

Cogenerazione

I MOTORI PRIMI

2.1 Generalità

L'impianto di cogenerazione è un particolare impianto combinato per la produzione di energia costituito da due sezioni poste in cascata, in cui la sezione ad alta temperatura produce energia meccanica (trasformata poi in elettrica) e la sezione a bassa temperatura fornisce energia termica. Il campo di impiego della cogenerazione può in teoria variare da potenze di qualche decina di KiloWatt fino alle centinaia di megaWatt. Per questo motivo non esiste una scelta unica per il ciclo termico di azionamento e quindi per il motore primo da adottare nelle applicazioni nelle applicazioni cogenerative. Il problema della ricerca della soluzione ottimale va risolto, di volta in volta, per ogni singola applicazione in base a parametri di giudizio che non saranno solo di natura tecnica ed economica ma possono invece coinvolgere esigenze di carattere ambientale, urbanistico e sociale. L'individuazione della soluzione ottimale non è perciò semplice, ma soprattutto non è univoca perché risente della concomitante azione di molteplici fattori il cui peso è soggetto a valutazioni soggettive anche notevolmente diverse.

Vediamo allora nel dettaglio quali sono le fondamentali tipologie cogenerative tra le quali il progettista è normalmente chiamato ad operare la sua scelta:

- turbine a vapore
- turbine a gas
- motori a combustione interna

2.2 Turbine a vapore

Le turbine a vapore sono normalmente installate in impianti che operano secondo il ciclo Rankine. La potenza meccanica prodotta all'albero della turbina aziona il generatore elettrico.

Il generatore di vapore può essere alimentato con calore ottenuto nei modi più disparati: dai combustibili fossili più pregiati fino alle biomasse e in particolare, in questo caso, può essere ricavato dagli inceneritori di rifiuti solidi urbani. Circostanza che ne esalta, a volte, la conseguenza di impiego e i conseguenti vantaggi ambientali. Esistono poi concrete possibilità di utilizzo di residui agricoli e dell'industria agroalimentare. Oltre ai residui si sta sperimentando anche la coltivazione di piante oleaginose e amidacee o zuccherine per un impiego come biocombustibili. Questa tecnologia potrebbe offrire anche una soluzione al

problema della sovrapproduzione agricola che in questo periodo affligge la Comunità Europea.

Occorre però ricordare che i combustibili più economici sono di norma più scadenti e anche spesso i più inquinanti, se non si prendono adeguati accorgimenti. Occorre quindi prevedere l'installazione di sofisticati, ingombranti e costosi sistemi di depurazione dei fumi oppure camere di combustione a letto fluido. In queste ultime i combustibili, solidi ma macinati come la polvere di carbone oppure liquidi costituiti da idrocarburi pesanti, vengono mantenuti in sospensione in un flusso di aria ad alta turbolenza e pressione. Durante la trasformazione i prodotti della combustione vengono messi a contatto con polveri fortemente assorbenti ad esempio a base di calce. Si ha così una reazione chimica con gli ossidi di zolfo liberati dai combustibili che produce solfato di calcio in grani che possono essere facilmente abbattuti nei successivi filtri a cicloni. Con questo processo si ha inoltre una combustione a temperatura più contenuta che limita le emissioni di Nox.

E' chiaro però che la sofisticazione e la complessità di questi sistemi risulta economicamente giustificata solo nelle grandi realizzazioni quali possono essere appunto gli impianti degli inceneritori dei rifiuti.

Diversa può essere la modalità di sfruttamento del calore prodotto: si distinguono infatti fondamentalmente gli impianti con turbina a contropressione e quelli con turbina a derivazione e condensazione.

2.2.1 Le turbine a contropressione

In questo caso il vapore prodotto espande in turbina fino ad un livello di pressione e quindi di temperatura compatibile con il livello richiesto dall'utenza termica. La pressione del vapore all'uscita della turbina risulta così decisamente superiore a quella normalmente prevista nel caso di sola

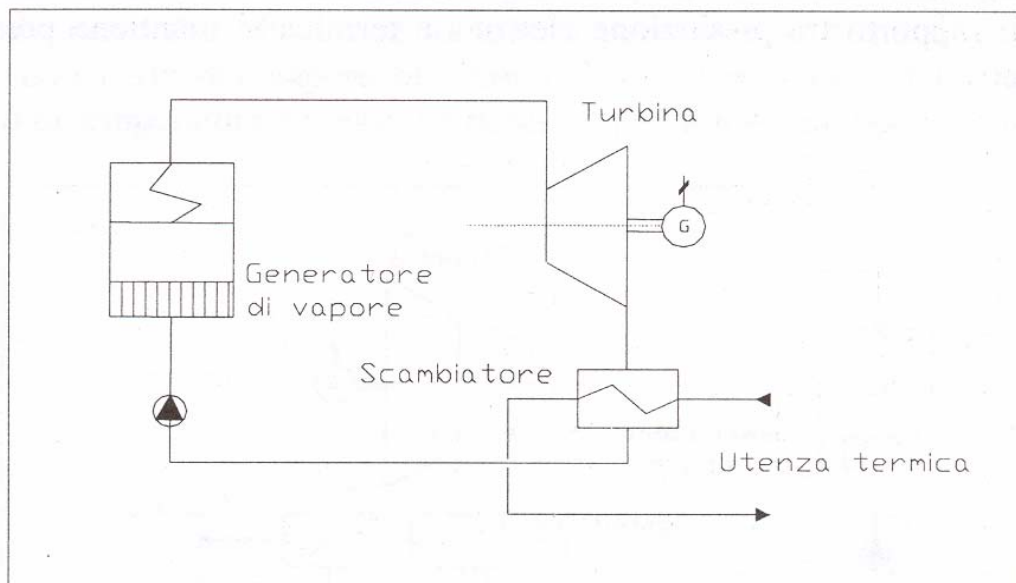


Fig. 2.1 Impianto con turbina a vapore a contropressione.

