda sanitaria, mentre non è previsto l'utilizzo per la climatizzazione estiva, quindi non si verifica la rigenerazione termica del terreno durante il periodo estivo. Nella maggior parte delle case è previsto un solo scambiatore di calore verticale con lunghezza pari a circa 100 m. In questa applicazione l'estrazione del calore è superiore alla possibilità di ricarica termica naturale del suolo, poiché il calore estratto durante il periodo invernale è superiore all'energia termica che il terreno è in grado di ricevere dall'esposizione alla radiazione solare; per questo motivo è stato previsto un continuo e progressivo calo della temperatura del suolo circostante alle sonde. Per contrastare questo fenomeno e per garantire un funzionamento a lungo termine, la lunghezza dei pozzi è stata incrementata rispetto alle reali esigenze termiche degli edifici.

Oltre all'esempio citato, a livello europeo si hanno anche applicazioni su edifici medio grandi sia residenziali che del settore terziario. A livello esemplificativo, nella seguente tabella si elencano tutti gli impianti GSHP di grande taglia (> 100 kW) realizzati in Germania fino al 2004, con l'indicazione della tipologia di scambio geotermico utilizzata.

Tabella 12 - Localizzazione, potenza termica e caratteristiche del sistema di scambio termico per i principali impianti GSHP installati in Germania.

Località di riferimento	Capacità installata [kW] termica	Applicazione	Tipologia di installazione
München, BY	840 (H) 500 (C)	H, C	Diversi pozzi di prelievo dalla falda per un totale di 500 m ³ /h
Golm b. Potsdam, BB	Ca. 800	H, C	160 BHE da 100 m ciascuno
Bonn, NRW	600 (H) 550 (C)	H, C	4 pozzi di prelievo dalla falda da 11 m ciascuno
Langen, HE	330 (H) 340 (C)	H, C	154 BHE da 70 m ciascuno
Frankfurt, HE	300 (H) 180 (C)	H, C	2 pozzi di prelievo dalla falda da 80 m ciascuno
Fulda, NE	<300	H, C	49 BHE da 100 m ciascuno
Gladbeck, NRW	280(H) 180(C)	H, C	32 BHE da 50 m ciascuno
Gustrow, MV	270	H	60 BHE da 50 m ciascuno.
Fraukfurt, NE	240	H, C	32 BHE da 50 m ciascuno
Rostock, MV	220	H, C	264 pali energetici da 19 m ciascuno
Kochel, BY	210	H	21 da 98 m ciascuno
Emden, N	155 (H) 200 (C)	H, C	11 da 250 m ciascuno.
Todtmoos, BW	180	H	10 BHE da 250 ciascuno
Crailsheim, BW	140 (H) 116 (C)	H, C	30 BHE da 74-90 m ciascuno
Dasseldorf-Lichtenbr, NRW	120 (H) 40 (C)	H, C	73 BHE da 35 m ciascuno

H: Climatizzazione invernale C: Climatizzazione estiva BHE: scambiatore in pozzo verticale

L'impianto di Langen⁴³, in particolare, può essere considerato un caso rappresentativo di utilizzo della risorsa geotermica a bassa entalpia per sopperire sia a fabbisogni invernali che estivi di un grosso complesso edilizio del settore terziario. (Per trattazione completa del caso studio vedere Report 2 Scheda N° 3 Geotermia).



Figura 38 – Modellazione tridimensionale del complesso di Langen.

Un altro caso di particolare successo relativamente all'applicazione intensiva di soluzioni GSHP a scala urbana è rappresentato dalla cittadina di Strömstad, 200 km a nord di Göteborg, dove 140 impianti GSHP con 400 sistemi dotati di sonde geotermiche verticali forniscono calore a 3.000 dei 6.000 abitanti.

⁴³ www.retscreen.com.

4.6 Prospettive future

Secondo alcuni studi effettuati a livello nazionale⁴⁴, nel nord Italia, l'applicazione delle pompe di calore geotermiche è destinata a crescere rapidamente, mentre nelle zone del centro e del sud, grazie alla presenza di temperature invernali più miti, si prevede una più rapida distribuzione delle pompe di calore ad aria.

La tecnologia geotermica risulta essere in generale meno promettente se usata solo per riscaldamento invernale a causa della perturbazione dei livelli di temperatura del terreno dovuti al prelievo di calore nel corso della vita dell'impianto.

A livello mondiale, nel 2007, è stato prodotto un quantitativo totale di energia termica pari a circa 2,5 Mtoe attraverso sistemi geotermici. In particolare la quota parte a livello europeo corrisponde a circa 1 Mtoe e le prospettive di crescita del livello di sfruttamento di questa risorsa sono indicate nel seguente grafico.

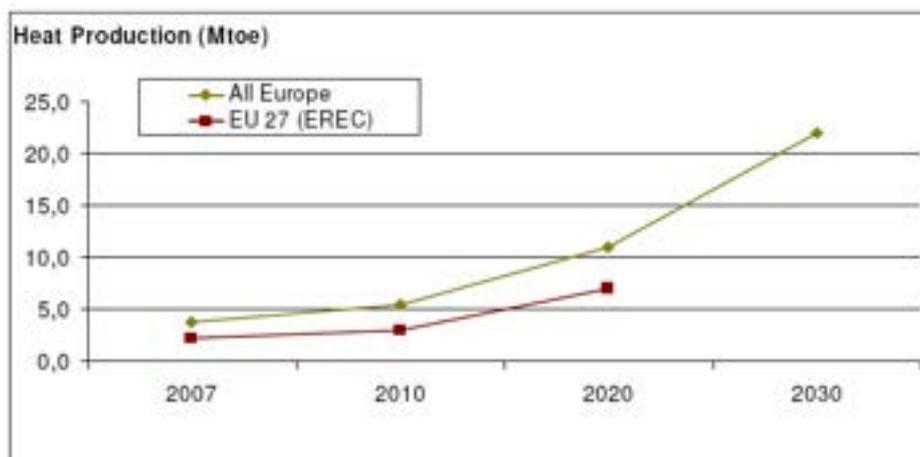


Figura 39 - Prospettiva di sviluppo dello sfruttamento della risorsa geotermica per riscaldamento.

Il target per il settore, a livello europeo⁴⁵, è raggiungere i 20.000 MW_{th} installati entro il 2010, 40.000 entro il 2020 e 80.000 entro il 2030, secondo l'andamento mostrato nel seguente grafico.

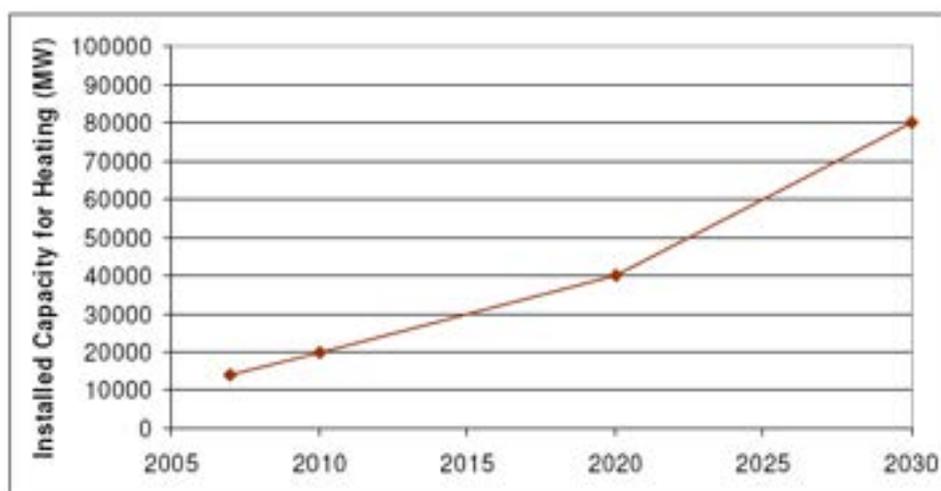


Figura 40 - Andamento previsto della potenza termica installata per riscaldamento tramite fonte geotermica.

⁴⁴ www.unionegeotermica.it.

⁴⁵ EGEC Brussels' declaration , 05/09/2008.

5 Cogenerazione

5.1 Introduzione

La cogenerazione è la generazione combinata di energia termica ed elettrica. Le due energie vengono prodotte contemporaneamente con un unico impianto: per questo motivo, rispetto alla produzione separata, si ha un uso più efficiente dell'energia primaria con conseguente riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Le figure seguenti mostrano il confronto fra produzione separata di energia termica ed elettrica e produzione delle stesse in assetto cogenerativo a parità di prodotti finali ottenuti; la diversa quantità di energia primaria iniziale da immettere evidenzia la migliore efficienza dell'impianto cogenerativo.

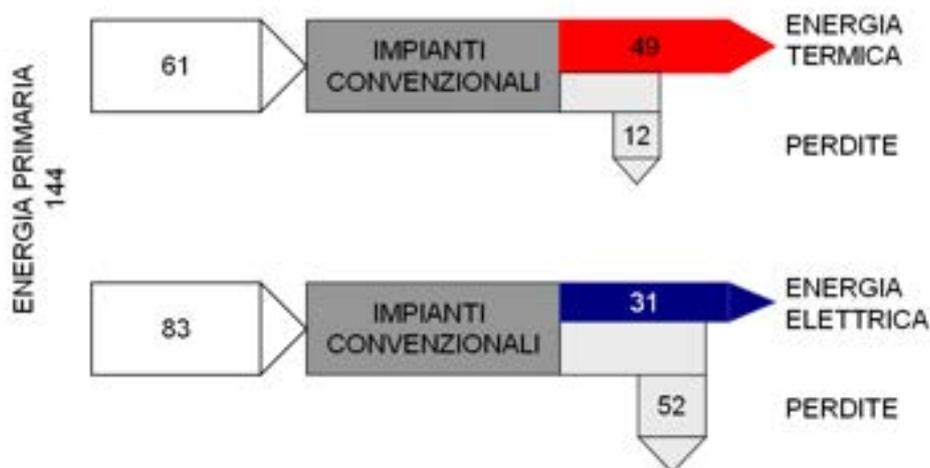


Figura 41 - Produzione separata di energia termica ed elettrica. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

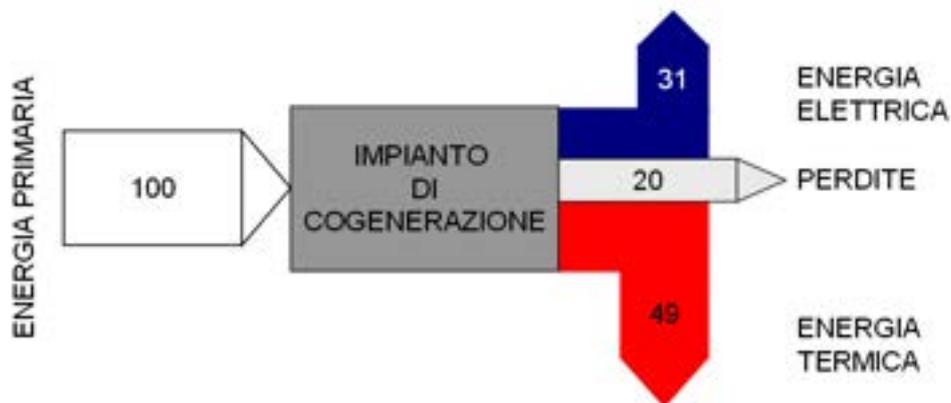


Figura 42 - Ripartizione produzione energia termica, elettrica e perdite in un impianto cogenerativo. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

Infatti, sulla base dei dati riportati in figura a titolo di esempio, per avere le stesse quantità di energia termica ed elettrica, un impianto di tipo cogenerativo necessita di circa il 40% in meno di energia primaria rispetto ad un impianto di produzione di tipo separato.

La cogenerazione è stata favorita anche dallo sviluppo tecnologico che si è avuto nella costruzione dei componenti principali, fatto che ha consentito di incrementare notevolmente l'efficienza complessiva degli impianti, di ridurre i costi e di abbattere la quantità di emissioni inquinanti.

Tuttavia, i sistemi di tipo cogenerativo, non sono sempre termodinamicamente più efficienti rispetto a quelli di generazione separata dell'energia, ma solo se i rendimenti di generazione elettrica e termica sono sufficientemente elevati.

Da un punto di vista puramente termodinamico, la cogenerazione rappresenta senz'altro un sistema più efficiente di utilizzo dell'energia contenuta nel combustibile utilizzato. Infatti, in termini di rendimento, ovvero di quanta energia viene realmente utilizzata rispetto all'energia fornita, si ha che:

- in una centrale termoelettrica si raggiunge al massimo un 55-60% (cicli combinati), ma in centrali ancora di vecchia generazione si è al 35-38%;
- in un impianto di cogenerazione si possono raggiungere anche rendimenti del 90% (tipicamente 70-85%), dove la parte elettrica raggiunge al massimo il 30%-35% e il resto è il rendimento termico.

BOX: IRE

Al fine di valutare il risparmio di energia primaria, o comunque di energia dal combustibile, di un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata, è stato introdotto l'indice di risparmio di energia, l'IRE. L'indice IRE è definito come il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione o dall'impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata.

Nella sua formulazione più semplice, l'indice IRE risulta espresso nel modo seguente:

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

Dove:

E_c è l'energia del combustibile, o dei combustibili, impiegati dall'impianto di cogenerazione, riferita al potere calorifico inferiore;

E_e è l'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione;

E_t è l'energia termica utile prodotta dall'impianto di cogenerazione;

η_{es} è il rendimento elettrico medio netto di riferimento per la modalità di sola generazione di energia elettrica;

η_{ts} è il rendimento termico medio netto di riferimento per la modalità di sola generazione di energia termica.

