



*Ministero delle Attività Produttive*



*Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio*



**APAT**  
Agenzia per la protezione dell'ambiente  
e per i servizi tecnici



## LA COGENERAZIONE

Redatto nell'ambito della

**CAMPAGNA DI INFORMAZIONE, COMUNICAZIONE ED EDUCAZIONE  
A SOSTEGNO DELLE FONTI RINNOVABILI, DEL RISPARMIO E DELL'USO  
EFFICIENTE DELL'ENERGIA**

in attuazione

dell'articolo 15 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 1, comma 119,  
lettera a), della legge 23 agosto 2004, n. 239

## INDICE

<b>1.</b>	<b>LA COGENERAZIONE: PRODUZIONE COMBINATA DI ELETTRICITÀ E CALORE .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>VANTAGGI E LIMITI DELLA COGENERAZIONE.....</b>	<b>8</b>
<b>3.</b>	<b>PRINCIPALI TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE .....</b>	<b>10</b>
3.1.	TECNOLOGIE TRADIZIONALI.....	10
3.1.1	IMPIANTI A VAPORE .....	10
3.1.2	IMPIANTI TURBOGAS.....	13
3.1.3	IMPIANTI A CICLO COMBINATO .....	16
3.1.4	MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA .....	17
3.2.	TECNOLOGIE INNOVATIVE .....	21
3.2.1	MICROTURBINE A GAS.....	21
3.2.2	MOTORI STIRLING .....	23
3.2.3	CELLE A COMBUSTIBILE.....	25
<b>4.</b>	<b>DALLA COGENERAZIONE ALLA TRIGENERAZIONE .....</b>	<b>28</b>
<b>5.</b>	<b>IL TELERISCALDAMENTO E LA GENERAZIONE DISTRIBUITA.....</b>	<b>33</b>
5.1.	TELERISCALDAMENTO .....	33
5.2.	GENERAZIONE DISTRIBUITA.....	34
<b>6.</b>	<b>CRITERI BASE PER LO STUDIO DI FATTIBILITÀ DI UN IMPIANTO COGENERATIVO ...</b>	<b>36</b>
<b>7.</b>	<b>LA NORMATIVA CORRELATA CON LA COGENERAZIONE .....</b>	<b>38</b>
7.1.	IL NUOVO QUADRO NORMATIVO: RIODINO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA .....	38
7.2.	DEFINIZIONE DI COGENERAZIONE SECONDO LA NORMATIVA .....	40
7.3.	INCENTIVI.....	43
7.4.	LA NORMATIVA FISCALE.....	44
<b>8</b>	<b>ESEMPI DI APPLICAZIONE DELLA COGENERAZIONE .....</b>	<b>46</b>
<b>9</b>	<b>SITIGRAFIA.....</b>	<b>50</b>



*Ministero delle Attività Produttive*



*Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio*



**APAT**  
Agenzia per la protezione dell'ambiente  
e per i servizi tecnici



**Campagna di informazione, comunicazione ed educazione  
a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente  
dell'energia**

**Promossa  
dal Ministero delle Attività Produttive  
e  
dal Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio**

**Attuata  
da RENAEL (Rete Nazionale delle Agenzie Locali per l'Energia)  
e  
da APAT**

**Serie di vademecum sul risparmio energetico: illuminazione pubblica,  
teleriscaldamento, contabilizzazione energetica, cogenerazione e micro-  
cogenerazione.**

Il Vademecum sulla Cogenerazione è a cura dell'Agenzia per il Risparmio Energetico di Ancona.

Revisione del testo a cura del Prof. Ing. Agostino Gambarotta del Dipartimento di Ingegneria Industriale presso l'Università di Parma e dell'Ing. Iacopo Vaja.

**Con il coordinamento di ARE LIGURIA (Agenzia per l'energia della Liguria  
coordinatore generale, risparmio energetico).**

**Si ringraziano**

Luciano Barra, Simonetta Piezzo e Roberto Moneta del Ministero Attività Produttive  
Attilio Fossati del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio

## 1. La Cogenerazione: produzione combinata di elettricità e calore

Gran parte dell'energia elettrica generata in Italia e nel mondo proviene da impianti motori termici, nei quali calore ad alta temperatura viene prima convertito in energia meccanica e quindi in energia elettrica per mezzo di generatori elettrici. Il calore proviene, nel caso delle centrali nucleari da reazioni di fissione (si parla in questo caso di impianti termonucleari) e nel caso delle centrali termoelettriche dalla combustione del combustibile immesso (carbone, gas naturale, frazioni del petrolio, biomasse etc). La conversione da calore ad energia meccanica, che è la trasformazione più complessa, avviene sfruttando un ciclo termodinamico. Esistono parecchi cicli termodinamici, ma i più diffusi, nei grossi impianti di potenza, sono i cicli a vapore (cicli Rankine e Hirn) ed il ciclo Brayton-Joule degli impianti turbogas.

In generale, indipendentemente dal ciclo termodinamico sfruttato, il secondo principio della termodinamica stabilisce che non tutto il calore fornito può essere trasformato in lavoro; il limite massimo teorico della quota di calore effettivamente convertibile in lavoro è fissato dal rendimento del ciclo di Carnot. Quello che accade in un generico impianto termoelettrico a combustibile, come quelli presenti in Italia, può dunque essere schematizzato come da Fig. 1-a.

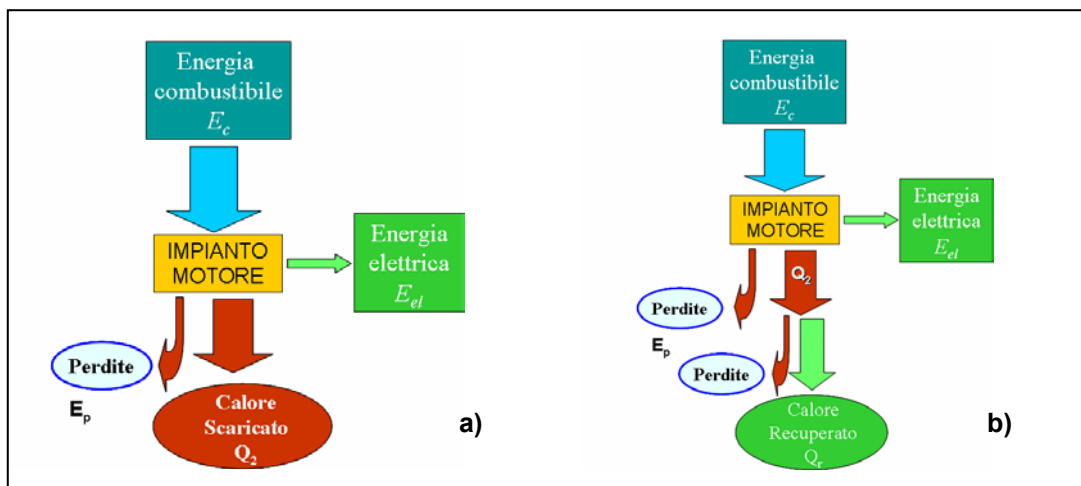


Fig. 1 – a) Impianto motore a ciclo semplice – b) Impianto motore cogenerativo.

L'impianto viene alimentato con un certo quantitativo combustibile a cui corrisponde una energia chimica  $E_c$  (è l'energia che si libera durante il processo di combustione). L'impianto, attraverso una serie di trasformazioni, fornisce l'energia elettrica  $E_{el}$ . Il rendimento globale di conversione dell'impianto ( $\eta_g$ ) misura quanta dell'energia fornita dal combustibile è effettivamente trasformata in energia elettrica:

$$\eta_g = \frac{E_{el}}{E_c}$$

Un valore indicativo di  $\eta_g$  è 0.35: ciò significa che solo il 35% dell'energia introdotta nell'impianto motore termico è effettivamente convertito in energia elettrica, mentre il restante 65% dell'energia viene di fatto perduta. La maggior parte di questa quota di energia non sfruttata viene persa sotto forma del calore  $Q_2$  scaricato dal ciclo termodinamico; a titolo indicativo si può

dire che il calore  $Q_2$  ceduto dall'impianto vale circa il 55% dell'energia introdotta mentre il restante 10% rappresenta altre perdite di vario genere ( $E_p$ ).

Per sottolineare l'importanza di questa quota di calore che è scaricato nell'ambiente da parte di una centrale, è possibile osservare la Fig. 2 in cui sono mostrate le torri di raffreddamento a servizio di un impianto termoelettrico. Queste altro non sono che grosse unità destinate a cedere calore all'ambiente esterno al fine di permettere il funzionamento della centrale stessa, visibile nelle vicinanze. Le dimensioni di tali "scambiatori di calore", confrontate con quelle della centrale, forse fornisce una misura di quanto calore deve essere scaricato in ambiente.



*Fig. 2 – Torri di raffreddamento di una centrale termoelettrica: servono a smaltire il calore ceduto dal ciclo termodinamico dissipandolo nell'ambiente.*

La cogenerazione nasce dunque dal tentativo di recuperare in maniera utile tutto o parte di questo calore  $Q_2$  che deve necessariamente essere scaricato da un impianto motore termico. Tale calore in certi casi può essere utilizzato utilmente nell'industria, ad esempio sotto forma di vapore, oppure può essere destinato ad usi civili, come il per riscaldamento degli edifici. Qualora l'impianto abbia tali caratteristiche si parla di **produzione combinata di energia elettrica e calore** (o, semplicemente, produzione combinata). Gli impianti di produzione combinata, dunque, convertono energia primaria, di una qualsiasi fonte (solitamente l'energia primaria è quella di un combustibile), in energia elettrica ed in energia termica (calore), prodotte congiuntamente ed entrambe considerate utili.

La produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto prende solitamente il nome di cogenerazione ed è spesso indicata con l'acronimo inglese CHP (*Combined Heat and Power*).

E' bene tuttavia sottolineare che, in termini rigorosi, le due dizioni "produzione combinata" e "cogenerazione" non sono equivalenti. Infatti, la normativa vigente in Italia stabilisce che un impianto di produzione combinata può essere considerato impianto di cogenerazione soltanto se soddisfa determinati criteri stabiliti dall' Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) introdotti al fine di garantire che la produzione combinata di energia elettrica e calore porti ad un effettivo risparmio di energia primaria e che non sia troppo sbilanciata verso la produzione di sola energia elettrica.

Riprendendo lo schema di Fig. 1-a è possibile notare come questo si modifica nel caso la centrale diventi un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore; la Fig. 1-b

mostra infatti come una parte del calore  $Q_2$  scaricato dal ciclo termodinamico su cui si basa l'impianto motore è recuperato per essere sfruttato utilmente ( $Q_r$ ).

Per un impianto cogenerativo è possibile definire una serie di indici prestazionali che danno informazioni oggettive circa la qualità dell'impianto e la sua capacità di sfruttamento dell'energia primaria introdotta (combustibile).

Il rendimento elettrico di cogenerazione  $\eta_{el}$  indica quanta dell'energia del combustibile è effettivamente convertita in energia elettrica:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_c}$$

Il rendimento termico di cogenerazione  $\eta_t$  indica quanta dell'energia del combustibile è convertita in energia termica utile:

$$\eta_t = \frac{Q_r}{E_c}$$

L' *Energy Utilization Factor (EUF)* indica quanta dell'energia del combustibile, è effettivamente sfruttata in forma elettrica o termica:

$$EUF = \frac{E_{el} + Q_r}{E_c} = \eta_{el} + \eta_t$$

E' possibile infine definire il rapporto di cogenerazione  $y$  come il rapporto tra l'energia elettrica e l'energia termica utile messa a disposizione dall'impianto:

$$y = \frac{E_{el}}{Q_r}$$

La Fig. 3 mostra come, a parità di utilizzazione finale (34 "unità" di energia elettrica e 56 "unità" di energia termica), la cogenerazione consente un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore. Mentre in un impianto CHP l'energia primaria richiesta sottoforma di combustibile è pari a 100 "unità", con un sistema di produzione separata (SHP, *Separated Heat and Power*) tale richiesta è assai superiore. In questo caso è infatti necessario fare funzionare una centrale termoelettrica per produrre l'elettricità, dissipando il calore da questa prodotto, ed è inoltre necessario ricorrere ad una caldaia per soddisfare la richiesta termica dell'utenza. Nel caso dunque di sistema SHP l'energia primaria richiesta è pari a 162 "unità", evidentemente superiore a quella necessaria per soddisfare lo stesso fabbisogno di energia elettrica e termica con un impianto cogenerativo.

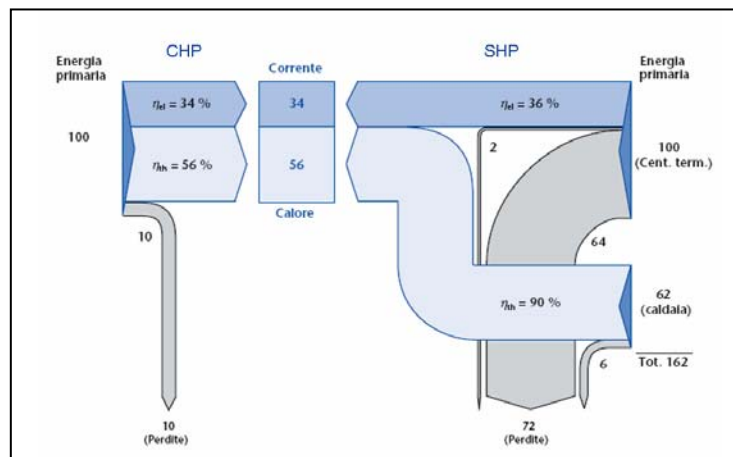


Fig. 3 – Confronto fra produzione separata di energia elettrica e termica (SHP) e cogenerazione (CHP) – Le grandezze sono espresse in termini di "unità" di energia primaria – (Fonte: G.R.T.N.).

La cogenerazione può dunque notevolmente incrementare l'efficienza nell'utilizzo dei combustibili fossili consentendo da un lato di ridurre i costi della bolletta energetica, e dall'altro di determinare minori emissioni di sostanze inquinanti e di gas ad effetto serra.

Non va dimenticato infatti che ridurre l'utilizzo di combustibili fossili è un obiettivo prioritario per lo sviluppo sostenibile. Il processo di combustione che si realizza nelle centrali termoelettriche e nelle caldaie determina sempre emissioni di sostanze inquinanti gassose (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, monossido di carbonio, idrocarburi etc.) e non gassosi (particolato). Tra le altre emissioni di un combustibile fossile (come carbone, derivati del petrolio, gas naturale etc.) vi è anche il rilascio di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) che contribuisce in maniera determinante all'effetto serra. Riduzioni nell'utilizzo di combustibili fossili possono essere ottenute da un lato ricorrendo a sistemi capaci di sfruttare fonti rinnovabili di energia, dall'altro incrementando l'efficienza dei sistemi di utilizzazione e di generazione dell'energia. Tra questi interventi si inserisce certamente anche il ricorso alla cogenerazione.

Anche per questo motivo, il Parlamento Europeo ha riconosciuto la cogenerazione come una tecnologia tra quelle necessarie per soddisfare il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha pertanto incluso tra le proprie priorità la diffusione progressiva della produzione combinata di energia elettrica e calore.

In generale un sistema cogenerativo è costituito da un impianto motore primo, da un generatore elettrico che, mosso dall'impianto motore, è in grado di produrre elettricità, e da recuperatori di calore (scambiatori di calore).

Per quanto riguarda i motori primi, le tecnologie di base ad oggi maggiormente impiegate sono:

- impianti turbogas (utilizzati in ciclo semplice con recupero di calore per la cogenerazione direttamente dai gas di scarico, o in ciclo combinato, recupero di calore per la cogenerazione dopo aver utilizzato i gas di scarico anche per la produzione di vapore di alimento per una turbina a vapore);
- impianti a vapore (possono essere a contropressione, se il calore è recuperato dal vapore scaricato dalla turbina, o a spillamento, se il calore è ottenuto da vapore estratto in uno stadio intermedio della turbina);
- motori alternativi a combustione interna (ciclo Diesel o ciclo Otto; in entrambi i casi il calore viene principalmente dai gas di scarico e dal liquido di raffreddamento del corpo motore).

Alle precedenti è possibile tuttavia aggiungere alcune tecnologie innovative, o comunque oggi ancora non pienamente affermate a livello commerciale, quali:

- Microturbine;
- Motori Stirling;
- Celle a combustibile.

Per ulteriori approfondimenti sulle caratteristiche e i campi di applicazione delle suddette tecnologie si rimanda al Capitolo 3.

Gli impianti di cogenerazione sorgono di solito in prossimità di utilizzatori termici, in quanto, a causa delle elevate perdite di trasmissione, non risulta tecnicamente semplice né economicamente conveniente trasmettere il calore a grandi distanze.

In genere se il calore è prodotto a temperatura relativamente bassa, questo viene utilizzato in ambito civile, come per il riscaldamento di ambienti o il teleriscaldamento urbano; in questo caso il fluido termovettore è quasi sempre acqua, a temperature comprese tra 80 e 120°C.

Se il calore prodotto è a temperatura elevata, il fluido termovettore, che può essere in questo caso vapore in pressione, viene di norma utilizzato nei processi produttivi. Ad esempio l'industria petrolchimica richiede calore a 150÷200°C, mentre l'industria alimentare e le cartiere a circa 130°C.

Per avere un'idea delle potenzialità e dell'attuale diffusione sul territorio italiano degli impianti di cogenerazione, è utile esaminare gli ultimi dati resi disponibili dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione:

- al 2003 la potenza complessiva installata era di 6.400 MW, pari a circa l'8% del parco totale di generazione italiano e l'11% del solo parco termoelettrico;
- nel 2003 gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto circa 35 TWh elettrici e 38 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 108 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari, sempre nel 2003, al 12% dell'intera produzione elettrica nazionale, ed al 15% della produzione di origine termoelettrica;
- nel 2004 sono stati prodotti in cogenerazione circa 36 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 110 TWh.

La Tab. 1 evidenzia la potenza installata negli impianti di cogenerazione suddivisa tra le tipologie impiantistiche utilizzate, riferiti agli anni 2003 e 2004.

