

## DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto a ciclo combinato è composto principalmente da un impianto di aspirazione e filtraggio dell'aria comburente, una turbina a gas, un Generatore di Vapore a Recupero (GVR), una turbina a vapore, un generatore elettrico o alternatore, il camino e il condensatore. La potenza della turbina a vapore è circa pari alla metà della potenza della turbina a gas. Negli impianti costruiti ex-novo la condensazione del vapore è spesso realizzata da condensatori ad aria. Nella Figura 1 è illustrato uno schema di principio di un impianto a ciclo combinato per sola generazione di energia elettrica con due gruppi turbogas.

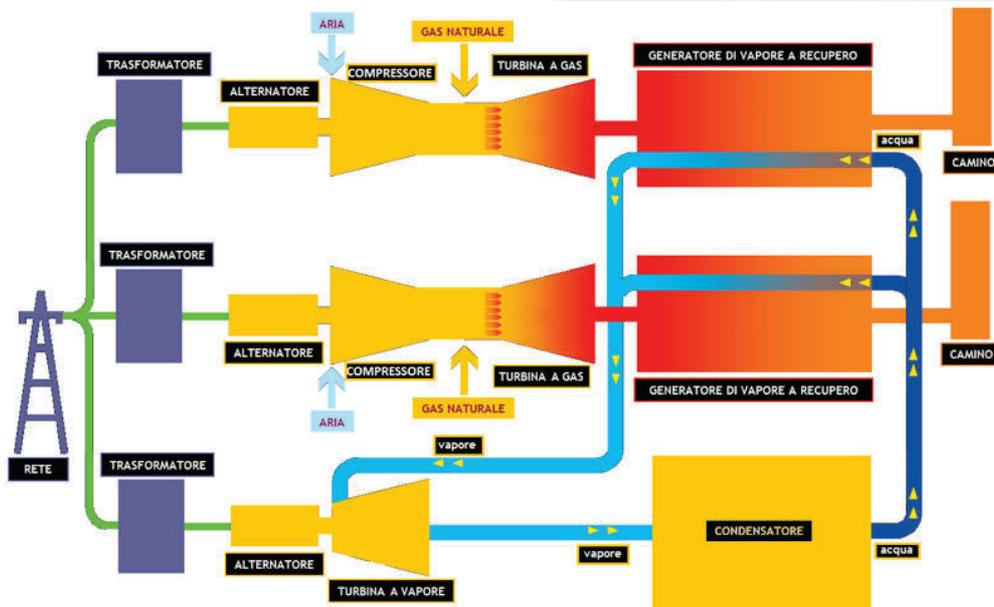


Figura 1 Schema di un impianto a ciclo combinato

In Italia, a partire dagli anni '80 (con un picco nel 2006+2007), gli impianti a ciclo combinato nella generazione di energia elettrica hanno soppiantato quelli in ciclo semplice. In molti casi, si è trattato di rifacimenti di centrali termoelettriche tradizionali ("repowering"), dove le caldaie sono state rimpiazzate dal GVR e la vecchia linea d'assi è stata riutilizzata per il ciclo a vapore con una turbina depotenziata. La potenza complessiva di impianti a ciclo combinato installata in Italia (sia per sola generazione di energia elettrica che per produzione combinata di elettricità e calore) si aggira intorno a 40 GW (2014), con tendenza negli ultimi anni ad una certa flessione.

Le turbine a gas dell'ultima generazione, turbine di classe H e J, hanno temperature dei gas all'ingresso che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza che a regime raggiungono il 60%. La potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW; la turbina di maggior taglia arriva a 470 MW netti. L'installazione di macchine così avanzate incontra ancora qualche ostacolo che porta tuttora a preferire le turbine di tecnologia più collaudata. Tipicamente si configurano turbine a gas di 250÷270 MW, in impianti da circa 400 MW (configurazione "1+1") oppure da 800 MW complessivi (configurazione "2+1"), dove ha assunto una sempre maggiore rilevanza, considerate le mutate condizioni del mercato dell'energia elettrica, la possibilità di rispondere alle richieste di carico variabile in tempi brevi (flessibilizzazione).

