

IMPIANTI OXYFUEL A CARBONE CON CCS

P. Ammendola, O. Senneca - CNR

P. Deiana - ENEA

G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

L'applicazione su larga scala del processo di ossi-combustione venne ipotizzata nei primi anni '80 come mezzo per ottenere sufficienti volumi di CO_2 per il recupero degli idrocarburi (EOR, Enhanced Oil Recovery). Invece che in aria, la combustione viene condotta in una miscela di ossigeno di purezza prossima al 95% e di fumi riciclati in una proporzione che meglio riproduca le proprietà dell'aria comburente [1]. I fumi di ricircolo servono per ridurre la temperatura di fiamma che si avrebbe con solo ossigeno e per garantire una portata di gas sufficiente a realizzare gli scambi di calore nei passaggi convettivi della caldaia. I gas caldi effluenti, oltre che dagli inquinanti che sono poi rimossi dai consueti sistemi di ambientalizzazione, sono costituiti essenzialmente da CO_2 e vapore. Raffreddando i fumi e condensando il vapore, di cui si recupera il calore latente, la CO_2 può essere separata ad un elevato livello di purezza, con percentuali di cattura molto superiori rispetto a quelle ottenibili con i sistemi di cattura post-combustione o negli impianti IGCC. Gli impianti oxyfuel sono quindi intrinsecamente votati alla cattura e sequestro della CO_2 (CCS, Carbon Capture and Storage). Il ridotto volume di fumi consente anche una più facile rimozione delle sostanze inquinanti e inoltre, poiché la combustione avviene senza l' N_2 dell'aria, la produzione di NO_x è notevolmente contenuta e ulteriormente ridotta nel ricircolo in caldaia.

Uno schema di principio di un impianto oxyfuel è riprodotto nella Figura 1 [2].

Rispetto ad una normale centrale a carbone, convenzionale o USC, un impianto oxyfuel integra l'impianto per il riciclo dei gas combusti, un'unità di separazione dell'aria (ASU, Air Separation Unit) per la produzione di O_2 e un'unità di depurazione e compressione (CPU, Compression and Purification Unit) per la rimozione delle impurità rimanenti nella CO_2 e la sua compressione per il sequestro. La tecnologia oxyfuel si presta soprattutto al retrofit di unità già funzionanti in aria.

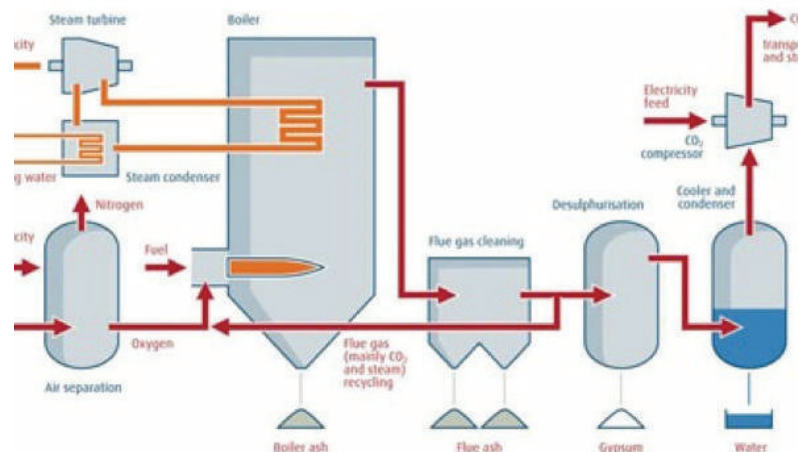


Figura 1 Schema di un impianto oxyfuel

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti oxyfuel, intrinsecamente legata alla CCS, può qualificarsi a livello TRL 7.

Risultano ancora aperti diversi interrogativi in quanto la sostituzione dell'azoto presente nell'aria con CO_2 e H_2O modifica il processo di combustione generando instabilità di fiamma.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Pet-coke
- Biomasse.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, la tecnologia oxyfuel è stata sperimentata su tre impianti pilota di taglia non superiore a 40 MWth.