TIPOLOGIA	POTENZA INSTALLATA (MW)	
	2003	2004
Turbina a gas (ciclo combinato)	3000	3377
Turbina vapore (ciclo combinato)	1460	1599
Turbina a vapore (semplice)	1360	1100
Turbina a gas (semplice)	320	462
Motori a combustione interna	300	348

*Tab. 1 - Potenza installata negli impianti di cogenerazione suddivisa in funzione delle tipologie impiantistiche utilizzate per gli anni 2003 e 2004 (Fonte: GRTN).*



## 2. Vantaggi e limiti della cogenerazione

Da quanto visto nel precedente capitolo è possibile sintetizzare i principali vantaggi legati all'utilizzo di un impianto cogenerativo in luogo di un sistema per la generazione separata di calore ed energia elettrica:

1. **Minor consumo di energia primaria grazie alla maggior efficienza del sistema:** con impianti cogenerativi è possibile raggiungere indici EUF anche superiori a 0.8 (ovvero si riesce a sfruttare utilmente oltre l'80% dell'energia messa a disposizione dell'impianto), con conseguente minor consumo di combustibile a parità di servizio reso.
2. **Minori emissioni in atmosfera di gas climalteranti ed altre sostanze inquinanti:** la migliore efficienza complessiva dei sistemi cogenerativi consente una riduzione nel consumo di combustibili e di conseguenza minori emissioni in atmosfera di gas climalteranti quali ad esempio la CO<sub>2</sub> e di altre sostanze inquinanti che risultano dai processi di combustione.
3. **Riduzione delle perdite per trasmissione:** l'applicazione della cogenerazione, essendo l'impianto di norma localizzato vicino all'utente finale, rende minime le perdite per la distribuzione e il trasporto dell'energia.
4. **Possibilità di diminuire i rischi di interruzione del servizio:** i sistemi cogenerativi in grado di funzionare anche in modalità "Stand Alone" consentono di ridurre al minimo i rischi di interruzione dell'alimentazione dell'energia per disservizi di rete, condizione di importanza fondamentale in tutti quei contesti in cui sia importante la continuità dell'approvvigionamento dell'energia elettrica.

E' bene comunque sottolineare anche i principali limiti di cui è tenere conto nella valutazione di un impianto cogenerativo. Il principio della cogenerazione, seppure valido in generale, talvolta non può essere applicato in maniera energeticamente ed economicamente conveniente, se non sono soddisfatte le seguenti condizioni:

1. **Presenza e vicinanza dell'utenza termica:** perché un impianto cogenerativo possa essere realizzato è necessario che nelle vicinanze di questo sia presente una utenza termica, industriale o civile. Tale necessità di fatto si scontra con la tendenza di collocare in luoghi distanti dai centri urbani o di lavoro gli impianti termoelettrici per la generazione di energia, al fine di limitare l'esposizione della popolazione alle emissioni in atmosfera. L'esigenza dunque di avvicinare ai luoghi frequentati gli impianti cogenerazione, al fine di non estendere troppo le reti di distribuzione del calore, richiede pertanto che gli impianti cogenerativi siano perlopiù di taglia limitata e comunque dotati di sistemi di abbattimento degli inquinanti emessi allo scarico assai efficienti.
2. **Contemporaneità delle utenze:** un'altra condizione perché un impianto cogenerativo possa essere sfruttato in maniera opportuna è che la richiesta di energia termica ed elettrica siano contemporanee. Un impianto di cogenerazione tipicamente è in grado di mettere a disposizione calore ed energia elettrica simultaneamente, pertanto è necessario che le utenze simultaneamente assorbano tale energia. Per questa ragione spesso gli impianti cogenerativi sono allacciati alla rete elettrica nazionale cedendo a questa l'energia

elettrica prodotta in eccedenza e l'impianto viene fatto operare assecondando le richieste di energia termica delle utenze. Qualora poi l'impianto cogenerativo dovesse risultare insufficiente per soddisfare interamente le richieste termiche dell'utenza (carico di punta) un sistema termico ausiliario potrebbe essere introdotto (Fig. 4).

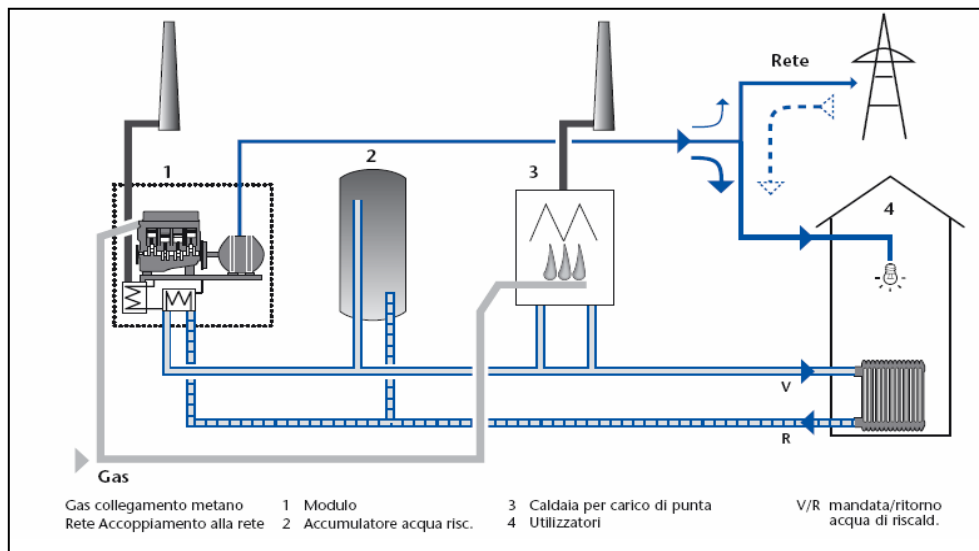


Fig. 4 – Impianto cogenerativo basato su un motore a combustione interna a servizio di una utenza con possibilità di cessione alla rete di energia elettrica e caldaia per carico termico di punta.

3. **Compatibilità delle temperature:** non tutti gli impianti cogenerativi rendono disponibile calore alla medesima temperatura. Può accadere dunque che un sistema cogenerativo non sia adatto a servire una utenza termica perché questa richiede calore a livelli di temperature troppo elevate. È necessario pertanto è necessario scegliere correttamente il sistema cogenerativo da accoppiare ad una certa utenza oppure introdurre modifiche all'impianto stesso tali da innalzare la temperatura del calore messo a disposizione.
4. **Flessibilità dell'impianto:** pur essendo presenti in maniera contemporanea la domanda di calore ed energia elettrica da parte di una utenza, talvolta il rapporto tra l'energia richiesta nelle due forme può variare. Può accadere dunque che in certi momenti la richiesta di energia elettrica sia proporzionalmente maggiore di quella termica o viceversa. È solitamente apprezzato che un sistema cogenerativo sia in grado di variare il proprio rapporto di cogenerazione  $y$ ; non tutti i sistemi motori su cui basare un impianto cogenerativo offrono tale possibilità, pertanto qualora sia richiesta grande flessibilità certe soluzioni tecniche devono essere abbandonate. Va detto tuttavia che per poter operare con alti rendimenti complessivi che giustifichino gli investimenti di impianto occorre mantenere per quanto possibile entro limiti ben definiti il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia termica utilizzata.

Da quanto detto si evince che la soluzione della cogenerazione per risultare tecnicamente ed economicamente fattibile deve essere valutata attentamente, con una analisi approfondita delle utenze (andamento nel tempo dei carichi di energia elettrica e termica) e dei sistemi motori disponibili (ogni utenza può sposarsi meglio con una tecnologia piuttosto che un'altra).

La fattibilità di un impianto di cogenerazione è trattata con maggior completezza nel capitolo 6.

### 3. Principali tipologie impiantistiche

In questa sezione viene dato spazio alla descrizione tecnica dei principali impianti motori utilizzati a fini cogenerativi, evidenziando anche le eventuali modifiche che è necessario introdurre per sfruttare anche il cascame termico.

Nella prima parte vengono trattate tecnologie affermate, già impiegate diffusamente. Nella seconda parte è proposta una panoramica delle tecnologie emergenti, in cui compaiono sistemi di cui, sebbene la tecnologia sia nota da tempo, ancora esistono scarse applicazioni cogenerative. Si tratta per lo più di unità di piccola taglia destinate a coprire nuove esigenze del mercato.

Nella presente brochure viene omessa per motivi di spazio la trattazione degli impianti cogenerativi alimentati a biomasse, per i quali si rimanda a successive pubblicazioni.

#### 3.1. Tecnologie tradizionali

##### 3.1.1. Impianti a Vapore

I cicli a vapore sono i più sfruttati per la generazione di energia elettrica. Il vantaggio di tale tecnologia sta nella possibilità di utilizzare combustibili di bassa qualità, quale carbone e oli combustibili pesanti. Questo è dovuto al fatto che gli impianti a vapore sono sistemi a combustione esterna, in cui dunque i prodotti della combustione cedono il loro calore ad un altro fluido anziché evolvere direttamente nelle macchine. In Fig. 5 è proposto lo schema semplificato di un generico impianto a vapore. Acqua viene portata ad elevata pressione attraverso una pompa (punto 1). Nella caldaia C l'acqua dapprima vaporizza (punto 2) e quindi il vapore viene surriscaldato (punto 3), a spese dell'energia termica rilasciata da una certa massa di combustibile ( $m_c$ ). Il vapore ottenuto viene inviato ad una turbina dove espande fino alla pressione di condensazione (punto 4), cedendo energia agli organi mobili della macchina. La turbina è pertanto in grado di azionare il generatore elettrico G da cui si ottiene l'energia elettrica  $E_{el}$ . Per chiudere il ciclo il vapore deve essere riportato in fase liquida attraverso un condensatore; l'energia sottratta al fluido di processo nel condensatore è proprio il calore  $Q_2$  perso dal ciclo termodinamico. Quello che impedisce lo sfruttamento di tale calore è il fatto che per incrementare il rendimento del ciclo, la pressione e la temperatura di condensazione vengono mantenute al livello più basso possibile (solitamente a temperature dell'ordine dei 35 °C a cui corrisponde una pressione circa 0.05 bar).

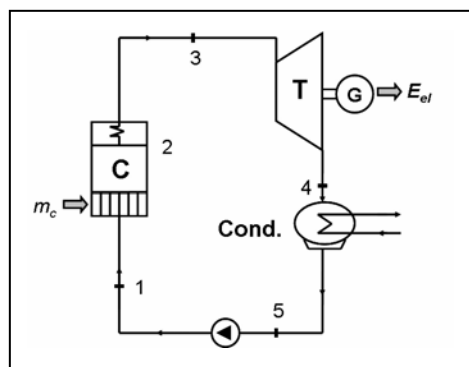


Fig. 5 – Schema elementare di impianto a vapore con surriscaldamento.

Alcune modifiche al ciclo termodinamico di base devono essere introdotte al fine di rendere l'impianto idoneo alla cogenerazione, così da fornire calore a temperature compatibili con quelle delle utenze. Si realizzano pertanto impianti a controcompressione o a spillamento di vapore.

Negli impianti a controcompressione (Fig. 6-a) il condensatore di vapore viene by-passato ed il vapore in uscita dalla turbina è inviato ad uno scambiatore di calore dove condensa cedendo calore ad un altro mezzo termovettore che alimenta una utenza termica. La maggiore temperatura a cui avviene la condensazione in questo caso determina maggiori pressioni di condensazione, con perdita di lavoro meccanico e quindi di energia elettrica. Qualora non sia richiesto calore dall'utenza il vapore può condensare in un condensatore normale permettendo dunque al sistema di operare in sola generazione di energia elettrica.

Schemi più semplici di impianti a controcompressione sono a circuito aperto e prevedono l'eliminazione del condensatore; sono impiegati quando c'è un assorbimento continuo di vapore da parte dell'utenza.

Negli impianti a spillamento di vapore (Fig. 6-b) la cogenerazione viene fatta prelevando una certa quantità di vapore ( $m_s$ ) in uno stadio intermedio della turbina (il prelievo potrebbe essere effettuato anche a monte della turbina) per essere inviato ad una utenza termica. Tale configurazione è adottata in larga parte in contesti industriali dove, per necessità tecnologiche e produttive, sono necessari contestualmente energia elettrica e vapore. Variando la quota di portata spillata è dunque possibile variare il rapporto di cogenerazione dell'impianto. Se  $m_s=0$ , l'impianto opera in ciclo semplice ed è in grado di fornire solo energia elettrica; aumentando  $m_s$  certamente aumenta la quota di energia termica fornita all'utenza ma contestualmente diminuisce l'energia elettrica prodotta. La massa di vapore spillata infatti, dal momento in cui viene sottratta alla turbina, non contribuisce a fornire lavoro meccanico ed anche in questo caso dunque il prelievo di calore va a discapito della resa in energia elettrica.

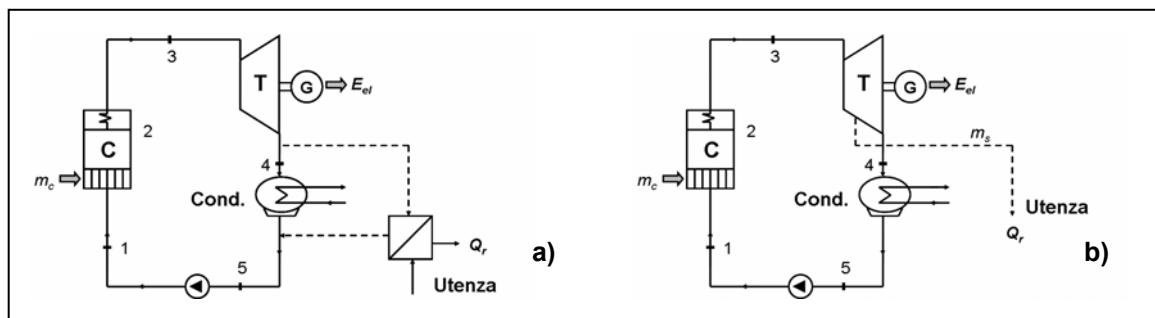


Fig. 6 – a) Schema di impianto a vapore a controcompressione – b) Schema di impianto a vapore a spillamento.

Da quanto detto si evince pertanto che la cogenerazione con impianti a vapore tradisce il principio di utilizzare unicamente calore che sarebbe scartato dall'impianto, ma il fluido che viene sottratto per alimentare le utenze termiche sarebbe ancora in grado di compier lavoro utile in turbina. L'applicazione di cogenerazione da impianti a vapore pertanto si limita perlopiù ad applicazioni industriali in cui sarebbe comunque necessario produrre in maniera continuativa vapore per finalità tecnologiche. Sistemi cogenerativi basati su impianti a vapore si collocano nelle taglie più grandi, con potenze dell'ordine delle decine di MW.

## Scheda a – COGENERAZIONE CON IMPIANTI A VAPORE

### **Potenza (MW)**

*0.5 – 100 (sono possibili anche potenze superiori)*

### **Tipo di configurazione**

- *Contropressione (viene innalzata la pressione di condensazione)*
- *Spillamento (vapore viene prelevato in uno stadio intermedio di turbina)*

### **Componenti principali**

- *Generatore di vapore*
- *Turbina a vapore*
- *Sistemi di utilizzo e/o smaltimento del calore*

### **Tipo di Combustibile**

*Qualsiasi tipo di combustibile, essendo l'impianto a combustione esterna. Vengono impiegati anche mix di combustibili diversi, Rifiuti Solidi Urbani ed altri prodotti di scarto*

### **EUF:**

*60 – 85 %*

### **Rendimento elettrico, $\eta_{el}$ :**

*20 – 35%*

### **Rapporto di cogenerazione, $y$ :**

*0 – 0.5*

### **Vantaggi**

- *Possibilità di impiego di una vasta gamma di combustibili*
- *Disponibilità di calore sottoforma di vapore a vari livelli di pressione e temperatura*
- *Lungo ciclo di vita*
- *Buona flessibilità*

### **Svantaggi**

- *Sottrarre calore all'impianto determina riduzioni del rendimento termodinamico*
- *Ingombri elevati*
- *Lenta risposta alle variazioni di carico*
- *Necessità di vapore ad alta entalpia*

### **Tempo di installazione**

*12 – 18 mesi. Max 3 anni per grandi impianti*

### **Ciclo di vita**

*25 – 35 anni*

In Fig. 7 è mostrato lo spaccato di una tipica turbina a vapore per impianti di grande potenza con corpi di alta, media e bassa pressione; il corpo di bassa pressione è a doppio flusso.

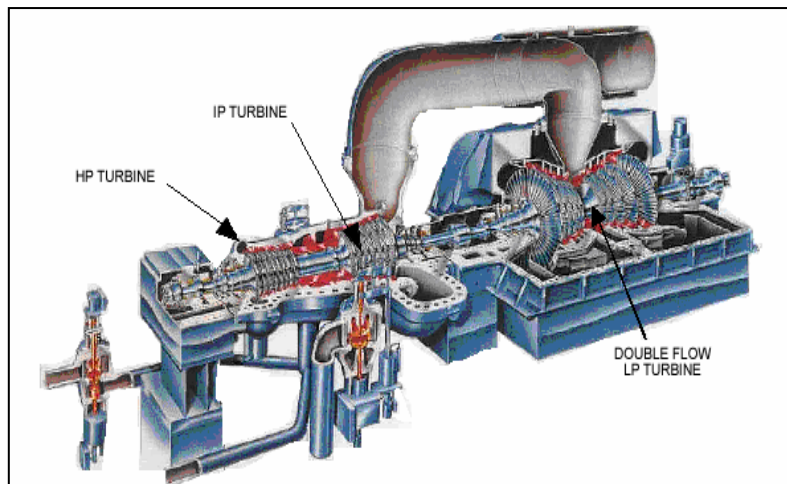


Fig. 7 – Spaccato di una turbina a vapore monoalbero a tre corpi.

### 3.1.2 Impianti Turbogas

Sistemi turbogas (ciclo Brayton-Joule) sono oggi largamente utilizzati nella propulsione aeronautica in ragione della loro compattezza ma sono sempre più apprezzati per applicazioni stazionarie costituendo la base di impianti cogenerativi ed impianti a ciclo combinato.

Lo schema di base di un impianto turbogas non rigenerato a circuito aperto è mostrato in Fig. 8-a. Aria viene aspirata dall'ambiente a pressione e temperatura atmosferica (punto 1) da un compressore (C), e portata alle condizioni 2 con pressione e temperatura aumentate. Questo flusso di aria compressa raggiunge una camera di combustione (CC) dove è introdotta anche una certa massa di combustibile  $m_c$ . All'uscita della camera di combustione il flusso di gas compressi si trova ad elevata temperatura (spesso superiore ai  $1000^\circ\text{C}$ ) ed è nelle condizioni per essere impiegata in una turbina dove espande fino alle condizioni di pressione ambiente (punto 4), giacché lo scarico è aperto all'atmosfera. Durante l'espansione il gas cede energia alla macchina che è dunque in grado di trascinare un generatore elettrico (G).

