

Capitolo 1

La cogenerazione

1.1 Aspetti generali e indici di valutazione

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 e b)

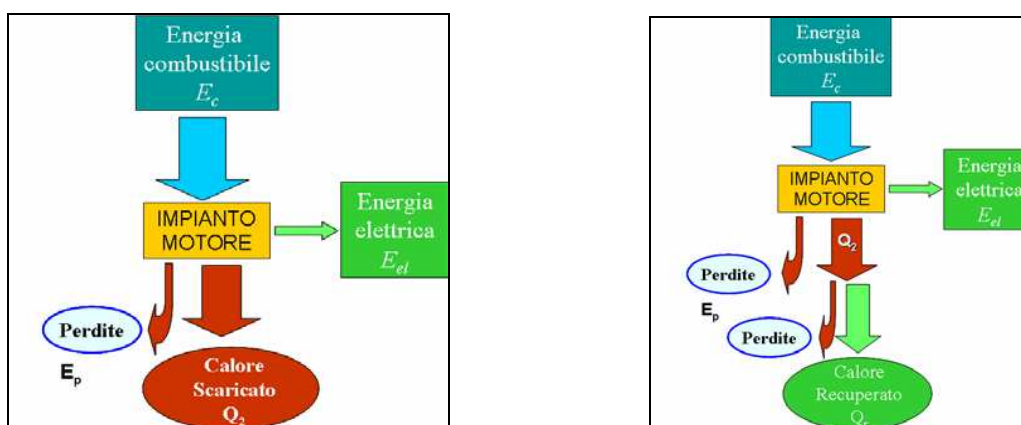


fig. 1 – a) Impianto motore a ciclo semplice – b) Impianto motore cogenerativo.

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 (η_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 η_g è 0.35 (0,85 per la produzione di calore in una caldaia convenzionale 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).

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).

- **rendimento elettrico netto**

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{(m_f \times PCI_{f,in})}$$

definito come il rapporto tra l'energia elettrica netta prodotta e il calore termico introdotta nel sistema con il combustibile valutata con riferimento al potere calorifico inferiore (PCI).

- **rendimento termico netto**

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{(m_f \times PCI_{f,in})}$$

definito come il rapporto tra l'energia termica netta prodotta e l'energia termica introdotta nel sistema con il combustibile valutata con riferimento al potere calorifico inferiore (PCI).

- **fattore di utilizzo del combustibile (o rendimento di primo principio)**

$$\eta_I = \eta_{TOT} = \frac{(E_{el} + Q_{th})}{(m_f \times PCI_{f,in})}$$

definito come rapporto tra gli effetti utili (somma di energia elettrica e calore) e l'energia elettrica introdotta con il combustibile; viene anche indicato come EUF (Energy Utilization Factor); questo valore in un impianto di cogenerazione può assumere valori anche superiori a 0,8.

- **rendimento di secondo principio**

$$\eta_{II} = \frac{(E_{el} + Ex_{Qth})}{(m_f \times Ex_{f,in})}$$

definito come il rapporto tra la somma degli effetti utili e l'energia entrante con il combustibile, ma pesando i vari termini in funzione del loro pregio termodinamico, grazie alla funzione di stato exergia (indicata con Ex).

In accordo con il secondo principio della termodinamica tale rendimento è sempre inferiore all'unità ed è tanto più basso quanto più il processo è irreversibile.

- **rapporto di energia primaria PER (Primary Energy Ratio)**

$$PER = \frac{\left(\frac{E_{el}}{\eta_{el,rif} \times p_g} + \frac{Q_{th}}{\eta_{th,rif}} \right)}{(m_f \times PCI_{f,in})}$$

Definito come prodotto, a parità di energia elettrica netta e di energia termica, tra l'energia primaria utilizzata per produrre i due beni separatamente (usando due valori di riferimento per i rispettivi rendimenti) e quella utilizzata dal sistema cogenerativo.

Quando PER è maggiore del valore unitario significa che la generazione separata comporta una spesa maggiore di energia primaria e quindi conviene fare la cogenerazione.