generazione elettrica dove il criterio progettuale predominante è quello di ottimizzare il salto di pressione nella turbina per ottenere il massimo rendimento in termini di produzione elettrica. Di conseguenza le turbine a contropressione presentano una minore efficienza e quindi un maggior consumo specifico di vapore per unità di potenza resa. Viceversa l'espansione più contenuta e soprattutto il più basso volume specifico del vapore in uscita permettono di limitare la macchina ad un unico corpo di turbina di dimensioni contenute con una riduzione sensibile dei costi rispetto agli impianti dell'altro tipo. Il vapore scaricato dalla turbina può essere utilizzato direttamente inviandolo all'utenza mediante un'opportuna rete di vapore. Questa possibilità si verifica quasi esclusivamente nel settore industriale quando le lavorazioni previste richiedono l'impiego di vapore a bassa pressione (2-8 bar) come ad esempio nelle cartiere, zuccherifici e in genere nell'industria chimica, tessile ed alimentare. Mancando la possibilità di recuperare la condensa si dovrà in questo caso prevedere il reintegro continuo dell'impianto con acqua opportunamente trattata. Per evitare la formazione di incrostazioni soprattutto all'interno del generatore di vapore si deve infatti depurare l'acqua dalla presenza di sali minerali. Occorre inoltre eliminare i gas disciolti (aria) per ridurre la presenza di in condensabili nel ciclo. Con l'impianto a condensatore caldo (fig.2.1) si sceglie invece di trasferire il calore dal vapore espanso che condensa in un opportuno scambiatore a superficie (condensatore caldo) ad un fluido secondario che serve l'utenza. La soluzione impiantistica così prevista è caratterizzata da una scarsa flessibilità alla variazione indipendente di ciascuno dei due carichi richiesti. Infatti il rapporto tra produzione elettrica e termica si mantiene pressochè costante.

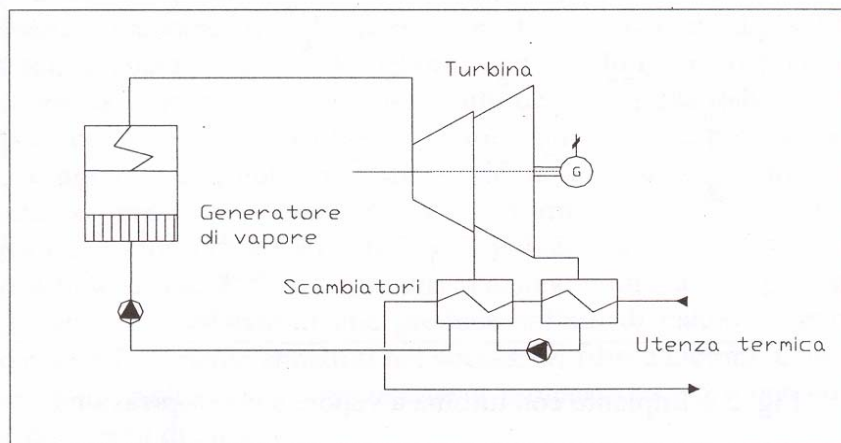


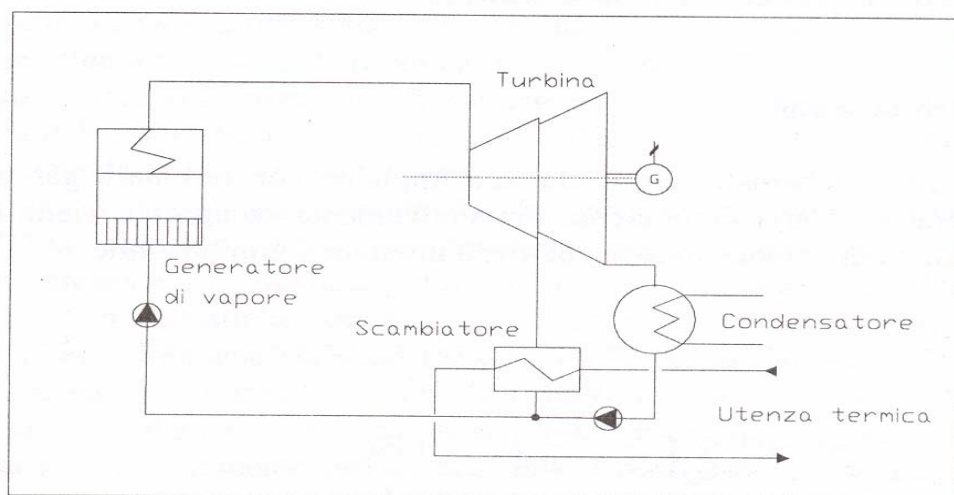
Fig. 2.2 Impianto con turbina a vapore a contropressione e due condensatori.

In presenza di un esubero di produzione elettrica si può programmare di cederla alla rete pubblica così come consentito dalla legislazione recentemente introdotta e di cui parleremo in seguito. Il problema riguarda allora soprattutto l'utenza termica dato che in ogni caso il condensatore caldo deve smaltire tutto il calore disponibile che dovrà quindi in parte essere dissipato senza effetti utili.

Per aumentare l'elasticità funzionale si possono utilizzare turbine con due o più condensatori caldi (fig. 2.2) prevedendo possibili prelievi di vapore intermedi quando il carico termico è massimo. Negli impianti di piccola e media potenza si preferisce comunque privilegiare la soluzione più semplice.