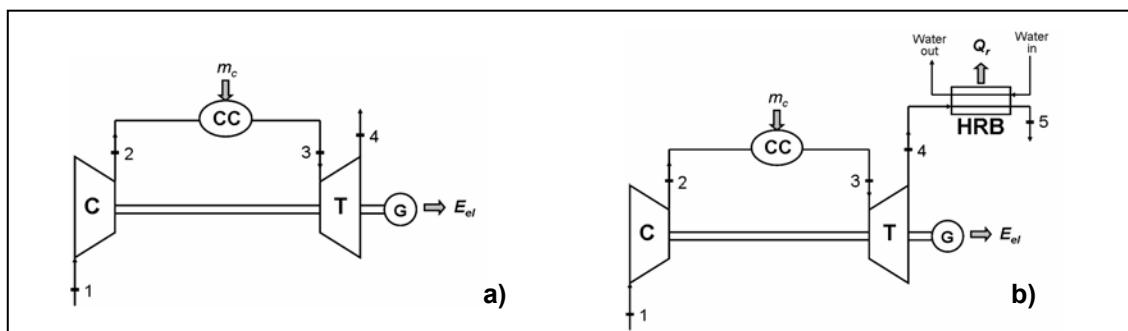


Fig. 8 – a) Schema di impianto turbogas in ciclo semplice – b) Schema di impianto turbogas cogenerativo.

Va osservato come la temperatura dei gas scaricati dalla turbina sia ancora assai elevata (prossima o superiore ai  $500^\circ\text{C}$ ), tale dunque da consentirne lo sfruttamento per fini termici.

Il flusso di gas caldi scaricati dalla turbina, la cui energia termica rappresenta il calore  $Q_2$  ceduto dal ciclo, può essere sfruttato direttamente per alimentare una utenza termica (in questo caso il sistema turbogas è in assetto cogenerativo) oppure per alimentare un ciclo a vapore, realizzando così un impianto a ciclo combinato, come descritto nella sezione seguente.

Il modo più semplice di recuperare il calore è quello di posizionare una caldaia a recupero (HRB, *Heat Recovery Boiler*) sul percorso fumi al fine di scaldare un fluido termovettore (ad esempio acqua) da inviare ad una utenza termica, come mostrato in Fig. 8-b.

La seguente Fig. 9 mostra un piccolo gruppo Turbogas da 25 MW di potenza elettrica utile e sono riconoscibili i principali componenti menzionati. Si noti anche il condotto di scarico che raccoglie i gas ancora caldi che abbandonano la turbina al termine dell'espansione e che possono essere sfruttati nelle caldaie a recupero di un impianto cogenerativo.

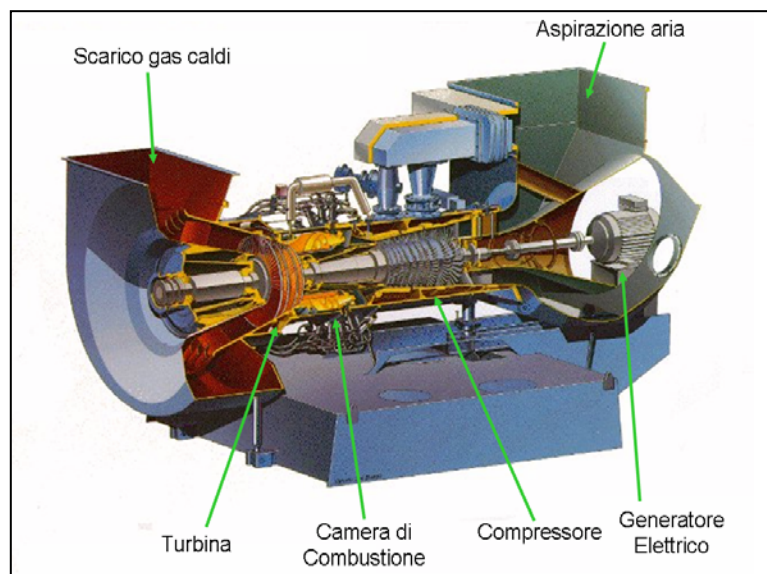


Fig. 9 – Spaccato di un gruppo Turbogas (Fonte: ABB).

## Scheda b – COGENERAZIONE CON IMPIANTI TURBOGAS

### **Potenza (MW):**

0.2 – 100 (sono possibili anche potenze superiori)

### **Tipo di configurazione:**

- A ciclo aperto (il fluido che attraversa la turbina sono i prodotti stessi della combustione)
- A ciclo chiuso (con riscaldamento esterno del fluido che attraversa la turbina)

### **Componenti principali:**

- Compressore
- Camera di combustione
- Turbina a gas
- Heat Recovery Boiler (HRB)

### **Tipo di Combustibile:**

Combustibili liquidi o gassosi: benzina, metanolo, gasolio, gas naturale, GPL, biocombustibili, syngas (gas di sintesi ottenuto da gassificazione di sostanze solide quali ad es. biomasse legnose) etc. Nel caso di turbine a gas a ciclo chiuso possono essere usati anche combustibili solidi.

### **EUf:**

60 – 85 %

### **Rendimento elettrico, $\eta_{el}$ :**

22 – 37%

### **Rapporto di cogenerazione, $y$ :**

0.5 – 1.1

### **Vantaggi:**

- Basso costo iniziale
- Alta disponibilità
- Buoni valori dei principali indici prestazionali
- Rapidi tempi di installazione
- Energia termica disponibile ad elevata temperatura
- Immediata risposta alle variazioni di carico

### **Svantaggi:**

- Necessità di controlli periodici e revisioni programmate per le turbine i cui materiali operano in condizioni di alta criticità, in quanto fortemente sollecitati sia dal punto di vista termico che meccanico.
- Necessità di personale specializzato per il corretto funzionamento dell'impianto
- Non disponibili a frequenti avviamenti ed arresti
- Necessità di utilizzare combustibili liquidi o gassosi (per i sistemi a ciclo aperto)

### **Tempo di installazione:**

9 – 14 mesi. Max 2 anni per grandi impianti

### **Ciclo di vita:**

15 – 20 anni



### 3.1.3 Impianti a Ciclo Combinato

Lo schema di impianto turbogas a ciclo semplice di Fig. 8-a può essere ulteriormente modificato portando alla realizzazione di un ciclo combinato, che si ottiene dalla combinazione di due impianti motore in cui uno alimenta termicamente l'altro. Infatti la temperatura dei gas scaricati della turbina a gas sono compatibili con le temperature massime di un impianto a vapore e possono essere usati per alimentare un generatore di vapore a recupero (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*), con cui produrre vapore per alimentare una turbina a vapore, secondo lo schema di impianto a vapore elementare di Fig. 5.

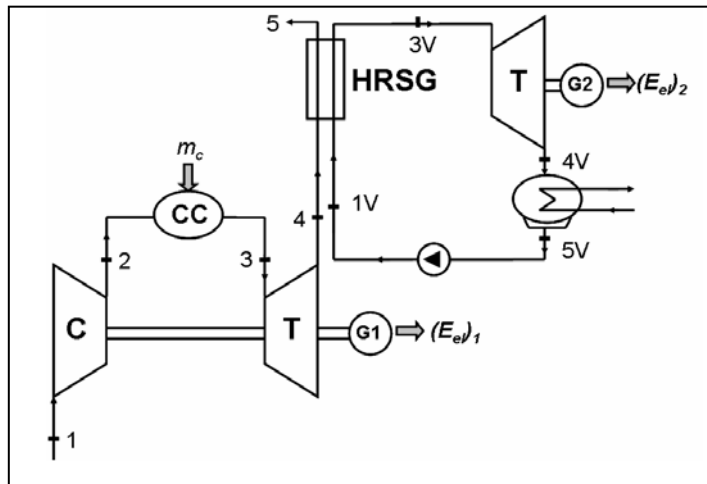


Fig. 10 – Schema di impianto a ciclo combinato gas-vapore.

In un impianto a ciclo combinato gas-vapore si osserva come, a parità di combustibile impiegato, l'energia elettrica generata è maggiore di quella che si otterrebbe da un turbogas in ciclo semplice, determinando un incremento nel rendimento globale del sistema; proprio per questo motivo i cicli combinati gas-vapore si stanno diffondendo parecchio, con rendimenti elettrici prossimi al 55%.

Un simile sistema si può prestare alla cogenerazione in maniera analoga a quanto visto per un impianto a vapore semplice. Si possono adottare dunque schemi a controcompressione o a spillamento.

## Scheda c - IMPIANTI A CICLO COMBINATO

### Potenza (MW)

4 -100 per la cogenerazione (Per centrali prevalentemente dedicate alla produzione di energia elettrica la taglia standard varia da 270 a 800 MW)

### Tipo di configurazione

- *Ciclo combinato gas-vapore*

### Componenti principali

- *Gruppo turbogas*
- *Componenti di impianto a vapore (ad esclusione della caldaia)*
- *HRSG (Heat Recovery Steam Generator)*

### Tipo di Combustibile

*I combustibili utilizzabili sono i medesimi degli impianti turbogas a ciclo semplice*

### EUf:

*70 - 90 %*

### Rendimento elettrico, $\eta_{el}$ :

*45 - 55%*

### Rapporto di cogenerazione, $y$ :

*0.6 - 2*

### Vantaggi

- *Elevata efficienza elettrica*

### Svantaggi

- *Alti costi di impianto*
- *Necessità di controlli periodici, revisioni e di personale specializzato per il corretto funzionamento dell'impianto*

### Tempo di installazione

*Max 3 anni*

### Ciclo di vita

*15 - 25 anni*

### 3.1.4 Motori a Combustione Interna

Motori a Combustione Interna (MCI) si prestano alla cogenerazione in un campo di potenze piuttosto ampio, con le più piccole unità da poche decine di kW<sub>e</sub> a motori capaci di qualche MW di potenza elettrica.

I motori a combustione interna mettono a disposizione calore a due livelli di temperatura. In un motore diesel ad esempio i gas di scarico vengono rilasciati a temperature dell'ordine dei 450°C, mentre calore a temperature comprese tra 80 e i 100°C può essere recuperato dal liquido del circuito di raffreddamento delle camicie del motore, dal circuito raffreddamento dell'olio motore o sfruttando l'*intercooler* se il motore è sovralimentato.

In Fig. 11-a è mostrato il diagramma indicato (piano pressione-volume) del ciclo teorico Sabathè, che si può ridurre ad un ciclo Diesel e ad un ciclo Otto teorici se la combustione avviene a pressione costante ed a volume costante rispettivamente. In un motore a ciclo Otto una miscela di aria e combustibile viene compressa in un cilindro e l'accensione avviene tramite un dispositivo azionato dall'esterno (candela); si parla in questo caso di *accensione comandata*. In un motore Diesel solo l'aria è compressa nel cilindro, mentre il combustibile è iniettato al termine della fase di compressione e, causa l'elevata temperatura dell'aria compressa, la combustione si avvia in maniera spontanea (*accensione spontanea* o *accensione per compressione*).

Motori a ciclo Diesel vengono utilizzati per la cogenerazione quando sono disponibili combustibili idonei all'accensione per compressione, quali gasolio ed oli di vario genere, tra cui anche quelli vegetali. Motori cogenerativi a ciclo Otto utilizzano invece combustibili idonei al funzionamento ad accensione comandata, quale ad esempio il gas naturale, assai impiegato in Italia in quanto largamente disponibile grazie alla rete di distribuzione capillare. Esistono anche versioni *dual fuel* in cui un motore a ciclo Diesel aspira una miscela di aria-metano ma esegue anche una piccola iniezione di gasolio per avviare la combustione.

In Fig. 11-b, dove sono mostrate le quattro fasi di un motore a ciclo Otto, si nota come la fase di espansione sia quella utile, ovvero quella che fornisce lavoro meccanico all'albero che a sua volta è in grado di trascinare il generatore elettrico, mentre nella fase di scarico, con il rilascio dei gas ancora caldi, viene messa a disposizione energia termica ad alta temperatura. Ponendo una caldaia a recupero sul collettore di scarico, dove confluiscono i gas esausti di tutti i cilindri, tale energia termica può essere recuperata. Osservando con attenzione la stessa figura si possono notare le cavità realizzate nel blocco motore e nella testata dedicate alla circolazione del fluido refrigerante, al fine di limitare la temperatura massima delle componenti meccaniche durante il funzionamento. Il liquido refrigerante che circola in tali condotti costituisce la seconda sorgente principale da cui è possibile estrarre calore in un motore a combustione interna cogenerativo.

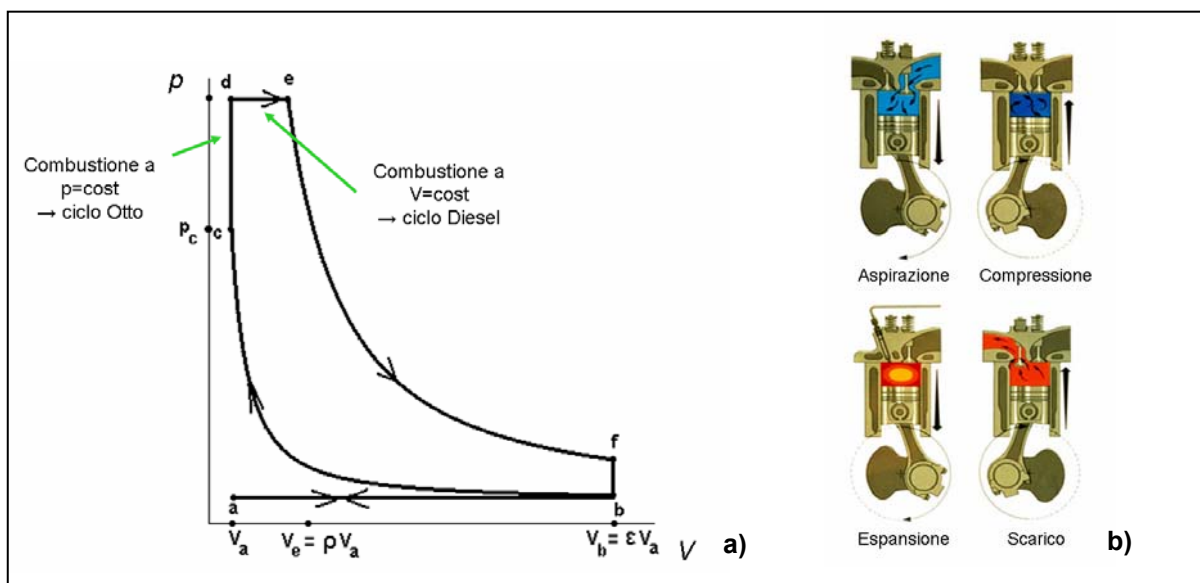


Fig. 11 – a) Diagramma Pressione-Volume del ciclo teorico Sabathè – b) Le quattro fasi di un motore a ciclo Otto.

Quanto detto circa il recupero termico di un generico motore a combustione interna impiegato per usi cogenerativi è rappresentato nello schema di Fig. 12. Si osserva come una portata d'acqua pari a  $53.7 \text{ m}^3/\text{h}$  viene riscaldata, da una temperatura iniziale di  $70^\circ\text{C}$  ad una finale di  $90^\circ\text{C}$ , sfruttando i cascami termici di un motore a combustione interna. L'acqua viene scaldata attraversando dapprima uno scambiatore da cui riceve calore raffreddando l'aria compressa all'uscita del turbocompressore (*intercooler*), quindi ricevendo calore dall'olio motore, poi dal circuito di raffreddamento motore ed infine raffreddando i gas di scarico.

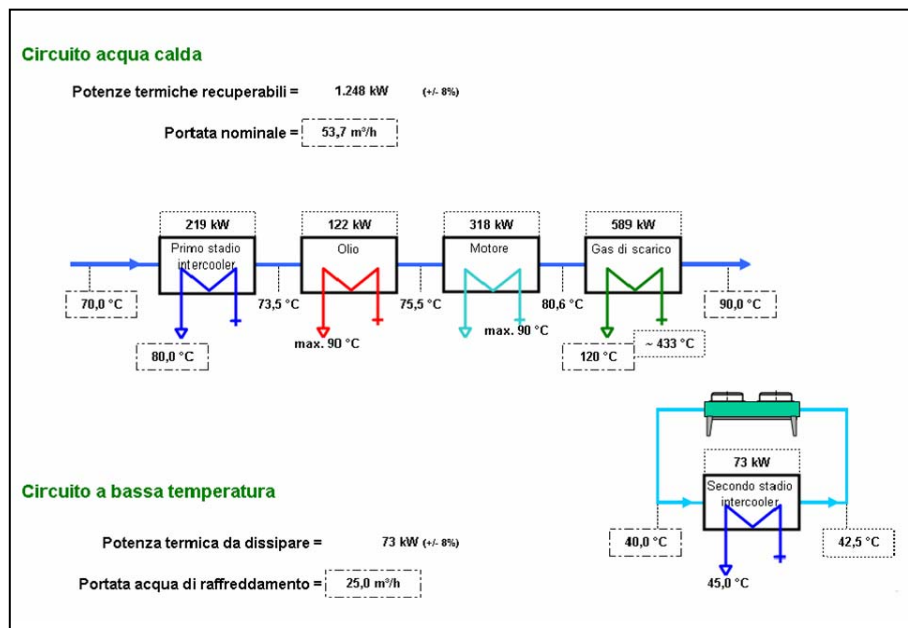


Fig. 12 – Recupero di calore da un motore a combustione interna sovralimentato cogenerativo.

In Fig. 13 viene mostrato un motore da circa  $3 \text{ MW}_e$  alimentato a gas naturale a ciclo Otto sovralimentato.



Fig. 13 – Motore a combustione interna sovralimentato cogenerativo (Fonte: Deutz).

## Scheda d - MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA

### Potenza (MW)

0,01 - 5

### Tipo di configurazione

- *Ciclo Otto*
- *Ciclo Diesel*

### Componenti principali

- *Motore a combustione interna*
- *Scambiatori per il recupero di calore dai vari cascami termici del motore*

### Tipo di Combustibile

*Combustibili liquidi o gassosi: benzina, metanolo, gasolio, gas naturale, GPL, biocombustibili, syngas (gas di sintesi ottenuto da gassificazione di sostanze solide quali ad es. biomasse legnose) etc.*

### EUf:

70 - 90 %

### Rendimento elettrico, $\eta_{el}$ :

30 - 45%

### Rapporto di cogenerazione, $y$ :

0.4 - 1

### Vantaggi

- *Alta disponibilità*
- *Elevati indici prestazionali*
- *Ambia disponibilità di taglie, anche per le piccolissime potenze (microcogenerazione)*<sup>3</sup>
- *Buona risposta ai cambiamenti di carico*
- *Possibilità di effettuare frequenti avvii ed arresti*
- *Calore disponibile a più livelli di temperatura*
- *Rapidità e semplicità installazione*

### Svantaggi

- *Difficoltà nel contenere rumore e vibrazione, specie per i motori Diesel*
- *Richiedono combustibili pregiati (combustibili liquidi o gassosi)*
- *Buona parte del calore è disponibile a temperature medio-basse*

### Tempo di installazione

Max 1 anno

### Ciclo di vita

*Per piccole unità 10.000 - 30.000 ore*

*Per grandi unità 15 - 20 anni*

### **3.2. Tecnologie innovative**

Sistemi cogenerativi basati su soluzioni tecniche differenti da quelle proposte nella precedente sezione si sono recentemente resi disponibili sul mercato, anche se la diffusione e l'industrializzazione di alcuni di questi non ha ancora raggiunto piena maturità. Si tratta per lo più di sistemi adatti ad operare nel campo delle piccole e medie potenze (microturbine, motori Stirling) sebbene tra questi vi siano anche le celle a combustibile in grado di coprire un campo di potenze tra qualche kW ad alcuni MW.

