

Il trattamento delle emissioni nella cogenerazione

Il Protocollo di Kyoto impone ai Paesi dell'Unione Europea una notevole riduzione delle emissioni inquinanti responsabili dell'effetto serra: il ricorso alla cogenerazione riveste un ruolo importante nel raggiungimento di tale obiettivo, grazie al notevole miglioramento della efficienza energetica rispetto alla generazione separata di energia e calore. Tuttavia, le emissioni rilasciate da un numero sempre crescente di piccoli impianti, se non trattate, rischiano di vanificare i potenziali vantaggi di questa tecnologia.

L'aumento della efficienza energetica rappresenta uno dei metodi più efficaci per ridurre l'emissione di anidride carbonica in atmosfera, come è facilmente dimostrabile nel caso degli impianti di cogenerazione. Ricavare contemporaneamente calore ed energia elettrica dai combustibili fossili, permette un risparmio nei consumi, e quindi una riduzione delle emissioni, pari al 30-40 %. In realtà, anche la cogenerazione presenta dei risvolti negativi, in quanto l'utilizzo di una combustione ad alta efficienza comporta livelli più elevati di ossidi di azoto e monossido di carbonio nei gas di scarico.

Nelle emissioni degli impianti di cogenerazione troviamo gli inquinanti generalmente prodotti dalla combustione degli idrocarburi:

- il monossido di carbonio (CO), generalmente correlato ad una combustione incompleta dovuta ad un rapporto combustibile / comburente (ossigeno) non corretto;
- il biossido di zolfo (SO₂), prodotto dai combustibili contenenti zolfo, come il carbone e

i derivati del petrolio non desolforati. Anche il gas da scarica contiene notevoli quantità di zolfo, a differenza del gas naturale che ne è privo. Il biossido di zolfo è una delle principali cause delle piogge acide, oltre ad essere un composto assai dannoso per i convertitori catalitici;

- gli ossidi di azoto (NO_x), una classe di inquinanti dotata di un notevole impatto ambientale, attraverso meccanismi diretti ed indiretti: contribuisce direttamente alla formazione delle piogge acide, mentre, attraverso l'interazione con l'irraggiamento solare, provoca la formazione di notevoli quantità di ozono ed altri inquinanti (smog fotochimico). La sua formazione durante la combustione dipende da numerosi fattori, principalmente dalle massime temperature raggiunte ed in secondo luogo dai tempi di permanenza dei gas in camera di combustione e dal rapporto stechiometrico;
- l'anidride carbonica (CO_2), rappresenta l'inquinante percentualmente emesso in maggiore volume, in modo direttamente proporzionale al consumo di carburante. Può essere ridotto significativamente solo aumentando il rendimento energetico. E' considerata la maggiore responsabile dell'effetto serra e quindi dei cambiamenti climatici che rischiano di sconvolgere il nostro ecosistema;
- gli idrocarburi incombusti (HC), rappresentano la frazione di combustibile sfuggita ai processi di combustione per varie cause (tipologia di carburante, della camera di combustione, del sistema di alimentazione ecc.). Rappresentano uno spreco energetico, sono molto inquinanti e contribuiscono all'effetto serra.

Tutti questi inquinanti possono in qualche misura essere ridotti, intervenendo sulla composizione del combustibile o sulle caratteristiche tecniche dei motori, delle turbine o delle caldaie dove avviene la combustione: abbinando combustibili "puliti" e generatori di concezione moderna è possibile contenere parzialmente le concentrazioni allo scarico. Ad ogni modo, nella maggior parte dei casi è necessario intervenire con un trattamento delle emissioni allo scarico per rientrare nei limiti di legge imposti dalle competenti autorità (nel no-

stro Paese, in genere, dalle delibere regionali).

Il controllo delle emissioni

Le strategie di controllo sono numerose e variano a seconda della tipologia di impianto. In particolare, gli impianti di cogenerazione si distinguono in base al tipo di motore primario utilizzato:

- motore alternativo a combustione interna;
- turbogas;
- turbovapore.