L'indice PER è correlato all'indice IRE (indice di risparmio energetico) dalla relazione:

$$IRE = 1 - \left(\frac{1}{PER} \right)$$

sia il rapporto di energia primaria PER, sia l'indice di risparmio energetico IRE sono indici comparativi, che assumono valori diversi a seconda dello scenario energetico di riferimento che identifica le prestazioni del sistema convenzionale di generazione separata, a cui l'impianto di cogenerazione in esame si sostituisce.

- **Indicatori ambientali**

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti provenienti da piccoli impianti di cogenerazione realizzati con motori a combustione interna fissi o turbine fisse, la legge 152/06 prevede il rispetto di limiti di emissione riportati in tab.1 e tab.2, validi a carattere nazionale. Le regioni possono fissare limiti ancora più stringenti come è stato fatto dalla regione Lombardia con la deliberazione n. VII/6501 del 19/10/01.

	NO_x (mg/Nm³)	CO (mg/Nm³)	Polveri (mg/Nm³)	% O₂ nei fumi secchi
MCI ciclo Otto (P>3MW)	200	650	130	5
MCI ciclo Otto (P<3MW)	4000	650	130	5
Altri motori 4T	500	650	130	5
Altri motori 2T	800	650	130	5

tab.1 - Valori limite di emissione imposti dal Decreto 152/06 per motori fissi a combustione interna.

	NOx (mg/Nm³)	CO (mg/Nm³)	% di O₂ nei fumi di scarico
Turbina con flusso di gas di scarico inferiore a 60000mc/h	400	100	15
Turbina con flusso di gas di scarico superiore a 60000mc/h	450	100	15

tab.2 - Valori limite di emissione imposti dal Decreto 152/06 per turbine a gas fisse.

Sempre ai sensi della legge 152/06, per gli impianti alimentati a metano o a GPL di potenza termica nominale inferiore a 3 MW (in pratica tutti gli impianti di piccola cogenerazione a gas naturale o a GPL con efficienza maggiore al 33%) e per tutti quelli riportati all'articolo 269, comma 14, non è richiesta l'autorizzazione ad emettere e non è previsto un monitoraggio delle emissioni durante l'esercizio dell'impianto.

Per impianti diversi da quelli elencati all'articolo 269, comma 14 della legge 152/06, occorre di solito monitorare almeno le seguenti sostanze:

- monossido di carbonio (CO);
- ossidi di azoto (NO_x);
- ossigeno (O₂);
- idrocarburi totali (THC);
- metano (CH₄);
- polveri.

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 (CO₂) 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 seguito di questo lavoro.

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.

1.2 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:

- **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.
- **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 CO₂ e di altre sostanze inquinanti che risultano dai processi di combustione.

- **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.
- **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 bene 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:

- **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 per lo più di taglia limitata e comunque dotati di sistemi di abbattimento degli inquinanti emessi allo scarico assai efficienti.
- **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.

- **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 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.

- **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 giustificano 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 nell'ultima parte di questo lavoro.

1.3 Tecnologie tradizionali

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; si tratta principalmente di tecnologie impiegate in impianti di taglia media e grande (non inferiore a 1 MW)

1.3.1 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.2 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 viene dapprima vaporizzata (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).

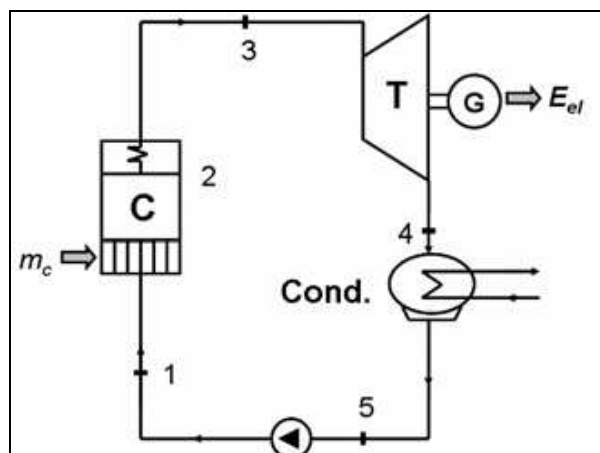


fig. 2 – Schema elementare di impianto a vapore con surriscaldamento.