In effetti il mercato ha mostrato sempre maggiore interesse per unità di microcogenerazione su cui basare una nuova filosofia di generazione e distribuzione dell'energia nota come "generazione distribuita", di cui si danno alcuni cenni nel Capitolo 4 .

Unità motrici di piccole e piccolissime dimensioni solitamente sono caratterizzate da rendimenti termodinamici bassi e gli sforzi tecnologici maggiori sono infatti oggi orientati a rendere quanto più efficienti possibile anche sistemi di piccola taglia.

#### **3.2.1 Microturbine a gas**

Le microturbine a gas sono sistemi del tutto analoghi ai gruppi turbogas descritti nel paragrafo 3.1.2; le limitate potenze richieste alle microturbine (comprese tra 30 e 150 kW circa) impongono tuttavia accorgimenti tecnici un po' differenti.

I compressori (e talvolta anche le turbine) sono solitamente di tipo radiale; infatti portate d'aria così basse riescono ad essere elaborate in maniera più efficiente da turbomacchine radiali piuttosto che assiali, che invece vengono impiegate nei più grossi impianti turbogas.

Anche il ciclo termodinamico di riferimento subisce qualche modifica: anziché operare secondo un ciclo Brayton-Joule semplice il ciclo è quasi sempre rigenerato. Rigenerare il ciclo termodinamico significa realizzare uno scambio interno di calore; in particolare per i gruppi turbogas si sfrutta l'elevata temperatura dei fumi all'uscita della turbina per preriscaldare l'aria che è stata compressa dal compressore, fornendo dunque maggiore energia al ciclo con l'obiettivo di recuperare maggiore lavoro meccanico a parità di combustibile impiegato.

La pratica della rigenerazione termica risulta particolarmente favorevole per le unità di piccole dimensioni e contribuisce a far raggiungere valori accettabili di rendimento alle microturbine a gas (nell'ordine del 30%) che non sarebbero ottenibili se il ciclo non fosse rigenerato.

La seguente Fig. 14-a mostra dunque il ciclo termodinamico rigenerato in cui è possibile osservare come il calore sottratto ai gas scaricati (area blu) viene fornito all'aria compressa (area rossa). Questo può avvenire tramite un apposito scambiatore aria-gas, chiamato rigeneratore, visibile in Fig. 14-b, dove è mostrato lo schema costruttivo di una microturbina a gas. Nello stesso schema sono riconoscibili anche il compressore, la turbina, la camera di combustione ed il generatore elettrico, posto lungo il condotto di aspirazione aria al fine di essere raffreddato dal flusso di aria fresca che entra nel compressore.

La rigenerazione termica impiegata per le microturbine non penalizza troppo la disponibilità di calore all'utenza termica: la temperatura dei gas di scarico, anche dopo avere attraversato lo scambiatore rigenerativo, sono ancora sufficientemente elevate per potere alimentare caldaie a recupero (temperature superiori a 300°C).

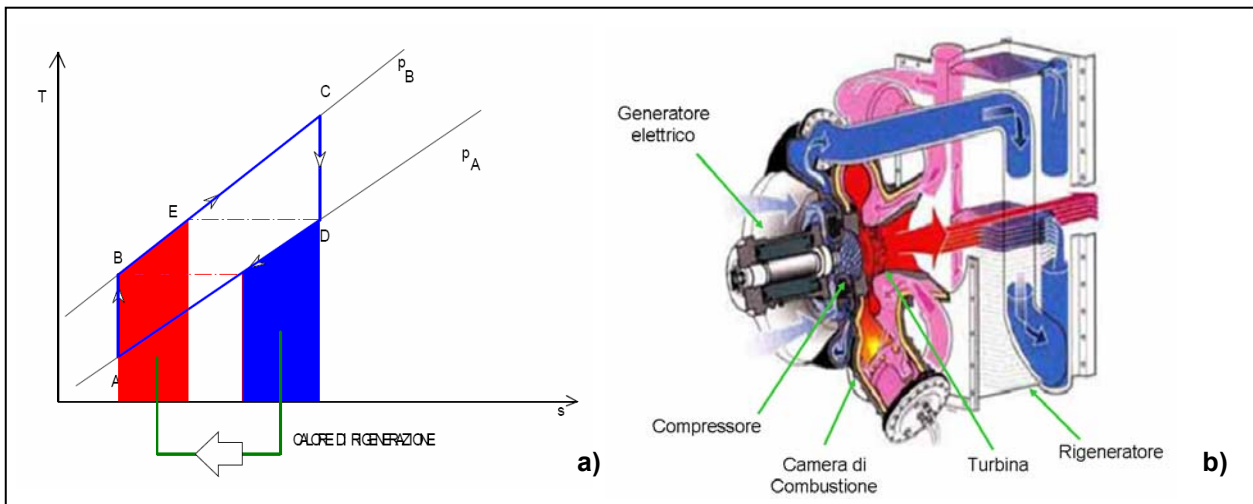


Fig. 14 – a) Ciclo Brayton-Joule rigenerato – b) Microturbina a gas con rigenerazione.

Le microturbine a gas sono adatte ad essere impiegate in sistemi di cogenerazione diffusi sul territorio, in competizione con i sistemi basati su piccoli motori a combustione interna. Infatti, la taglia delle microturbine è particolarmente adatta per impieghi nel settore residenziale, terziario (ospedali, centri commerciali, alberghi, ristoranti, ecc.) e nelle piccole industrie. Solitamente sono alimentate a gas naturale e vengono vendute da molti costruttori in moduli completi insonorizzati dotati delle interfacce per i collegamenti alla rete del gas, allo scarico dei fumi, all'ingresso/uscita acqua ed alla rete elettrica. In Fig. 15-a è mostrato uno di questi moduli, mentre in Fig. 15-b è riportato lo schema di funzionamento del medesimo componente. Si osserva come l'interfaccia con l'utente è assai semplice ed analoga a quella di una normale caldaia a gas.

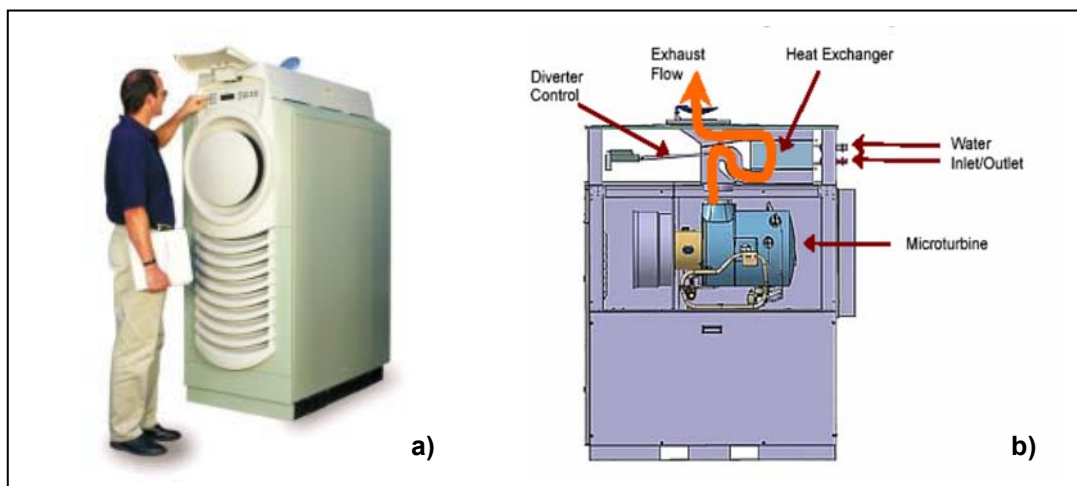


Fig. 15 – a) Microturbina cogenerativa (Fonte: Capstone) – b) Schema di funzionamento.

Il vantaggio delle microturbine rispetto a moduli di analoghe dimensioni basati su motori a combustione interna risiede nelle minori vibrazioni e rumore e nel fatto che non è necessario un sistema ausiliario di smaltimento calore che invece deve essere predisposto per consentire al motore di operare anche quando l'utenza termica non assorbe il carico termico o lo assorbe solo in parte.

Di contro i sistemi basati su microturbine presentano costi di acquisto e manutenzione più elevati rispetto ai motori a combustione interna.

### 3.2.2 Motori Stirling

La tecnologia del motore Stirling, sviluppata nei primi anni del XIX secolo, sta trovando nuovo interesse in campi quali quello del solare termodinamico e della micocogenerazione.

Il motore Stirling è un motore a ciclo chiuso. Ciò significa che un gas (utilizzato come fluido di lavoro) è confinato all'interno di uno o più cilindri ed è sempre il medesimo gas a compiere il ciclo termodinamico ricevendo e cedendo calore a sorgenti esterne, a differenza di quanto accade nei motori a combustione interna in cui il fluido di processo viene sostituito e ricambiato ad ogni nuovo ciclo del motore. Il motore Stirling sfrutta le proprietà dei gas di dilatarsi e comprimersi se scaldati o raffreddati.

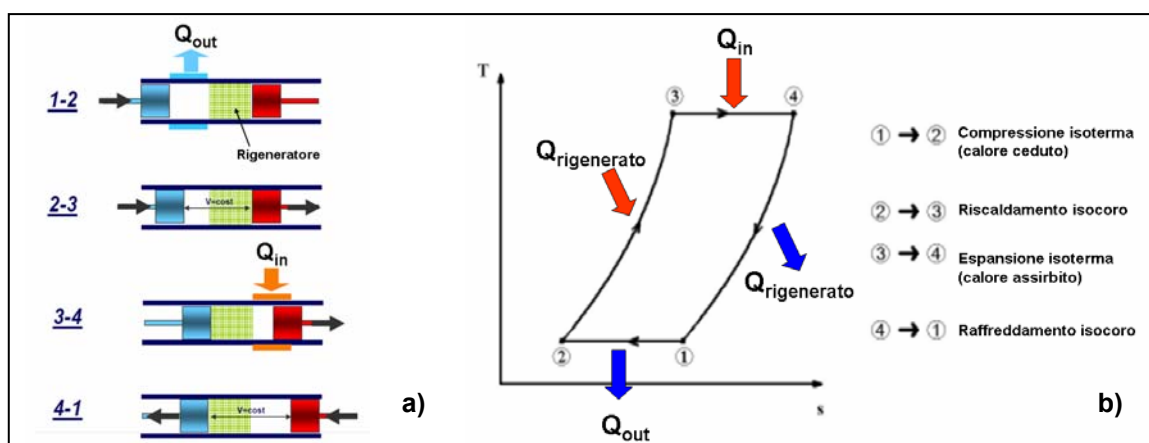


Fig. 15 – a) Schema concettuale delle fasi di lavoro di un motore Stirling – b) Diagramma sul piano Temperatura-Entropia del ciclo Stirling ideale.

In Fig. 15-a è mostrato il principio di funzionamento di un motore Stirling. L'introduzione ( $Q_{in}$ ) e la cessione ( $Q_{out}$ ) di calore con l'esterno avviene con continuità nella zona calda e fredda della macchina tramite scambiatori di calore (la zona calda in particolare è mantenuta in temperatura dai gas che derivano da un processo esterno di combustione).

Nel passaggio tra una zona e l'altra della macchina il gas attraversa un rigeneratore (in certi casi si tratta di un agglomerato di fili metallici) cedendogli calore o recuperando calore; questo è uno scambio di calore interno alla macchina (il ciclo è infatti rigenerato).

Il fluido di lavoro viene trasferito avanti e indietro tra le zone calda e fredda mediante il movimento dei pistoni; lo scambio di lavoro con l'esterno avviene durante le fasi di espansione e compressione.

Una caratteristica fondamentale del motore Stirling è il fatto che il calore viene introdotto dall'esterno mediante uno scambiatore di calore e questo consente di utilizzare qualsiasi tipo di combustibile, anche solido, cosa che non sarebbe possibile in un motore a combustione interna. I prodotti della combustione infatti nei motori Stirling non entrano in contatto diretto con le parti mobili della macchina. Inoltre il processo di combustione continua che si ha in un bruciatore esterno, consente alla macchina di funzionare in modo estremamente regolare, silenzioso e con bassissime vibrazioni, richiedendo interventi di manutenzione assai ridotti. La vita utile può arrivare anche ad oltre 60.000 ore di funzionamento.

Il motore Stirling inoltre si presta alla cogenerazione in quanto può essere recuperato calore dai prodotti della combustione e sottraendo il calore al motore nella fase 1-2 di Fig. 15.



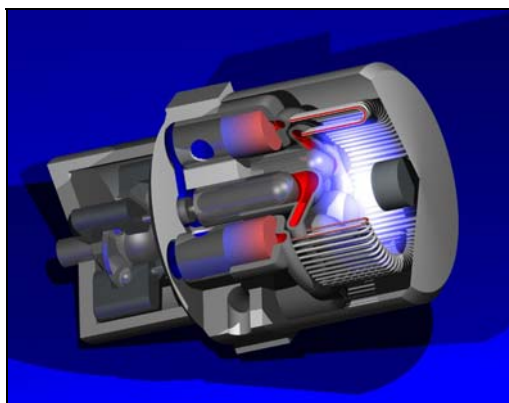


Fig. 16 – Vista di un motore Stirling con bruciatore a gas naturale.

I motori Stirling si presentano in diverse configurazioni e con diversi cinematismi per la conversione del moto alternato in rotatorio e per il mutuo collegamento dei pistoni.

Sebbene la tecnologia dei motori Stirling sia da tempo matura, ad oggi solo pochi produttori commercializzano moduli pronti per la cogenerazione, anche se nel breve futuro è atteso un ampliamento di tale mercato. Come per altri sistemi di microcogenerazione (quali piccoli MCI o microturbine) anche i motori Stirling vengono proposti in unità pronte al collegamento con gli attacchi per ingresso gas naturale e uscita energia elettrica, calore e gas esausti.

In Fig. 17 viene mostrata una piccolissima unità cogenerativa da soli 1.2 kW<sub>e</sub> idonea a fornire elettricità e calore ad una utenza unifamiliare; le dimensioni del modulo sono confrontabili con quelle di una caldaia domestica o un piccolo elettrodomestico. Proprio la silenziosità del motore Stirling ne consente l'installazione all'interno dell'abitazione, cosa che non sarebbe possibile con unità cogenerative basate ad esempio su MCI.



Fig. 17 – Immagine e schema costruttivo di unità cogenerativa a ciclo Stirling per uso domestico da 1.2 kW<sub>e</sub> (Fonte: Whispertech).

In generale unità Stirling per uso cogenerativo vengono oggi commercializzate nella fascia di potenze 1 – 50 kW<sub>e</sub> ed offrono rendimenti elettrici compresi tra il 12% per le più piccole unità al 30%. L'indice EUF è in ogni caso superiore al 90%, pertanto anche le unità che sfruttano poco il combustibile per la produzione elettrica consentono comunque un ampio recupero di energia in forma termica.

### 3.2.3 Celle a combustibile

La cella a combustibile, denominata anche FC (*Fuel Cell*), è un dispositivo elettrochimico che converte l'energia chimica del combustibile direttamente in energia elettrica e calore senza stadi intermedi di combustione. Il fatto dunque che le FC non impieghino un ciclo termodinamico implica che questi sistemi non sono limitati nel valore massimo teorico del rendimento dal limite del ciclo di Carnot. Elevati valori di rendimento elettrico infatti sono stati raggiunti sia da FC sperimentali che commerciali. Il limite alla loro diffusione tuttavia risiede per ora negli elevati costi di realizzazione e nella tecnologia che, per alcune tipologie di FC, ancora non ha raggiunto piena maturità.

Esistono infatti varie tipologie di FC caratterizzate da tecnologie differenti. La natura del principio di funzionamento è comunque la stessa ed è possibile descriverne gli aspetti fondamentali facendo riferimento ad una cella di tipo PEM (Proton Exchange Membrane), mostrata in Fig. 18.

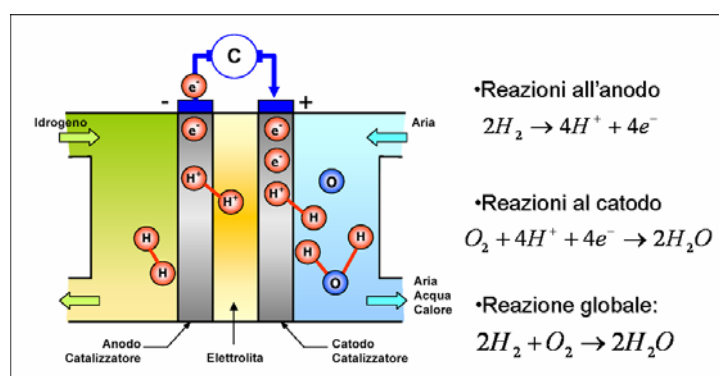


Fig. 18 – Principio di funzionamento di una cella a combustibile di tipo PEM (Fonte: CRF).

Il sistema cella a combustibile si compone di due elettrodi (Anodo e Catodo) ed un elettrolita tra questi disposto. Il combustibile (idrogeno) viene fatto affluire all'anodo, presso il quale ha luogo la sua ossidazione. Questo processo, di natura elettrochimica, avviene a temperatura relativamente bassa ed è favorito dalla presenza di un catalizzatore disposto sull'elettrodo. L'ossidazione del combustibile provoca la liberazione di elettroni, che possono spostarsi lungo l'anodo (elettrodo negativo).

L'anodo è infatti conduttore e permette la migrazione degli elettroni verso un circuito esterno. Al capo opposto del circuito, su cui è disposto un carico, si trova l'elettrodo positivo o catodo. Presso il catodo si ha la riduzione della specie ossidante, aria o ossigeno, fatta affluire al comparto catodico mediante un opportuno compressore. A seguito della liberazione di elettroni, all'anodo si sono venuti a creare ioni positivi (di tipo  $H^+$ ); questi ioni, grazie alla presenza dell'elettrolita (conduttore ionico) migrano verso il catodo, dove si ricombinano con gli elettroni e le molecole di ossigeno, dando luogo a molecole d'acqua quale unico prodotto di reazione, se la specie ossidante è ossigeno puro.