2.2.2 Le turbine a derivazione

Il vapore prodotto può espandere in turbina fino al livello di pressione più basso compatibile con la temperatura del fluido esterno utilizzato per asportare il calore del condensatore così come di norma avviene nelle grandi centrali elettriche. Il calore richiesto per l'utenza termica è ottenuto derivando parte del vapore nel corpo di bassa pressione della turbina al livello di temperatura e pressione richiesto per alimentare l'utenza (fig. 2.3).



Solo il vapore rimasto nella turbina continua quindi la propria

Fig. 2.3 Impianto con turbina a vapore a derivazione.

espansione fino alle condizioni di scarico. Anche in questo caso il vapore estratto può essere direttamente utilizzato oppure il relativo calore viene ceduto ad un fluido secondario in uno o più scambiatori a superficie.

A questa derivazione di vapore a fini cogenerativi si possono poi affiancare i tradizionali spillamenti utilizzati nei cicli cogenerativi per aumentare il rendimento del ciclo Rankine. Queste complicazioni impiantistiche sono giustificate solo nel caso di grandi realizzazioni dove un incremento dell'efficienza di qualche punto percentuale permette sensibili risparmi in termini energetici e gestionali.

In presenza dei carichi di progetto, a causa della dissipazione del calore di condensazione, questi impianti cogenerativi hanno un rendimento termico complessivo inferiore a quelli con turbine a contropressione. Sono però caratterizzati da una notevole flessibilità di funzionamento e sono quindi particolarmente idonei in presenza di utenze con assorbimenti termici discontinui. Infatti la portata di vapore derivata può variare dal valore massimo di

progetto al valore nullo con sola produzione quindi di energia elettrica il cui esubero può essere ceduto alla rete senza problemi.

Rispetto agli impianti con turbine a contropressione, risultano però più costosi e trovano quindi applicazioni per potenze medie e grandi utilizzando turbine a vapore a condensazione pura tipicamente impiegate nelle grandi centrali per la produzione termoelettrica.

2.3 Turbine a gas

In fig. 2.4 è schematizzato il classico impianto con turbina a gas per fini cogenerativi. L'aria comburente preventivamente compressa viene inviata alla camera di combustione in cui viene iniettato il combustibile.

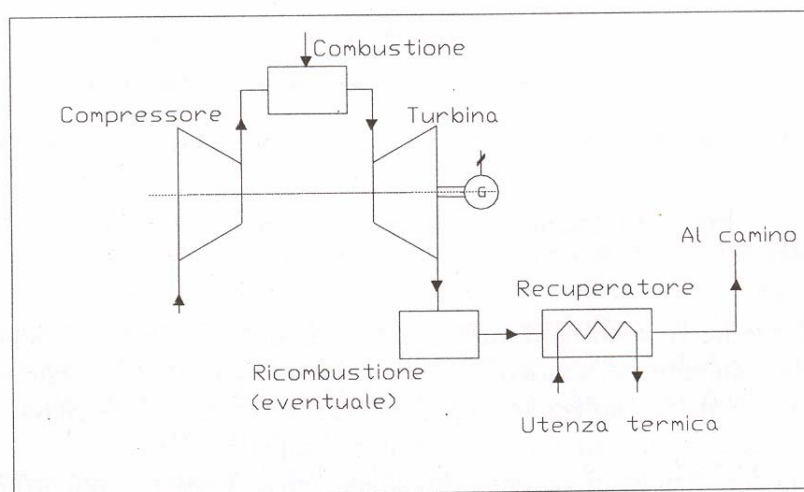


Fig. 2.4 Impianto con turbina a gas

La combustione avviene in presenza di un notevole eccesso d'aria per avere una consistente portata di fluido operativo e per contenere la temperatura all'ingresso della turbina a valori compatibili con le caratteristiche di resistenza allo scorrimento viscoso delle palette della turbina (normalmente 800- 1200°C). Il fluido in uscita dalla turbina presenta ancora un'alta temperatura (350-500°C) e data la notevole presenza di ossigeno (16-18%) può essere eventualmente utilizzata come comburente in una successiva caldaia di postcombustione che permette così di aumentare l'energia termica disponibile. Il calore recuperato è caratterizzato da un elevato livello termico che consente di soddisfare anche utenze particolarmente impegnative.

Ad esempio è indicato per l'alimentazione di gruppi frigoriferi ad assorbimento mediante acqua calda surriscaldata o vapore. Per lo stesso motivo è anche possibile accoppiare l'impianto con turbina a gas con quello della turbina a vapore ottenendo così il ciclo misto schematizzato in fig. 2.5, il calore ottenuto consente la produzione di vapore.

Il ciclo gas/vapore permette di aumentare l'efficienza di generazione elettrica dell'impianto a scapito però dell'efficienza energetica globale data la riduzione della produzione termica. La turbina a gas è caratterizzata da una grande rapidità di avviamento, affidabilità, durata e ridotta manutenzione, ma la produzione di energia elettrica presenta un'efficienza