L'impianto da 30 MWth di Schwarze Pumpe della Vattenfall, costruito da Alstom, è entrato in funzione nel 2009 e ha concluso l'esercizio nel 2014, dopo che Vattenfall ha abbandonato le ricerche sul tema CCS. L'impianto ha superato le 13800 ore di esercizio in modalità oxyfuel [1].

Un secondo impianto pilota europeo è quello denominato esCO₂-Ciuden, sito presso Compostilla nel nord della Spagna [1]. Si tratta di un impianto con caldaia a letto fluido che può funzionare anche in aria. La caldaia brucia miscele di antracite, pet-coke e biomasse ovvero anche carbone sub-bituminoso. Nella modalità oxyfuel si raggiunge una potenzialità di 30 MWth. L'impianto ha iniziato l'esercizio nel 2009 ed è stato chiuso nel 2012.

Un terzo impianto pilota oxyfuel europeo è quello di Lacq in Francia, con potenza di 35 MW, che ha completato la sperimentazione nel 2013. Questo impianto funzionava con caldaia a gas naturale [6].

Alcuni progetti relativi alla costruzione di impianti oxyfuel a carbone dimostrativi di taglia commerciale non sono arrivati alla fase realizzativa e sono stati abbandonati o sospesi [1].

Era previsto da parte di Vattenfall lo scale-up dell'impianto di Schwarze Pumpe con il costruendo impianto di Jämschalde da 250 MW lordi.

L'esperienza dell'impianto di Compostilla doveva essere trasferita su un impianto supercritico da 345 MW lordi di progettazione Fosterwheeler.

Un terzo progetto dimostrativo denominato White Rose prevedeva la costruzione di un impianto con caldaia USC e potenza lorda di circa 426 MW. L'installazione nella centrale di Drax nel North Yorkshire (UK) era prevista a partire dal 2016 con operatività nel 2020. Tuttavia nel settembre 2015 la proprietà della centrale ha annunciato il suo ritiro dal progetto, lasciando la disponibilità dell'area e delle infrastrutture; nel novembre 2015 il governo inglese ha annunciato il ritiro di un finanziamento di 1 b£. Pertanto attualmente il futuro del progetto è incerto [6].

Negli Stati Uniti (Università dello Utah) e in Germania (Finanziamento della German Research Foundation SFB/TRR 129 Oxyflame) sono invece in corso corposi progetti di ricerca sulla ossicombustione del carbone.

Nazionale

In Italia non vi sono impianti oxyfuel a carbone di taglia commerciale ma neanche dimostrativi.

Un recente compendio delle attività di ricerca di ricerca sulla tecnologia oxyfuel in corso o pregresse è discusso in [3].

Una prima sperimentazione è stata condotta nell'impianto di prova da 3 MWth di Enel S.p.A. a Livorno [4].

ITEA ha invece sperimentato sull'impianto pilota ISOTHERM da 5 MWth a Gioia del Colle, in collaborazione con Enel S.p.A., un nuovo concetto di ossi-combustione "senza fiamma" in ambiente pressurizzato. E' stato studiato per Sotacarbo uno scale-up a 50 MWth del sistema, da installare al Sulcis; il progetto è attualmente in stand by ma sono in corso ulteriori valutazioni e analisi costi/benefici. E' stato condotto uno studio di fattibilità da parte di Enel S.p.A. in collaborazione con il MIT americano per l'applicazione della tecnologia ad impianti di scala commerciale fino da 350 MWe [5].

L'applicazione di membrane per la separazione dell'O₂ nell'impianto ASU è stato uno degli obiettivi di ricerca del progetto DEMOYS sviluppato del 7° Programma Quadro UE. Il progetto (2010-14) ha coinvolto RSE (coordinatore), l'Università degli Studi di Genova, il Politecnico di Milano, Rezia Energia Italia e Foster Wheeler Italiana.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia oxyfuel su larga scala è più specificamente dedicata alla generazione di energia elettrica. Come per altre tecnologie di cattura della CO₂ applicabili su impianti di grossa taglia potrebbe essere di ausilio nel settore petrolifero, dove in effetti era nato il concetto di oxyfuel ipotizzandone l'impiego per produrre e catturare CO₂ da immettere nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo così al processo EOR (Enhanced Oil Recovery). Su scala più ridotta, il processo di ossi-combustione risulta utilizzato per il miglioramento della produttività e la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di NO_x nei settori industriali di vetro, alluminio, cemento, acciaio e incenerimento dei rifiuti [9].