Da questo punto di vista dunque si evince come la cella a combustibile sia totalmente esente da emissioni inquinanti e di gas serra ( $CO_2$ ) durante il funzionamento. Va tuttavia osservato come l'idrogeno, principale combustibile utilizzato nelle FC, non è direttamente disponibile in natura (non è infatti una fonte primaria di energia). Esso va prodotto mediante processi (*reforming*, elettrolisi dell'acqua etc) che determinano comunque l'emissione di gas serra (a meno di

produrlo sfruttando fonti rinnovabili di energia). Sebbene la FC alimentata ad idrogeno ed ossigeno non dia luogo direttamente ad emissioni climalteranti, la produzione dell'idrogeno quasi certamente si, pertanto il problema delle emissioni è solo spostato.

Ogni cella elementare (come quelle mostrate in Fig. 18) è in grado di fornire una tensione assai bassa, quindi la cella finale si compone di uno *stack* (ovvero un insieme) di celle elementari elettricamente collegate tra loro.

Per la produzione di energia elettrica le diverse tipologie di FC devono mantenere costante la temperatura e quindi il calore prodotto deve essere smaltito; tale calore può essere recuperato ed utilizzato in maniera utile realizzando in tal modo un sistema cogenerativo.

*Tab. 2 – Tipologie di celle a combustibile e caratteristiche.*

	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
<b>Temperatura</b> [°C]	50-80	190-200	600-700	650-900
<b>Pressione</b> [atm]	1-3	1-8	1-8	1-14
<b>Taglie (P<sub>e</sub>)</b> [kW]	1-250	100-1000	250-10000	1-10000 prev. >10MW
<b>Rendimento</b>	30-40%	38-45%	45-55%	45-60%
<b>Densità di potenza</b> [mW/cm <sup>2</sup> ]	~ 700	~ 200	~ 160	200 (tubolare) 500 (planare)
<b>Combustibile</b>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> /CO	H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> /CO
<b>Ossidante</b>	O <sub>2</sub> /Aria	O <sub>2</sub> /Aria	O <sub>2</sub> /Aria/CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> /Aria
<b>Tollerabilità ad impurezze</b>	CO < 10ppm	CO < 1 % H <sub>2</sub> S, COS < 50ppm	H <sub>2</sub> S, COS < 1ppm	H <sub>2</sub> S < 1ppm
<b>Reforming</b>	esterno	esterno	Esterno o interno	Esterno o interno
<b>Cogenerazione</b>	Acqua a 70-80°C	Acqua/vapore	vapore	vapore
<b>Stato di sviluppo</b>	Pre-commerciale	commerciale	Pre-commerciale (dimostrativi)	Pre-commerciale (dimostrativi)
<b>Costi (attuali o stimati)*</b> [€/kW]	2000-5000	2000-4000	Previsti < 1200 dopo il 2005	Previsti < 1500 dopo il 2005

\* tali dati sono spesso di difficile reperibilità, dato il numero estremamente esiguo di sistemi in commercio

**PEMFC: Proton Exchange Membrane Fuel Cell**  
**PAFC: Phosporic Acid Fuel Cell**  
**MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell**  
**SOFC: Solid Oxide Fuel Cell**

Va osservato tuttavia che, delle varie tipologie di celle a combustibile oggi commercializzate o in via di sviluppo (le cui caratteristiche sono riassunte in Tab. 2), non tutte mettono a disposizione calore ad elevata temperatura. Si nota ad esempio come le PEM, in cui l'elettrolita è costituito da una membrana polimerica umidificata, rendono calore a temperatura in generale insufficiente ad alimentare una utenza termica.

Per una cella di tipo PAFC (in cui l'elettrolita è una soluzione concentrata di acido solforico) le temperature di funzionamento (circa 200°C) consentono invece applicazioni cogenerative più interessanti. Il raffreddamento della cella è infatti ottenuto con un fluido refrigerante che può essere liquido o gassoso (aria) ed i percorsi del refrigerante sono solitamente ricavati nello *stack* ogni 5 celle. A questo calore si può aggiungere quello dei gas di scarico, e può essere

usato per produrre acqua calda o vapore a bassa pressione. A titolo di esempio esiste un modello commerciale di cella PAFC (prodotto da *United Technologies*) con potenza di 200 kW<sub>e</sub> in grado di generare energia elettrica con il 40% di rendimento ed in aggiunta vapore a 140°C con una portata di 4600 kg/h, utilizzabile come sorgente di calore per cogenerazione.

Le celle operanti ad alte temperature, tra 600 e 1.000 °C, mostrano rendimenti più elevati (anche prossimi al 60%): le MCFC utilizzano come elettrolita una soluzione di carbonati alcalini fusa, mentre nelle SOFC l'elettrolita è di materiale ceramico, ossido di Zirconio drogato con Ittrio o Calcio, e forniscono potenze elettriche fino ad alcuni MW che le rendono idonee ad applicazioni nel settore industriale. Le temperature elevate rendono indubbiamente tali sistemi più interessanti ai fini della cogenerazione, anche in ambiti produttivi dove i fluidi di processo sono richiesti ad alta temperatura, ma tali celle a combustibile non sono oggi ancora pronte per commercializzazione.

I limiti principali da superare per una maggiore diffusione delle FC sono i costi di produzione, ancora molto elevati, e alcuni problemi di resistenza alla corrosione e/o agli stress termici per le celle funzionanti ad alta temperatura.

Una caratteristica interessante delle celle a combustibile è che i rendimenti non dipendono dalle taglie di potenza, contrariamente ai sistemi tradizionali di produzione dell'energia elettrica. Una unità domestica da pochi kW pertanto presenta medesimi rendimenti di una cella più grande ad uso industriale della stessa famiglia. La cella è infatti costituita da una serie di componenti elementari e la potenza del modulo (*stack*) dipende da quanti di questi sono stati collegati tra loro, ma il rendimento è intrinseco al funzionamento del componente elementare.

Un'altra caratteristica importante è che il funzionamento a carichi parziali delle FC non porta al decadimento delle prestazioni ma anzi si hanno rendimenti lievemente superiori a carichi ridotti, ed anche in questo le FC si antepongono al funzionamento delle tipiche macchine termiche. Anche le celle a combustibile, in analogia ad altri sistemi per microcogenerazione domestica o industriale, vengono fornite in moduli completi pronti per il collegamento alle utenze. Certamente se vengono alimentate a metano queste includono anche unità di *reforming* (con cui idrogeno viene estratto dal metano e CO<sub>2</sub> liberata in atmosfera) e di pretrattamento del combustibile.

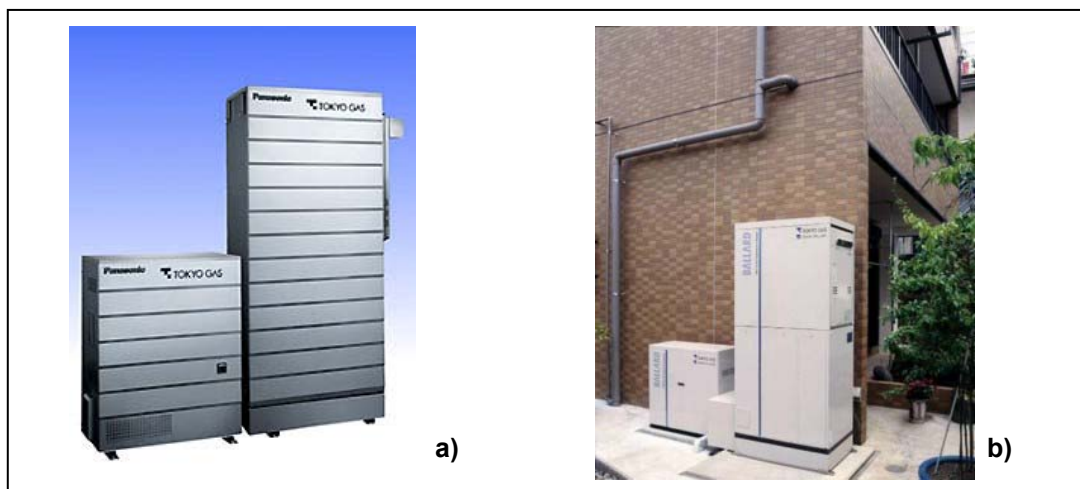


Fig. 19 – a) Celle a combustibile per cogenerazione (Fonte: Panasonic) – b) Applicazione di sistema cogenerativo basato su FC ad utenza domestica.

#### 4. Dalla Cogenerazione alla Trigenerazione

Come osservato nel Paragrafo 2, un sistema cogenerativo è utilizzato in maniera efficiente quando è presente l'utenza termica e quando tale utenza è contemporanea a quella elettrica. Tuttavia sistemi cogenerativi applicati al settore residenziale o terziario soffrono il fatto che quasi certamente l'utenza termica richiede energia solo in un periodo limitato dell'anno, quando è necessario provvedere al riscaldamento degli edifici. Ciò significa che nei mesi più caldi bisogna tenere fermo l'impianto cogenerativo o farlo funzionare dissipando il calore prodotto; entrambe queste condizioni vanno a discapito della fattibilità economica dell'impianto e dell'efficienza complessiva.

Nel periodo estivo solitamente le utenze richiedono invece energia frigorifera (ovvero fluidi a bassa temperatura) per consentire il raffrescamento degli edifici. Tali fluidi freddi sono solitamente prodotti utilizzando cicli frigoriferi a compressione di vapore, all'interno di sistemi in cui un compressore viene azionato da un motore elettrico, con elevati assorbimenti di energia elettrica. Questo è il motivo per cui sempre più spesso nelle più calde giornate estive si raggiungono i livelli più alti dei consumi di energia elettrica, portando il sistema elettrico nazionale al limite della produzione e giungendo in certi casi al *black-out*. A differenza di quanto accadeva fino a qualche anno fa, quando i consumi di energia elettrica erano massimi nei mesi invernali, la grandissima diffusione di sistemi di condizionamento a compressione determina oggi consumi elettrici elevatissimi nei mesi estivi.

Esistono tuttavia in commercio sistemi frigoriferi ad assorbimento (*chiller ad assorbimento*) con i quali è possibile generare energia frigorifera utilizzando calore come sorgente principale di energia, anziché elettricità. Tali sistemi si sposano certamente bene con un impianto cogenerativo giacché rendono possibile lo sfruttamento dell'impianto anche nei mesi estivi, ed il cascame termico prodotto dall'unità cogenerativa può essere impiegato per far funzionare il sistema frigorifero. Si parla in questo caso di "trigenerazione": un sistema trigenerativo è dunque un sistema capace di produrre tre forme distinte di energia (energia elettrica termica e frigorifera), tutte intese come effetti utili. La trigenerazione viene a volte indicata con la sigla inglese CCHP, acronimo di *Combined Cooling, Heating and Power*.

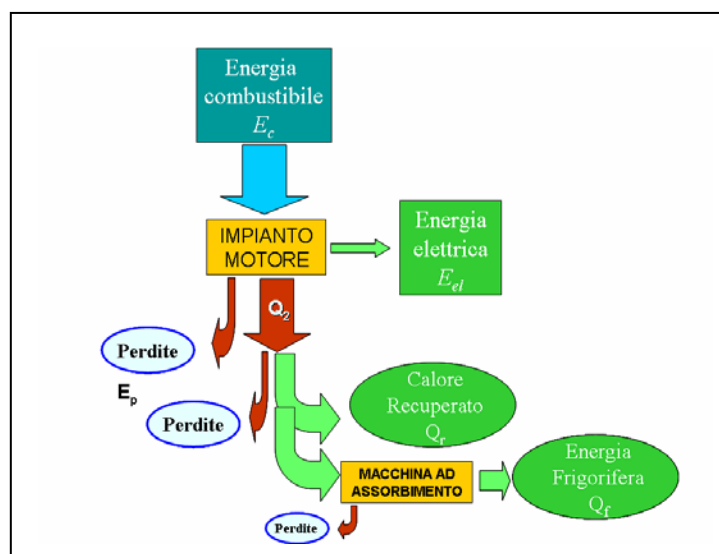


Fig. 20 – Schema di sistema trigenerativo.

Un sistema cogenerativo, mostrato schematicamente in Fig. 1-b, risulta modificato come da Fig. 20, in cui il calore recuperato dall'impianto motore ( $Q_r$ ) può essere utilizzato direttamente nei mesi invernali mentre nei mesi estivi è fornito alla macchina frigorifera ad assorbimento, da cui si ottiene l'energia frigorifera  $Q_f$ .

I sistemi di trigenerazione sono dunque basati sugli stessi impianti motori utilizzati per la cogenerazione descritti nella precedente sezione, con l'unica limitazione circa la temperatura del fluido caldo che deve essere fornito alla macchina ad assorbimento, capace di operare solo con temperature piuttosto elevate (almeno 90°C per una macchina a singolo effetto).

La seguente Fig. 21 mostra schematicamente un sistema trigenerativo basato su un motore a combustione interna in cui il liquido di raffreddamento ed i fumi di scarico scaldano un circuito ad acqua che può essere impiegata direttamente per una utenza termica o per alimentare la macchina ad assorbimento. Si osserva come il sistema trigenerativo può funzionare anche in modo da generare simultaneamente elettricità, calore ed energia frigorifera (questa configurazione è utile ad esempio nel settore agroindustriale dove può essere necessario avere al contempo calore di processo e fluidi freddi per la conservazione di cibi).

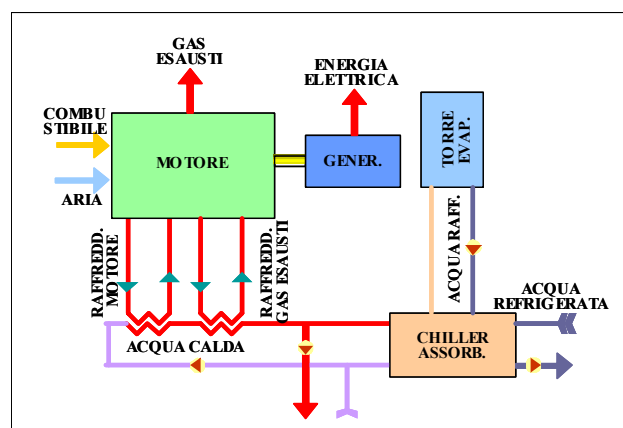


Fig. 21 - Schema di un impianto di trigenerazione con motore a combustione interna e gruppo ad assorbimento.

### Principio base di una macchina frigorifera ad assorbimento

Le macchine ad assorbimento sono unità frigorifere che sfruttano la solubilità e l'elevata affinità di due sostanze, di cui una funge da refrigerante e l'altra da assorbente, per realizzare un ciclo frigorifero in cui l'introduzione di energia avviene principalmente sotto forma di calore. Il principio è quello di fare avvenire la compressione del fluido frigorifero, anziché in fase vapore, come avviene in una normale macchina frigorifera, solo dopo che questo è entrato in soluzione con un liquido (il solvente), in modo tale da comprimere una miscela liquida, operazione che richiede assai meno energia meccanica (e quindi elettrica) rispetto a quella richiesta per la compressione di un gas.

Il ciclo frigorifero ad assorbimento opera con tre sorgenti termiche (Fig. 22): la sorgente fredda si trova alla temperatura più bassa e rappresenta l'ambiente da raffreddare (evaporatore); il pozzo caldo, a cui viene scaricato il calore, è l'ambiente esterno e si trova a temperatura intermedia (condensatore); infine vi è il calore che deve essere fornito a temperatura più elevata per fare avvenire il ciclo, e che viene fornito al generatore.

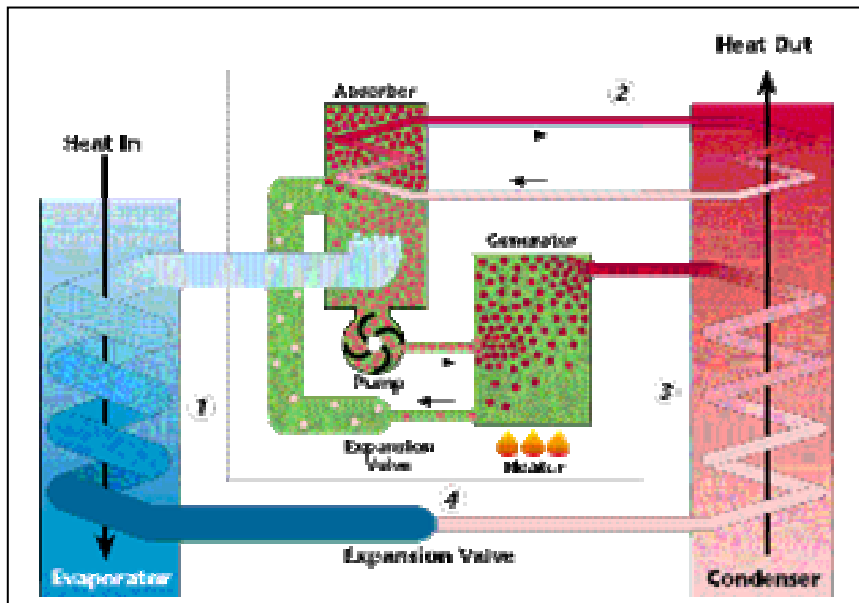


Fig. 22 - Schema di funzionamento di una macchina frigorifera ad assorbimento.

Nell'evaporatore il fluido frigorifero, che si trova a bassa pressione, viene fatto evaporare sottraendo calore all'ambiente che si desidera raffreddare. Nell'assorbitore il fluido frigorifero viene assorbito dal solvente; tale processo genera calore che deve dunque essere smaltito esternamente mediante un circuito di raffreddamento dedicato. La soluzione così ottenuta mediante una pompa viene portata ad un livello di pressione più elevato; la pompa è l'unico elemento che richiede energia elettrica in una macchina ad assorbimento, e la quota di energia richiesta è solitamente dell'ordine di qualche punto percentuale dell'energia termica richiesta dalla macchina.

La miscela ad elevata pressione raggiunge il generatore in cui può avvenire la separazione tra solvente e fluido frigorifero. Tale processo avviene a spese di energia termica che può essere fornita direttamente da una combustione, come nello schema di Fig. 22 (si parla in questo caso di macchine a fiamma diretta), oppure l'energia termica può derivare dai cascami termici di un altro impianto quali ad esempio un motore a combustione interna o una turbina a gas. Tramite una valvola di espansione il solvente viene riportato alla pressione che vige nell'assorbitore e riprende il suo ciclo mentre il fluido frigorifero viene raffreddato e condensato cedendo calore all'ambiente esterno tramite uno scambiatore di calore (condensatore). La cessione di calore all'esterno avviene, nella macchine ad assorbimento più grandi, mediante sistemi complessi, quali ad esempio torri di raffreddamento evaporative, al fine di mantenere una temperatura quanto più bassa possibile nel condensatore ed aumentare le prestazioni del sistema.

Il fluido frigorifero raffreddato, ma ancora ad elevata pressione, è infine riportato al livello iniziale di pressione con una valvola di laminazione, proprio come accade in un sistema frigorifero tradizionale, in modo tale da riprendere il ciclo nell'evaporatore.