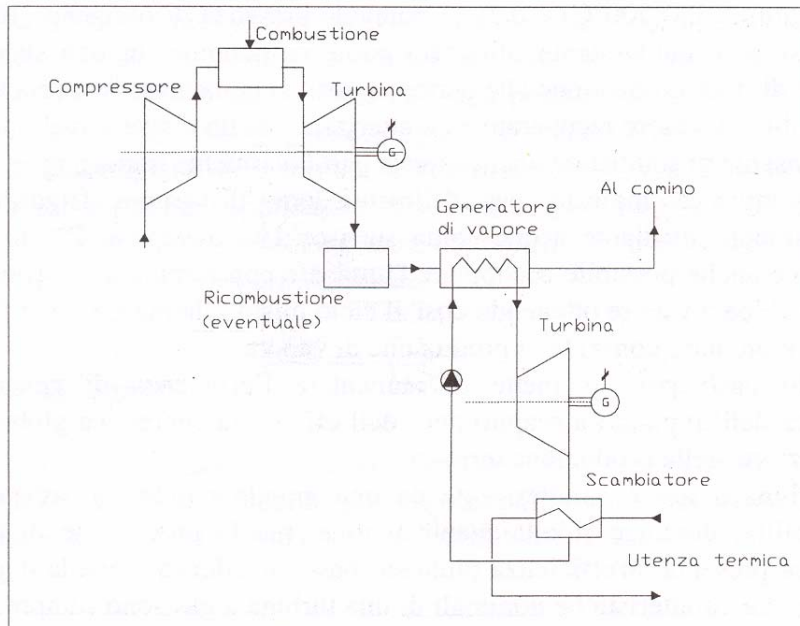


Fig. 2.5 Impianto a ciclo misto gas e vapore.

piuttosto bassa se riferita a quella degli altri sistemi. Le caratteristiche nominali di una turbina a gas sono sempre riferite a condizioni climatiche standard fissate da ISO per la loro prova. Una più bassa pressione barometrica o una più alta entalpia dell'aria in ingresso degradano rapidamente le prestazioni della macchina. In particolare la potenza resa è fortemente influenzata dalla temperatura (e quindi densità) dell'aria immessa e in particolare si riduce al crescere della temperatura. Di conseguenza è importante verificare le effettive rese della macchina a fronte dei contemporanei fabbisogni dell'utenza. Può risultare poi conveniente stabilizzare tale livello termico rispetto all'escursione annuale della temperatura dell'aria esterna di alimentazione mediante un preriscaldamento invernale, normalmente da recuperi a bassa temperatura, e un preraffreddamento estivo, quando possibile. Normalmente si usa far funzionare la turbina a carico elettrico fisso dato che la sua efficienza può venire fortemente penalizzata in presenza di carichi parziali. Ci si adegua invece alle variazioni del carico termico mediante la regolazione della caldaia di postcombustione. A tale scopo si prevede un by-pass per i fumi, regolato da un sistema di serrande, che permettono di controllare la portata effettivamente mandata nella caldaia di postcombustione mentre la

rimanente parte viene inviata direttamente al camino. In questi impianti sono richiesti combustibili pregiati come gasolio, kerosene o gas metano ad una pressione di alimentazione di 10-12 bar.

Per quanto riguarda le emissioni di gas inquinanti nell'atmosfera, occorre ricordare che le elevate temperature realizzate nell'impianto comportano la presenza di NO_x che vanno ridotti sotto i limiti prescritti dalle leggi vigenti. La tecnica attualmente in uso è quella di impiegare opportuni convertitori catalitici. Dato il loro costo non indifferente di installazione e di gestione, si stanno oggi diffondendo altri metodi quali l'iniezione di vapore o acqua in modo da abbassare la temperatura di combustione e quindi la formazione di NO_x . Si ha così il ciclo STIG in cui si produce vapor d'acqua nella caldaia di recupero. Tale vapore viene successivamente iniettato nella turbina a gas e/o in camera di combustione. Si ha così ancora un miglioramento del rendimento di generazione elettrica a scapito della efficienza di produzione termica. Lo scopo fondamentale è però quello di controllare la formazione di NO_x riducendo la temperatura media in turbina ed eventualmente in camera di combustione. Si osservi che il ciclo STIG si posiziona tra il ciclo semplice e quello misto gas/vapore con doppia turbina. Rispetto a quest'ultimo permette infatti di evitare l'installazione della turbina a vapore e quindi anche del condensatore. Per questo motivo può risultare economicamente più conveniente del ciclo misto.

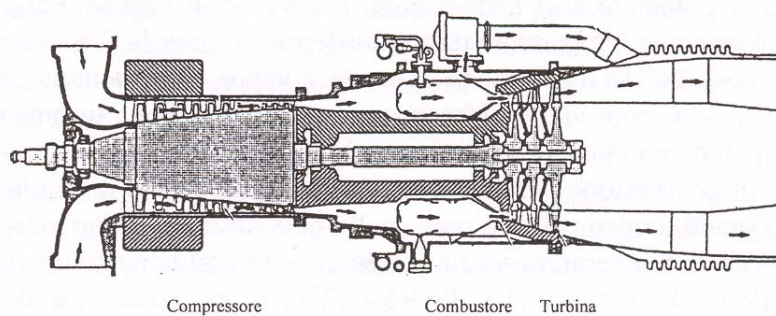


Fig. 2.6 Sezione di una turbina a gas.