Affinché la cogenerazione sia vantaggiosa rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica deve essere $IRE > 0$. Viceversa, se $IRE = 0$ la condizione è indifferente, mentre se $IRE < 0$ la cogenerazione è svantaggiosa.

Tuttavia, l'IRE non è l'unico parametro da considerare nella valutazione della convenienza dei sistemi cogenerativi. A seconda dei casi e delle dimensioni dell'impianto vanno considerati anche altri fattori come: il tipo di combustibile utilizzato, la disponibilità di un'utenza termica adeguata, la convenienza di privilegiare la generazione elettrica oppure termica ecc.

La figura seguente mostra i diversi campi di applicazione per gli impianti di cogenerazione sulla base delle diverse tecnologie disponibili.

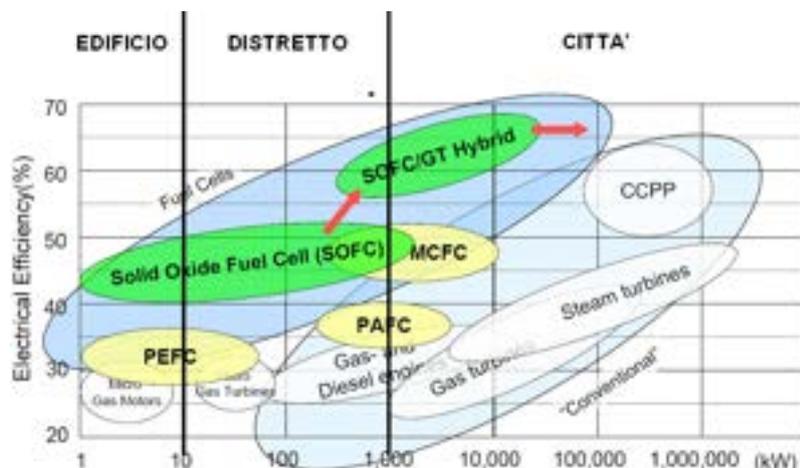


Figura 43 - Campi di applicazione per i diversi impianti di cogenerazione (GTT – European Fuel Cell Conference).

Nel caso di impianti di cogenerazione di grandi dimensioni, bisogna tenere presente anche il sistema di distribuzione del calore. Se le distanze tra la centrale cogenerativa e il punto di utilizzo del calore sono troppo elevate, i costi di distribuzione e le perdite di calore risultano eccessivi: diventa di fondamentale importanza, quindi, conoscere l'effettivo utilizzo delle energie prodotte ai fini di un più corretto e conveniente dimensionamento dell'impianto stesso. Per questi motivi, si richiede una puntigliosa determinazione di diversi parametri quali: ore di utilizzo annue, variazioni dei carichi termici ed elettrici, costi di acquisto e di gestione. Tali impianti prevedono inoltre la realizzazione di sistemi di teleriscaldamento. Il teleriscaldamento richiede, tuttavia, notevoli lavori infrastrutturali e necessita dell'allacciamento di un ampio numero di utenze. In generale, entrambi gli aspetti possono presentare difficoltà. Un ulteriore aspetto critico si ha nel periodo estivo quando il teleriscaldamento è inefficace, a meno che tra le utenze non si abbia necessità di energia frigorifera in quantità tali da giustificare la realizzazione di macchine ad assorbimento.

Considerazioni differenti riguardano invece i piccoli impianti di cogenerazione, che consentono un uso combinato di elettricità, calore e eventualmente energia frigorifera con interventi di minor impatto sul territorio e con perdite di energia più contenute.

5.2 Trigenerazione

La trigenerazione viene definita come produzione contemporanea di energia elettrica, calore e freddo, quindi di tre forme distinte di energia, tutte intese come effetti utili. Rispetto alla cogenerazione di energia elettrica e calore si aggiunge quindi la generazione di freddo, ovvero di un effetto utile al raffreddamento, all'insieme dei prodotti energetici utili. La trigenerazione viene talvolta denominata anche tramite la sigla inglese CCHP, acronimo di *combined, cooling, heating and power*.

Infatti, con l'utilizzo delle tecnologie del freddo che sfruttano, mediante macchine ad assorbimento, una sorgente calda per raffreddare un fluido, tipicamente una soluzione in acqua di bromuro di litio, la cogenerazione migliora ulteriormente le sue possibilità di applicazione in quanto utilizza il fluido caldo che in ogni caso verrebbe disperso nell'ambiente nei periodi estivi, a condizione però che la produzione di energia elettrica sia effettuata per tutto l'anno.

Numerose attività industriali e quasi tutto il settore terziario, ma non solo, hanno la necessità di dover utilizzare quantità non trascurabili di energia frigorifera, di processo e/o per la climatizzazione, cui normalmente si fa fronte utilizzando macchine frigorifere a compressione alimentate con energia elettrica.

Le macchine frigogene ad assorbimento, hanno un vasto campo di applicazione e possono funzionare sia con alimentazione a fiamma diretta sia con l'utilizzo di altre sorgenti di calore

disponibile consentendo, nei confronti dei gruppi frigoriferi con alimentazione elettrica, non trascurabili vantaggi economico/energetici.

La necessità di attuare forme di risparmio energetico, ma anche di evitare possibili sovraccarichi della rete in periodi estivi particolarmente caldi favorisce l'uso di sistemi di questo tipo. In un sistema di trigenerazione il rendimento globale aumenta enormemente ed è possibile ottenere risparmi energetici anche nell'ordine del 60%, si pensi, ad esempio, ad un ipermercato dove coesistono, nello stesso momento, rilevanti e costanti esigenze di energia elettrica, energia frigorifera per il condizionamento ed energia termica per il riscaldamento.

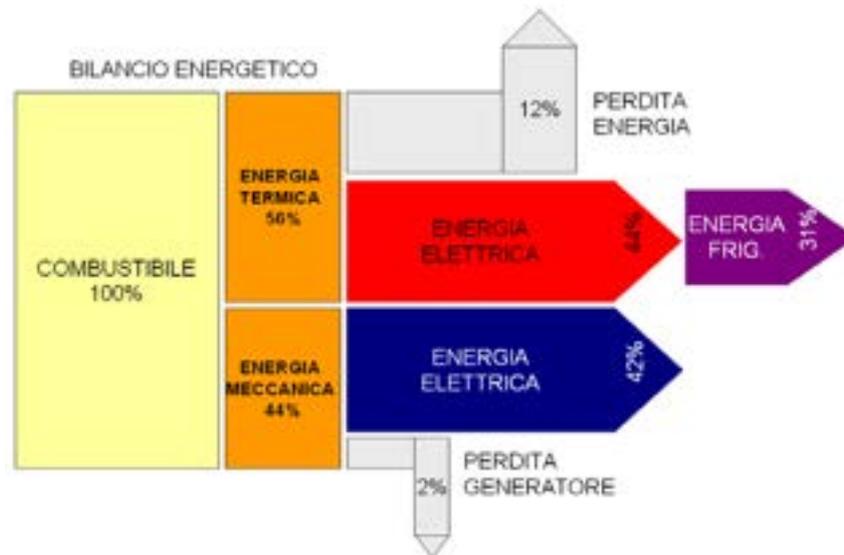


Figura 44 – Schema di bilancio energetico per un impianto di trigenerazione. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

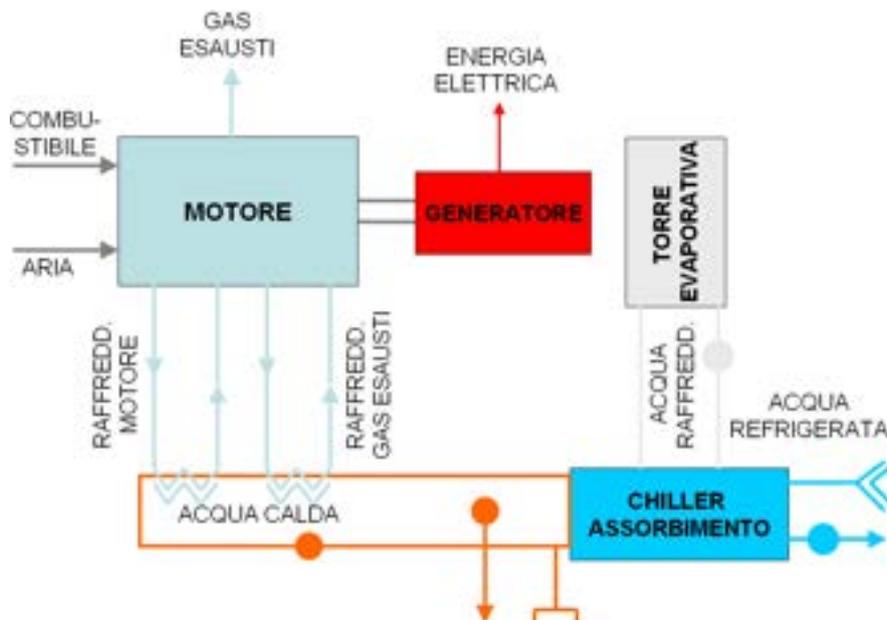


Figura 45 - Schema di funzionamento di un chiller ad assorbimento. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

BOX: Macchine frigorifere ad assorbimento

I refrigeratori ad assorbimento impiegano come fluido di processo una soluzione di acqua e bromuro di litio o ammoniaca. La caratteristica tipica dei processi di refrigerazione, di sfruttare cioè il calore latente di alcuni fluidi nelle loro fasi di cambiamento di stato al fine di sottrarre calore da una sorgente fredda e trasferirlo in una a più elevata temperatura, nei sistemi ad assorbimento si realizza lasciando evaporare e condensare ciclicamente il fluido refrigerante, tipicamente acqua, contenuto in una soluzione con il fluido solvente, bromuro di litio, dal quale viene assorbito.

La soluzione acqua/bromuro di litio, ad esempio, viene riscaldata nel generatore alimentato da acqua calda o vapore o da gas esausti di combustione; qui l'acqua contenuta nella soluzione evapora ed il vapore viene immesso nel condensatore dove ritorna il liquido mediante lo scambio termico con l'acqua di raffreddamento proveniente da una torre evaporativa o da una fonte a perdere. Il liquido ottenuto composto soltanto da acqua (refrigerante) viene immesso nell'evaporatore nel quale evapora a spese del calore sottratto all'acqua che si vuole refrigerare. Il vapore passa quindi nell'assorbitore dove viene riassorbito dal bromuro di litio per riformare la soluzione iniziale da immettere nel generatore. I principali componenti di un assorbitore sono:

- il generatore;
- il condensatore;
- l'evaporatore;
- l'assorbitore.

Rispetto a un sistema di sola cogenerazione, in molti casi la trigenerazione si avvantaggia del fatto che, in presenza di differenti andamenti stagionali dei singoli carichi frigoriferi, può consentire di sfruttare a fondo il sistema anche nella stagione estiva, quando i carichi termici legati al riscaldamento vengono meno.

La figura seguente mostra quale può essere l'andamento annuale dei carichi termici, elettrici e di raffreddamento di un'utenza del settore terziario quale un palazzo uffici, caratterizzata da una rilevante alternanza estate/inverno nelle richieste frigorifere e termiche e anche da una significativa compresenza delle tre richieste durante le mezze stagioni.

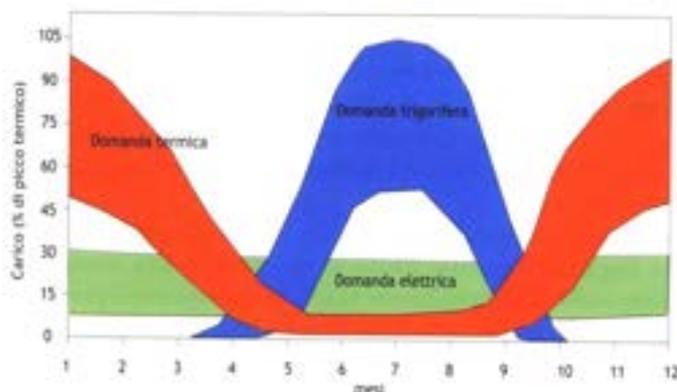


Figura 46 – Esempio di andamento stagionale dei carichi elettrici, termici e frigoriferi di un'utenza del settore terziario. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Il sistema trigenerativo in questi casi aumenta notevolmente il numero di ore equivalenti di funzionamento annuale, come pure migliora l'IRE dell'impianto, che è calcolato su base annua. Sfruttando tali vantaggi, il sistema trigenerativo può rendere quasi indipendente da un punto di vista energetico un'utenza, sostituendo il tradizionale sistema di approvvigionamento energetico basato sulla produzione centralizzata e successiva distribuzione di energia elettrica e sulla generazione di calore e freddo tramite caldaie (o in alcuni casi tramite reti di teleriscaldamento) e impianti frigoriferi mono-utenza.