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 contropressione o a spillamento di vapore.

Negli impianti a contropressione (fig. 3-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 contropressione 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. 3-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 di energia elettrica.

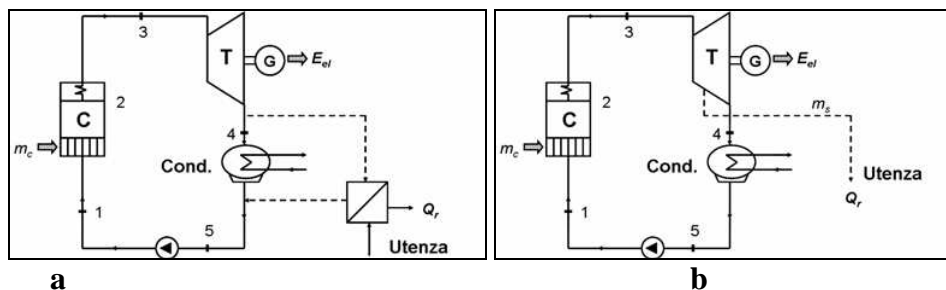


fig. 3 – a) Schema di impianto a vapore a contropressione – b) Schema di impianto a vapore a spillamento.

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 compiere lavoro utile in turbina. L'applicazione di cogenerazione da impianti a vapore pertanto si limita per lo più 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 a causa della loro scarsa flessibilità ossia incapacità di seguire variazioni di richiesta da parte dell'utenza.

1.3.2 Impianti a 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. 4- 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°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).

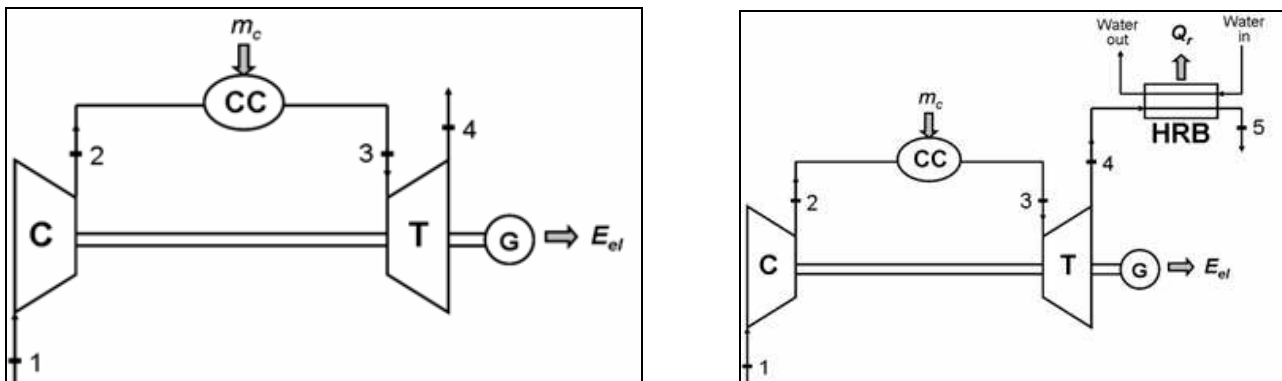


fig. 4 – a) Schema di impianto turbogas in ciclo semplice – b) Schema di impianto turbogas cogenerativo.

Va osservato come la temperatura dei gas scaricati dalla turbina sia ancora assai elevata (prossima o superiore ai 500°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. 4-b.

1.3.3 Impianti a ciclo combinato

Lo schema di impianto turbogas a ciclo semplice di fig. 4-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.

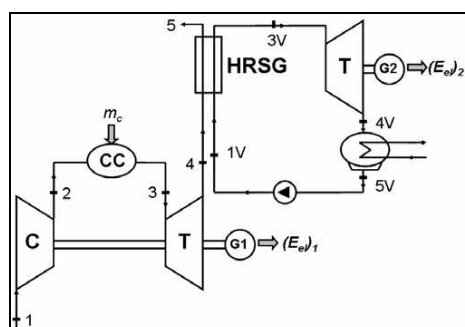


fig. 5 – Schema di impianto a ciclo combinato gas-vapore.