Un ciclo ad assorbimento è sempre realizzato dunque mediante una coppia di fluidi, un refrigerante ed un solvente. Le coppie maggiormente utilizzate sono:

- Acqua (refrigerante)/Bromuro di Litio (solvente). Questa coppia è ampiamente usata per applicazioni di condizionamento dell'aria, dove non sono necessarie temperature sotto 0 C°.

Il principio di funzionamento descritto in precedenza si riferisce ad un sistema Acqua/Bromuro di Litio

- Ammoniaca (refrigerante)/Acqua (solvente). Questa coppia, conosciuta ed utilizzata da lungo tempo, richiede però uno schema di impianto più complesso con la presenza di una colonna di distillazione (denominata anche “rettificatore”) per la separazione del vapore di ammoniaca dal vapore d’acqua. La coppia Ammoniaca/Acqua, è maggiormente impiegata nelle applicazioni di refrigerazione con basse temperature di evaporazione, fino a 60 C° sotto zero.

Per una macchina frigorifera è possibile definire il COP (*Coefficient Of Performance*) come il rapporto tra l’effetto utile (calore sottratto alla sorgente fredda, ovvero l’energia frigorifera  $Q_f$ ) ed il calore fornito dall’esterno nel generatore. Solitamente il COP assume valori compresi tra 0.6 e 0.75 a seconda della tipologia di macchina considerata. Ciò significa che la potenza frigorifera effettiva è un po’ inferiore rispetto alla potenza termica fornita dall’esterno, come mostrato dalla seguente Fig. 23 in cui sono riportati i principali flussi di energia di un sistema trigenerativo.

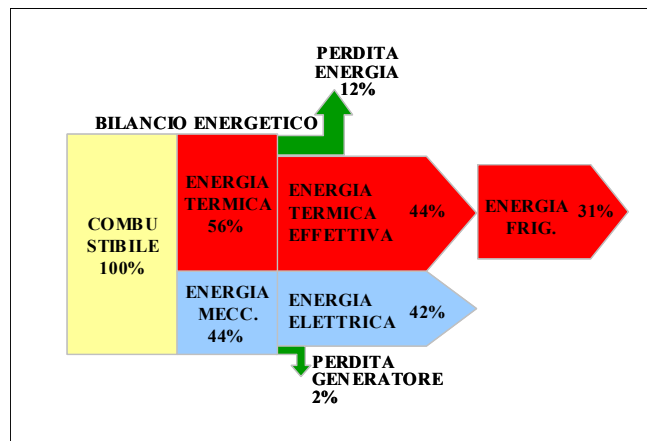


Fig. 23 – Flussi di energia di un sistema trigenerativo (Fonte: [www.energoclub.it](http://www.energoclub.it)).

Come anticipato vi sono diversi fattori che influenzano le prestazioni di una macchina ad assorbimento e quindi il suo COP. Tra queste le principali sono la temperatura della sorgente termica di alimento e la temperatura dell’acqua di raffreddamento con cui viene raffreddato il fluido frigorifero nel condensatore: la potenza frigorifera erogata cresce al crescere della temperatura della sorgente termica e al decrescere della temperatura dell’acqua di raffreddamento del condensatore.

Un’altra caratteristica interessante delle macchine frigorifere ad assorbimento è che il valore del COP cresce leggermente ai carichi parziali rispetto alla situazione in cui è richiesta la potenza frigorifera massima; questo rende tali sistemi adatti ad essere parzializzati, ad operare dunque anche con carichi inferiori a quello massimo di progetto.

Nella seguente Fig. 24-a è mostrata una macchina ad assorbimento di media taglia a doppio effetto (una configurazione in cui due cicli ad assorbimento semplici sono posti l’uno in cascata dell’altro così da raggiungere valori di COP anche prossimi ad 1.3) alimentata termicamente mediante vapore d’acqua, mentre in Fig. 24-b è mostrato lo schema di funzionamento della macchina. In commercio si trovano varie tipologie di macchine ad assorbimento ma la taglia è solitamente medio/grande; tali gruppi si prestano dunque alla refrigerazione industriale (dove,



inoltre, sono apprezzate per la loro affidabilità di funzionamento, anche in caso di *black-out*, in quanto alimentate dalla rete del gas metano, se di tipo a fiamma diretta) o al raffreddamento di gruppi di abitazioni o edifici del settore terziario.

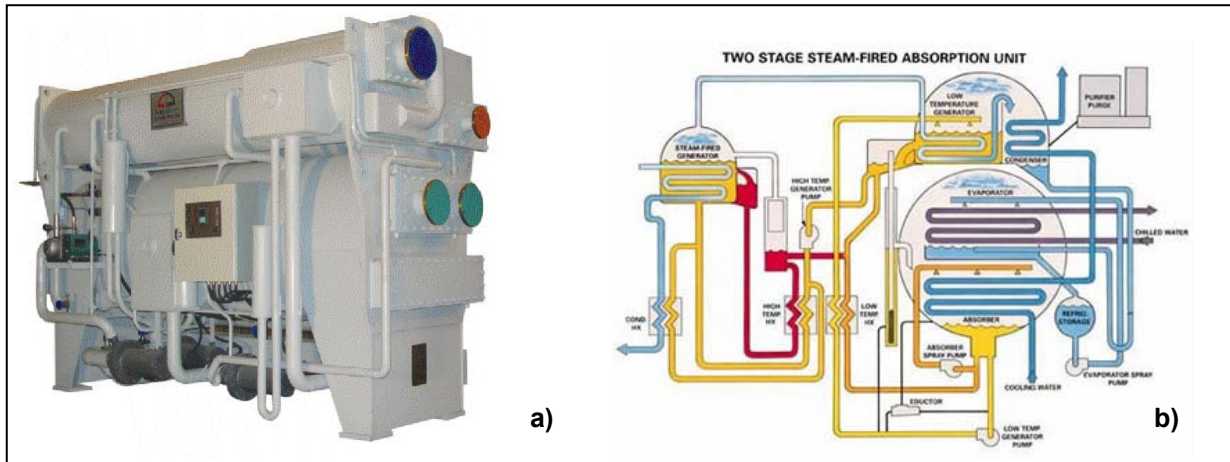


Fig. 24 - a) Macchina frigorifera ad assorbimento a doppio effetto alimentata a vapore – b) Schema funzionale.

## 5. Il Teleriscaldamento e la Generazione Distribuita

### 5.1. Teleriscaldamento

Un sistema di teleriscaldamento consiste essenzialmente in una o più centrali di produzione del calore ed una rete con cui un fluido termovettore viene portato alle utenze per la cessione del calore.

Le dimensioni di un sistema di teleriscaldamento possono essere molto variabili, dal piccolo quartiere ad una intera città.

Il sistema di trasporto e distribuzione, costituito da due tubazioni affiancate di uguale diametro per la mandata e per il ritorno, solitamente utilizza come fluido termovettore acqua calda o acqua surriscaldata (Fig. 25-a). Le tubazioni devono essere isolate termicamente al fine di limitare quanto più possibile le dissipazioni termiche (Fig. 25-b).

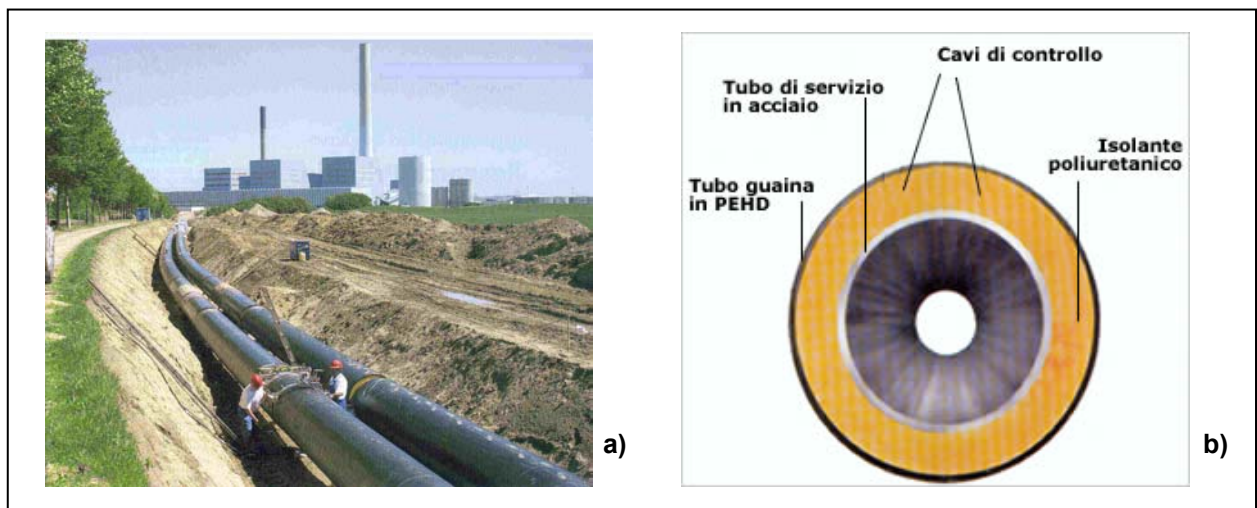


Fig. 25 – a) Posa di tubazioni di una grossa rete di teleriscaldamento, con vista della centrale sullo sfondo – b) Sezione di un tubo per il teleriscaldamento.

Nel caso di utilizzo di acqua calda si hanno temperature di mandata/ritorno di 90/60°C, quindi salti termici dell'ordine di 30°C, mentre con l'utilizzo di acqua surriscaldata si hanno tipicamente temperature di mandata/ritorno 120 / 60°C, quindi salti termici dell'ordine di 60°C.

Alle reti viene associato un complesso di sottocentrali, una per ogni utenza o gruppo di utenze, ove viene regolato e misurato il trasferimento di calore dalla rete di distribuzione del calore all'impianto di riscaldamento interno all'edificio. Nei sistemi di teleriscaldamento, la rete di trasporto e di distribuzione del calore è la parte più costosa dell'impianto, con una incidenza sul costo di investimento totale quantificato fra il 50% e l'80%.

Un sistema di teleriscaldamento rappresenta una applicazione ideale della cogenerazione, con cui risulta possibile sfruttare i vantaggi della produzione centralizzata (più grande è la taglia degli impianti maggiore è la loro efficienza) ed il fatto di disporre di un grosso numero di utenze a cui fornire il calore.

Da sottolineare inoltre che negli ultimi tempi si sta affiancando al teleriscaldamento un nuovo servizio energetico in rete costituito dal teleraffrescamento, che consiste nella distribuzione nei mesi estivi di acqua refrigerata prodotta presso la centrale per mezzo di gruppi frigoriferi ad assorbimento. In Fig. 26 è mostrata una unità centrale di trigenerazione, che in generale può

essere alimentata con varie tipologie di combustibile, ed una rete di distribuzione del calore e dell'energia frigorifera (teleriscaldamento/teleraffrescamento) con cui alimentare utenze che possono essere di tipo residenziali, industriali o del settore terziario.

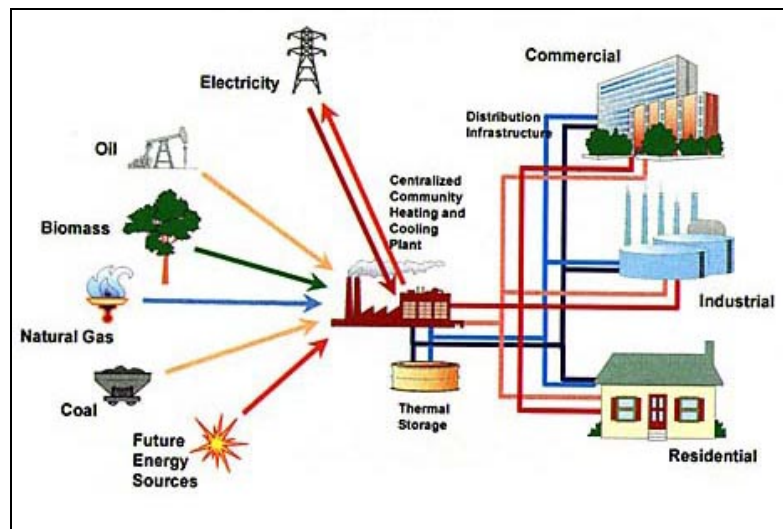


Fig. 26 – Sistema di trigenerazione al servizio di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Per approfondire nel dettaglio tutti gli aspetti del teleriscaldamento, si rimanda all'apposita brochure del Ministero delle Attività Produttive realizzata sul tema.

## 5.2. Generazione Distribuita

Negli ultimi anni il settore energetico ha dedicato una crescente attenzione ad una nuova strategia nel processo di produzione e distribuzione dell'energia: la generazione distribuita.

Generalmente, quando si parla di generazione distribuita o diffusa, si comprende una vasta casistica di applicazioni, che hanno in comune due principali caratteristiche:

- l'energia elettrica viene immessa nella rete di distribuzione a media o bassa tensione;
- l'energia elettrica è generata in vicinanza all'utenza da centrali di potenza unitaria limitata, compresa tra pochi kW<sub>e</sub> e alcuni MW<sub>e</sub>.

Le due tipologie di generazione distribuita più importanti riguardano:

- la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, come eolico, minidraulico, biomasse, rifiuti, geotermico e solare;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore, ovvero cogenerazione su piccola scala o micro-cogenerazione, basata sull'uso di combustibili fossili (quasi sempre gas naturale).

In Fig. 27 è mostrato il confronto tra un sistema centrale di generazione dell'energia elettrica, in cui grosse centrali (solitamente termoelettriche o termonucleari) generano l'energia necessaria alle utenze a grande distanza. Nel caso di generazione distribuita varie tipologie di impianti o sistemi (fotovoltaico, microturbine eoliche, celle a combustibile, microturbine a gas naturale, etc.) sono collocate in prossimità delle utenze. Si nota che il collegamento dell'utenza con la rete elettrica nazionale è bidirezionale: se i sistemi di generazione distribuita producono più

energia di quella richiesta, l'esubero è ceduto alla rete, viceversa se la produzione è insufficiente a soddisfare l'utenza, questa può prelevare energia dalla rete.

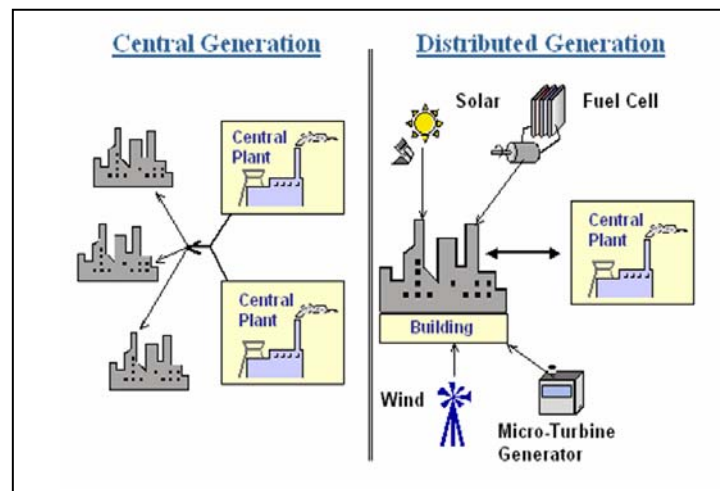


Fig. 27 – Sistema di generazione centralizzata confrontato ad un sistema di generazione distribuita.

Il principale vantaggio derivante da piccoli impianti modulari interconnessi con la rete elettrica sono le minori perdite di distribuzione dell'energia elettrica (il trasporto a grande distanza dell'energia elettrica causa perdite dell'ordine di qualche punto percentuale) e la possibilità di utilizzare le reti esistenti anche a seguito di un aumento dei consumi.

La generazione distribuita risulta dunque interessante per applicazione di sistemi alimentati a fonti rinnovabili di energia, quali ad esempio i collettori fotovoltaici, che possono essere distribuiti sul territorio alimentando ciascuno un numero limitato di utenze, ma anche per sistemi di generazione alimentati a combustibili fossili; collocando tali unità in prossimità delle utenze anche la distribuzione del calore avviene in maniera efficiente ed è quindi possibile sfruttare a pieno i vantaggi in termini energetici ed economici della cogenerazione.

Allo stato attuale, le principali limitazioni ad una diffusione massiccia di sistemi di generazione distribuita, oltre agli elevati costi di investimento, riguardano l'integrazione con le reti elettriche.

## 6. Criteri base per lo studio di fattibilità di un impianto Cogenerativo

La convenienza tecnico-economica nella realizzazione di un impianto di cogenerazione non può prescindere da un'analisi specifica ed accurata dei carichi elettrici, termici e frigoriferi (se si tratta di un impianto trigenerativo), richiesti dall'utenza. L'analisi deve valutare la potenza massima richiesta, curve di carico giornalieri, mensili e stagionali. Questo fatto rende l'applicazione di un sistema cogenerativo assolutamente non generalizzabile, ma la scelta opportuna della tecnologia, della taglia e delle modalità di gestione dell'impianto devono essere comunque valutate caso per caso.

Per una orientazione di massima sulla tecnologia idonea ad una certa applicazione esistono diagrammi a mosaico, come quello mostrato in Fig. 28, che indicano quale scelta impiantistica si presta ad essere idonea in funzione di certi parametri che caratterizzano l'impianto proposto; nel diagramma mancano le tecnologie in via di commercializzazione, che si collocherebbero per lo più nella fascia delle più basse potenze elettriche.

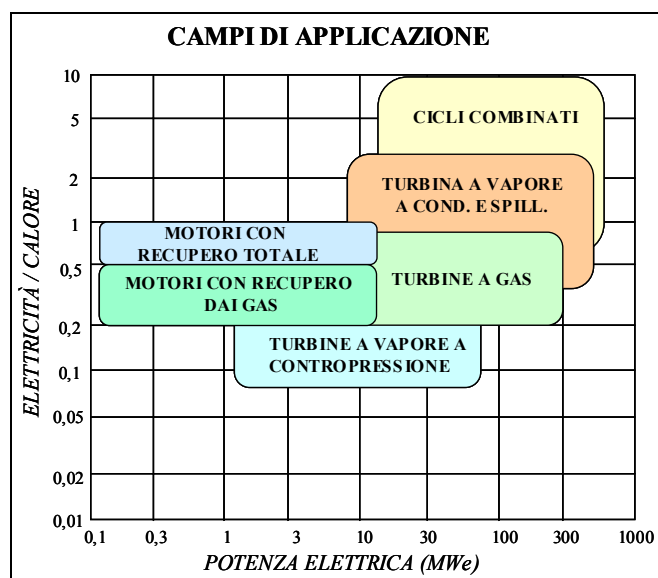


Fig.28 - Campi di applicazione delle diverse tecnologie per la cogenerazione in funzione della potenza elettrica e del rapporto tra elettricità e calore messi a disposizione dall'impianto (Fonte: Libro Bianco sulla cogenerazione, ATIG – 1997).