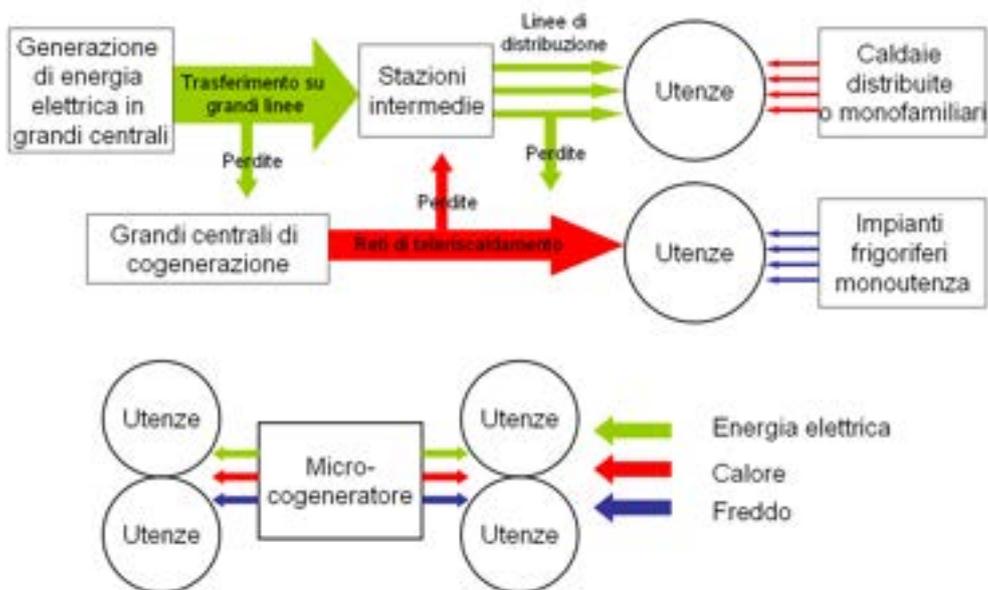


Figura 47 – Confronto tra la modalità convenzionale di distribuzione dei beni energetici (elettricità, calore, freddo) e la modalità di trigenerazione distribuita. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Ad esempio, per tali caratteristiche questa tipologia di impianti si rivela particolarmente adatta ad essere impiegata nei complessi ospedalieri e negli aeroporti che si assicurano, inoltre, una continuità di fornitura di energia al riparo da possibili *black out*.

5.3 Tecnologie

Schematicamente, un sistema di produzione cogenerativo è rappresentato da un motore primo, un sistema di recupero termico e interconnessioni elettriche configuranti un unico sistema integrato.

I motori primi possono essere:

- motori endotermici;
- turbine a gas;
- turbine a vapore;
- celle a combustibile;
- cicli combinati.

Ognuno di essi presenta caratteristiche tali da renderlo adatto a particolari classi di potenza e, dove si abbia necessità, di un determinato rapporto fra la potenza elettrica e quella termica generate.

Nelle tabelle seguenti vengono mostrati i campi di applicazione e il confronto tra le varie tipologie. Si noti che, nel caso di motori a combustione interna, i valori del rendimento sono riferiti al recupero di tutto il calore disponibile.

Tabella 13 - Campi di applicazione delle tipologie impiantistiche per la cogenerazione. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

Potenza elettrica	Tecnologia impiegata
$P_{el} < 1 \text{ MW}$	Motori a combustione interna, celle a combustibile, turbogas
$1 \text{ MW} < P_{el} < 10 \text{ MW}$	Motori a combustione interna, turbogas, turbovapore
$P_{el} > 10 \text{ MW}$	Turbogas, turbo vapore, cicli combinati

Tabella 14 - Confronto per tipologia impiantistica. Fonte: ENEA, *Energia efficiente per l'edificio – Normativa e tecnologie*, Roma, 2008.

	Motori combustione interna ^a	Turbina a gas	Turbina vapore ^a	Celle combustibile ^a	Cicli combinati
Rendimento complessivo%	70-85	75-90	70-85	70-85	60-85
Rendimento elettrico%	25-50	10-30	20-38	40-60	35-55
Rendimento termico%	30-45	60-75	35-50	35-45	10-45
Indice elettrico-termico	0,2-0,5	0,1-0,2	0,2-0,8	0,2-0,8	0,8-10,0
Investimento (€/kW _{installato})	700-900	2.000-3.000	500-1.300	3.000-4.000	600-1.400
Costo manutenzione (c€/kW _{installato})	1,0-1,6	0,3-0,5	0,6-0,8	n.d.	0,4-0,6
Combustibili	Metano, gasolio	Tutti	Metano, gasolio	Idrogeno, metanolo, metano	Metano, gasolio

5.4 Applicabilità

In Italia alcuni provvedimenti normativi (legge 308, legge 10, cip 6) hanno regolato e favorito l'impiego della cogenerazione sia per autoconsumo che per la cessione delle eccedenze alla rete. Negli ultimi vent'anni sono stati migliorati notevolmente i rendimenti delle macchine e si è arrivati ad una piena maturità tecnologica degli impianti.

Molte industrie, con necessità di energia elettrica e calore (esempio: cartiere, industrie della plastica, industrie dei metalli, della pasta, chimiche) hanno installato grandi impianti di cogenerazione, spesso con turbine a gas o a vapore, con esiti soddisfacenti. Tuttavia, il complicato iter per l'approvazione, l'incertezza sulla normativa e le molte variazioni della stessa nel tempo hanno ostacolato una maggiore diffusione della cogenerazione presso le piccole-medie imprese. Buona diffusione ha avuto la cogenerazione anche negli ospedali ed un certo successo si è riscontrato anche per il teleriscaldamento di comunità ed in alcuni grandi aeroporti.

Nel vastissimo settore delle piccole-medie imprese industriali (tipicamente con consumi di 1÷4 Mw) la diffusione è stata inferiore a quanto era da attendersi, anche se dove è stata applicata ha avuto esito generalmente positivo.

Le principali e significative applicazioni della cogenerazione in Italia, al di fuori del settore industriale (chimico e petrolchimico), sono quelle che alimentano sistemi di teleriscaldamento a scala urbana (per esempio Brescia).

5.5 Mircocogenerazione

Le applicazioni nel contesto urbano riguardano principalmente la microcogenerazione, con la quale, in generale, si intende quella parte degli impianti di cogenerazione che forniscono potenze elettriche nominali inferiori a 1 MW_{el}.

In particolare, è possibile distinguere tra:

- microcogenerazione di potenza inferiore a 10 kW_{el}, destinata principalmente ad usi residenziali domestici e alla piccola attività commerciale;
- microcogenerazione (10÷1.000 kW_{el}) destinata ad usi residenziali multi-familiari e condominiali, alberghieri e terziario (palazzi uffici, ospedali, centri commerciali, piccola industria, ecc.).

Nonostante, in via teorica, in Italia esista un mercato potenziale enorme, per la microgenerazione, al momento sussistono diversi ostacoli alla sua diffusione, come:

- il costo specifico delle soluzioni di piccola taglia ed i costi di manutenzione;
- le emissioni a livello locale;
- la valorizzazione dell'energia elettrica generata;
- i limiti normativi ed autorizzativi

La microgenerazione è in grado di soddisfare un fabbisogno energetico locale; per tale motivo con gli impianti di piccola taglia non è prioritario produrre energia elettrica, ma piuttosto calore. In ogni caso nulla vieta di seguire i carichi elettrici e accumulare l'eventuale calore in eccesso, anche se parlare di accumulo diventa molto costoso.

La convenienza economica si ha se si copre un carico base con intero autoconsumo di calore ed energia elettrica; l'eventuale maggiore richiesta di calore può essere prodotta con caldaie, che funzionano anche da *back up* in caso di guasto dell'impianto, mentre l'allacciamento alla rete elettrica garantisce la copertura dei carichi elettrici aggiuntivi.

Inoltre, un dimensionamento di tipo modulare di un impianto, con diverse unità di microgenerazione, può consentire di accendere e spegnere un'unità solo quando è effettivamente necessario con ovvi benefici in termini di efficienza energetica, a fronte però di un numero di ore di funzionamento che non sempre assicura l'economicità dell'impianto.

Produrre insieme calore e elettricità con la microgenerazione, direttamente presso l'utenza, consente di diminuire le perdite di distribuzione del calore e di distribuzione nell'energia elettrica, oltre ad altri vantaggi in termini di ingombro e sicurezza di approvvigionamento.

In particolare, la microgenerazione risulta particolarmente idonea ad essere utilizzata nei seguenti settori di applicazione:

- Abitazioni domestiche e più in generale in complessi abitativi;
- Centri commerciali;
- Industrie;
- Ospedali;
- Hotel;
- Piscine;
- Scuole e collegi;
- Edifici pubblici;
- Serre.

Tuttavia, le condizioni per lo sviluppo esteso della microgenerazione dovrebbero partire dall'analisi preventiva di fattibilità fin dalla fase di progettazione delle nuove unità abitative o sviluppo di nuovi quartieri.

6 Generazione distribuita

6.1 Introduzione

La generazione distribuita (GD) è un sistema di produzione elettrica, con o senza cogenerazione, realizzata da unità o gruppi di unità di piccola taglia, che in genere non superano le potenze di 10 MW_p, situate nei pressi dell'utenza finale.

Questa tipologia di impianti, qualora avesse una significativa distribuzione sul territorio, sarebbe in grado di integrare sensibilmente la difficile situazione e l'assetto del sistema italiano di produzione elettrica.

Il sistema può essere collegato alla rete di distribuzione in modo da soddisfare la domanda anche di altri utenti vicini all'installazione.

In questo caso il sistema è in grado di partecipare alle configurazioni energetiche locali, ad esempio contribuendo all'offerta energetica del distributore locale.

Se rapportata alla rete di distribuzione una unità di generazione distribuita può avere sostanzialmente tre tipi di configurazioni e precisamente:

- totalmente scollegata dalla rete in modo da soddisfare esclusivamente le richieste energetiche dell'utilizzatore finale (configurazione ad isola);
- connessa alla rete di distribuzione ed all'utilizzatore, ma senza possibilità di immettere corrente verso la rete, utilizzando però la stessa solo per supplire alle carenze di generazione dell'unità (*backup service*);
- totalmente integrata alla rete di distribuzione e quindi in grado non solo di fare fronte alle esigenze del consumatore locale ma anche di contribuire alle funzioni proprie della rete e del distributore di energia elettrica locale.

6.2 Tecnologie

Per quanto riguarda le tecnologie di produzione ne fanno parte i sistemi di generazione e cogenerazione elettrica e molti dispositivi a fonte rinnovabile che sono in grado di sviluppare una domanda locale di energia.

Per la generazione e cogenerazione tradizionale sono dispositivi per la generazione distribuita:

- Celle a combustibile;
- Micro e mini turbine;
- Motori Stirling;
- Pompe di calore.

Tali componenti verranno trattati nei paragrafi successivi.

6.3 Micro-generazione distribuita

Analogamente a quanto visto per la microcogenerazione, le applicazioni nel contesto urbano riguardano principalmente la microgenerazione, con la quale si intende quella parte degli impianti di generazione che forniscono potenze elettriche nominali inferiori al MW_{el}.

In tal caso è possibile individuare un Distretto Energetico, ovvero un modello di sviluppo in cui l'energia viene generata laddove viene consumata. Questo approccio permette di valorizzare al massimo l'uso dell'energia elettrica prodotta, consentendo l'integrazione competitiva delle fonti rinnovabili e generando un interessante indotto ad alta tecnologia sul territorio.

7 Celle a combustibile

7.1 Descrizione generale

La trasformazione dell'energia chimica di un combustibile in energia elettrica può avvenire direttamente, in modo simile a quanto accade nelle comuni batterie, mediante reazioni elettrochimiche all'interno delle celle a combustibile (*Fuel Cell*, FC).

In una tipica cella a combustibile, il combustibile gassoso (generalmente ricco in idrogeno) è alimentato con continuità al comparto anodico (elettrodo negativo, dove avviene l'ossidazione del combustibile e la produzione di elettroni), mentre il comburente (per esempio aria) può essere rifornito al catodo (elettrodo positivo, dove avviene la riduzione dell'ossigeno con gli elettroni provenienti dal circuito esterno collegato con l'anodo): la reazione chimica avviene mediante scambio di ioni attraverso l'elettrolita e produce corrente elettrica chiudendo il circuito tra gli elettrodi.

Recuperando il calore prodotto, le celle a combustibile possono raggiungere un'efficienza superiore all'80%.

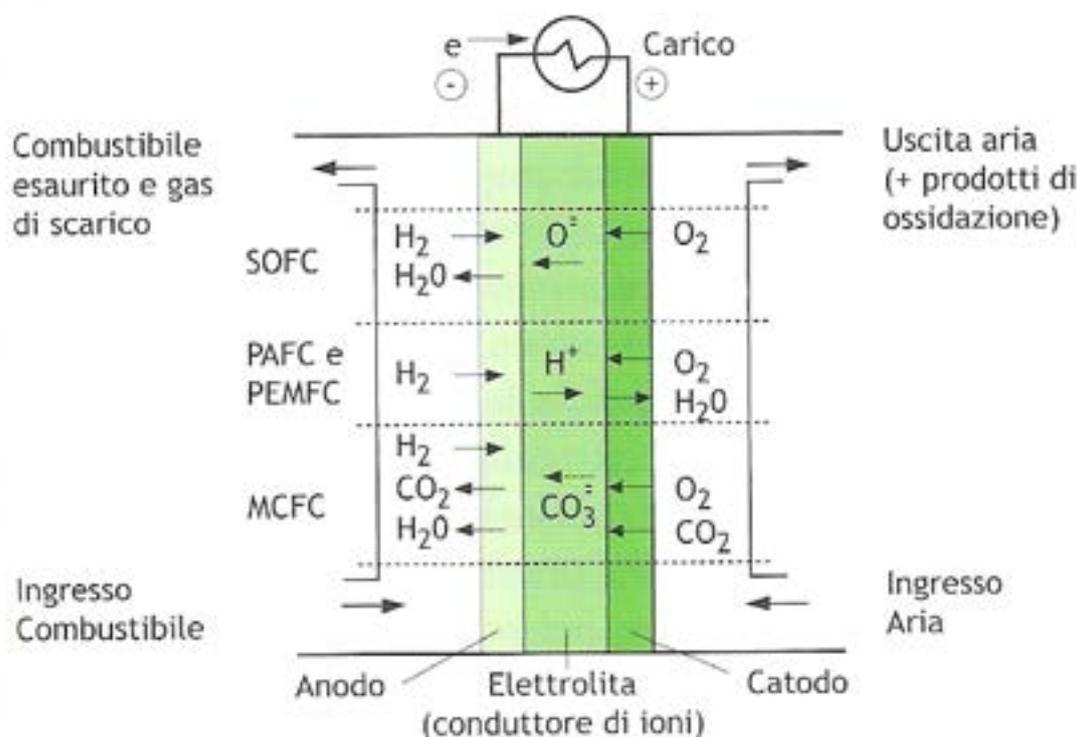


Figura 48 – Rappresentazione schematica di una FC con evidenziati i percorsi dei reagenti, dei prodotti e degli ioni conduttori per i tipi principali di celle. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

7.2 Peculiarità tecniche

Esistono diversi tipi di celle a combustibile, sia funzionanti a bassa temperatura, come le celle polimeriche PEM e le PAFC, che a media o alta temperatura, come le MCFC e le SOFC.