I cogeneratori a motore alternativo coprono un intervallo di potenze che si estende da qualche kW a 10 MW. Il combustibile maggiormente utilizzato è il metano, seguito da GPL, gasolio e biogas. Ricordiamo che l'allegato 1 al DPR 203 considera come "poco significative" le emissioni degli impianti di cogenerazione di potenza inferiore ai 3 MW se alimentati a metano o GPL, oppure a 1 MW se alimentati a gasolio o benzina. Per questo motivo, il problema di intervenire sulle emissioni riguarda gli impianti oltre queste soglie di potenza, salvo casi particolari (contesto di forte urbanizzazione). La configurazione che va più prendendo piede sul mercato, è costituita da multipli di unità da 1-2 MW assemblate in *container*. Una delle unità è sempre di scorta, oppure è riservata alla copertura dei picchi di fabbisogno: per questo motivo si installano da un minimo di due fino a un massimo di sette o otto unità per utenza (per potenze installate superiori cominciano ad essere più convenienti gli impianti a turbina).

I motori alimentati a metano e GPL presentano emissioni prevalentemente di NO_x e CO, mentre per gasolio e biogas dobbiamo aggiungere il particolato (soprattutto per il gasolio) e le sostanze solforate (nel biogas da discarica sono presenti inoltre numerose sostanze contaminanti, pericolose sia per l'integrità dei motori che per l'ambiente: per questo, in molti casi è necessario provvedere ad una purificazione del biogas prima dell'uso).

La tecnologia d'elezione per diminuire la concentrazione degli ossidi di azoto (NO_x) nei gas di scarico, è rappresentata dalla riduzione catalitica selettiva (SCR). Si tratta di un procedimento originariamente messo a punto in Giappone per trattare le emissioni delle grandi centrali elettriche a combustibile fossile, e che si è rapidamente diffuso anche negli impianti più piccoli grazie alle elevate caratteristiche di efficacia e praticità rispetto ai metodi precedentemente usati (iniezione di vapore). Consiste nell'aggiunta ai fumi da trattare di una certa quantità di ammoniaca, in grado di reagire selettivamente con gli ossidi di azoto in presenza di un adeguato catalizzatore. Per motivi di praticità e di sicurezza, si preferisce evitare l'uso della ammoniaca gassosa, nebulizzando invece una soluzione acquosa di urea nella corrente dei fumi caldi prima dell'ingresso nel reattore catalitico. L'elevata temperatura provoca la dissociazione dell'urea in anidride carbonica ed ammoniaca, e di conseguenza la reazione desiderata nel reattore. Questo metodo richiede un accurato controllo della quantità di soluzione nebulizzata, in quanto si deve evitare che un eventuale eccesso di ammoniaca possa essere direttamente rilasciato in atmosfera (*ammonia slip*). A questo provvede un controllo a retroazione, governato da un analizzatore di NO_x a valle del reattore catalitico: in tal modo, la portata della pompa dell'urea è costantemente regolata in base alla soglia desiderata di emissione di NO_x , evitando ogni possibile sovradosaggio.

In presenza di motori alimentati a gas naturale, per trattare efficacemente le emissioni è sufficiente installare un catalizzatore ossidativo per la riduzione del CO, seguito da un sistema SCR per gli ossidi di azoto. Nel caso invece di alimentazione a gasolio, diventa necessario occuparsi anche dell'eliminazione del particolato carbonioso. L'abbattimento di queste particelle solide, originate dalla pirolisi degli idrocarburi più pesanti, rappresenta ancora oggi una sfida tecnologica. Infatti, nonostante esistano sul mercato varie soluzioni collaudate allo scopo, nessuna può dirsi, per ora, completamente risolutiva, specialmente per gli impianti di piccola e media taglia. Nelle grandi centrali, dotate di generatori di vapore a combustibili "problematici" come carbone, pece ed olio pesante, il particola-