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.

1.3.4 Motori a combustione interna

I 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 kWe a motori capaci di qualche MWe di potenza elettrica.;vengono principalmente usati in impianti di piccola dimensione grazie alla loro facilità d'installazione e ai bassi costi di manutenzione.

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 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, si deve osservare 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..

Nelle seguenti tab.3 e 4 vengono ora riassunte le principali caratteristiche delle tecnologie prima descritte

	POTENZA (MW)	COMBUSTIBILE	REND. TOT. (%)	REND. ELETT. (%)	VITA UTILE
IMPIANTI VAPORE	A 0,5-100	Qualsiasi tipo	80-85	20-35	20-35 anni
IMPIANTI TURBOGAS	A 0,2-100	Gas naturale, benzina, gasolio, biogas	60-85	22-37	15-20 anni
CICLI COMBINATI	4-100	Gas naturale, benzina, gasolio, biogas	70-90	45-55	15-25 anni
MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA	A 0,01-5	Gas naturale, benzina, gasolio, biogas	70-90	30-45	80000 h

tab.3 – Principali tecnologie disponibili per la cogenerazione

	VANTAGGI	SVANTAGGI
IMPIANTI A VAPORE	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • Sottrarre calore all'impianti determina riduzioni del rendimento termodinamico • Ingombri elevati • Lenta risposta alle variazioni di carico • Necessità di vapore ad alta entalpia
IMPIANTI A TURBOGAS	<ul style="list-style-type: none"> • Basso costo iniziale • Buoni valori dei principali indici prestazionali • Rapidi tempi di installazione • Energia termica disponibile ad alta temperatura • Immediata risposta alle variazioni di carico 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessità di utilizzare combustibili liquidi o gassosi • Necessità di controlli periodici e revisioni programmate per le turbine • Necessità di personale specializzato • Non disponibili frequenti avviamenti e arresti
CICLI COMBINATI	<ul style="list-style-type: none"> • Elevata efficienza elettrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Alti costi di impianto • Necessità di controlli periodici e revisioni programmate per le turbine • Necessità di personale specializzato
MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA	<ul style="list-style-type: none"> • Ampia disponibilità di taglie • Elevati indici prestazionali • Buona risposta ai cambiamenti di carico • Possibilità di effettuare frequenti avvii ed arresti • Calore disponibile a più livelli di temperatura • Rapidità e semplicità di installazione 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficoltà nel contenere rumore e vibrazioni • Richiedono combustibili pregiati • Buona parte del calore è disponibile a temperature medie e basse

tab.4 – Vantaggi e svantaggi delle principali tecnologie per la cogenerazione

1.4 Breve cenno 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*.

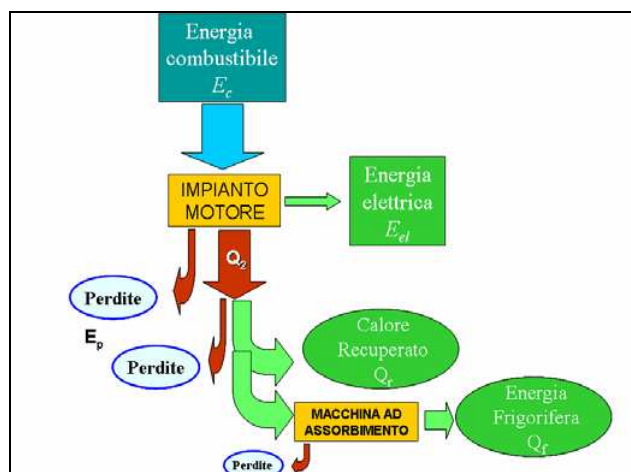


fig. 6 – Schema di sistema trigenerativo.

Un sistema cogenerativo, mostrato schematicamente in fig. 1-b, risulta modificato come da fig. 6, 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).

1.5 La cogenerazione in Italia

1.5.1 La cogenerazione nello scenario energetico nazionale

Come noto, l'Italia affida il soddisfacimento della maggior parte dei suoi consumi di energia primaria ai combustibili fossili (soprattutto gas naturale e petrolio).