Nella tabella seguente sono elencate le varie tipologie di celle a combustibile oggi disponibili o allo studio.

Tabella 15 - Tipologie di celle a combustibile oggi disponibili o allo studio (ITA white paper).

	Alcaline	A metanolo diretto	A carbonati fusi	Ad acido fosforico	A membrana con scambio protonico	Ad ossidi solidi
Acronimo	AFC	DMFC	MCFC	PAFC	PEM	SOFC
Elettrolita	Idrossido di potassio (KOH)	Membrana polimerica	Liquido immobilizzato nel carbonato fuso	Liquido immobilizzato nell'acido fosforico	Membrana a scambio ionico	Ceramico
Temperatura di funzionamento	300÷400 °C	60÷130 °C	650 °C	200 °C	80 °C	750÷1000 °C
Potenza elettrica tipica	< 20 kW	< 10 kW	< 2 MW	> 50 kW	1 kW ÷ 250 kW	< 100 kW
Rendimento elettrico	45÷60%	40%	45÷60%	35÷40%	40÷60%	50÷65%
Applicazioni	Veicoli spaziali	Apparecchi portatili	Centrali elettriche	Centrali elettriche	Veicoli, applicazioni stazionarie	Piccole applicazioni, centrali elettriche

BOX: Funzionamento di una cella a combustibile

Quando ci si riferisce alla cella a combustibile, in realtà si intende uno *stack* assemblato e composto da un certo numero di celle elementari. Ciascuna cella è composta da anodo, catodo, elettrolita e catalizzatore.

L'idrogeno è immesso sull'anodo della cella, mentre l'ossigeno (contenuto nell'aria) è immesso sul catodo. Per effetto del catalizzatore, la molecola di idrogeno si dissocia in 2 protoni H+ e in 2 elettroni e-. I protoni attraversano l'elettrolita, mentre gli elettroni entrano nell'anodo e si dirigono verso il catodo. Al catodo i protoni idrogeno si combinano con l'ossigeno e i 2 protoni passati attraverso il circuito elettrico formando acqua. Il processo può essere descritto dalla trasformazione chimica seguente:



La figura seguente (fonte US DOE) mostra questo processo applicato alle celle PEM.

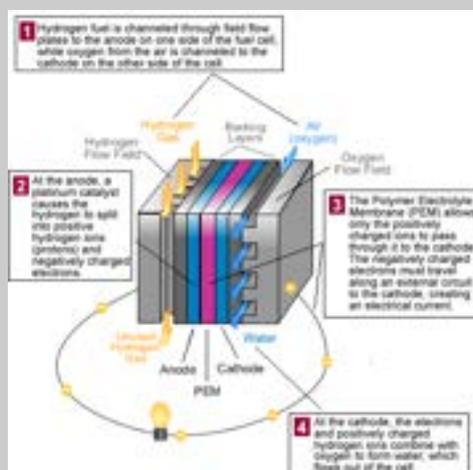


Figura 49 - Principio di funzionamento di una cella a combustibile PEM (DOE).

BOX: Tipologie di celle a combustibile

Celle polimeriche (PEM)

Le celle polimeriche hanno delle applicazioni promettenti nella generazione distribuita e nella trazione. Quest'ultimo aspetto è dovuto alla elevata potenza specifica, nell'intorno di 0,8 kW/kg, a cui corrispondono 1,2 kW/dm³.

A titolo di esempio si riportano le principali caratteristiche della cella a combustibile Nuvera "Avanti" da 4,6 kW_{el} adatta per installazioni *indoor* e *outdoor*.



Figura 50 - Cella a combustibile Nuvera "Avanti" da 4,6 kW_{el} adatta per installazioni *indoor* e *outdoor*.

Rendimento elettrico netto AC:	>30%
Potenza elettrica AC:	2,3÷4,6 kW _{el} (4,6 kW _{el} nominale)
Potenza termica:	6,9 kW
Temperatura di ingresso acqua raffreddamento:	5÷50 °C
Temperatura di uscita acqua raffreddamento:	65 °C
Rendimento totale:	> 80%
Dimensioni:	1,2 × 0,56 × 1,4 m
Peso:	400 kg
Rumore:	70 dB a 1 m

Celle ad acido fosforico (PAFC)

Le celle ad acido fosforico sono attualmente disponibili in alcuni modelli commerciali della potenza di 100÷200 kW. Uno dei modelli più diffusi è il Toshiba UTC PC-25, il quale, complessivamente, è stato installato in oltre 200 impianti con una potenza elettrica complessiva superiore a 60 MW. Nel seguito sono riportate le principali caratteristiche della macchina, idonea per installazioni *indoor* e *outdoor*.



Figura 51 - Esempio di celle ad acido fosforico.

Rendimento elettrico netto AC:	40%
Potenza AC:	200 kW _{el}
Potenza termica recuperabile:	264 kW a 60 °C / 132 kW a 120 °C
Rendimento totale:	87%
Dimensioni:	5,4 × 3,0 × 3,0 m
Peso:	17 t
Rumore:	60 dB a 10 m

Celle a carbonati fusi (MCFC)

Le celle a carbonati fusi sono adatte ad applicazioni stazionarie da 250 kW a 3 MW. E' utilizzata la tecnologia a *reforming* interno, per cui queste macchine sono alimentate a gas naturale, ottenendo un rendimento elettrico del 40÷45%.

Nel seguito sono riportate le principali caratteristiche del modello FCE DFC300.



Figura 52 - Esempi di celle a carbonati fusi.

Rendimento elettrico netto AC:	> 47%
Potenza nominale AC:	250 kW _{el}
Potenza termica recuperabile:	170 kW
Temperatura del gas di scarico:	400 °C
Rendimento totale:	80%
Dimensioni:	8,5 × 2,7 × 3,0 m

Celle ad ossidi solidi (SOFC)

Le celle ad ossidi solidi sono adatte ad applicazioni stazionarie a partire da 100 kW_{el}, ma sono possibili applicazioni residenziali con potenze comprese tra 1 e 5 MW_{el}.

Dispongono di un ciclo di *reforming* interno per cui funzionano a gas naturale e possono essere utilizzate nella cogenerazione ad alta temperatura.

Il rendimento elettrico è pari a circa il 35% per le piccole applicazioni (pochi kW), ma si spinge al 48÷50% per le grosse macchine.

Nel seguito sono riportate le principali caratteristiche dei modelli SW PC CHP100 (a sinistra) e PCT 5 kW (a destra).



Figura 53 - Esempi di celle ad ossidi solidi.

Tabella 16 - Principali caratteristiche dei modelli SW PC CHP100 (a sinistra) e PCT 5 kW (a destra).

Caratteristiche	SW PC CHP100	PCT 5 kW
Rendimento elettrico netto AC	> 46%	42%
Potenza nominale AC	110 kW _{el}	3 kW (max. 5 kW)
Potenza termica recuperabile	75 kW	3,1 kW
Rendimento totale	> 80%	> 80%
Dimensioni	8,6 × 2,8 × 3,7 m	1,2 × 0,8 × 2,1 m
Peso	32.600 kg	1.100 kg

7.3 Diffusione

La diffusione delle celle a combustibile è ancora piuttosto limitata.

Il principale ostacolo alla penetrazione nel mercato è rappresentato dagli attuali elevati costi di produzione, dovuti anche all'impossibilità di applicare economie di scala. Per arrivare a una condizione di concorrenza con le tecnologie tradizionali si dovrebbero infatti conseguire riduzioni di costo di fattori che vanno da 3 a 10.

Di non poco conto sono inoltre le barriere rappresentate dalle preoccupazioni connesse alla nuova tecnologia in termini di sicurezza (per esempio i problemi relativi alla presenza di idrogeno), modalità e costi di gestione, affidabilità e manutenzione, per cui il superamento riveste grande importanza la realizzazione e la sperimentazione di progetti dimostrativi.

Celle polimeriche (PEM)

Con la tecnologia PEM vengono sviluppate applicazioni automobilistiche, settore nel quale si sono raggiunte potenze specifiche elevate prossime a 1,2 kW/dm³ e 800 W/kg.

Alcuni costruttori commercializzano anche moduli PEM da 1-5 kW alimentati a idrogeno per applicazioni quali generatori di emergenza o di *backup* elettrico. Nell'ambito di applicazioni stazionarie di produzione elettrica, prevalentemente su scala medio-piccola, diversi costruttori propongono, in particolare, moduli di potenza variabile da qualche kW a qualche centinaio di kW, inclusi in un impianto di *reforming* e *gas cleanup*, alimentati a gas naturale.

Tra i maggiori costruttori di queste celle si hanno Ballard Power Systems (Canada, partecipata da Daimler-Chrysler), giunta a sperimentare vite utili dell'ordine di 5.000 h e taglie massime degli impianti dimostrativi dell'ordine di 250 kW, UTC, Plug Power e Idatech (USA), l'italo-americana Nuvera Fuel Cells, Siemens KWU.

Le figure seguenti mostrano esempi di impianti prototipali destinati ad applicazioni di generazione elettrica e cogenerazione su scala residenziale, proposti da alcuni dei costruttori impegnati nel settore PEM e integrati in unità comprensive di caldaia ausiliaria con il coinvolgimento di costruttori di impianti elettrici convenzionali.



Figura 54 – Impianto GE HomeGen (Ge Microgen – Plug Power) da 7 kW_{el}. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Celle ad acido fosforico (PAFC)

I costruttori principali di questo tipo di celle sono United Technologies Corp, UTC (USA, tramite le controllate IFC/ONSI Corp.) e Mitsubishi Electric (Giappone).

Questo tipo di cella combustibile è l'unico che abbia raggiunto uno stadio di sviluppo commerciale: esistono nel mondo oltre 250 impianti multi-kW installati per un totale di circa 60 MW e diversi impianti dimostrativi nella taglia multi-MW (come l'impianto AEM di Milano, sperimentato fino al 1998 nell'area Bicocca, da 1,3 MW_{el}; l'impianto più grande, in Giappone, ha una potenza nominale di 11 MW_{el} ed è gestito dalla Tokyo Electric Power Company). Le caratteristiche di questa tecnologia hanno condotto i costruttori presenti sul mercato a proporre unicamente unità di potenza superiore a qualche centinaio di kW, tali da consentire il migliore compromesso tra economicità, in termini di costo specifico di impianto, ed efficienza.



Figura 55 – Immagini di moduli UTC “PureCell 200” o “PC25” da 200 kW_{el} installati in USA (Alaska, a destra) e Giappone (a sinistra). Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Le caratteristiche dei moduli commercialmente disponibili rendono questa tecnologia interessante per l'uso in siti nei quali è fondamentale disporre di un sistema di generazione a ridottissimo impatto ambientale (sia in termini di emissioni che di rumore e vibrazioni), quali zone di centri cittadini, parchi o zone protette, sia pure a prezzo di costi di impianto elevati. L'efficienza del sistema è per il resto assai competitiva con le tecnologie convenzionali (motori a combustione interna) disponibili nella stessa fascia di potenza.

Celle a carbonati fusi (MCFC)

I costruttori principali di questo tipo di celle sono le americane Fuel Cell Energy (FCE) e MC Power, le giapponesi Hitachi, IHI e Mitsubishi, e in Europa MTU e l'italiana Ansaldo Fuel Cells.

Le celle singole attualmente prodotte hanno una superficie di circa 1m² per una potenza unitaria prossima a 1 kW_{el}.

La tecnologia MCFC si presta anche all'utilizzo di combustibili diversi dal gas naturale quali gas da gassificatori di carbone e biomasse o biogas da impianti di trattamento acque e da discarica, previa rimozione dei contaminanti.

Contrariamente a quanto accade per altri tipi di *fuel cell*, nessuno sviluppatore nel campo MCFC prevede di sviluppare unità commerciali di potenza inferiore a qualche centinaio di kW_{el}.

La figura seguente mostra lo schema costruttivo delle unità MTU "HotModule", caratterizzate da una potenza elettrica di 300 kW_{el} e un orientamento orizzontale dell'asse dello *stack*. Un'unità di questo tipo installata per applicazioni cogenerative (ospedale di Bad Neustadt, Germania), ha superato con successo le 20.000 ore di funzionamento.



Figura 56 –Impianto MCFC di MTU "Hot Module" da 300 kW_{el}. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Celle ad ossidi solidi (SOFC)

Dal punto di vista dello stato di sviluppo di questa filiera, gli impianti dimostrativi più grandi hanno una potenza di 100-250 kW_{el} e sono costituiti da moduli di tipo "tubolare", sfruttando la tecnologia che per prima ha raggiunto livelli di prestazioni soddisfacenti.