to viene efficacemente trattenuto da precipitatori elettrostatici o da filtri a maniche per alta temperatura: nei piccoli impianti, dove i limiti di costo e di ingombro sono molto più stringenti, si devono utilizzare tecnologie più complicate e sofisticate. Il problema non è tanto quello di trattenere il particolato, quanto la sua eliminazione periodica dai filtri destinati a trattenerlo: le particelle carboniose si depositano rapidamente sulle superfici filtranti, siano esse ceramiche o metalliche, formando in breve tempo un film impenetrabile ai gas e causando un repentino aumento della contropressione ai motori, con le immaginabili conseguenze. Il metodo migliore per eliminare il deposito di particolato dai filtri consiste nel provocarne la combustione, attraverso vari espedienti (riscaldamento elettrico, iniezione di combustibile supplementare ecc.). Questa tecnica, che prevede l'intrappolamento del particolato in un filtro ceramico e l'attivazione di un sistema di riscaldamento comandato da un pressostato differenziale, si è rivelata abbastanza critica: in molti casi, le elevatissime temperature che si raggiungono durante la combustione del particolato hanno comportato il danneggiamento irreparabile del filtro o della sua struttura di contenimento. Un metodo più sofisticato sfrutta la presenza degli ossidi di azoto, prima della loro eliminazione: si tratta di utilizzare, a monte del filtro che trattiene il particolato, un catalizzatore in grado di convertire il monossido di azoto in biossido di azoto (NO_2), una molecola estremamente reattiva dotata di grande potere ossidante. In pratica, il particolato viene continuamente "bruciato" dal biossido di azoto, prevenendone l'accumulo. Anche in questo caso è possibile raggiungere accidentalmente delle temperature pericolose per l'integrità del sistema. Un approccio diverso è rappresentato dall'utilizzo di un additivo (ossido di cerio, da aggiungere al gasolio) in grado di abbassare sensibilmente la temperatura di combustione del particolato, portandola a livelli normalmente presenti nei collettori di scarico (300°C). In questo modo, se il dosaggio è accurato, il deposito di particolato tende a mantenersi ad un livello accettabile. I difetti di questa tecnica consistono nel costo dell'additivo e nelle incognite legate alla sua possibile tossicità. Esistono poi dei nuovi dispositivi, non ancora in commercio, ma in avanzato stadio di sperimentazione, che appaiono molto promettenti.

La loro caratteristica peculiare consiste nell'agire contemporaneamente sugli ossidi di azoto, sul monossido di carbonio e sul particolato, grazie all'azione di un reattore alimentato ad alta tensione e all'iniezione di idrocarburi supplementari, con un normale catalizzatore ossidante come stadio finale. In pratica, il funzionamento è simile al sistema che utilizza il biossido di azoto come ossidante, con il vantaggio di agire a largo spettro su gran parte degli inquinanti coinvolti. I gas di scarico, addizionati di una piccola quantità di idrocarburi (lo stesso carburante usato per alimentare i motori), transitano attraverso un reattore al plasma, ovvero due cilindri metallici forati concentrici, elettricamente isolati tra loro, alimentati da una corrente elettrica ad alta tensione ed alta frequenza. L'intensissimo campo elettrico che si forma tra i due elettrodi provoca la scissione delle molecole di idrocarburi aggiunti in una grande quantità di radicali liberi fortemente reattivi, nonché la trasformazione di NO in NO₂: lo stadio successivo è formato da un filtro ceramico, dove il particolato si deposita e viene, anche in questo caso, "bruciato" dal biossido d'azoto e dalle altre molecole ossidanti prima che possa accumularsi. Tutte le molecole residue parzialmente ossidate reagiscono poi nel reattore catalitico ossidante finale, da dove, in teoria, residuerebbero solo molecole di acqua, azoto, anidride carbonica e ossigeno. Naturalmente non è così, ma l'efficienza globale di abbattimento degli inquinanti è già relativamente elevata, anche se lontana dai risultati ottenibili dalle tecnologie attuali (catalizzatore bi-stadio NO_x→NO₂ per il particolato, catalizzatore ossidante per il CO, reattore SCR per gli ossidi di azoto).

Le soluzioni descritte per i motori alternativi valgono anche per gli impianti turbogas, con alcuni aggiustamenti dovuti al diverso regime di funzionamento e alla diversa composizione percentuale dei gas di scarico. Poiché la maggior parte delle turbine ad alimentazione diretta utilizza gas naturale, gli inquinanti maggiormente coinvolti sono gli NO_x e di conseguenza il trattamento d'elezione è costituito dal reattore SCR. Il regime di funzionamento delle turbine, il più possibile costante e con avviamenti il meno frequenti possibile, permette una certa semplificazione del sistema di regolazione dell'urea.