Se consideriamo l'energia elettrica circa il 43% dell'intero fabbisogno del nostro paese viene soddisfatto con il gas naturale, il 22% dal petrolio e il 14% dal carbone (per un totale del 79%).

L'unica fonte rinnovabile è l'idraulica (15%) mentre i contributi delle altre fonti rinnovabili diverse da idroelettrico e geotermico (ovvero energia eolica, solare, biomasse, rifiuti urbani ecc.) è solo marginale (<2,5%).

Per diverse ragioni; principalmente l'uso rilevante di gas naturale con un uso limitato del carbone e l'assenza di impianti nucleari; il mercato dell'energia elettrica nel nostro paese presenta prezzi sensibilmente più alti rispetto alla media europea come mostrato nella sottostante fig. 7 (a e b)

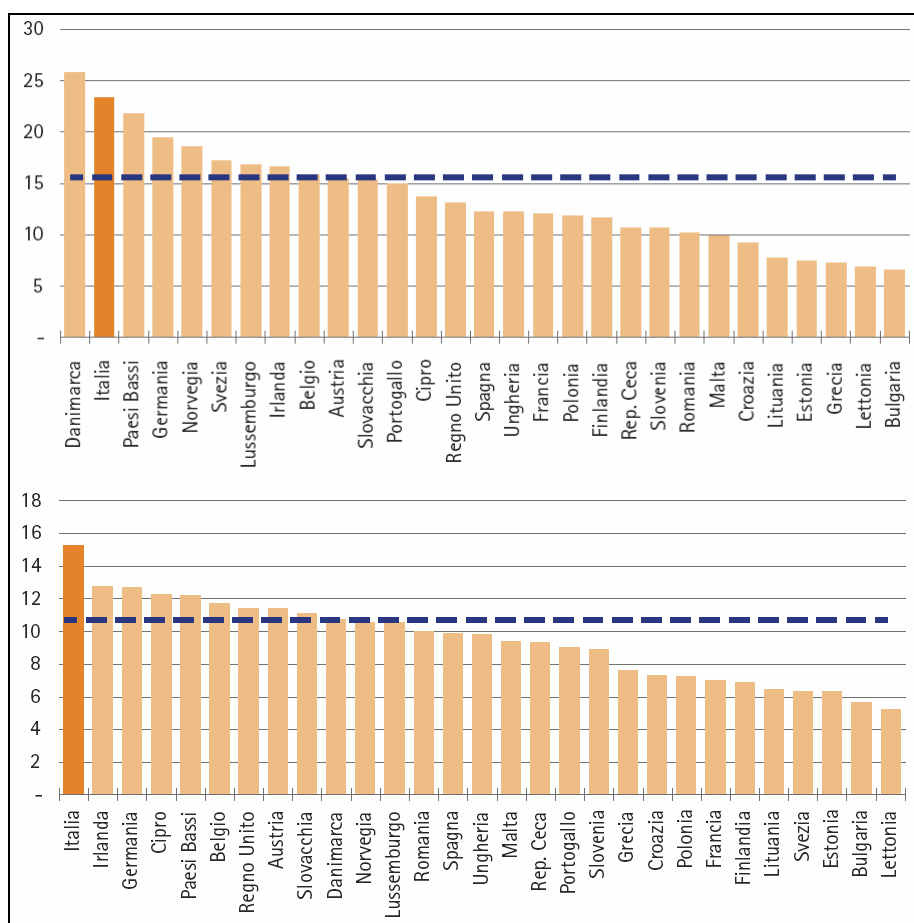


fig. 7-Prezzi finali dell'energia elettrica per uso domestico (a) e industriale (b) tipo (cioè al lordo delle imposte e un consumo annuo di 3500 kWh) espressi in c€/kWh

Questa situazione giustifica il crescente interesse verso iniziative volte a promuovere l'uso di energie rinnovabili e di tecnologie di risparmio energetico, inclusa la cogenerazione.