Altre geometrie per vari aspetti più promettenti (di tipo "planare"), soprattutto dal punto di vista dei costi di produzione, sono state finora sviluppate e sperimentate da molti laboratori e aziende americane, giapponesi ed europee su impianti di dimensioni minori, ovvero con superfici unitarie di 100÷1.000 cm² e assemblate in moduli di potenza compresa tra qualche centinaio di W_{el} e 10÷20 kW_{el}. Negli USA, un apposito programma di ricerca sponsorizzato dal governo federale e dedicato ai vari tipi di SOFC consocia dal 2000 i maggiori costruttori sotto il nome di Solid State Energy Conversion Alliance (SECA), e persegue, sorretto da importanti finanziamenti, un aggressivo programma di sviluppo tecnologico destinato a completarsi nel 2010. Nel complesso, la varietà delle geometrie e delle tecnologie costruttive che sono in fase di ricerca e sviluppo nel settore delle SOFC si presenta assai più ampia di quanto non accada per gli altri tipi di celle a combustibile.

7.4 Costi associati

Costi attuali delle tecnologie *fuel cell*:

Celle a membrana (PEM):	Da 2.000 a 10.000 €/kW a seconda della taglia.
Celle ad acido fosforico (PAFC):	Circa 3.000 €/kW.
Celle a carbonati fusi:	Ancora allo stadio dimostrativo.
Celle ad ossidi solidi:	Circa 6.000 €/kW.

Il termine dei costi riveste importanza fondamentale nella discussione dei possibili impieghi delle celle a combustibile. Dal punto di vista pratico, sarà infatti il ritmo con cui si svilupperà l'evoluzione di questa tecnologia verso costi contenuti e funzionamento affidabile, unito al mantenimento di prestazioni elevate, a determinarne la possibilità di un ingresso effettivo nel mercato della microgenerazione e più in generale della generazione elettrica.

A titolo esemplificativo si riportano alcuni dei risultati principali di alcune analisi sui costi di produzione delle FC.

Per i sistemi a fuel cell ad alta temperatura (MCFC e SOFC), per molti versi più promettenti per applicazioni stazionarie e cogenerative soprattutto di scala medio-grande, le stime di costi di medio periodo (5-10 anni) si collocano intorno ai 1.500 €/kW_{el}.

Valori di costo simili sono già stati considerati in passato nell'ambito di programmi di ricerca, quali il V Programma Quadro UE (1998-2002)- sottoprogramma "Energia", che ha proposto come obiettivi di sviluppo nel medio periodo per le *fuel cells* i requisiti elencati nella tabella seguente, completati da una vita utile degli *stack* di 40.000 ore.

Tabella 17 – Obiettivi di sviluppo per le fuel cell secondo i requisiti stabiliti dal V Programma Quadro dell'Unione Europea. Fonte: Ronchetti e Iacobazzi, 2002.

Obiettivi V programma quadro UE	
PEFC	1.000 €/kW _{el}
PAFC	< 300 (<i>stack</i>), 1.000 €/kW _{el} (sistema)
MCFC	500 (<i>stack</i>), 1.000-1.500 €/kW _{el} (sistema)
SOFC	500 (<i>stack</i>), 1.000-1.500 €/kW _{el} (sistema)

La previsione di lungo termine (>10-15 anni) delle prestazioni e dei costi di questi tipi di *fuel cell* sono invece riassumibili nella tabella seguente sulla base delle previsioni dei principali costruttori e sulla base delle previsioni di istituzioni di ricerca.

Tabella 18 – Caratteristiche di lungo termine (>10-15 anni) delle principali filiere di FC. Fonte: stime Department of Energy (USA), UE e Gas research Institute.

Filiera	Taglia impianto (MW _{el})	Costo previsto (€/kW _{el})	Rendimento elettrico previsto (PC)
MCFC	1-5	500	50-55%
SOFC	1-5	500	50-55%
Ciclo ibrido	20-60	600	68-72%

Struttura dei costi sistema SOFC APU

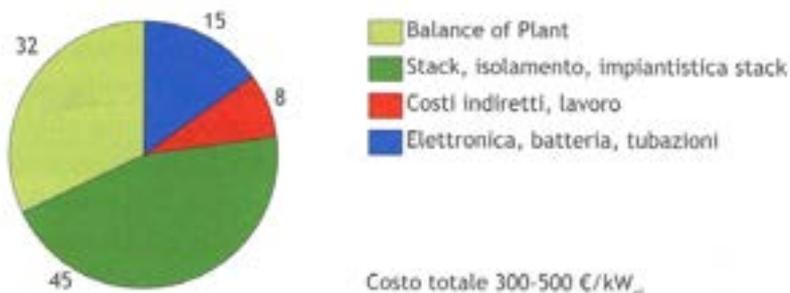


Figura 57 – Stima di costo di prospettiva per una SOFC da 5 kW_{el} ad uso APU (auxiliary power unit), alimentata a benzina, comprensiva di reformer a ossidazione parziale. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, La microgenerazione a gas naturale, 2005, Polipress, Milano.

Per le previsioni di lungo periodo, il progetto "Vision 21" (Clean Energy Plants for the 21st Century), condotto negli Stati Uniti dal Department of Energy e dal National Energy Technology Laboratory (NETL), ha l'obiettivo di arrivare a disporre nell'arco di un decennio di sistemi di generazione dell'energia, che pur continuando a impiegare combustibili fossili, siano in grado di garantire un impatto ambientale pressoché nullo. Utilizzando sistemi basati su MCFC, SOFC e cicli

ibridi, la previsione è di disporre, già nel 2010, di tecnologie con costo di installazione prossime ai 750 €/kW_{el} ed efficienze prossime al 60%.

Nell'ambito di questo progetto rivestono un ruolo chiave le tecnologie sviluppate all'interno del 21st Century Fuel Cell Program, il cui ambizioso obiettivo è rappresentato da sistemi a celle a combustibile di nuova generazione in grado di offrire in prospettiva di lungo termine costi di installazione ridotti fino a 300 €/kW_{el} con efficienze prossime al 75% per impianti di grande taglia.

Rispetto ai costi attuali (superiori ai 3.000 €/kW_{el} anche per le celle PACF, unico tipo già allo stadio di sviluppo commerciale), resta evidentemente molto da fare, in termini di sviluppo dei processi di fabbricazione e in termini di ricerca sui materiali, prima che siano raggiungibili con prestazioni ed affidabilità soddisfacenti dei valori di costo accettabili.

7.5 Applicabilità

In via teorica, le celle a combustibile risultano ideali per le applicazioni di cogenerazione nel contesto urbano.

Di particolare interesse sono le celle a membrana (PEM) e ad ossidi solidi (SOFC) di piccola taglia, le quali possono essere facilmente alloggiare nei locali tecnici di abitazioni, condomini ed edifici pubblici.

L'utilizzo delle celle a combustibile, almeno per quelle non dotate di *reformer*, richiede la fornitura di idrogeno, per il quale al momento non esiste nel nostro Paese una rete di distribuzione commerciale. In alternativa l'idrogeno può essere prodotto in loco (tipicamente mediante elettrolisi) e stoccato (ad esempio mediante serbatoi ad idruri metallici).

La produzione di idrogeno mediante elettrolisi richiede però energia elettrica (ad esempio da fonte fotovoltaica) e su piccola scala presenta delle basse efficienze: è quindi costosa ed energeticamente dispendiosa.

Attualmente, vi sono numerosi sostenitori della produzione di idrogeno dalle biomasse facendo uso di gassificatori a vapore. Simili impianti non sono però facilmente integrabili nel contesto urbano, soprattutto a causa delle dimensioni della caldaia a letto fluido. Nella foto si può vedere, ad esempio, l'ingombro dell'impianto di Gussing in Austria in grado di produrre 2 MW_{el} (con motore endotermico) e 8 MW_{th} mediante gassificazione di biomasse legnose. Inoltre, l'idrogeno prodotto deve essere separato dagli altri gas (principalmente CO₂ e N₂) con procedimenti piuttosto complessi.

Per questi motivi, le applicazioni delle celle a combustibile nel contesto urbano (a parte l'impiego in autoveicoli) sono al momento limitate ad applicazioni sperimentali.



Figura 58 - Impianto di Gussing in Austria.

Si possono però trovare rari esempi di insediamenti in cui questa tecnologia è stata utilizzata.

Uno di questi è il Quartiere Hammarby Sjöstad a Stoccolma in Svezia. Nell'impianto è stato implementato nel 2007 un sistema di celle a combustibile, uno dei pochi al mondo alimentato a

biogas (ricevuto dalla centrale Högdalen). Lo scopo dell'installazione del Centro di sviluppo tecnologico GlashusEtt è quello di permettere alle compagnie partecipanti di testare lo stato della tecnologia attuale e di indagare gli sviluppi futuri.

Il fornitore del sistema di celle a combustibile è l'americana Acumentrics, che produce anche sistemi alimentati a gas naturali, propano o combustibili liquidi.

Le celle installate nel centro hanno una temperatura di utilizzo che varia tra i 700 e gli 800 °C, a differenza di altre che lavorano a basse temperature (60-70 °C).

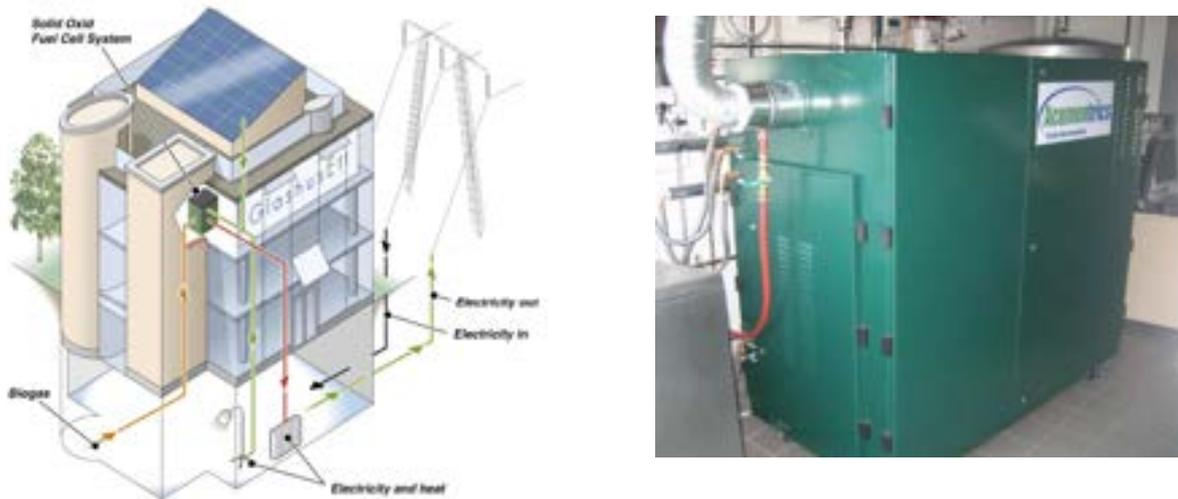


Figura 59 - Schema del centro di sviluppo tecnologico GlashusEtt (a destra) e il sistema Solid Oxide Fuel Cell (a sinistra). (Fonte: www.hammarbysjostad.se).

Un altro esempio è il Columbia Boulevard di Portland in Oregon.

L'impianto prevede l'integrazione di diverse tecnologie (eolico e celle a combustibile).

Nel 1998 l'impianto eolico esistente è stato integrato con un sistema di celle a combustibile che riesce a produrre ulteriori 200 kW.



Figura 60 - L'impianto di celle a combustibile da 200 kW. (Fonte: www.eere.energy.gov).

7.6 Prospettive future

Attualmente sono in corso numerose attività di ricerca e sviluppo finalizzate a migliorare il rendimento e l'affidabilità delle celle a combustibile al fine di renderle pienamente commerciali e concorrenziali con altre forme di cogenerazione.

Sono inoltre in fase di sviluppo i cosiddetti cicli ibridi, nei quali la cella a combustibile viene integrata con la turbina a gas. La tecnologia è ancora in fase di messa a punto, ma si prevede di ottenere rendimenti elettrici netti compresi tra il 55% e il 65% su taglie di 300÷1.000 kW e rendimenti del 70% su taglie maggiori.

Gli sforzi mirati alla riduzione dei costi riguardano non solo le celle a combustibile ma tutta la filiera dell'idrogeno (produzione, stoccaggio, trasporto) ed i sistemi di *reforming*.

Dal punto di vista della penetrazione di mercato, alcune ricerche⁴⁶ hanno considerato le prospettive di sviluppo e penetrazione della tecnologia *fuel cells* sia nel mercato mondiale, sia in quello italiano.

I risultati, come è possibile osservare nella tabella seguente, mostrano come nell'ambito delle applicazioni stazionarie la penetrazione prevista, espressa come percentuale della potenza totale installata, varia, a livello mondiale, dal 3% delle applicazioni isolate a valori compresi tra il 13% per la sola generazione di energia elettrica e il 17% per la cogenerazione, con una media di circa il 10% e un totale complessivo di oltre 11.000 MW per l'anno 2020. In quest'ambito, circa il 45% della potenza verrebbe installata in sistemi con taglia minore di 1 MW_{el}, mentre il contributo maggiore, più di due terzi del totale, deriverebbe dalle celle ad alta temperatura, in virtù dei massimi rendimenti raggiungibili e del loro impiego anche per gli impianti di taglia multi-MW.

Per quanto concerne il mercato italiano, la penetrazione ipotizzata è in linea con quella prevista per i paesi industrializzati, con valori complessivi intorno a 250 MW_{el}/anno al 2020, con un contributo crescente per le MCFC e le SOFC.

Tabella 19 – Previsioni di mercato per le fuel cells al 2020 a livello mondiale. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

	Potenza totale installata (GW _{el})	Celle a combustibile (MW _{el})	Quota celle (%)
Applicazioni isolate	16,9	540	3,1
Cogenerazione	23,4	4.100	17,5
Generazione distribuita	45,3	5.980	13,2
Altre applicazioni	31,9	710	2,2
Totale	117,9	11.300	9,6

In linea con quanto previsto, si ipotizza che i costi degli impianti si aggirino tra i 1.000 e i 1.500 €/kW_{el} (con valori maggiori per le piccole taglie) nella prima fase di introduzione, passando poi a regime a 600-750 €/kW_{el}. Si tratta però di previsioni ottimistiche e non legate a contesti concreti di applicazione.