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

DOE/NETL ha condotto alcune simulazioni numeriche su tre alternative di impianto oxyfuel di produzione di energia elettrica, tutti di potenza netta pari a 550 MW, alimentati da carbone bituminoso e dotati di desolfatore con efficacia al 98% e sistema di abbattimento polveri del 99.8% [10]; il contenimento degli NO_x è anche affidato al ricircolo dei gas effluenti. Sono stati considerati un impianto Super-Critico (SC) e un impianto USC, entrambi con impianto ASU criogenico; il terzo è lo stesso impianto SC con ASU che utilizza membrane a trasporto ionico (ITM).

Nello studio l'emissione in atmosfera di CO₂ dalle due unità con ASU criogenica è considerata trascurabile e quindi uguale a 0; per l'unità con ASU a tecnologia ITM l'emissione di CO₂ è calcolata pari a 0.085 kg/MWh ed è dovuta al riscaldatore

a gas naturale richiesto per il sistema ITM. Anche le altre emissioni (SO_2 , NO_x , polveri e Hg) sono considerate praticamente trascurabili o nulle, a causa dell'abbattimento realizzato nell'impianto di purificazione della CO_2 e anche perché quelle residue verrebbero sequestrate con la CO_2 .

La sostanziale riduzione delle emissioni è stata sperimentata anche nei tre impianti pilota di Schwarze Pumpe, Callide e Ciuden [1].

Emissioni CO_2 /MWh

In linea con quanto riportato in letteratura, si evidenzia come le emissioni in atmosfera di CO_2 degli impianti oxyfuel siano trascurabili. Valori marginali di emissione si hanno negli impianti che dovessero impiegare la tecnologia ITM per l'ottenimento dell' O_2 .

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Dati di letteratura [11] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di $\text{CO}_2 \geq 880$ kg/MWh, per cui si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Poiché le emissioni di CO_2 da impianti oxyfuel sono considerate trascurabili, un valore indicativo di emissioni evitate adottando tale tecnologia può essere riconducibile allo stesso valore di 900 kg/MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento è strettamente legato alla natura dell'impianto considerato. Valori per le tre tipologie più comuni di impianto oxyfuel riferiti al potere calorifico superiore (HHV) o inferiore (LHV) del carbone Illinois 6 utilizzato come combustibile sono [10]:

Impianto SC (ASU criogenica): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

Impianto USC (ASU criogenica): HHV = 33,0% LHV = 34,6%

Impianto SC (ASU a tecnologia ITM): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti a polverino di carbone con combustione in aria è pari a 10,1 punti percentuali per l'impianto SC e a 11,6 punti percentuali per la configurazione USC.

Nello studio DOE si assume in tutti i casi un valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) pari a 0.85 e la vita utile degli impianti viene indicata come non inferiore a 30 anni.