Gli impianti a turbovapore sono caratterizzati da rendimenti elettrici piuttosto bassi, e sono tipici delle applicazioni dove è necessario un largo impiego del calore residuo (l'energia primaria del combustibile viene resa per un 15% circa come energia elettrica, ed il resto è disponibile come energia termica sotto forma di vapore a varie temperature e pressioni), come ad esempio nelle centrali destinate al teleriscaldamento o al fabbisogno di industrie che richiedono grandi quantità di vapore (cartiere, distillerie). Questo tipo di impianti può essere alimentato con una vasta gamma di combustibili, solidi, liquidi o gassosi, più o meno raffinati: quindi, la quantità e la composizione degli inquinanti possono variare in un intervallo molto ampio. In media, però, si utilizzano combustibili poco pregiati con emissioni piuttosto importanti (fondi di raffineria, oli pesanti, scarti industriali, biomasse ecc.). Gli impianti di trattamento assumono in questo caso un ruolo importante e possono raggiungere notevoli livelli per complessità, ingombro e costi generali. Si hanno in genere numerosi stadi di trattamento in serie tra loro, come ad esempio filtri elettrostatici, desolfuratori ad umido, post-bruciatori e reattori SCR, questi ultimi solitamente alimentati con ammoniacca gassosa, più economica rispetto alla soluzione acquosa di urea.

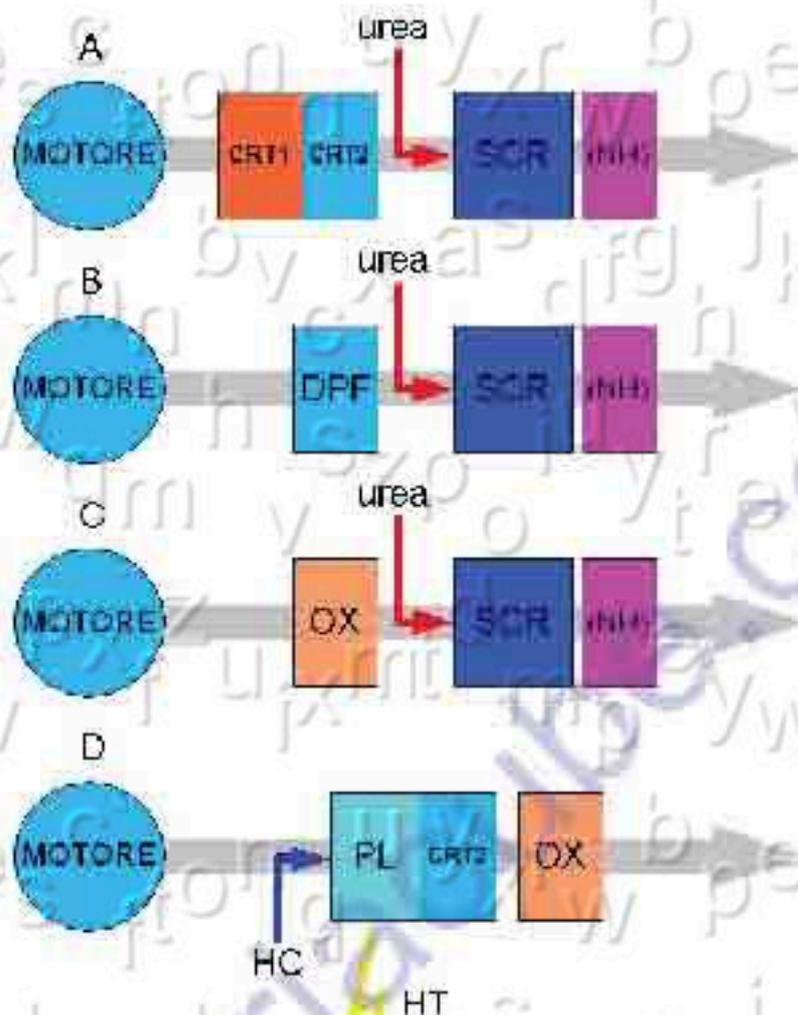


Figura 1

Le tipologie di impianto per l'abbattimento delle emissioni derivanti dai cogeneratori sono diverse, a seconda del tipo di combustibile utilizzato: le soluzioni A e B sono riservate a trattare i gas di scarico di motori o turbine alimentati a gasolio, mentre la soluzione C è adatta nel caso di utilizzo di gas naturale o GPL. La soluzione D, ancora sperimentale, promette buone prestazioni con una vasta gamma di combustibili.