A causa della mancanza di risorse fossili sul proprio territorio il nostro paese ha cominciato a privilegiare la produzione combinata di energia e calore a partire dal secondo dopoguerra ma con andamenti molto altalenanti in funzione del costo dei combustibili fossili e del quadro normativo di riferimento.

Negli anni 60 ad esempio la disponibilità di prodotti petroliferi a basso costo ha rallentato la sua diffusione; per contro le crisi petrolifere degli anni 70 hanno portato ad una netta rivalutazione di tale tecnologia ostacolata però dal piano normativo dell'epoca.

Solo con la legge 308/82 (1982) ed in seguito con le leggi 9/91 (1991) e 10/91 (1991, con i collegati programmi di incentivazione) si ha avuto la realizzazione di impianti di cogenerazione nei comparti più favorevoli come il cartario, il chimico, la produzione di laterizi e nell'ambito civile l'ospedaliero. Dal punto di vista della taglia, la potenza media degli impianti cogenerativi in Italia si assesta attorno ai 10 MWe comprendendo alcune centinaia di impianti basati su motori a combustione interna di potenza media intorno a 1 MWe, impianti a turbogas a recupero semplice e cicli a vapore a compressione nella fascia da 5 a 10 MWe, cicli a vapore a condensazione e spillamento ed infine i citati grandi impianti a ciclo combinato.

Al di fuori di tali esperienze l'unica applicazione degna di nota nel campo delle piccole potenze è la realizzazione negli anni ottanta di un impianto pilota di generazione distribuita nel comune di Vicenza con l'installazione di 31 motori Fiat (totem, da 15 kWe e 34 kW_t con un rendimento elettrico netto del 26%) presso utenze servite dalla municipalizzata locale.

L'evoluzione della tecnologia e le dimensioni del mercato potenziale del residenziale (circa 12 milioni di edifici e 26 milioni di appartamenti) hanno favorito negli ultimi anni l'introduzione nel mercato di nuovi modelli di cogeneratori di taglia inferiore anche a 1 kWe, in alcuni casi ancora a livello prototipale.

Questo importante fattore tecnologico unito a normative più incentivanti anno per anno portato negli ultimi anni a risultati apprezzabili; nel 2004, ad esempio, il GRTN (Gestore della rete di trasmissione nazionale) ha riconosciuto idonei ad avvalersi dei benefici di legge sulla produzione da fonti rinnovabili 203 sezioni termoelettriche in cogenerazione, per una potenza installata complessiva di 6.400 MW, pari a circa l'8% del parco totale di generazione italiano e all'11% del solo parco termoelettrico.

Nel 2005 le sezioni riconosciute idonee dal GRTN sono passate a 260, per una potenza complessiva di 6.900 MW; ad oggi possiamo tranquillamente affermare che operino sul nostro territorio più di 1000 sezioni termoelettriche di cogenerazione (per una potenza di quasi 16000 MW) su un totale di quasi 2000 (per un totale di quasi 63000 MW) con una quota di quasi il 25% sul solo parco termoelettrico.

Effetti interessanti nel prossimo futuro potrebbero aversi anche in virtù del dec.leg. del 8/02/2007 ricordando sempre però come la cogenerazione (soprattutto quella su bassa scala) possa essere, se ben sfruttata, il gancio di traino per il rilancio della generazione diffusa di energia elettrica da combustibile fossile; tecnologia che stenta a decollare in tutto il mondo per motivazioni economiche. Bisogna infatti subito chiarire che la generazione diffusa alimentata ad esempio a gas naturale ha senso energetico ed economico solo se applicata alla pratica cogenerativa perché altrimenti un piccolo generatore di sola energia elettrica dovrebbe affrontare un costo totale per kW installato più che triplo rispetto ad una grossa centrale a ciclo combinato.

Il motivo di ciò è presto spiegato con il fatto che per un impianto più piccolo tutte e tre le voci in cui viene diviso il costo dell'energia elettrica sono penalizzate infatti i costi di investimento sono più elevati in termini specifici (€/kWh_{el}) e da ripartire su un minor numero di ore di funzionamento annuo, i costi di combustibile scontano un maggior costo unitario e un rendimento più basso ed infine i costi di manutenzione sono nettamente maggiori.