⁴⁶ Risultati di studi effettuati da società specializzate quali: Anon.,2000; Ronchetti e Iacobazzi, 2002; EPA, 2002; Hughes, 2003; Teagan e Thijssen, 2002.

8 Motori a combustione interna

8.1 Descrizione generale

I motori alternativi sono macchine termiche che generano energia meccanica attraverso la combustione di una miscela aria-combustibile in un cilindro. L'energia liberata dalla combustione viene utilizzata per imprimere ad un pistone un moto alternativo, convertito da un meccanismo biella-manovella nel moto rotatorio di un albero motore.

Questi motori a combustione interna sono adatti nei casi in cui si ha necessità di un limitato investimento iniziale e di un buon rapporto tra la potenza elettrica e quella termica generale. Tuttavia, presentano alti costi di manutenzione e la necessità di effettuare la manutenzione straordinaria più frequentemente degli altri sistemi. Inoltre, forniscono energia termica a due temperature distinte, di solito in due circuiti separati, legate al recupero dei gas di scarico (400-500 °C) e di acqua di raffreddamento ed olio di lubrificazione (sotto i 1.000 °C). Pertanto, va valutata, caso per caso, la possibilità di recuperare tutto il calore disponibile e di raggiungere quindi la piena efficienza della cogenerazione. I motori endotermici presentano comunque il vantaggio di essere adatti a carichi variabili e sopportano meglio delle turbine arresti e partenze.

8.2 Peculiarità tecniche

I motori alternativi possono essere classificati in due grandi categorie:

- motori ad accensione comandata a scintilla AS (*spark ignition*);
- motori ad accensione per compressione AC (*compression ignition*).

A ciascuna delle due categorie si associa un ciclo termodinamico ideale: il ciclo Otto (combustione a volume costante), il ciclo Diesel (combustione a pressione costante). Tipicamente tuttavia il ciclo reale (il cosiddetto ciclo indicato) si discosta notevolmente da queste rappresentazioni ideali.

I motori vengono anche classificati in base al ciclo operativo, cioè alla successione delle fasi che il fluido attivo compie nel cilindro e ripete con legge periodica. Un motore alternativo è a due tempi quando il ciclo si compie con due corse del pistone. Un motore è a quattro tempi quando il ciclo si compie con quattro corse del pistone.

Un'altra suddivisione riguarda l'utilizzo dell'aria di combustione: nei motori aspirati l'aria viene immessa nel cilindro a condizione ambiente; nei motori sovralimentati si utilizza l'energia dei gas di scarico per pilotare un turbocompressore che comprime l'aria di combustione prima del pistone.

Con la sovralimentazione si possono ottenere prestazioni superiori a quelle dello stesso motore aspirato (senza variare la cilindrata e il numero di giri, si va dall'estremo del minor consumo a pari potenza a quello della maggiore potenza pur aumentando il consumo).

Le taglie dei motori vanno da alcune decine di kW ad alcune decine di MW; è possibile realizzare impianti fino a 100 MW utilizzando più unità in parallelo.

In base alla velocità di rotazione, che diminuisce al crescere della taglia, si definiscono:

- motori a bassa velocità (50-700 giri/min), taglia (2-66 MW);
- motori a media velocità (700-2.000 giri/min), taglia (400-3.000 kW);
- motori ad alta velocità (sopra i 2.000 giri/min), taglia (10-500 kW).

I motori a combustione interna per la generazione elettrica hanno una buona capacità di inseguimento del carico e di avviamento e arresto.

La scelta della tipologia di motore dipende da diversi fattori; generalmente si utilizzano motori Diesel quando:

- sono richiesti bassi costi di installazione;
- servono sistemi compatti con elevata potenza;
- il gas non è disponibile o è troppo costoso;

Si utilizzano invece i motori Otto (a gas) quando:

- si hanno restrizioni sulle emissioni gassose;
- i costi di manutenzione sono più importanti dei costi di installazione;

- un fornitore affidabile di gas è disponibile.

Tipicamente un impianto di generazione elettrica e termica basato sui motori a combustione interna è composto dalle seguenti parti principali:

- un sistema di accumulo ed eventuale trattamento del combustibile;
- un motore a combustione interna;
- un sistema di controllo delle emissioni inquinanti;
- un sistema di recupero del calore (cogenerazione) o di dissipazione dello stesso (radiatori);
- un generatore e i suoi sistemi elettrici ausiliari.

I motori a combustione interna consentono di avere dei rendimenti elettrici tra il 24 e il 37% per i generatori a gas e tra il 27 e il 41% per i generatori Diesel. Generalmente i rendimenti maggiori si ottengono dai motori di taglia più elevata.

8.3 Diffusione

I motori a combustione interna impiegati per cogenerazione sono disponibili in commercio in taglie fino a 5-7 MW_{el}. La diffusione dei motori a combustione interna a livello nazionale è molto ampia, soprattutto in contesti industriali.

Solo recentemente sono stati proposti sul mercato alcuni modelli di motori a combustione interna di piccolissima taglia adatti al settore della cogenerazione domestica, con tagli comprese tra 1 e 5 kW_{el}. Il loro recente è legato all'attuale liberalizzazione dei mercati elettrici ed è reso possibile dalla disponibilità di sistemi elettronici di controllo a costi relativamente bassi. Questo mercato rimane tuttavia solo parzialmente coperto in Italia, invece in altri Paesi ha una forte crescita.

I motori a combustione interna si possono senz'altro considerare una tecnologia matura ed esistono sul mercato moltissimi costruttori di motori e di package cogenerativi. Nella figura seguente è rappresentato un motore a gas della Deutz da 300 kW_{el}, con sovralimentazione mediante turbocompressore.



Figura 61 – Motore a gas Deutz per cogenerazione da 300 kW_{el}. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Nella figura seguente è riportato un motore cogenerativo da 75 kW_{el} della MTU, anch'esso sovralimentato, montato su skid.



Figura 62 - Motore a gas MTU per cogenerazione da 75 kW_{el}. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Analizzando i modelli di motori a combustione interna disponibili sul mercato si osserva che esiste un legame tra la taglia del motore e il suo rendimento elettrico, come evidenziato nella figura seguente in cui le taglie dei motori in ascissa sono riportate in scala logaritmica a partire dai 30 kW_{el}.

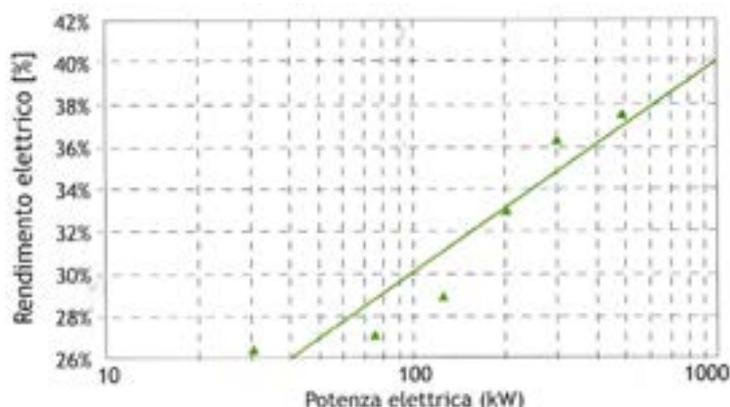


Figura 63 – Rendimento elettrico in funzione della taglia per alcuni MCI. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Tra i modelli commercialmente disponibili oggi sul mercato, si possono citare il giapponese Ecowill (un consorzio tra Honda e Osaka Gas) con un modello da 1 kW_{el}, la tedesca Snertec con un package congenrativo che impiega un motore DACHS da 5 kW_{el} ed infine la svizzera Ecopower che utilizza un motore da 4,7 kW_{el}.

In tutti e tre i casi si tratta di motori a combustione interna ad accensione comandata (ciclo Otto), monocilindrici a quattro tempi, funzionanti a gas naturale, dotati di catalizzatore. Per tutti è prevista anche una versione funzionante a propano (GPL). Nella tabella seguente vengono riportati alcuni dati tecnici e economici relativi ai modelli Ecowill e Senertec.

Tabella 20 – Caratteristiche di moduli per cogenerazione a motore Otto. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Caratteristiche	Ecowill (Honda)	Senertec (DACHS)
Potenza elettrica	1 kW _{el}	5,0 kW _{el}
Rendimento elettrico netto	20% PCI	26% PCI
Potenza termica recuperabile	3,25 kW _{th}	12,3 kW _{th}
Rendimento totale (elettrico+termico)	85%	89%
Dimensioni (Largh.xProf.xAlt.)	0,38x0,58x0,88 m	0,72x1,1x1,0 m
Massa	81 kg	520 kg
Costo (€)	6.000	13.000
Catalizzatore	3 vie (sonda λ)	Ossidante

A livello mondiale è possibile evidenziare le 30.000 installazioni del cogeneratore Ecowill Honda da 1 kW_{el} in Giappone e le 13.000 della Dachs Senertec in Europa.

8.4 Costi associati

Generalmente variano tra 1.200 e 6.000 €/kW a seconda della taglia.

Nella figura successiva è rappresentato un grafico che mette in relazione il costo specifico al kW_{el} installato con la taglia del motore.

I costi si intendono per motori in assetto cogenerativo e sono comprensivi dell'impianto di recupero termico e del sistema di controllo.

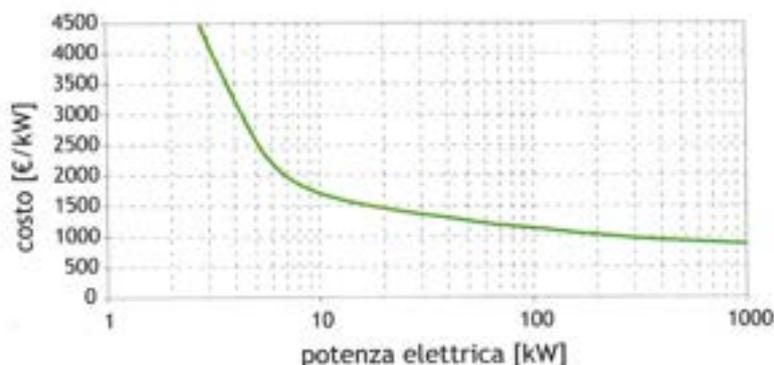


Figura 64 – Costo specifico in funzione della taglia per alcuni MCI. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

8.5 Applicabilità

Abitualmente, i motori alternativi vengono applicati come:

- sorgente primaria; impiego quando il servizio energetico risulta particolarmente costoso o non disponibile, o quando un'azienda volesse prevenire dei disturbi elettrici e delle temporanee interruzioni della potenza che sarebbero dannosi per il suo processo di produzione;
- riserva; quando si necessita di un sistema di riserva alla sorgente di generazione primaria per sostenere impianti con processi di produzione critici nel caso la sorgente primaria abbia un guasto o un'interruzione;
- supporto alle condizioni di picco di carico;
- produzione combinata di calore ed energia elettrica in impianti commerciali ed industriali per potenze fino ad alcune decine di MW.

I motori alternativi con recupero del calore sono divenuti una delle forme più diffuse di generazione distribuita in Europa.

Per taglie comprese fra 1 e 5 MW i motori Diesel sono i motori primi più diffusi, in quanto sono più competitivi delle turbine a gas, grazie a costi di investimento più bassi ed efficienze mediamente più alte di 5 punti percentuali. Tuttavia, in questo intervallo di taglie il mercato dei motori a gas è in continua crescita grazie ad una riduzione dei costi, alle basse emissioni, ad un aumento dell'efficienza e dell'affidabilità.

Nell'ambito della cogenerazione le applicazioni più comuni riguardano:

- Edifici residenziali, commerciali, alberghi, ospedali;
- Impianti di produzione alimentare;
- Impianti di depurazione delle acque;
- Impianti per la produzione tessile, ceramica e carta;
- Impianti chimici e per la produzione di materie plastiche.

Una capillare penetrazione a livello urbano dei motori a combustione interna, pur con finalità di cogenerazione e con vantaggi dal punto di vista del risparmio energetico, deve essere attentamente valutata e confrontata con le altre possibili alternative.

Vanno infatti considerati i seguenti ostacoli:

- la rumorosità è un elemento tipico di queste macchine; è possibile utilizzare delle barriere acustiche facendo però aumentare gli ingombri e i costi;
- i motori a combustione interna emettono pur sempre una certa quantità di inquinanti su scala locale;
- i costi di manutenzione e la durata costituiscono una voce di bilancio non trascurabile;
- la curva di produzione elettrica, abbastanza piatta, non contribuisce all'appiattimento dei picchi di domanda (*peak-shaving*) come invece avviene, ad esempio, per il fotovoltaico.

8.6 Prospettive future

Gli sviluppi tecnologici più interessanti riguardano i motori a gas; in particolare quelli con efficienze attorno al 38÷42%, costi minori di 200 €/kW ed emissioni di NO_x di 0,54÷1 g/kWh.

Sono allo studio nuovi motori a gas nell'intervallo 0,35÷10 MW con l'obiettivo di ridurre i costi di impianto e raggiungere efficienze del 50%, livelli di NO_x minori di 0,27 g/kWh e riduzione del 20% di emissione di CO₂.

Per la cogenerazione, si stanno studiando sistemi più efficienti di recupero del calore dai gas esausti.

Inoltre, sono in corso di studio sistemi con velocità di rotazione del motore svincolata dalla frequenza sincrona, dotati di generatori elettrici con efficienza di conversione maggiore del 97% e di *inverter*.

Altri studi sono inoltre rivolti a superare alcune barriere alla penetrazione di questa tecnologia relative alla complessità tecnologica, alle emissioni inquinanti, agli interventi di manutenzione, al rumore, ai costi e ai rendimenti.