CRT1 e CRT2 = catalizzatore e filtro per il particolato

urea = soluzione acquosa di urea

SCR = reattore catalitico selettivo per ossidi di azoto

(NH) = catalizzatore per evitare fughe di ammoniacca (raramente necessario)

DPF = filtro per particolato da rigenerare periodicamente

OX = catalizzatore ossidante

PL = reattore al plasma non-termico

HC = idrocarburi

HT = alta tensione

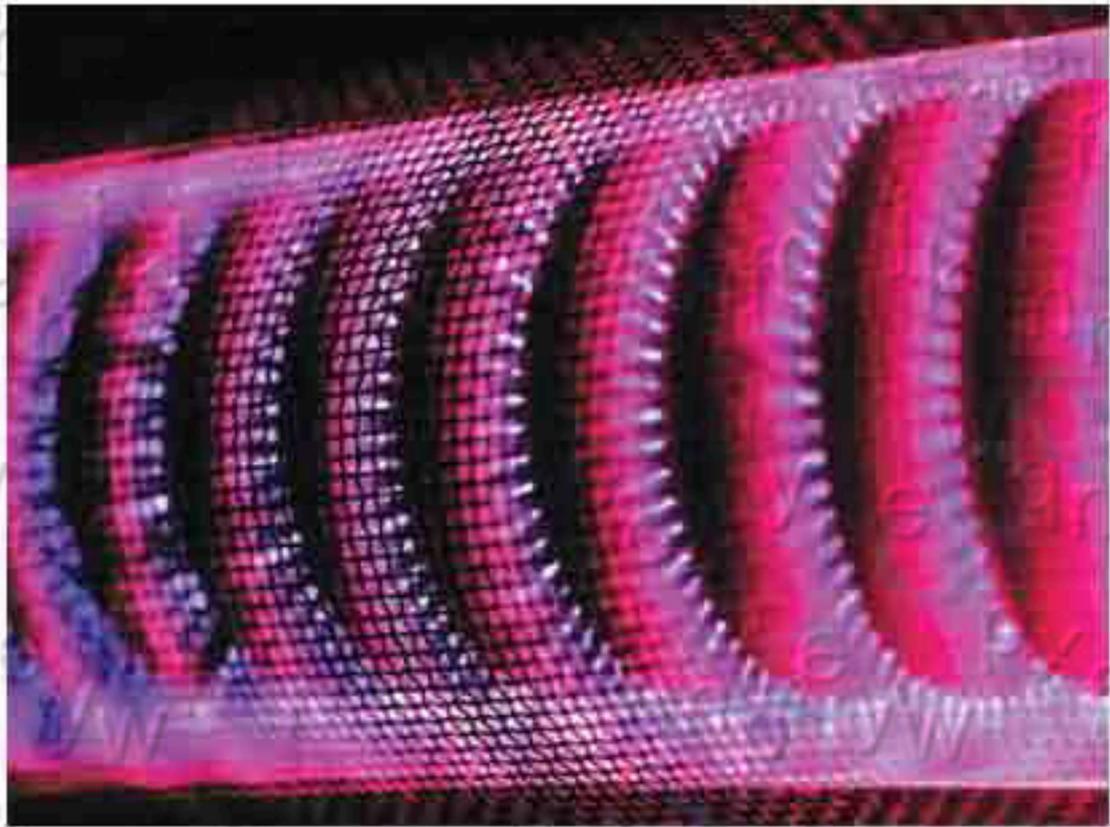


Figura 2

Il reattore a plasma non-termico ripreso durante il funzionamento. I pennacchi luminosi sono dovuti all'effetto corona causato dall'intenso campo elettrico. I gas di scarico da trattare fluiscono attraverso i fori degli elettrodi tubolari concentrici.



Figura 3

Un esempio di reattore catalitico SCR installato su emissioni da cogeneratori alimentati a biogas, per un totale di 8 MW. In alto a destra è visibile l'autore delle presenti note alle prese con l'iniettore della soluzione di urea.



Figura 4

Una batteria di quattro moduli cogeneratori da 2 MW , dotati di catalizzatori ossidanti collegati ad un collettore coibentato per il successivo reattore SCR.