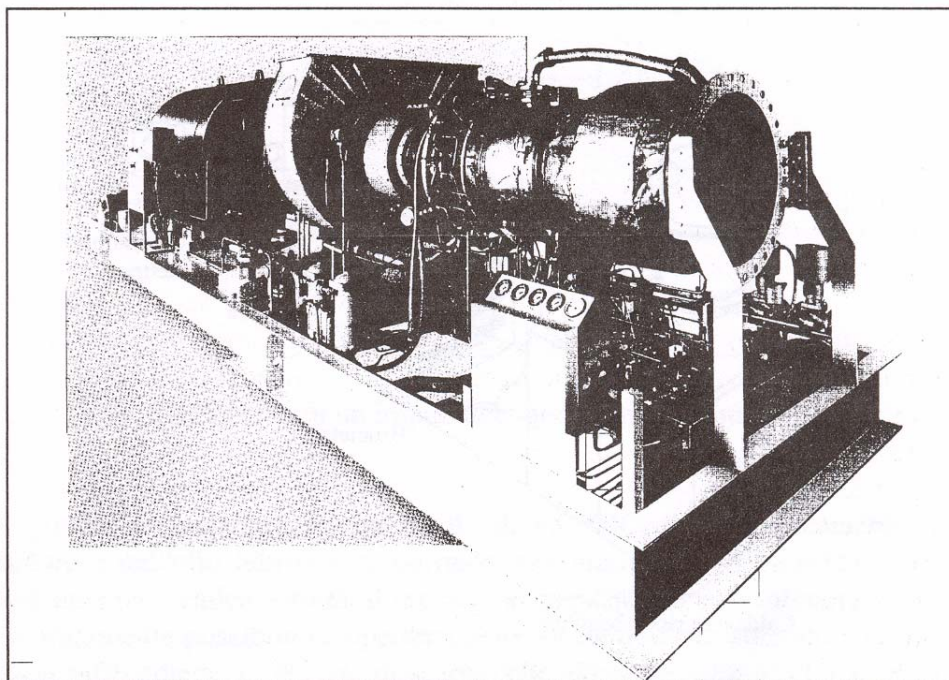


Fig. 2.7 Vista complessiva di un impianto con turbina a gas.

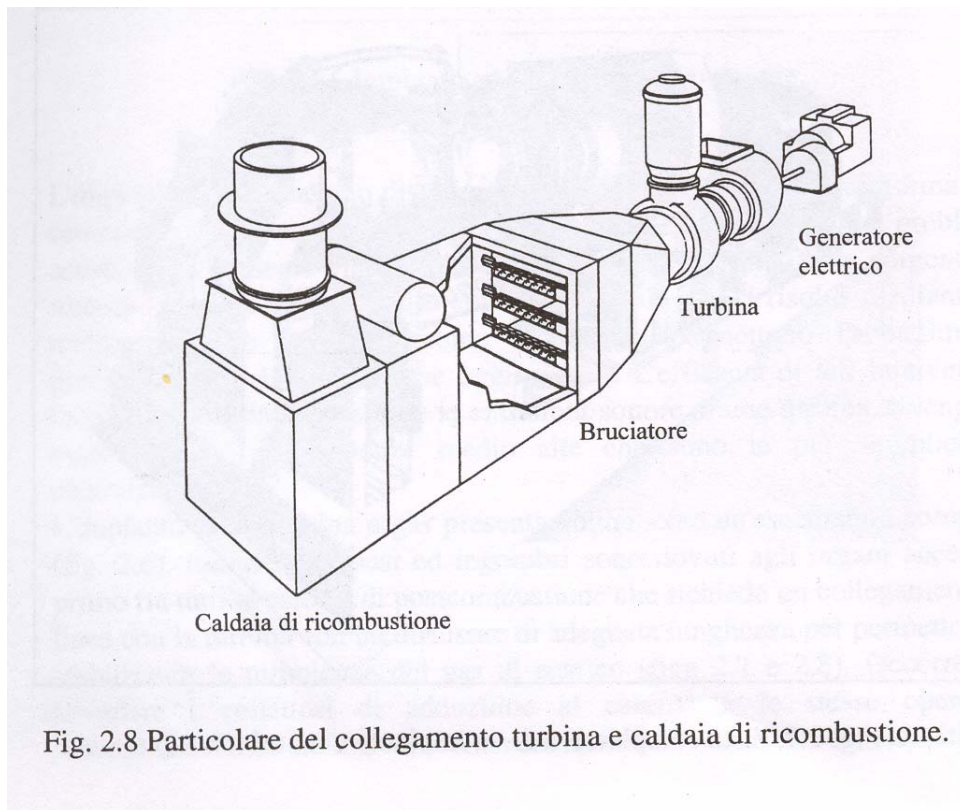


Fig. 2.8 Particolare del collegamento turbina e caldaia di ricombustione.

2.4 Motori a combustione interna.

I motori attualmente più utilizzati sono quelli a ciclo Otto alimentati a gas metano e quelli a ciclo Diesel alimentati a gasolio. Per questi ultimi c'è anche la possibilità di impiegare il cosiddetto dual-fuel cioè metano con una piccola iniezione di gasolio come pilota della