Una riduzione dei costi del combustibile si può ottenere migliorando il rendimento meccanico ed elettrico, ma in questo caso spesso subentra il costo elevato dei materiali (ceramici, titanio ecc.).

Alcune ricerche ipotizzano che possa essere raggiunto un obiettivo di efficienza meccanica del 50% nel breve termine.

9 Motori a combustione esterna (Stirling)

9.1 Descrizione generale

Il motore a ciclo Stirling, la cui invenzione risale all'inizio dell'800, si basa su un ciclo chiuso che impiega un gas come fluido di lavoro.

I motori Stirling sono macchine di tipo alternativo che, una volta poste a contatto con una sorgente calda da una parte e una sorgente fredda dall'altra, sono in grado di trasferire potenza ad un albero in rotazione e quindi produrre energia elettrica.

La taglia dei motori Stirling è generalmente limitata a qualche decina di kW.

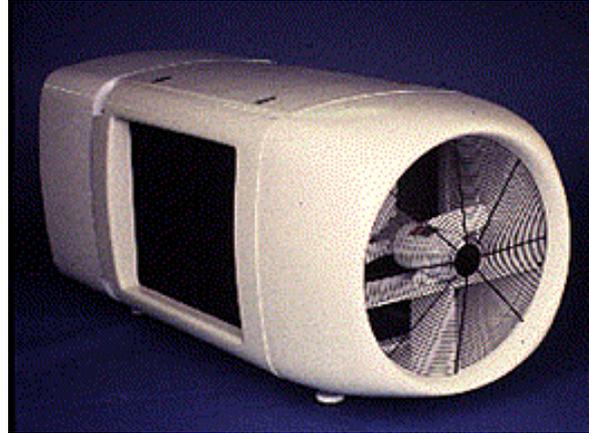


Figura 65 - Esempi di motori Stirling (SOLO).

L'efficienza dei motori Stirling varia a seconda della temperatura calda e fredda delle sorgenti. A titolo di esempio, i dispositivi utilizzati negli impianti solari a concentrazione hanno un'efficienza intorno al 20% con temperature del ricevitore dell'ordine degli 800 °C e raffreddamento posteriore ad aria.

9.2 Peculiarità tecniche

Lo Stirling è un motore a combustione esterna che funziona a ciclo chiuso utilizzando come fluido termodinamico un gas che può essere aria, azoto o elio⁴⁷. Il ciclo di funzionamento prevede il movimento di due pistoni in seguito all'espansione e alla contrazione del gas che scorre alternativamente da un ambiente caldo a uno freddo, dopo essere passato attraverso un rigeneratore di calore.

Lo scambiatore caldo mette a contatto il fluido con la sorgente ad alta temperatura che, essendo esterna, è svincolata dalla macchina e quindi può essere di qualsiasi tipo. Il rigeneratore assorbe e restituisce alternativamente calore al fluido di lavoro. Lo scambiatore freddo costituisce la sorgente a bassa temperatura. In esso il calore viene asportato dal fluido di raffreddamento (acqua o aria).

Il moto del fluido internamente al motore Stirling non è regolato da valvole ma dalla variazione dei volumi relativi che compongono lo spazio di lavoro del fluido stesso. Queste variazioni di volume sono prodotte dal moto dei pistoni.

⁴⁷ L'elio è il gas più adottato in quanto offre le migliori caratteristiche di scambio termico.

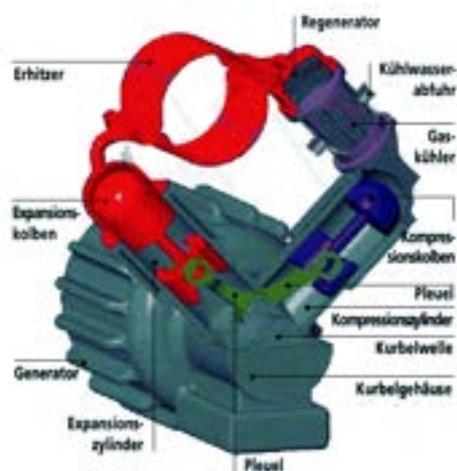


Figura 66 - Vista in sezione di un motore Stirling (SOLO).

La somma del lavoro attivo compiuto dal fluido sui cilindri per effetto delle successive espansioni e contrazioni, causate dagli scambi termici è maggiore delle perdite dovute all'attrito e al lavoro di segno opposto durante gli spostamenti da un pistone all'altro.

Se confrontato con un motore a combustione interna, il motore Stirling può vantare il 50% di parti in movimento in meno e l'assenza di valvole. La sua struttura è quindi relativamente semplice e gli consente una vita utile compresa tra 40.000 e 60.000 ore di funzionamento.

Per le applicazioni cogenerative dei motori Stirling, la maggior parte del calore (circa il 70-80%) è recuperabile dal circuito di raffreddamento dello scambiatore freddo.

Un'ulteriore quota di energia termica sfruttabile a fini cogenerativi viene fornita dal raffreddamento dei gas combusti, che, dopo aver riscaldato la testa del motore, lo scambiatore caldo e l'aria in ingresso, contribuiscono a un successivo riscaldamento dell'acqua utilizzata per il raffreddamento dello scambiatore a bassa temperatura.

La potenza termica è quindi trasferita all'acqua di raffreddamento, la cui temperatura deve essere comunque bassa per non influenzare negativamente potenza e rendimento del motore (per il package SOLO161 può essere esempio essere al massimo di 80 °C). Il migliore rendimento totale si ottiene sfruttando la possibilità di recuperare il calore di condensazione dell'acqua contenuta nei fumi, quindi con temperature di mandata dell'acqua limitate a non oltre 50-60 °C.

Dal punto di vista dell'efficienza, i motori Stirling sono molto influenzati da effetti di scala (vedere tabella seguente): il rendimento varia infatti dal 12%-15% delle macchine di potenza prossima a 1 kW_{el} fino al 30-35% di macchine da 50-100 kW_{el}.

Tabella 21 – Esempio di caratteristiche di moduli per cogenerazione a motore Stirling. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Caratteristiche	SOLO Stirling 161	WhisperGen	STM Power F260
Potenza elettrica	2-9 kW _{el}	1,2 kW _{el}	50 kW _{el}
Rendimento elettrico netto	24%	12%	30%
Potenza termica recuperabile	8-24 kW	8 kW	83 kW
Rendimento totale (elettrico e termico)	92-96% ⁴⁸	97% ⁴⁹	82% ⁵⁰
Dimensioni (Largh.xProf.xAlt)	1,28x0,7x0,98 m	0,5x0,6x0,85 m	2,57x0,86x1,33 m
Massa	450 kg	138 kg	1340 kg

⁴⁸ Con condensazione.

⁴⁹ Con condensazione.

⁵⁰ Con produzione di acqua calda a 55 °C.

I bilanci presentati nelle figure seguenti fanno riferimento a un livello di rendimento del 20% che si può ritenere rappresentativo per macchine da pochi kW_{el} quali i modelli più interessanti per applicazioni di microgenerazione residenziale⁵¹.

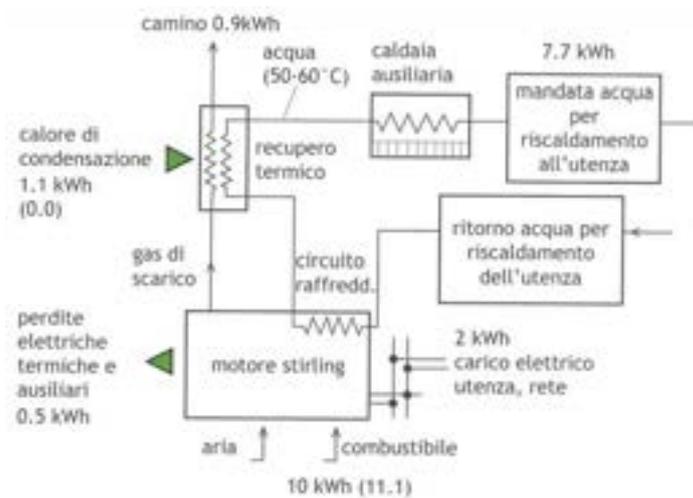


Figura 67 – Esempio di schema di impianto di un sistema cogenerativo a motore Stirling. I bilanci energetici si riferiscono ad una unità con rendimento elettrico pari al 20%. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

9.3 Diffusione

La diffusione a livello nazionale dei motori Stirling è al momento ancora limitata ad un mercato di nicchia.

In Europa lo sviluppo della tecnologia Stirling viene perseguito in modo assai variabile da Paese a Paese, con maggiore coinvolgimento delle nazioni del Nord Europa (Germania, Norvegia, Svezia, Olanda, Regno Unito) in programmi di sviluppo e di test sul campo.

Da segnalare l'accordo stipulato nel 2008 tra Merloni Termosanitari (MTS Group), Bosch Thermotechnik, Enatec e Rinnai per lo sviluppo di un nuovo microgeneratore Stirling da provare in un esteso *field test* che prevede l'installazione di 1.000 esemplari tra il 2008 e il 2010.

Nel Regno Unito un accordo tra E.ON e Whispergen fa riferimento a 80.000 macchine da 0,8 kW_{el} da installare tra 5 anni.

Tra i costruttori impegnati nel settore dei motori Stirling si possono ricordare STM Power, Sunpower e Stirling Technology Co. –STC (USA), SOLO (Germania), Microgen (gruppo BG, Regno Unito), Sigma (Norvegia), Mitsubishi, Toshiba e Kawasaki (Giappone), Whispertech (nuova Zelanda).

La figura seguente mostra un esempio di package cogenerativo a gas naturale da 2-9 kW_{el} prodotto dalla tedesca SOLO. In questo caso il fluido di lavoro è elio, con pressione variabile tra 35 e 150 bar durante il funzionamento. La temperatura massima di ciclo è pari a circa 740 °C.

Per tale impianto sono previsti tempi di avviamento inferiori a 3 minuti e, intervalli di manutenzione di 5.000-8.000 ore ed un prezzo di circa 2.700 €/kW_{el}.

⁵¹ Harrison e Redford, 2001.



Figura 68 – Package cogenerativo a motore Stirling da 9 kW (SOLO).

9.4 Costi associati

Il costo specifico di investimento di un motore Stirling presenta rilevanti variazioni con la scala. Il costo attuale dei motori completi di recupero termico da qualche kW_{el} di potenza (usi residenziali) si aggira comunque intorno ai 2.500-3.000 €/kW_{el} medi, un valore che viene indicato come riducibile al di sotto dei 500 €/kW_{el} per produzioni in grande serie. Per unità di qualche decina di kW_{el} il costo parte ad oggi da livelli prossimi a 1.200 €/kW_{el}.

La tabella seguente riassume alcuni parametri utili per analisi economiche e ambientali preliminari.

Tabella 22 – Parametri economici ed ambientali stimati per motori Stirling cogenerativi a gas naturale. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, 2005, Polipress, Milano.

Caratteristiche economiche e ambientali	
Costo di investimento	2.500-3.000 €/kW _{el} (unità da pochi kW _{el})
Costo di manutenzione	10-15 €/MWh
Vita utile	50.000-60.000 h
Emissioni	<15 mg/Nm ³ NO _x , <5 mg/Nm ³ CO

9.5 Applicabilità

Attualmente, le applicazioni più significative dei motori Stirling riguardano i seguenti settori di interesse:

- impianti solari a concentrazione con parabola riflettente;
- impianti di generazione elettrica funzionanti a combustibili non convenzionali (biomasse, scarti di produzione ecc.).

Tuttavia, i costi, ancora piuttosto elevati, e i rendimenti inferiori a quelli ottenibili con motori a combustione interna, al momento, non hanno favorito una larga diffusione di questi dispositivi.

Soprattutto per quanto riguarda i motori Stirling di piccola taglia (<20 kW) le applicazioni possibili sono prevalentemente quelle della cogenerazione.

Il motore Stirling ha il vantaggio di non emettere sostanze inquinanti e di presentare una rumorosità ridotta, almeno se paragonato ai normali motori a combustione interna. Esso rappresenta quindi la soluzione ideale per le applicazioni di generazione distribuita nel contesto urbano.

9.6 Prospettive future

Dal punto di vista delle prospettive di sviluppo di questa tecnologia, in particolare per applicazioni di piccola scala, riduzioni di costi e miglioramenti di efficienza sono attesi dalla possibile industrializzazione di soluzioni *free-piston*, basate sull'accoppiamento del pistone con un alternatore lineare, che genera direttamente energia elettrica in corrente alternata.

Tra i vantaggi di questa disposizione costruttiva, si ha una potenziale riduzione dei costi e inoltre:

- una semplificazione dei problemi di lubrificazione e tenuta;
- una maggiore facilità di avviamento;
- un funzionamento ad una frequenza circa costante indipendentemente dal carico del pistone, consentendo una connessione diretta alla rete del generatore elettrico.

Tale soluzione è perseguita per esempio dalla società inglese Microgen per una unità da 1,1 kW_{eI} da uso domestico, dal costo previsto in ottica di medio periodo di circa 3.000 €.

Inoltre, efficienze maggiori, intorno al 25%, si ottengono utilizzando l'idrogeno come fluido di lavoro.

In generale, si sta cercando di incrementare l'efficienza soprattutto dei motori di piccola taglia, ossia nella fascia di potenza nella quale le microturbine non sono in grado di operare.

10 Microturbine

10.1 Descrizione generale

Il termine microturbina identifica un sistema di generazione di potenza di piccola taglia (<500 kW_{el}) basato su di un ciclo a gas recuperativi che comprende un compressore, una turbina, un recuperatore, un turboalternatore e una parte elettrica di interfacciamento per la cessione della potenza alla rete elettrica.