Figura 5

Discarica di rifiuti solidi urbani dotata di impianto di captazione del biogas (tubi e collettori di colore nero).

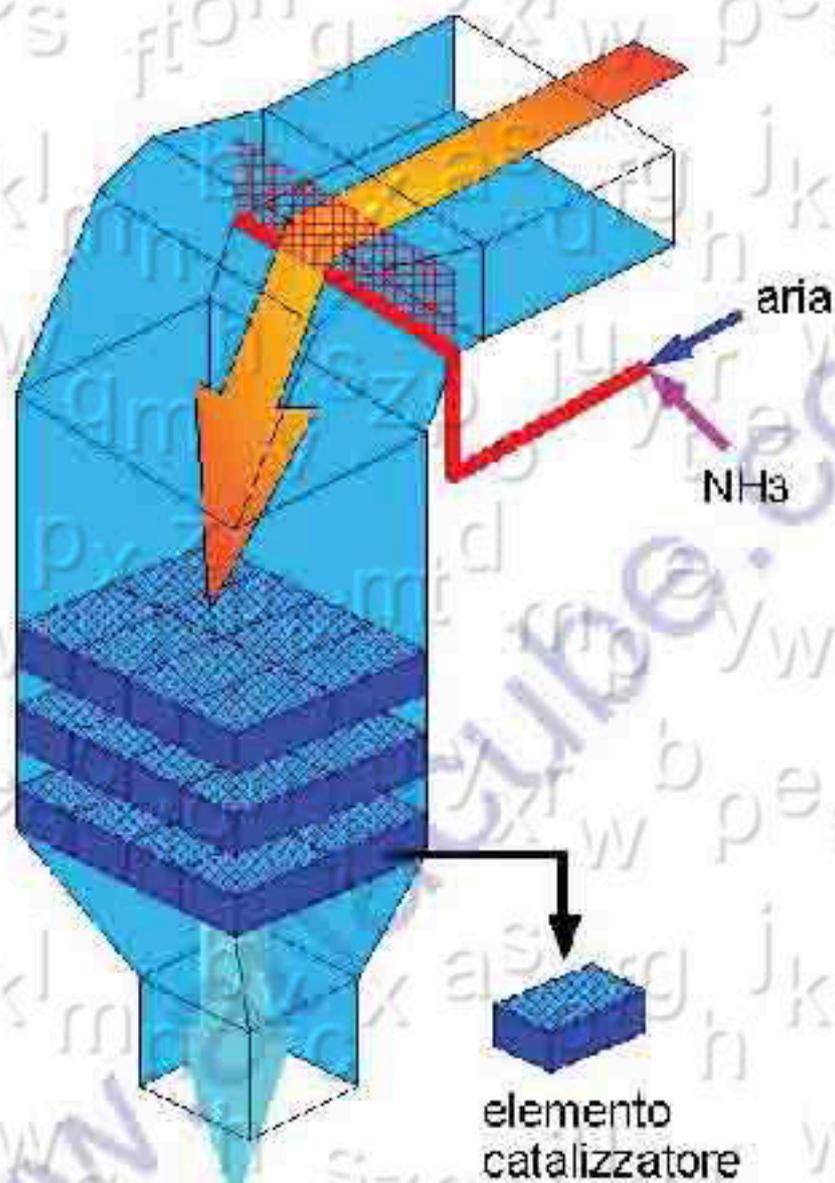


Figura 6

Nei grossi reattori SCR, la soluzione di urea viene in genere sostituita da ammoniaca gassosa, diffusa per mezzo di aria compressa da una griglia di tubi forati posta sul percorso dei gas in ingresso.