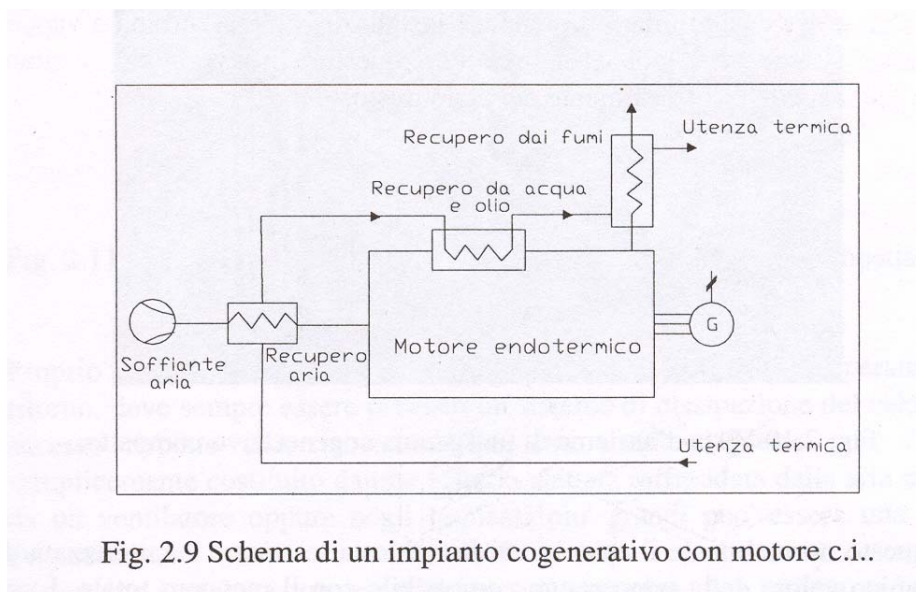
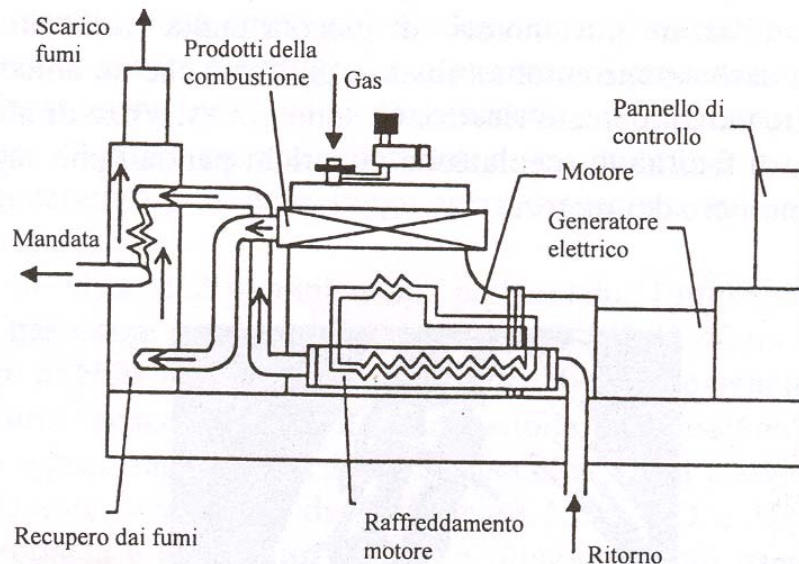


Fig. 2.9 Schema di un impianto cogenerativo con motore c.i..

combustione del gas (5% di gasolio, il resto metano). Il motore potrà poi essere a 2 o 4 tempi anche se il 4 tempi permette migliori prestazioni del motore a carico parziale. La

macchina è comunque caratterizzata da un'efficienza di produzione elettrica elevata, oltre il 30%, e costante in un ampio campo di regolazione dei carichi. Il motore alternativo rende disponibile calore a livelli termici differenziati. Si consideri ad esempio lo schema di impianto presentato in fig. 2.9.



E' possibile recuperare, ad un livello di 85-90°C, dal raffreddamento del motore e dell'olio lubrificante normalmente una quota pari a circa il 30% dell'energia termica fornita al motore. In presenza di sovralimentazione, è eventualmente possibile recuperare calore anche dall'aria comburente. Si ha poi il raffreddamento dei gas di scarico che all'uscita del motore hanno una temperatura di 400-500°C questi possono essere tranquillamente raffreddati fino a circa 200°C per produrre ad esempio vapore a 8 bar (180°C) oppure si può incrementare il recupero producendo acqua calda ad una temperatura più bassa con un raffreddamento dei fumi fino ad una temperatura (circa 150-180°C) superiore a quella di condensa. Per raffreddamenti superiori occorre prevedere scambiatori e condotti dei fumi in grado di resistere alla corrosione degli acidi che si possono sviluppare nella condensazione. In tal caso occorre inoltre evitare il rischio di un possibile accumulo di incombusti che possono dare pericolo di scoppio. Di norma il recupero termico dai fumi è compreso tra il 20 e il 30% dell'energia termica totale fornita al motore.

L'impianto di cogenerazione può essere disponibile già completamente assemblato direttamente dal costruttore in una forma compatta che richiede solo i collegamenti idraulici ed elettrici fondamentali (figg 2.10 e 2.11).

E' questo normalmente il caso in cui la richiesta termica è caratterizzata da un unico valore della temperatura compatibile con il recupero totale. I vari scambiatori vengono quindi messi in serie dando priorità a quelli che lavorano con temperature più basse. Il recupero unico fornisce quindi solitamente acqua calda a 85-90°C dovendo la temperatura dell'acqua di ritorno al circuito di raffreddamento del motore non superare i 70°C.

Temperature superiori non sono infatti consigliabili per un buon funzionamento dei normali motori potendosi creare problemi legati al surriscaldamento soprattutto nelle camicie dei pistoni e nell'accoppiamento cilindro-pistone. In effetti sono anche disponibili sul mercato motori con caratteristiche speciali in grado di lavorare con temperature più alte ma essi attualmente vengono raramente usati. All'incremento delle prestazioni si accompagna infatti anche un sensibile aumento del costo delle macchine per cui l'effettiva convenienza al loro impiego è abbastanza discutibile e comunque da verificare in ciascuna particolare applicazione.

Proprio per evitare il rischio di improvvisi innalzamenti della temperatura di ritorno, deve essere sempre previsto un sistema di dissipazione del calore in eccesso rispetto alla richiesta dell'utenza termica. Questo può essere semplicemente costituito da una batteria alettata raffreddata dalla aria mossa da un ventilatore oppure negli impianti più grandi può essere una torre evaporativa.

Importante è anche, come per tutti i motori a combustione interna, la fase di avviamento è messa a regime. E' quindi auspicabile la presenza di una valvola a tre vie di grado, durante questa fase, di ricircolare parte dell'acqua di mandata per accelerare il riscaldamento iniziale del motore ed evitare temperature troppo basse per l'acqua di ritorno. Il motore a combustione interna funziona bene quando l'esercizio è meno intermittente possibile ciò comporta che viene regolato in modo da funzionare in continuo seguendo la richiesta elettrica e dissipando il calore in esubero. Viceversa nei periodi di forte richiesta termica si dovrà utilizzare le caldaie di riserva. Una soluzione proposta soprattutto negli impianti di piccola taglia è allora quella di installare degli accumuli termici, normalmente serbatoi di acqua, caricati nel periodo di esubero e disponibili per i picchi di fabbisogno termico.