1.5.2 Le direttive italiane ed europee per la cogenerazione

La direttiva 42/02 dell'AEEG (autorità dell'energia elettrica e del gas) ha introdotto in Italia la definizione di cogenerazione che qualifica come "cogenerazione" la produzione combinata di energia elettrica e di calore quando è caratterizzata da un IRE superiore al 10% (5% per impianti già esistenti e 8% per rifacimenti).

Come già detto precedentemente l'IRE confronta il consumo di un impianto cogenerativo con quello che deriverebbe dalla produzione separata dei due effetti utili

$$IRE = 1 - \left(\frac{1}{PER} \right)$$

$$PER = \frac{\left(\frac{E_{el}}{\eta_{el,rif} \times p_g} + \frac{Q_{th}}{\eta_{th,rif}} \right)}{(m_f \times PCI_{f,in})}$$

Abbiamo già spiegato il significato dei vari termini presenti nelle definizioni,soffermiamoci invece adesso sui valori dei rendimenti elettrico e termico di riferimento che vengono definiti separatamente.

Tali valori di riferimento per il rendimento elettrico assunti da AEEG sono definiti da una tabella e sono funzione del tipo di combustibile e della taglia dell'impianto;quest'ultima distinzione avvantaggia gli impianti piccoli che devono confrontarsi con rendimenti di riferimento più bassi,rispetto agli impianti più grandi che devono confrontarsi con centrali termoelettriche ad alta efficienza (solitamente a ciclo combinato).

Dal punto di vista del generatore di calore il valore del rendimento di riferimento è posto pari a 0,8 per applicazioni nel settore civile (dove il riscaldamento di ambienti pesa per oltre il 70% dei consumi totali di energia primaria) e pari 0,9 negli altri casi.

Il fattore p_g tiene invece conto delle perdite di trasmissione sulla rete definite in relazione al livello di tensione a cui l'impianto è allacciato alla rete e riconosce agli impianti di cogenerazione il merito di minori perdite di questo tipo;esso è calcolato in funzione dell'energia immessa in rete e dell'energia autoconsumata.

Infine bisogna ricordare che la direttiva europea impone una percentuale del 15% per il rapporto calore/energia elettrica denominato limite termico (LT).

Senza lo scopo di addentrarci troppo nel quadro normativo e tariffario vigente (perché estremamente complesso ed in rapida evoluzione) vengono ora elencati i principali benefici che la legislazione italiana ha riconosciuto alla cogenerazione:

- Esenzione dall'obbligo di acquisto di certificati verdi (per la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta)
- Priorità di dispacciamento nelle reti
- Prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore ai 10MW
- Diritto di rilascio dei certificati verdi (per i soli impianti di cogenerazione applicati al teleriscaldamento)
- Qualifica di cliente idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas usata in cogenerazione)
- Possibile ottenimento dei titoli di efficienza energetica commerciabili.

1.6 La cogenerazione su piccola scala

1.6.1 Aspetti generali e principali tecnologie

Si definisce secondo normativa europea "cogenerazione di piccola scala" quella con potenze comprese tra 50 kWe e 1 MWe ;in questa fascia tipica del settore delle piccole e medie industrie,del residenziale e del terziario le tecnologie più diffuse e consolidate sono quelle delle microturbine (fino a 300kWe) e dei motori a combustione interna (già trattati in precedenza) che verranno ora esposte brevemente insieme ai meno usati motori stirling ed alla nuovissima tecnologia delle celle a combustibile.

1.6.2 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 dimensione 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.

Questo può avvenire tramite un apposito scambiatore aria-gas, chiamato rigeneratore, visibile in fig. 8, 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).