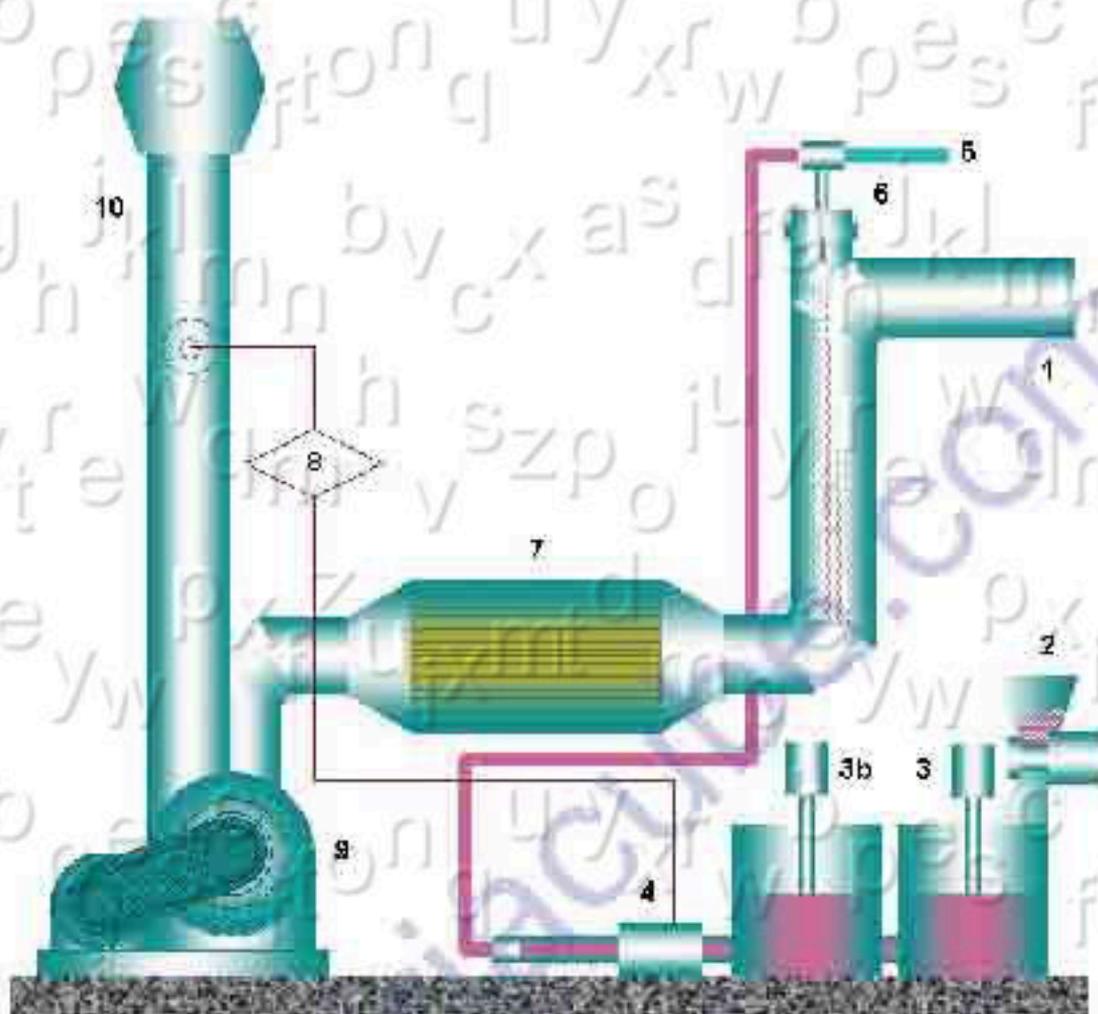


Figura 7

Schema di un impianto di abbattimento degli NO_x basato su un reattore catalitico selettivo (SCR).

- 1 = collettore gas di scarico
- 2 = tramoggia di dosaggio sferule di urea
- 3, 3b = serbatoi di soluzione acquosa di urea con agitatori
- 4 = pompa dosatrice
- 5 = alimentazione aria compressa al nebulizzatore
- 6 = nebulizzatore della soluzione di urea in corrente ad alta temperatura
- 7 = reattore catalitico
- 8 = apparato di regolazione della pompa dosatrice in base alla concentrazione di NO_x al camino
- 9 = ventilatore di estrazione per alta temperatura
- 10 = camino di espulsione gas depurati