Nonostante questa ampia gamma, al crescere della potenza installata nella centrale cogenerativa è conveniente il suo frazionamento fra più unità, anche fino a 6-10. Sotto il profilo degli investimenti infatti può risultare meno costoso utilizzare più motori di piccola taglia realizzati in grande serie magari di derivazione automobilistica, piuttosto che un unico motore di elevata potenza, ma di mercato ridotto. Ci sono poi esigenze di affidabilità e manutenzione, di facilità di regolazione ai carichi parziali che suggeriscono l'aumento del numero dei motori.

I gruppi endotermici richiedono interventi di insonorizzazione sia per quanto riguarda il motore, che va normalmente posto in una cabina afona munita però delle opportune prese d'aria di ventilazione, sia per i condotti di scarico che vanno muniti di silenziatori. Dovrà essere risolto anche il problema del controllo delle vibrazioni prodotte dai motori durante l'impiego di adeguati supporti elastici. Questi interventi risultano facilitati dalla scelta di un locale con caratteristiche idonee per l'installazione del sistema cogenerativo da prevedere possibilmente già nella fase di progettazione architettonica dell'edificio. A tale proposito si ricorda inoltre che superando i 35 kW di potenza gli impianti cogenerativi sono anche soggetti ai controlli di prevenzione incendi da parte dei vigili del fuoco che prescrivono anche i requisiti per i locali dove si prevede di ubicarli.

I motori a combustione interna richiedono una manutenzione continua e costosa che deve essere già programmata in fase di progettazione e tenuta in considerazione anche nell'analisi costi-benefici nello studio di fattibilità dell'impianto. Con un esercizio corretto e una puntuale manutenzione il motore cogenerativo può però raggiungere e superare le centomila ore di funzionamento.

Dal punto di vista dell'inquinamento ambientale, l'impiego sempre più diffuso del gas come combustibile ne riduce gli effetti. In un motore a gas l'ammontare di NO_x e CO nei fumi di scarico dipende essenzialmente dalla quantità d'aria miscelata con il combustibile nel motore. Un preciso controllo di questo rapporto permette un'uso efficace di convertitori di tipo catalitico. Questi permettono di trasformare NO_x , CO e UHC in acqua, anidride carbonica e azoto (fig. 2.12) La riduzione degli agenti inquinanti può superare il 90%.

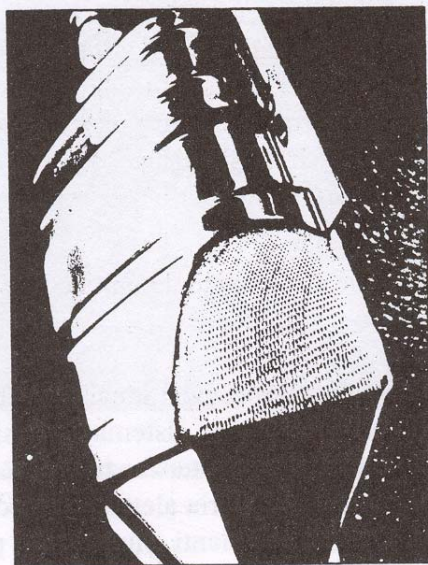
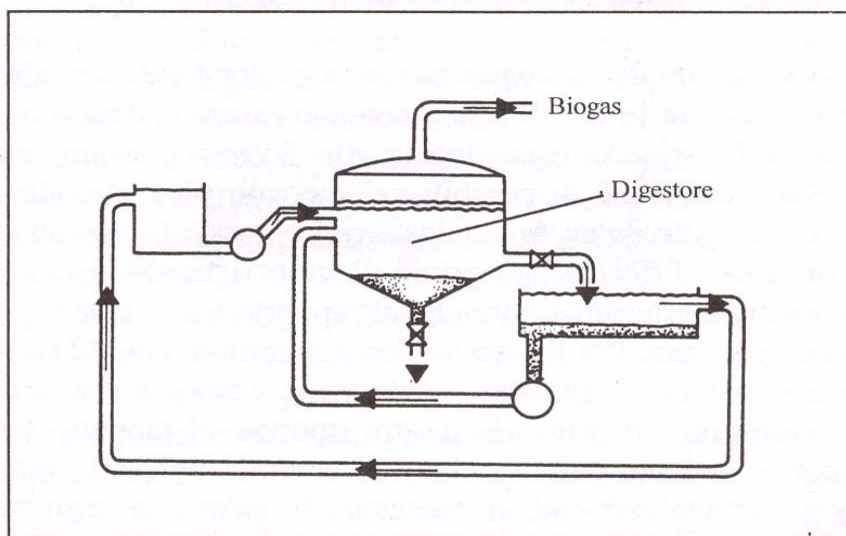


Fig. 2.12 Vista di un convertitore catalitico parzialmente sezionato.

le



Anche per
sue
ricadute

Fig.2.13 Schema di un impianto per la produzione di biogas

ambientali, interessante è la possibilità di azionare motori a combustione interna mediante biogas cioè gas ottenuto dalla digestione anaerobica di biomasse in particolar modo dai liquami. Si tratta di un processo assolutamente interessante per il trattamento dei rifiuti organici anche perché risulta adatto per quei prodotti molto umidi che difficilmente si presterebbero ad essere utilizzati direttamente come combustibili a meno di complicati e dispendiosi trattamenti di essiccazione. Il materiale organico deve essere fornito ai batteri opportunamente sminuzzato per facilitarne l'opera entro un apparecchio che prende allora il nome di digestore. I microrganismi con un processo a più stadi decompongono la sostanza organica nei suoi componenti fondamentali senza che, per mancanza di aria, si abbiano processi di ossidazione. Il biogas così ottenuto è composto per circa il 50-70% da metano, il resto è anidride carbonica con poche tracce di altri gas. Per aumentare la concentrazione di metano si può eliminare l'anidride carbonica facendo gorgogliare il biogas in acqua alcalinizzata con NaOH. In questo modo si può ottenere una concentrazione di metano prossima al 95%. In fig. 2.13 si riporta lo schema di un impianto di medie dimensioni per la produzione di biogas.