Sulla base di tali indicazioni, e noto l'andamento delle domande termiche ed elettriche, è necessario ricorrere a strumenti di simulazione che permettano di confrontare tra loro varie ipotesi impiantistiche e taglie di impianti. Questo costituisce una parte fondamentale dello studio di fattibilità, che in generale prevede una sequenza di attività come illustrato in Fig. 29.

Dal diagramma si osserva che, oltre alla fattibilità tecnica, anche quella economica è di fondamentale importanza per arrivare alla realizzazione di un impianto cogenerativo. In tal senso parecchi fattori vanno considerati come il costo iniziale dell'impianto, la tariffazione applicata ai vari vettori energetici (ad. es. energia elettrica e gas naturale) e l'eventuale presenza di incentivi o sgravi fiscali.

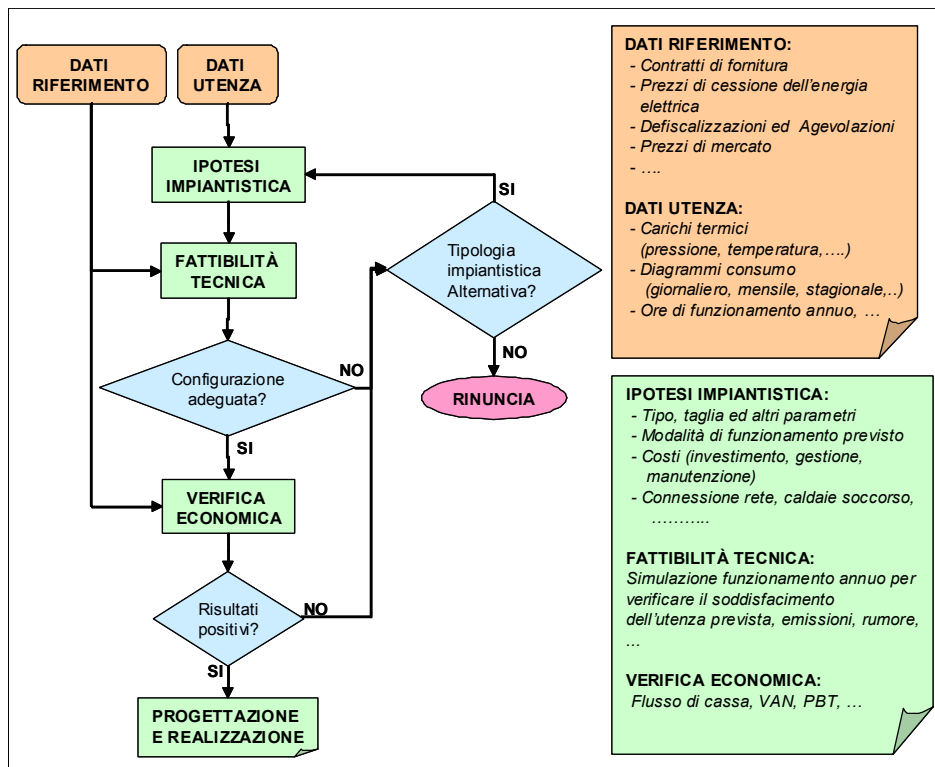


Fig. 29 - Procedura per la valutazione della fattibilità di un impianto cogenerativo.

Nella valutazione circa la fattibilità di un impianto cogenerativo è comunque possibile svolgere alcune considerazioni generali dettate dall'esperienza:

- solitamente è bene che il cogeneratore sia sottodimensionato rispetto alle richieste di picco dell'utenza, in modo tale che il sistema operi per un maggior numero di ore possibile in condizioni prossime a quelle nominali, che in generale consentono di ottenere i più alti valori dei rendimenti. I picchi di richiesta termica ed elettrica possono essere coperti da caldaie ausiliarie (o prevedendo unità di accumulo) e sfruttando la rete elettrica nazionale;
- generalmente il tempo di ritorno di un impianto di cogenerazione è tanto più breve quanto più ore all'anno viene mantenuto in funzione. Questo perché il costo di installazione iniziale è in proporzione più elevato di un generatore termico tradizionale e per ammortizzarlo bisogna far funzionare l'impianto il più possibile, a patto di operare con valori di rendimento elevati;
- non sempre il massimo risparmio ottenibile coincide con il minimo tempo di ritorno, poiché quest'ultimo dipende dal costo di installazione del cogeneratore che non cresce linearmente con la sua taglia e varia anche a seconda della tecnologia scelta;
- la convenienza economica di un progetto di cogenerazione è fortemente influenzata dalle condizioni contrattuali di fornitura e cessione dell'energia. In particolare ha fondamentale importanza la possibilità di cedere a prezzi vantaggiosi l'energia elettrica prodotta in esubero e di acquistare il combustibile a condizioni agevolate (riduzione delle accise).

## **7. La normativa correlata con la cogenerazione**

### ***7.1. Il nuovo quadro normativo: riordino del mercato dell'energia elettrica***

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (decreto Bersani), che recepisce la direttiva 96/92/CE, ha liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica. Il Decreto in particolare prevede:

- l'avvio della piena liberalizzazione delle attività di produzione dell'energia elettrica, fornendo le linee guida del regime autorizzatorio per la costruzione e l'esercizio degli impianti;
- l'obbligo alle imprese distributrici di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, prevedendo inoltre il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale;
- la liberalizzazione delle attività di importazione ed esportazione dell'energia elettrica;
- misure per la promozione delle energie rinnovabili, del risparmio energetico, della riduzione delle emissioni di anidride carbonica ed incentivo all'utilizzo delle risorse energetiche nazionali. Impone, inoltre, a carico degli importatori e dei produttori che concorrono all'offerta di energia per più di 100 GWh su base annua, l'obbligo di immettere nella rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, pari ad un valore minimo dell'intera energia prodotta o importata, o di acquistare una quota equivalente da altri produttori o dall'operatore di mercato. La quota minima è inizialmente stabilita nel 2% della produzione e con il D.lgs 387/03 viene progressivamente incrementata.

Il nuovo quadro normativo ha identificato i seguenti soggetti di riferimento per il mercato elettrico:

- **Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG):** istituita ai sensi della Legge n. 481/95. Questo istituto è una struttura indipendente incaricata di produrre e gestire le regole per tutto il settore dell'energia secondo gli indirizzi previsti dalle leggi. L'Autorità in particolare regola la struttura delle tariffe di fornitura ai clienti vincolati e la tariffa di vettoriamento nei contratti bilaterali.
- **Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN):** la società per azioni alla quale, ai sensi dell'art. 3 del D.lgs. n.79/99, sono attribuite le funzioni amministrative relative alla trasmissione, al dispacciamento e alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, al fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio. Il GRTN assicura la libertà di accesso al servizio di trasmissione, garantisce la sicurezza e delibera gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete elettrica. Il GRTN amministra il dispacciamento (autorizzazione alle centrali di immettere energia elettrica in rete) in funzione della continuità dell'approvvigionamento elettrico per assicurare la copertura alla domanda elettrica dei consumatori.
- **Gestore del Mercato Elettrico (GME):** la società per azioni cui è affidata, ai sensi dell'art. 5 del D.lgs. n.79/99, la gestione economica del mercato elettrico. Il GME organizza e gestisce il mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività.

- Acquirente Unico (AU): la società per azioni di cui all'art. 4 del D.lgs. n.79/99 che stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario.

Il decreto legislativo 112/98 relativo al decentramento amministrativo prevede inoltre che alcune funzioni della Stato in materia di energia siano trasferite alle Regioni ed agli Enti Locali. In questo contesto la Provincia è l'ente competente per il rilascio delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica con potenza uguale o inferiore ai 300 MW termici. A questo si aggiungono le funzioni per il rilascio di autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da rifiuti, nonché autorizzazioni per gruppi elettrogeni.

Allo Stato sono conservate le funzioni amministrative concernenti la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore ai 300 MW termici (salvo quelli che producono energia da fonti rinnovabili o da rifiuti).

La modifica del Titolo V della Costituzione che introduce il principio della legislazione concorrente, attribuisce alle Regioni la potestà legislativa sulla produzione e distribuzione di energia, sulla base dei principi generali forniti dallo Stato.

La Legge 23 agosto 2004 n. 239 (Legge Marzano), in applicazione della modifica del Titolo V della Costituzione attribuisce espressamente allo Stato:

- funzioni di programmazione e definizione delle infrastrutture strategiche;
- determinazione dei criteri costruttivi e delle procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione superiori a 300 MW;
- definizione dei criteri generali per le nuove concessioni di distribuzione dell'energia elettrica;
- unificazione della componente del GRTN preposta al dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete con Terna (Società detentrica della rete elettrica nazionale).

Terna è quindi diventata la Società che gestisce sulla rete elettrica nazionale (di cui è proprietaria) il trasporto ed il vettoriamento dell'energia elettrica, mentre al GRTN sono rimaste le attività di gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia.

### ***Procedure e prescrizioni***

La realizzazione e l'esercizio di un impianto per la produzione di energia elettrica è soggetta alle seguenti prescrizioni normative:

- l'autorizzazione di nuovi impianti e l'ampliamento di quelli esistenti deve innanzitutto essere coerente con le previsioni del programma energetico regionale;
- occorre verificare se l'impianto è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA);
- il d.p.c.m. 377/88 indica che sono soggette a VIA nazionale, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente:



- le centrali termoelettriche con potenza superiore a 300 MW termici (con opere e infrastrutture connesse);
- gli impianti idroelettrici con potenza di concessione superiore a 30 MW (incluse le dighe e gli invasi direttamente asserviti);
- il d.lgs. 18/02/2005 n.59 prevede che le centrali termoelettriche con potenza termica di combustione superiore ai 50 MW e le relative modifiche sostanziali, siano autorizzate secondo i criteri dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). Analoga procedura è prevista per gli impianti che producono energia elettrica mediante incenerimento dei rifiuti urbani, se hanno una capacità di smaltimento superiore alle tre tonnellate all'ora.

Inoltre, gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili (come ad esempio la cogenerazione da biomasse):

- sono autorizzati a seguito di un procedimento unico (art. 12 d.lgs 387/2003) e le relative opere sono considerate di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza;
- il procedimento di cui sopra deve rispettare la disciplina dell'AIA, nel caso in cui la potenza termica di combustione superi 50 MW, se si tratta di impianti che prevedono combustione;
- se non sono soggetti ad AIA, devono comunque essere conformi al DPR 11/02/1998 n.53, che prevede l'autorizzazione di cui all'art. 17 del DPR 203/88 nel caso di emissioni in atmosfera;
- se si avvalgono della procedura semplificata di cui all'art. 31 del D.lgs. 22/97 (nei quali sono inclusi anche impianti alimentati a biomasse) devono rispettare le condizioni e le prescrizioni del DM 05/02/1998, relative sia al grado di potere calorifico sia ai limiti di emissione;
- non sono soggetti al pagamento del contributo di costruzione, dovuto al Comune, per effetto dell'art.17, comma 3, lettera e, del DPR 380/2001;

Per le disposizioni relative alle autorizzazioni previste dalla normativa sull'inquinamento atmosferico occorre far riferimento ai:

- DPCM 08/03/2002 "Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione" (riguarda anche le biomasse);
- D.lgs 133 dell'11/05/2005 "Attuazione della direttiva 200/67/CE in materia di incenerimento dei rifiuti" (non si applica a diverse categorie di rifiuti, tra cui i rifiuti vegetali derivanti da attività agricole e forestali).

## ***7.2. Definizione di cogenerazione secondo la normativa***

### **A livello Comunitario:**

Il recente Libro Verde sull'Efficienza Energetica (2005) evidenzia come la cogenerazione offre un considerevole potenziale di incremento dell'efficienza energetica. A questo scopo gli Stati Membri devono dare attuazione alla Direttiva 2004/8/CE che promuove l'uso della cogenerazione ad elevata efficienza a partire da febbraio 2006. Infatti tale Direttiva riconosce la

cogenerazione come una valida soluzione per la riduzione dei consumi di energia primaria, delle emissioni di CO<sub>2</sub> nonché una possibilità razionale per soddisfare i futuri bisogni energetici Europei.

Nell'Allegato III della stessa Direttiva vengono indicati i criteri che caratterizzano la cogenerazione ad alto rendimento come:

- nel caso si trattai di unità di piccola cogenerazione (capacità installata inferiore a 1 MW<sub>e</sub>) e di micro-cogenerazione (capacità massima inferiore ai 50 kW<sub>e</sub>) è sufficiente che tali sistemi forniscano un risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata;
- negli altri casi è necessario che il sistema cogenerativo garantisca un risparmio di energia primaria pari almeno al 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore.

Il risparmio di energia primaria può essere calcolato secondo una formula specificata nello stesso allegato, in cui inserire alcuni indici di prestazione del sistema cogenerativo in esame ed indici di riferimento circa la produzione separata di elettricità e calore. La formula per il calcolo di *PES* (*Primary Energy Saving*), ha l'espressione:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{t,CHP}}{\eta_{t,ref}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,ref}}}$$

dove:

*PES* risparmio di energia primaria;

$\eta_{t,CHP}$  rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

$\eta_{t,ref}$  rendimento termico di riferimento della produzione separata;

$\eta_{el,CHP}$  rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

$\eta_{el,ref}$  valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

Ciascun Paese Membro inserirà i propri indici di riferimento per i valori di  $\eta_{t,ref}$  e  $\eta_{el,ref}$  in relazione alle caratteristiche medie degli impianti presenti sul territorio nazionale. Anche gli impianti di cogenerazione già esistenti partecipano al raggiungimento degli obiettivi energetici menzionati; ad essi si richiedono prestazioni inferiori e devono garantire un risparmio di energia primaria pari ad almeno il 5%.

Nella direttiva si raccomandano inoltre alcuni criteri da adottare a livello nazionale per la promozione della cogenerazione. Tra questi si sottolineano:

- accesso alla rete elettrica per l'acquisto di elettricità supplementare con norme e tariffe stabilite secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori;

- stabile contesto economico ed amministrativo in modo tale da non scoraggiare gli investimenti. I regimi di sostegno inoltre non dovrebbero durare meno di 4 anni e si dovrebbero evitare frequenti cambiamenti nelle procedure amministrative;
- Introduzione della garanzia di origine dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, in modo da aumentare la trasparenza a favore del consumatore nello scegliere tra elettricità da cogenerazione ad alto rendimento piuttosto che prodotta altrimenti, e si invita ciascuno stato membro a svolgere un'analisi del potenziale nazionale per l'attuazione della cogenerazione ad alto rendimento, compresa la micro cogenerazione.

### **A livello nazionale:**

La delibera AEEG del 19 marzo 2002, n. 42/02 definisce la cogenerazione come *“un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe intese come energie utili, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia, e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le condizioni concernenti il risparmio di energia primaria e il limite termico”*. Queste condizioni sono espresse tramite gli indici *IRE* (Indice di Risparmio Energetico) e *LT* (Limite Termico) così definiti:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et_{civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IRE_{min}$$

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{min}$$

dove:

$E_c, E_e, E_t$  sono rispettivamente energia primaria dei combustibili utilizzati, produzione di energia elettrica netta e produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;

$Et_{civ}, Et_{ind}$  energia termica utile per usi civili e per usi industriali;

$\eta_{es}$  rendimento elettrico netto medio annuo di una unità di produzione di sola energia elettrica (valore di riferimento);

$\eta_{ts,civ}$  rendimento termico netto medio annuo per la produzione di sola energia termica per usi civili (valore di riferimento);

$\eta_{ts,ind}$  rendimento termico netto medio annuo per la produzione di sola energia termica per usi industriali (valore di riferimento);

$p$  coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando vi sia autoconsumo dell'energia elettrica prodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica; il valore di  $p$  dipende dal livello di tensione al quale l'impianto è allacciato alla rete elettrica.

L'indice  $IRE$ , equivalente all'indice  $PES$ , confronta il consumo dell'impianto cogenerativo con quello che si avrebbe producendo la stessa energia termica ed elettrica in sistemi convenzionali di produzione separata. Un nuovo impianto di cogenerazione può essere qualificato come tale solo se l' $IRE$  è superiore al 10%; come per il  $PES$  i valori di riferimento dei rendimenti di impianti di generazione separata sono forniti dall'AEEG in apposite tabelle, anche in funzione del combustibile impiegato.

L'indice  $LT$  ha invece l'obiettivo di garantire un significativo recupero termico degli impianti di cogenerazione, evitando soluzioni prive di una effettiva produzione combinata di energia elettrica e calore o troppo sbilanciate sulla produzione di energia elettrica, come accaduto in passato.

La delibera n. 42/02 ha pertanto individuato un limite inferiore ( $LT_{min}$ ) al parametro  $LT$ , che è definito come rapporto tra l'energia termica utile  $E_t$  e l'effetto utile complessivamente generato, pari dunque alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile ( $E_e + E_t$ ).

La recente delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 296/05 ha aggiornato i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$ , in vigore dall'1 gennaio 2006 fino al 31 dicembre 2007.

### **7.3. Incentivi**

Con il D.lgs. n. 79/99 già citato, al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, viene riconosciuta, fra le altre cose, priorità di dispacciamento all'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione. Inoltre permette l'esenzione dall'obbligo, introdotto dalla stessa legge, che impone agli importatori e ai soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili superiore ai 100 GWh/anno, di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota minima di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La legge n. 239 del 23 agosto 2004 sul riordino del sistema energetico introduce inoltre il diritto di emissione dei Certificati Verdi (CV), previsti ai sensi dell'articolo 11 del D. Lgs. N.79/99, per l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento; i Certificati Verdi sono titoli emessi dal GSE che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili (o assimilate). Il mercato dei Certificati Verdi consente dunque ai produttori di energia elettrica che non raggiungono la quota minima di energia prodotta da fonti rinnovabili di sopperire a tale mancanza acquistando i CV da titolari di impianti a fonti rinnovabili, che dunque ne traggono vantaggio economico.

Il successivo DM del 24 ottobre 2005, che stabilisce le direttive per la regolamentazione della emissione dei Certificati Verdi, definisce le modalità di calcolo della quantità di energia che ha diritto al riconoscimento dei certificati. Per ciascuna sezione che compone l'impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento si ha:

$$E_{CV} = H \cdot C \cdot T$$

dove:

- $E_{CV}$  quantità di energia elettrica espressa in MWh che ha diritto ai Certificati Verdi;
- $H$  quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento (in MWh);
- $C$  indice che dipende dalla tipologia della sezione che compone l'impianto di cogenerazione;
- $T$  indice legato al tipo di intervento, ossia nuova costruzione, rifacimento, estensione della rete di teleriscaldamento.

Nello stesso decreto viene esplicitato cosa si intende per impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento, i criteri per definire la rete di teleriscaldamento e il periodo di diritto al riconoscimento dei Certificati Verdi, di valore unitario pari a 50 MWh, che viene fissato in otto anni consecutivi a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale.