I cicli combinati sono diffusi come impianti cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power) in svariati settori industriali, nonché negli impianti civili di teleriscaldamento. Nel 2008 i cicli combinati coprivano circa l'80% della totale potenza efficiente netta installata degli impianti cogenerativi [1]; tale dato è confermato anche dalle statistiche relative ad impianti che hanno richiesto la qualifica CAR nel 2013, dove il dato si attesta all'84,8% [2]. Nel ciclo combinato cogenerativo, il GVR può essere corredato con un post-combustore, mentre la turbina a vapore può essere a spillamento o a contropressione.

La taglia tipica del ciclo combinato nel settore industriale non supera i 50 MW, con turbina a gas aeroderivativa e configurazione 1+1. Potenze installate maggiori si trovano nei grossi stabilimenti chimici o siderurgici. Negli impianti di teleriscaldamento dei grandi agglomerati urbani sono installati impianti cogenerativi anche da 400 MW o 800 MW.

L'applicazione di tecnologie Carbon and Capture Storage (CCS) ai cicli combinati, specialmente con cattura post combustione, è possibile ed è stata oggetto di studi per abbattere i costi, in particolare negli Stati Uniti, ma non trova ad oggi applicazioni note su scala industriale.

## STATO DI AVANZAMENTO

### Internazionale

Un'indagine on-line [3] sugli impianti a gas installati nei principali paesi europei e adibiti a sola generazione di energia elettrica ha permesso di censire 6 gruppi a ciclo combinato in Germania, 9 in Francia, 55 nel Regno Unito e 58 in Spagna. Alcuni di queste unità sono probabilmente obsolete e forse dismesse.

In Germania si è rilevato un numero significativo di impianti a ciclo combinato cogenerativi anche con macchine di taglia medio-grande.

Non risulta essere in atto né proposto in Europa alcun progetto dimostrativo su scala di qualche significatività industriale relativamente a impianti a ciclo combinato con CCS [7].

Il progetto pilota più prossimo alla CCS post-combustione è stato realizzato a Mongstad, Norvegia, su un impianto con 2 turbine a gas da 12 MW ciascuna. La sperimentazione è partita a maggio 2012, ma il progetto di sperimentazione in scala reale è stato cancellato [8].

### Nazionale

La potenza complessiva installata di impianti a ciclo combinato attualmente censibile in Italia ai fini di sola generazione di energia elettrica si aggira intorno a 29 GW con 56 gruppi [3-4].

Un certo numero di questi gruppi sono o verranno dismessi e smantellati da ENEL. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione di energia elettrica pari a 24584.6 MW, per la quasi totalità associata ad impianti di taglia superiore a 200 MW.

Nel 2008 gli impianti cogenerativi a ciclo combinato risultavano essere 145 con una potenza efficiente netta di circa 16 GW [1]. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione combinata di energia elettrica e calore pari a 15394.1 MW.

Non esistono in Italia cicli combinati in esercizio commerciale equipaggiati per la cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>. Non risultano esserci in ambito nazionale iniziative di ricerca legate allo sviluppo di sistemi CCS per impianti a gas a ciclo combinato [6].

## TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Gli impianti a ciclo combinato a gas naturale, eventualmente in configurazione CHP, sono una tecnologia di largo impiego in tutti i settori industriali, con maturità acquisita da parecchi anni e marginali possibilità di incremento di efficienza.

La tecnologia CCS applicata ai cicli combinati come cattura post-combustione si può qualificare almeno a livello TRL 7 [9].

## RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

I combustibili utilizzabili nei cicli combinati sono i seguenti:

- Gas naturale
- Syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie)
- Distillati (nafte, kerosene, gasolio, in particolare per turbine aeroderivative).

## VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Impianti a ciclo combinato in configurazione CHP sono comunemente utilizzati in una molteplicità di settori industriali.

## IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da dati Terna [5], nel 2014 per produzione di energia termoelettrica in Italia sono stati consumati 20371 Mm<sup>3</sup> di gas naturale (equivalenti a 16875 ktep), con un consumo specifico per la produzione di energia elettrica netta di 1592 kcal/kWh. Si ricava un rendimento netto equivalente del parco di generazione, essenzialmente cicli combinati, pari al 54%. Se si assume che un ciclo combinato a gas naturale con rendimento del 57% emette 356.5 kgCO<sub>2</sub>/MWh netto [10], si ricava che le emissioni di CO<sub>2</sub> da impianti di generazione di energia elettrica a ciclo combinato si attestano su 40 Mt. Con analoghe assunzioni si possono stimare emissioni annue di NO<sub>x</sub> pari a circa 1000 t e 310 t di SO<sub>2</sub> [10].

## Emissioni CO<sub>2</sub>/MWh

Con rendimento del 57%, DOE valuta emissioni di CO<sub>2</sub> di 356.5 kg/MWh netto [10].

## EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La vita utile di impianti a ciclo combinato viene generalmente fatta pari a 20 anni [11]. Il rendimento di moderni cicli combinati in esercizio commerciale è valutabile attorno al 57% [10], ma quelli più avanzati possono anche superare il 60%.

## MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

### Utilizzo della tecnologia

Nel settore della generazione di energia elettrica gli impianti a ciclo combinato sono utilizzati da tutte le principali utilities di produzione. Gli impianti in configurazione CHP sono presenti in numerose municipalizzate anche per fornire servizi di teleriscaldamento e largamente impiegati nei diversi settori industriali.

### Sviluppo della tecnologia

Nel 2015 Ansaldo Energia ha ottenuto un finanziamento per azioni di R&S del valore di 50 milioni di euro dalla BEI. Il finanziamento si estende per sette anni e consentirà alla società di sostenere i principali Progetti di R&S volti al perfezionamento delle tecnologie esistenti nei componenti per Turbine a Gas, Turbine a Vapore e Alternatori. Per le Turbine a gas i progetti sono destinati all'ampliamento della gamma dei combustibili utilizzabili e al consolidamento e allo sviluppo di tecnologie e soluzioni innovative nel campo dei materiali, dei processi speciali delle parti calde, della combustione, del contenimento delle emissioni e dello scambio termico [12].

## ECCellenze in territorio nazionale

- **Ansaldo Energia:** effettua ricerche sui componenti per alternatori, turbine a vapore e turbine a gas, sulla flessibilizzazione dell'esercizio degli impianti e sul consolidamento e miglioramento delle strutture di produzione. Ha sviluppato un sistema di riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> basato sul bruciatore VeLoNOx proprietario, che limita le emissioni a meno di 30 mg / Nm<sup>3</sup> per tutti i modelli di turbina a gas offerti dalla società
- **RSE:** flessibilizzazione dei cicli combinati, simulazione di processo e termomeccanica, studio di opzioni di retrofit e nuove manovre, test di fatica termomeccanica su materiali di turbina a vapore.

## BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] E.Macchi, “Quale futuro per la cogenerazione industriale in Italia?”, Dip. di Energia - Politecnico di Milano, Quarta giornata sull'efficienza energetica nelle industrie, Fast, Milano, 24 Nov. 2009
- [2] GSE, “Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”, Dicembre 2015
- [3] <http://globalenergyobservatory.org/> e siti delle utilities
- [4] Siti delle utilities operanti in Italia
- [5] “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014”, Terna, 2015
- [6] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [7] Global CCS Institute
- [8] D.Thimsen et alii, “Results from MEA testing at the CO<sub>2</sub> Technology Centre Mongstad. Part I: Post-Combustion CO<sub>2</sub> capture testing methodology”, Energy Procedia, Volume 63, 2014, Pages 5938–5958
- [9] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO<sub>2</sub> capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 ( 2014 ) 542 – 549
- [10] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3”, DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015
- [11] RSE view-Energia elettrica, anatomia dei costi -Ed. Alkes-2014
- [12] Pubblicazione Ansaldo Energia “Power Generation News”, n. 2, ottobre 2015  
[http://www.ansaldoenergia.it/power\\_generation\\_news2\\_2015/files/assets/common/downloads/publication.pdf](http://www.ansaldoenergia.it/power_generation_news2_2015/files/assets/common/downloads/publication.pdf)