2.5 Confronto tra impianti con motori primi diversi

Nel progetto di un impianto cogenerativo la scelta fondamentale riguarda naturalmente il motore primo. Pur non potendo essere la decisione del tutto univoca, questa è essenzialmente legata alle diverse caratteristiche e alle prestazioni delle macchine disponibili nel mercato oltre che alle esigenze energetiche del singolo contesto applicativo.

Le possibili opzioni in termini di motore primo si differenziano prima di tutto riguardo ai rendimenti di produzione elettrica e termica oltre che al rapporto tra la potenza termica e quella elettrica generate. Per fissare le idee si riporta in tab 2.I un confronto tra i rendimenti parziali di produzione elettrica, termica e quello energetico totale con diversi motori primi. E' inoltre riportato il rapporto tra potenza termica e corrispondente potenza elettrica prodotta nei vari casi. I dati si riferiscono ad un'applicazione in presenza di un'utenza termica a bassa temperatura (riscaldamento di edifici). Si osservi che la resa elettrica della turbina a vapore risulta ridotta rispetto ai classici impianti a ciclo Rankine delle grandi centrali termoelettriche in misura dipendente dal prelievo del calore che comporta un minor salto di pressione per l'espansione nelle turbine o uno spillamento di parte del vapore disponibile. Al crescere della potenzialità dell'impianto questa penalizzazione però si attenua. A questo si aggiunge una riduzione dei costi di installazione, di gestione e manutenzione se riferiti all'unità di potenza elettrica prodotta. C'è inoltre la possibilità di usare un'ampia gamma di combustibili anche non pregiati contribuendo eventualmente anche allo smaltimento dei rifiuti, come già ricordato. Nelle grandi realizzazioni cogenerative l'uso degli impianti a vapore diventa così la norma con impieghi dell'energia termica che interessano soprattutto il teleriscaldamento cioè il riscaldamento dei complessi urbani mediante adduzione del calore recuperato anche ad una certa distanza. In questi casi la soluzione impiantistica più prevalente è quella con turbina a derivazione e condensazione. La turbina a contropressione trova invece maggiore favore quando la potenza installata si riduce e quindi si privilegia la soluzione più semplice. Il suo impiego più frequente è in applicazioni industriali in presenza di un'utenza termica preminente rispetto alla richiesta elettrica.

Nelle installazioni di grande potenza l'impianto con turbina a gas può affiancare quello a vapore nella realizzazione di cicli misti o per la sua velocità di avviamento che permette un rapido incremento della produzione elettrica in presenza di repentini incrementi del fabbisogno della rete di distribuzione.

Il suo maggior campo di impiego è però nell'ambito della media e anche della piccola cogenerazione dove risulta concorrenziale con i motori a combustione interna fino a potenze dell'ordine del 1,5 MW. Si osservi, in tab."I, come il turbogas è caratterizzato da un basso rendimento di produzione elettrica mentre molto favorevole è la produzione di energia termica soprattutto quando è possibile sfruttare le opportunità legate all'alto livello termico che caratterizza tale recupero. Viceversa il motore alternativo presenta un rendimento di produzione elettrica molto elevato a cui però si accompagna un rapporto di generazione praticamente costante tra potenza termica e potenza elettrica. A differenza degli altri sistemi, questo non può essere incrementato nell'impianto cogenerativo in modo indipendente e l'unica possibilità è quindi quella di ricorrere a generatori di calore ausiliari. A parità di produzione elettrica, l'eventuale eccedenza termica va invece inevitabilmente dissipata. Occorre poi ricordare la bassa temperatura che caratterizza il calore recuperato. Tutte queste considerazioni sono della massima importanza nella scelta tra turbina a gas e motore a combustione interna nell'ambito della fascia di potenze che permette la possibile applicazione di entrambi i sistemi.

Motore Primo	η_{el}	η_{ter}	η_t	T
Turbina a contropressione	0.24-0.30	0.58-0.61	0.85-0.86	2-2.5
Turbina a derivazione	0.25-0.37	0.20-0.55	0.57-0.80	0.5-2
Turbina a gas con recupero	0.30	0.45	0.75	1.4-1.6
Turbina a gas con ciclo misto	0.35	0.48	0.83	1.2-1.4
Motore aletrnativo	0.35-0.40	0.44-0.55	0.84-0.90	1.2-1.4

Tab.
2.I
Con
fron
to

tra le prestazioni in ambito cogenerativo con diversi motori primi: sono confrontati nell'ordine il rendimento con riferimento alla sola produzione elettrica (η_{el}), con riferimento alla sola produzione termica (η_{ter}), quello energetico totale (η_t) e infine il rapporto tra potenza termica e potenza elettrica prodotta.(T).

Nelle piccole realizzazioni diventa invece d'obbligo l'introduzione del motore alternativo. Questo è dovuto alla scarsa reperibilità di turbogas di potenza ridotta, ma soprattutto alla presenza di costi accessori comunque molto elevati che rendono improponibile l'uso degli impianti a turbina in questo caso.