La microturbina si presta notevolmente a cedere il proprio calore di scarto ad un'utenza termica, non solo dal punto di vista termodinamico, ma anche perché è probabile che nei siti idonei alla generazione elettrica distribuita vi sia presenza di utenze termiche in loco, a differenza di quanto spesso succede per impianti di grossa taglia.

Al diminuire della taglia il regime di funzionamento delle turbine a gas subisce importanti modifiche. Per ragioni fluidodinamiche è necessario dunque apportare delle correzioni tecnologiche ai singoli componenti.

In generale, è abbastanza caratteristica questa configurazione: ciclo Brayton semplice, con compressore centrifugo monostadio, turbina centripeta ad uno o due stadi e palettature non raffreddate, rigenerazione molto spinta. Rapporto di compressione alto per il singolo stadio ma relativamente basso in assoluto, temperatura di ingresso minore che per le grosse turbine, rendimenti politropici scadenti, elevate e variabili velocità di rotazione, presenza di un *inverter*.

Un cenno meritano le microturbine senza rigenerazione, le quali hanno tuttavia una diffusione ristretta ai casi in cui si combinino la presenza di combustibile da bruciare o da disperdere e/o relative difficoltà di approvvigionamento di energia elettrica da altre fonti. Si tratta di una configurazione molto semplice, ma contraddistinta da un rendimento basso, che ne fa un sistema difficilmente competitivo in situazioni comuni di tariffe del gas e disponibilità di una rete elettrica.

10.2 Peculiarità tecniche

La microturbina viene alimentata normalmente con gas naturale ad una pressione che per alcune turbine può essere attorno a 5 bar, per cui può essere necessario equipaggiare la turbina con un compressore del gas combustibile.

Per applicazioni di cogenerazione si richiede l'aggiunta di uno scambiatore, oltre al rigeneratore.

Le microturbine senza rigeneratore hanno un'efficienza elettrica del 14-16%; l'aggiunta del rigeneratore porta l'efficienza tra il 25 ed il 30%. Le microturbine occupano attualmente la fascia di potenza elettrica compresa tra decine e poche centinaia di kW; alcuni costruttori pensano di estendere la taglia fino a 1.000 kW; si possono formare comunque gruppi di microturbine per servire carichi più elevati.

Le microturbine possono utilizzare diversi tipi di combustibile come: gas naturale, propano, biogas, gasolio, metanolo ed etanolo. Le microturbine impiegate per la cogenerazione consentono rendimenti complessivi del 70-80%.

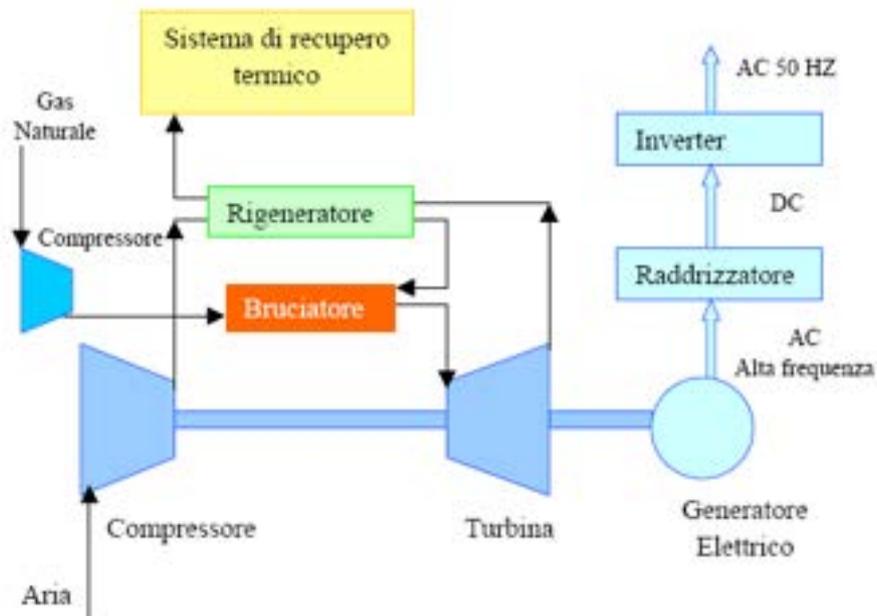


Figura 69 - Schema di funzionamento di una microturbina con rigeneratore e recupero termico.

Le differenze peculiari tra le microturbine si individuano nei seguenti aspetti costruttivi:

- numero di alberi;
- tipo di cuscinetti;
- tipo di materiali utilizzati nelle sezioni ad alta temperatura;
- presenza del rigeneratore.

Vi sono diverse opzioni costruttive, vantaggi e svantaggi delle quali sono indicati nella tabella seguente:

Tabella 23 - Differenti tecnologie applicabili alle microturbine.

Opzioni di progetto	Vantaggi	Svantaggi
Singolo albero	Minor numero di parti in movimento; eliminato il riduttore.	Serve un inverter.
Due alberi	Non è necessario l'inverter.	Numero maggiore di parti in movimento; serve un moltiplicatore; costi maggiori.
Cuscinetti ad aria	Il sistema di lubrificazione ad olio non è presente; la relativa manutenzione viene eliminata.	Ridotta affidabilità dovuta agli attriti durante l'avviamento e l'arresto.
Cuscinetti ad olio	Tecnologia diffusa.	Serve il sistema di lubrificazione: pompa olio ecc.
Senza rigeneratore	Costi più bassi; affidabilità più elevata; più calore disponibile per cogenerazione.	Bassa efficienza meccanica.
Con rigeneratore	Efficienza meccanica più elevata.	Costi più alti; col la tecnologia attuale la vita non è elevata.
Materiali ceramici nelle zone ad alta temperatura	Maggiore efficienza meccanica dovuta a temperature operative più elevate.	Progetto più complesso; attualmente in fase di ricerca e sviluppo.
Materiali metallici nelle zone ad alta temperatura	Commercialmente disponibile.	Temperature operative più basse; minore efficienza meccanica.

Tuttavia, la maggior parte dei costruttori realizza turbine a singolo albero con cuscinetti ad aria e rigeneratore.

Nella tabella seguente sono riportati i tipici valori di emissione di inquinanti e la vita media stimata per le microturbine.

Tabella 24 Valori tipici di emissione di inquinanti e la vita media stimata per le microturbine.

Emissioni (alimentazione con gas naturale)	
NO _x (ppm)	9 - 25
CO (ppm)	25 - 50
PM	Trascurabile
SO ₂	Trascurabile
CO ₂ (g/kWh)	670 – 1.180
Con rigeneratore	Efficienza meccanica più elevata
Vita (anni)	
Sorgente primaria dispacciata, cogenerazione	5 - 7
Riserva, picchi di carico	> 10

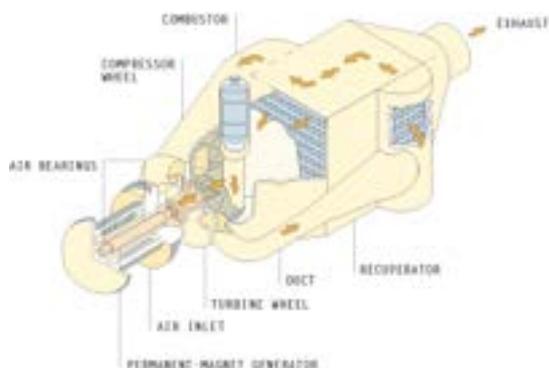


Figura 70 - Sezione di microturbina Honeywell.

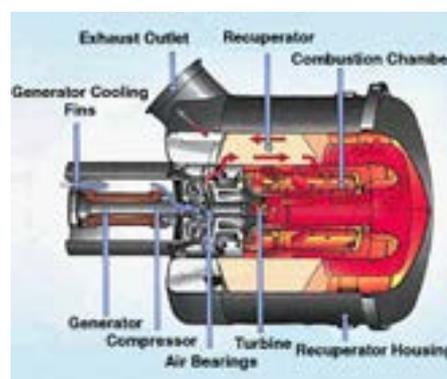


Figura 71 - Sezione di microturbina Capstone.

10.3 Diffusione

Una parte consistente delle microturbine commercialmente diffuse a livello internazionale sono prodotte dall'azienda statunitense Capstone, che finora ne ha commercializzate circa 3.000 unità a livello mondiale. Vi sono inoltre altre aziende quali Elliott, Bowman Power System, IR PowerWorks e Turbec impegnate nella distribuzione di prodotti commerciali di piccola e media taglia⁵². Le installazioni di rilievo effettuate a livello nazionale su scala urbana sono in numero abbastanza ridotto; vi sono esempi di applicazioni di rilievo, tra i quali l'impianto installato presso una struttura ricettiva in provincia di Firenze e realizzato con 3 microturbine Capstone da 60 kW ciascuna⁵³. La medesima azienda vanta inoltre diverse installazioni a livello industriale, realizzate principalmente presso industrie dei settori chimico o alimentare, e alcuni impianti installati a servizio di strutture del terziario (centri commerciali, strutture alberghiere e centri benessere) per una potenza elettrica totale pari a circa 4000 kW⁵⁴.

Le applicazioni di microturbine a gas stanno riscontrando inoltre un ottimo successo presso le Esco (Energy Service Company) e le società municipalizzate, grazie alle recenti disposizioni di legge relative ai certificati verdi e all'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

⁵² E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, La microgenerazione a gas naturale, 2005, Polipress, Milano.

⁵³ www.capstoneturbine.com

⁵⁴ Fonte: IBT Srl.

10.4 Costi associati

Si specifica che, considerando i rendimenti elettrici che caratterizzano questa tecnologia, la convenienza legata all'applicazione delle microturbine a gas è strettamente legata alla loro applicazione in configurazioni di co/trigenerazione, in grado di sfruttare appieno anche la produzione di energia termica durante l'intero ciclo di funzionamento.

La stima del costo di un package cogenerativo con microturbina a gas non è del tutto agevole, visto che il mercato delle microturbine non può affatto dirsi consolidato. Tuttavia, sulla base dei prezzi proposti dai principali produttori (package cogenerativo Turbec da 100 kW_{el}, turboset Capstone da 60 kW_{el}), si può utilizzare come un riferimento un costo specifico prossimo ai 1.100-1.200 €/kW_{el}.

Tabella 25 Parametri economici ed ambientali stimati per microturbine a gas cogenerative a gas naturale allo stato dell'arte. Fonte: E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, La microgenerazione a gas naturale, 2005, Polipress, Milano.

Caratteristiche economiche ed ambientali	
Costo di investimento	1.100 €/kW _{el}
Costo di manutenzione	10-15 €/MWh
Vita utile	60.000-80.000 ore
Emissioni	NO _x , CO < ppmvd @ 15%O ₂

In prospettiva di medio periodo, nell'ipotesi di creazione di un mercato consistente, si può invece pensare che le microturbine a gas possano conseguire significative riduzioni di costo, fino al livello di 600 €/kW_{el} fissato come obiettivo dai maggiori costruttori⁵⁵. In corrispondenza della migliore industrializzazione del prodotto, anche le stime dei costi previsti per O&M scendono nettamente, fino alla soglia di 3-5 €/MWh⁵⁶.

10.5 Applicabilità

Le microturbine sono di taglia appropriata per impieghi in edifici commerciali o nella piccola industria con potenza impegnata fino ad alcune centinaia di kW, per applicazioni di cogenerazione o di sola produzione di energia elettrica.

Le microturbine possono venire impiegate nei seguenti ambiti:

- **sorgente primaria:** questi sistemi offrono energia elettrica di alta qualità con un elevato livello di affidabilità, specie se agli N moduli in parallelo nominalmente necessari se ne aggiunge uno ridondante. Utilizzando dei sistemi di accumulo dell'energia si può aumentare la funzionalità;
- **attenuazione dei picchi di carico (*peak-shaving*):** vengono fatte funzionare durante le ore di maggiore richiesta di energia, consentendo una riduzione dei costi dell'energia elettrica;
- **cogenerazione:** la produzione di energia elettrica e calore permette di raggiungere efficienze complessive del 70-80%;
- **riserva:** viene fornita una sorgente di elettricità di riserva, le microturbine sono dotate di controllori che consentono il distacco automatico dalla rete in caso di guasto e la transizione automatica al funzionamento in isola. In questo modo viene accoppiato alla microturbina un sistema di accumulo dell'energia;
- **produzione remota:** viene prodotta energia elettrica in zone isolate (cantieri, piattaforme petrolifere ecc.).

⁵⁵ Anon., 2005; DeBiasi, 2001; Steeley, 2001; Milani, 2001.

⁵⁶ Marlup, 2002; Teagan e Thijssen, 2002.

10.6 Prospettive future

Lo sviluppo di microturbine in grado di raggiungere valori di efficienza più elevati potrebbe essere perseguito aumentando le temperature massime del ciclo (1.000-1.100°C) in modo da ottenere rendimenti prossimi al 35-40%. Ciò implicherebbe però l'impiego di materiali ceramici per la costruzione della girante della turbina, in sostituzione alle leghe metalliche attualmente utilizzate.

In particolare, un programma di ricerca condotto da General Electric prevede la messa a punto di una macchina da 175 kW_{el} con turbina ceramica e rendimento elettrico pari al 35%.

Inoltre, in alternativa al miglioramento tecnologico della sola turbina, un'altra linea di sviluppo prevede la modifica del sistema attraverso l'integrazione di un ciclo di recupero a vapore a fluido organico. Tali cicli prendono il nome di ORC (Organic Rankine Cycle) e, attraverso il loro impiego, è possibile effettuare il recupero termico dalle correnti gassose dei gas di scarico della microturbina. Impianti sperimentali realizzati con questa tecnologia hanno fatto registrare rendimenti prossimi al 40%, riducendo però la possibilità di recupero di calore in funzionamento cogenerativo.