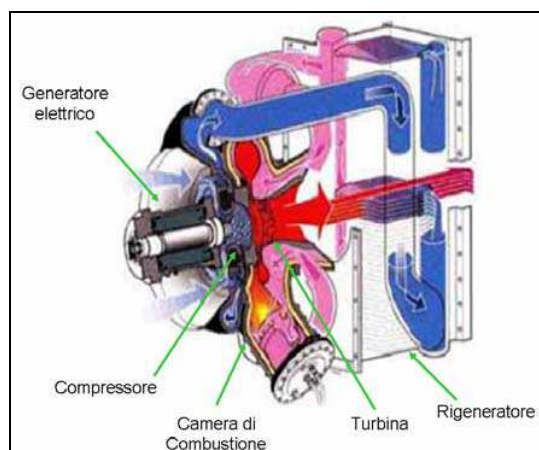


fig. 8 - Microturbina a gas con rigenerazione.

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. 9 è mostrato uno di questi moduli

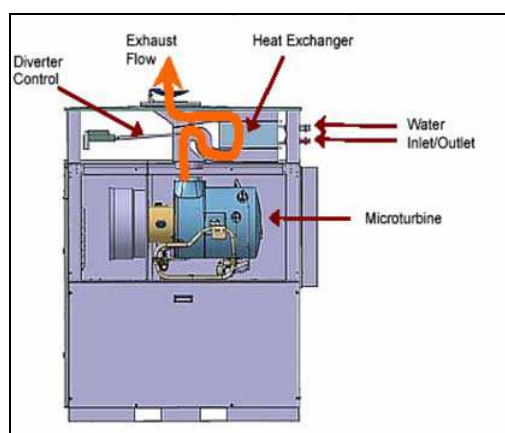


fig. 9 – Schema di funzionamento.

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.

1.6.3 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 microcogenerazione.

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.

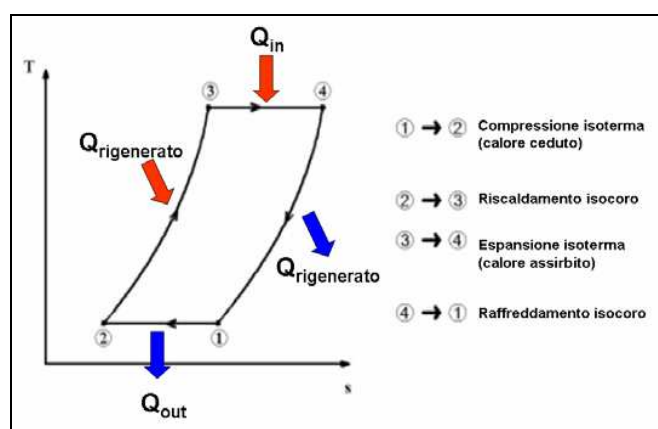


fig. 10 – a) Schema concettuale delle fasi di lavoro di un motore Stirling – b) Diagramma sul piano Temperatura-Entropia del ciclo Stirling ideale.

In fig. 10-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. 9.

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 generale unità Stirling per uso cogenerativo vengono oggi commercializzate nella fascia di potenze 1 – 50 kWe 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

1.7.4 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. 11.

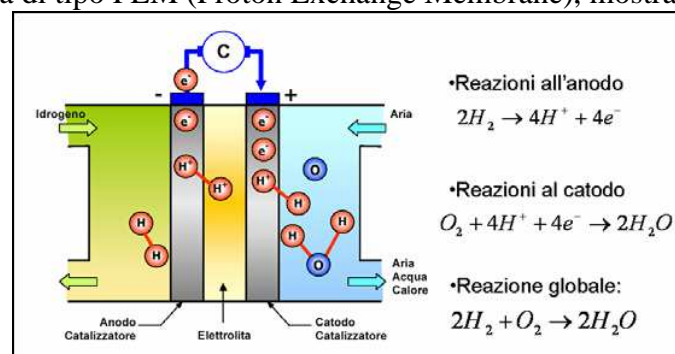


fig. 11 – Principio di funzionamento di una cella a combustibile di tipo PEM (Fonte: CRF)

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 (CO₂) 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 sì, pertanto il problema delle emissioni è solo spostato.

Ogni cella elementare 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.

Va osservato tuttavia che, delle varie tipologie di celle a combustibile oggi commercializzate o in via di sviluppo, 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 kWe 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 micro cogenerazione 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 CO₂ liberata in atmosfera) e di pretrattamento del combustibile.