Figura 8

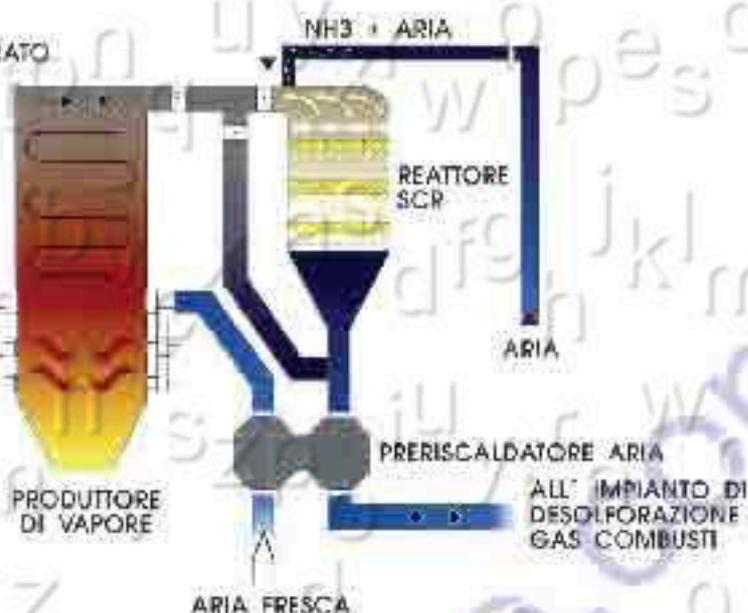
Piccolo reattore SCR installato su motogeneratore Diesel della centrale ENEL di Panarea. Sulla sinistra è visibile la vasca di preparazione della soluzione di urea (Deparia Engineering Srl).



Figura 9

Reattore SCR installato su motogeneratore Diesel della centrale ENEL di Vulcano (Deparia Engineering Srl).

"HIGH DUST"
O CIRCUITO INTEGRATO



"TAIL END"
O CIRCUITO GAS PURO

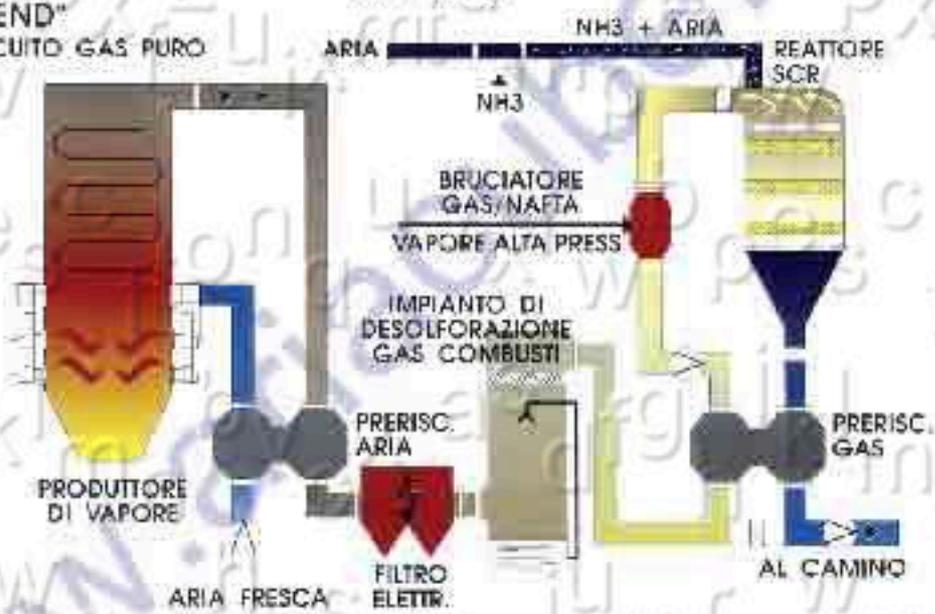


Figura 10

Esempi di impianti di trattamento delle emissioni provenienti da grosse centrali per la produzione di vapore: nel primo caso "HIGH DUST", il reattore SCR è dimensionato per funzionare con gas ricco di particolato; nell'esempio "TAIL END", il reattore SCR è installato a valle del precipitatore elettrostatico e dell'impianto di desolfurazione dei fumi. In quest'ultimo caso il reattore lavora in condizioni molto più favorevoli e la resa di abbattimento degli NO_x è più elevata (Fraunthal Ceramic AG).



Figura 11

Elementi catalizzatori modulari da impiegare nei reattori SCR. Il robusto involucro di acciaio serve a irrigidire la struttura per evitare danneggiamenti dovuti alle escursioni termiche (Haldor Topsoe A/S).