Va comunque considerato che la cogenerazione, anche se non abbinata a reti di teleriscaldamento, è inserita nelle tabelle allegate ai Decreti Ministeriali sull'efficienza energetica emanati il 20 Luglio 2004, quale tipologia impiantistica abilitata ad ottenere i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) previsti nel decreto stesso.

La nuova normativa citata introduce l'obbligo per le aziende di distribuzione con più di centomila utenti di promuovere azioni di efficienza energetica presso gli utenti finali imponendo un obiettivo annuale per il quinquennio 2005-2009 e nello stesso tempo associando un mercato di Titoli di Efficienza Energetica correlati agli interventi attuati.

I Titoli di Efficienza Energetica sono emessi dal GME a favore dei distributori di energia elettrica o di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO, *Energy Service Company*) accreditatesi presso l' AEEG, al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.

Importante sottolineare la non cumulabilità fra i due sistemi di incentivi sopra illustrati (CV e TEE).

#### **7.4. La normativa Fiscale**

La convenienza del ricorso alla cogenerazione ed al teleriscaldamento va valutata anche riferendosi alle agevolazioni a cui tali impieghi hanno diritto sotto forma di riduzione delle accise che gravano sul consumo di gas naturale. In particolare i vantaggi nell'utilizzo della cogenerazione si manifestano dal punto di vista fiscale in tre modi:

- agevolazioni sull'imposta di consumo;
- agevolazioni sull'Addizionale Regionale;
- parametro di defiscalizzazione.

Il vantaggio fiscale deriva dal diverso livello di imposta esistente fra usi civili e usi industriali del gas naturale ed in particolare nella possibilità di considerare gli impegni del gas nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione come usi industriali, anche se di fatto

riforniscono utenze civili. Infatti il Decreto Legge 26 ottobre 1995, n. 504 (Testo Unico sulle Accise) determina per l'imposta di consumo un valore pari a 0,1733 €/Nmc per usi civili e 0,01249 €/Nmc per usi industriali. Come si può vedere è netto il risparmio economico conseguibile da tutte quelle attività che possono usufruire delle condizioni fiscali agevolate.

Per quanto riguarda l'Addizionale Regionale, questa vale 0,0155 €/Nmc per gli usi civili e scende al valore di 0,01249 €/Nmc per impieghi industriali.

Oltre alle agevolazioni sopracitate bisogna considerare, per gli usi in cogenerazione dell'impianto, il parametro di defiscalizzazione: una parte del gas naturale utilizzato per la produzione combinata di energia elettrica e calore non è sottoposta ad accise. Attualmente il rapporto di defiscalizzazione è di 0,250 Nmc/kWh, ovvero ogni 4 kWh<sub>e</sub> prodotti un Nm<sup>3</sup> di metano non viene sottoposto a tassazione.

## 8. Esempi di applicazione della cogenerazione

Esempi di applicazione della cogenerazione in ospedali, industrie, grande distribuzione, insediamenti residenziali, si possono facilmente reperire sui Siti Web riportati nella sitigrafia alla fine della presente brochure o su pubblicazioni specifiche.

In questa sede si ritiene opportuno approfondire le tematiche della cogenerazione presentando un esempio applicativo di particolare rilevanza, che ha ottenuto anche diversi riconoscimenti a livello nazionale: la Eco-Mensa della FIAT.

### ***La Eco-Mensa della FIAT***

Gli eco-edifici, in quanto sistemi energeticamente autonomi ed a minimo impatto ambientale, rappresentano uno degli obiettivi di ricerca più promettenti per la produzione integrata di energia da fonti rinnovabili ed il suo utilizzo razionale, particolarmente in ambito residenziale e terziario. Il progetto Eco-Mensa è stato sviluppato con il contributo della Regione Piemonte e del Ministero dell'Ambiente ed ha riscosso interesse ed apprezzamento da parte degli operatori pubblici e privati, specializzati in sistemi energetici per l'applicazione in svariati contesti (edifici pubblici, centri sportivi, scuole, ospedali, ecc.), ed ha ottenuto importanti riconoscimenti quali il Primo Premio Eurosolar 2003 e la Segnalazione 2003 di Legambiente.

La mensa aziendale è un edificio del volume di circa 5000 m<sup>3</sup> che eroga mediamente 1000-1200 pasti al giorno, con un impegno energetico annuo medio di circa 300 MWh<sub>e</sub> e 500 MWh<sub>t</sub>.

In tale contesto il Centro Ricerche Fiat di Torino ha sviluppato e realizzato presso la propria mensa aziendale un impianto ad alta efficienza, basato su un sistema cogenerativo che trae origine dalle tecnologie sviluppate per le applicazioni automobilistiche ma che include anche l'introduzione, in un unico sistema integrato, di altre tecnologie finalizzate a ridurre i consumi di energia e a migliorare il comfort degli utenti.

L'impianto proposto impiega un cogeneratore di tipo tradizionale (un motore a combustione interna) ed un sistema cogenerativo solare che sfrutta collettori fotovoltaici per generare energia elettrica ma anche energia termica in maniera integrata, rendendo a disposizione un flusso di aria calda ottenuto dal raffreddamento dei collettori stessi.

Il cogeneratore tradizionale si basa su motore a combustione interna Iveco alimentato a gas naturale (velocità di rotazione costante a 1500 giri/m), con potenza meccanica massima di 50 kW (parzializzabile fino al 50%) e potenza termica massima di 90 kW, proveniente dai gas di scarico (40÷45%) e dall'acqua di raffreddamento motore (55÷60%). Il motore è accoppiato ad un generatore asincrono industriale standard raffreddato ad aria di potenza massima di 50 kW.

L'altra unità di generazione di energia termica ed elettrica comprende un insieme di collettori fotovoltaici in silicio policristallino capaci di una potenza elettrica di picco pari a 19.5 kW, con una superficie complessiva di 160 m<sup>2</sup> e caratterizzato da una produzione annua di energia elettrica stimata in circa 21 MWh. Dai collettori, attraverso un sistema forzato di ventilazione, si ottengono anche 100 kW di energia termica sottoforma di un flusso di aria calda di circa 9000 m<sup>3</sup>/h (temperatura massima: 90°C, temperatura media 40°C) utilizzata quale contributo al riscaldamento dell'edificio e delle cucine; l'aria viene fatta circolare sotto i collettori in modo da abbassarne la temperatura (in questo modo il rendimento elettrico dei collettori fotovoltaici aumenta di circa il 10%) al contempo rendendo disponibile un flusso termico sfruttabile

utilmente, realizzando di fatto un sistema cogenerativo, per di più alimentato da una fonte rinnovabile di energia. L'energia termica resa disponibile in questo modo su base annua è pari a circa 110 MWh.

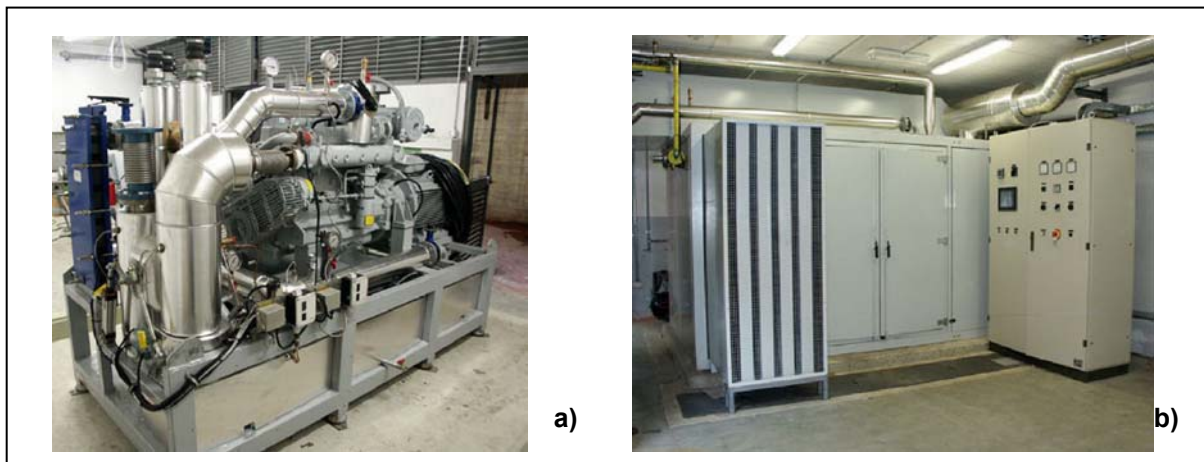


Fig. 30 – a) Motore a combustione interna Iveco con generatore asincrono e scambiatori di calore – b) Vista esterna del modulo cogenerativo con copertura insonorizzante e quadro di controllo.

Una pompa di calore modulabile e reversibile con doppio compressore parzializzabile ad azionamento elettrico, in grado di raggiungere una potenza termica massima di 296 kW oppure una potenza frigorifera massima di 215 kW, provvede a trasferire calore tra gli ambienti da climatizzare ed una sorgente di calore nelle due direzioni, secondo le necessità di riscaldamento o raffreddamento dell'utenza. Come pozzo di calore a bassa temperatura viene utilizzato l'impianto di raffreddamento delle acque industriali a torri di evaporazione.

Circa la gestione dell'impianto, nella stagione invernale il calore prodotto dal cogeneratore integra quello prodotto dal tetto solare e viene impiegato per preriscaldare l'aria di rinnovo del ristorante e della cucina, riducendo il fabbisogno energetico dell'edificio; la pompa di calore fornisce un'integrazione di energia termica per il riscaldamento degli ambienti.

Nella stagione estiva il calore prodotto dal cogeneratore e dal tetto solare viene invece impiegato per essiccare l'aria di rinnovo della cucina, basato sul sistema *desiccant cooling*, consentendo il controllo del tasso di umidità e riducendo il fabbisogno energetico dell'impianto. Eventuali esuberanti di energia termica sono utilizzati per preriscaldare l'acqua della cucina, riducendo i consumi di gas della caldaia presente. La pompa di calore assorbe calore per il raffreddamento degli ambienti.

L'integrazione dei vari sottosistemi dell'impianto è stata resa possibile grazie ad un sistema di controllo e telegestione evoluto che ottimizza lo sfruttamento dell'energia prodotta con continuità, ad ogni ora del giorno e in ogni stagione dell'anno, confermando l'importanza che le strategie e le logiche di gestione hanno nello sfruttamento ottimale di sistemi integrati di generazione di energia, tra i quali anche la cogenerazione. Uno schema concettuale di funzionamento dell'impianto è mostrato in Fig. 31.



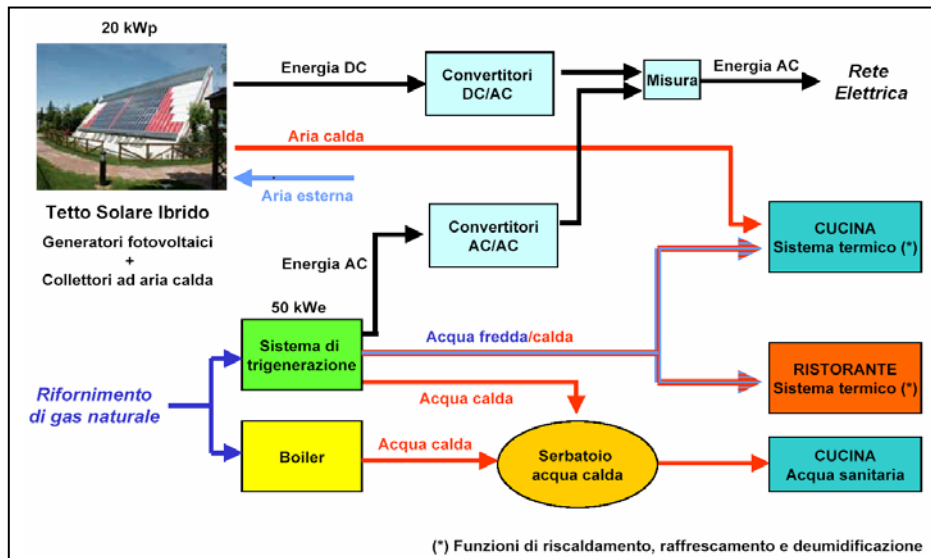


Fig. 31 – Principali flussi dell'impianto cogenerativo della Eco-Mensa della Fiat.

Il sistema di climatizzazione ad alta efficienza introdotto utilizza il calore prodotto dal cogeneratore tutto l'anno ed è basato sul concetto innovativo di *desiccant cooling*, che coniuga benessere e massima efficienza energetica. L'aria da climatizzare viene prima essiccata in modo controllato grazie ad una ruota entalpica, per ridurre il tasso di umidità che rappresenta il principale fattore di disagio nei mesi estivi, e solo successivamente raffreddata.

In questo modo si riduce notevolmente il fabbisogno energetico richiesto per la climatizzazione e generato dalla pompa di calore.

Questo beneficio deriva da un processo che sfrutta l'energia termica ceduta del cogeneratore e del tetto solare (Fig. 32).

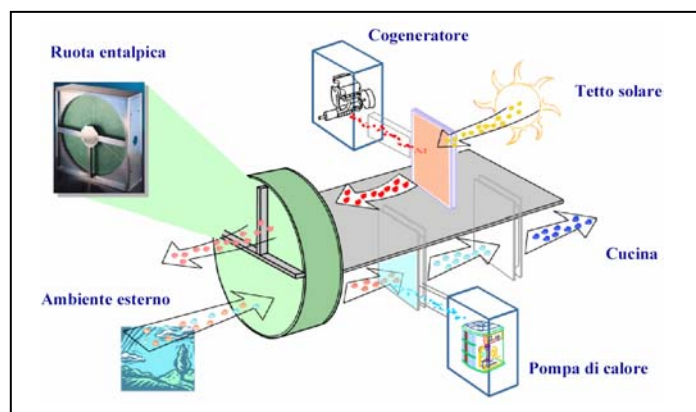


Fig. 32 – Il sistema di climatizzazione della Eco-mensa sfrutta i flussi termici del cogeneratore e del tetto solare.

La riqualificazione della mensa in eco-edificio ha portato i seguenti benefici:

- miglioramento della qualità della climatizzazione degli ambienti, utilizzando un sistema di trigenerazione che, in modo combinato, genera energia elettrica e produce/assorbe energia termica, per il trattamento dell'aria del ristorante aziendale e della cucina, ottenendo contemporaneamente il controllo dell'umidità ed una riduzione dei consumi energetici;

- contribuito a soddisfare i carichi di punta, producendo energia elettrica e termica per via solare tramite un “tetto solare ibrido”;
- garanzia di piena continuità del servizio, inclusa la funzione di back-up.

Lo studio del sistema Eco-mensa ha richiesto lo sviluppo di modelli di simulazione del comportamento termico del sistema in tutte le condizioni operative previste. Un *software* specifico ha consentito il dimensionamento preliminare dell’impianto sulla base delle potenze richieste durante i diversi periodi dell’anno (estate/inverno) e delle diverse utenze della mensa (fabbisogni di elettricità, riscaldamento e raffrescamento) determinate su base oraria, confermando come una accurata progettazione di un sistema cogenerativo o di un sistema energetico complesso richieda analisi approfondite e il forte ricorso a modelli di simulazione. Tali modelli in particolare sono stati sfruttati per:

- definire i fabbisogni totali dell’edificio in termini di energia elettrica, di energia termica e frigorifera;
- scegliere e dimensionare i principali componenti di impianto;
- valutare le prestazioni del sistema ed il risparmio di energia primaria; è possibile effettuare anche calcoli economico-ambientali per le valutazioni di risparmio nei costi di gestione e di riduzione nelle emissioni di anidride carbonica;
- valutare le logiche di gestione ottimali dei vari sottosistemi integrati.

L’impianto realizzato garantisce la piena operatività della mensa aziendale per gli utenti e per chi lavora nello stabile e consente una riduzione dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 30% su base annua, con una riduzione analoga dei costi di gestione. In particolare il quantitativo di CO<sub>2</sub> non immesso in atmosfera è pari a 75 tonnellate annue, di cui 36 sono dovute al tetto fotovoltaico e 39 al trigeneratore. L’energia primaria risparmiata su base annua è pari a 398 MWh, di cui 185 MWh dovuti al tetto e 213 MWh al trigeneratore.

*(Nota: per il Capitolo 8 si ringrazia per la cortesia e la collaborazione l’ing. Bracco del Centro Ricerche FIAT).*

## 9 Sitigrafia

<a href="http://www.italcogen.it">www.italcogen.it</a>	Associazione dei costruttori e distributori di impianti di cogenerazione
<a href="http://www.fire-italia.it">www.fire-italia.it</a>	Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia
<a href="http://www.isesitalia.it">www.isesitalia.it</a>	Associazione <i>no profit</i> per la promozione dell'utilizzo delle Fonti Energetiche Rinnovabili
<a href="http://www.renael.it">www.renael.it</a>	Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali
<a href="http://ec.europa.eu/energy/index_it.html">http://ec.europa.eu/energy/index_it.html</a>	Area Energia dell'Unione Europea in italiano
<a href="http://www.autorita.energia.it">www.autorita.energia.it</a>	Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas
<a href="http://www.grtn.it">www.grtn.it</a>	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
<a href="http://www.enea.it">www.enea.it</a>	Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
<a href="http://www.assoelettrica.it">www.assoelettrica.it</a>	Associazione nazionale delle imprese del settore elettrico
<a href="http://www.acquirenteunico.it">www.acquirenteunico.it</a>	<i>Homepage</i> di Acquirente Unico S.p.A.
<a href="http://www.trigemed.com/it/index_it.html">www.trigemed.com/it/index_it.html</a>	progetto TriGeMed - Promozione delle Tecnologie della Trigenerazione nel Settore Terziario nei paesi Mediterranei
<a href="http://www.cogen.org">www.cogen.org</a>	<i>The European Association for the Promotion of Cogeneration</i>
<a href="http://www.caddet-ee.org">www.caddet-ee.org</a>	<i>Commercial applications of energy-saving technologies</i>
<a href="http://www.chp-info.org">www.chp-info.org</a>	<i>Information on Combined Heat and Power</i>
<a href="http://www.enerbuild.net">www.enerbuild.net</a>	<i>Energy, Environment &amp; Sustainable Development Thematic Network</i>
<a href="http://www.euroheat.org">www.euroheat.org</a>	<i>The International Association for District Heating, District Cooling and Combined Heat and Power</i>
<a href="http://www.fedarene.org">www.fedarene.org</a>	<i>European network of regional and local organisations</i>
<a href="http://www.iea-dhc.org">www.iea-dhc.org</a>	<i>District Heating and Cooling (DHC)</i>
<a href="http://www.opet-network.net">www.opet-network.net</a>	<i>Organisations for the Promotion of Energy Technologies</i>