Studi condotti su impianti oxyfuel di taglia commerciale (da 168 a 1100MW) hanno dimostrato come il rendimento sia influenzato dalla potenza lorda [1]. I valori di rendimento netto LHV documentati variano nel range 33,3÷38,3%, con un massimo del 44% calcolato da Air Liquide. La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti in aria viene indicata in valori dal 7% al 12,7%.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche associate agli impianti di generazione oxyfuel [9] sono legate all'unità di separazione dell'aria (ASU) e all'unità di depurazione della CO_2 (CPU). Recentemente, sono stati compiuti progressi significativi nello sviluppo di una CPU efficace per il trattamento dei gas di scarico, per cui la CPU non solo agisce come una unità di purificazione di CO_2 ma anche come unità di controllo delle emissioni. Potenzialmente una centrale oxyfuel potrebbe eliminare apparecchiature come il desolfatore (FGD) e il DeNO_x , nonché dispositivi di controllo del Hg, come iniezione di carboni attivi. Allo stato attuale, la tecnologia oxyfuel non offre la flessibilità di un impianto standard a carbone. L'ossi-combustione non consente la cattura parziale della CO_2 . Pertanto un impianto oxyfuel necessita di un chiaro quadro regolatorio a lungo termine, che garantisca la possibilità di sequestro della CO_2 per tutta la vita dell'impianto. Per gli stessi motivi, la disponibilità di un impianto oxyfuel è legata anche a quella del sistema di sequestro. L'unità ASU è responsabile per quasi due terzi della perdita di efficienza ed è anche una voce rilevante nei costi di capitale. Il costo di produzione dell' O_2 deve essere migliorato sia energeticamente che economicamente per rendere la tecnologia Oxy-fuel concorrenziale. Tecnologie innovative basate su membrane non sono ancora in grado di produrre in modo affidabile e competitivo le grandi quantità di O_2 necessarie per un impianto oxyfuel di scala commerciale, anche se le valutazioni energetiche effettuate mostrano un potenziale risparmio del 30% circa dell'energia necessaria per la separazione [12]. Altre aree che necessitano di miglioramenti sono costituite dalla minimizzazione dei rientri d'aria, che porta ad un aumento dei costi per il funzionamento della CPU, e lo sviluppo di nuovi materiali ad alta temperatura per consentire di operare con più elevate concentrazioni di O_2 , riducendo il fabbisogno energetico per il riciclo dei gas combustibili.

L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi legali/regolatori per il sequestro della CO_2 .

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Lo sviluppo della tecnologia potrebbe generare delle ricadute per l'industria italiana in termini di valore aggiunto date dalla possibilità di esportare la tecnologia oltre i confini nazionali.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Potenziali utilizzatori della tecnologia possono essere individuati nelle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale e per le quali parte della produzione di energia elettrica prevede il carbone come fonte primaria.

Sviluppo della tecnologia

Le società attive nello sviluppo della tecnologia sono:

- Enel S.p.A.
- ITEA S.p.A.
- Sotacarbo S.p.A.
- IFRF (International Flame Research Foundation), con sede a Livorno www.ifrf.net.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Oltre alle già citate Enel S.p.A., ITEA S.p.A., Sotacarbo S.p.A e IFRF, ENEA, CNR e diverse università studiano materiali e processi legati all'oxyfuel.

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di impianto pilota oxyfuel è quello del progetto ISOTHERM di ITEA da 5 MWth a Gioia del Colle che tuttavia si contraddistingue dagli altri impianti esistenti per una propria tecnica originale.

A livello europeo sono censiti i 2 progetti pilota di Schwarze Pumpe e Compostilla e il progetto dimostrativo White Rose, attualmente in stand-by. Vi è poi il progetto di Lacq in Francia, dove però la caldaia è a gas [7].

A livello extra-europeo sono elencati come progetti pilota [7] l'impianto da 30 MW di Callide in Australia, che ha terminato la sperimentazione nel 2015, e l'impianto da 50 MW di NET Power in Texas (USA), con gas naturale come combustibile, il cui avviamento è previsto nel 2017.

Oltre al progetto inglese di White Rose, tra gli impianti dimostrativi sono pianificati [8] il progetto cinese di Daqing, con caldaia a carbone da 350 MW, e quello del centro di ricerca Korea CCS R&D Center, con caldaia oxyfuel a carbone da 500 MW.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] T.Lockwood, "Developments in oxyfuel combustion of coal", IEA Clean Coal Centre, CCC/240, ISBN: 978-92-9029-561-7, August 2014
- [2] http://www.the-linde-group.com/en/clean_technology/clean_technology_portfolio/carbon_capture_storage/oxyfuel_technology/index.html
- [3] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [4] G.Benelli, "From clean coal power plants to the zero emissions power plants: 10 years of experiences of ENEL", Presentation to Institute of Materials, Minerals and Mining, London, UK, 26 pp, 7 Nov 2013
- [5] G.Benelli et alii, "Oxy-coal combustion pressurized technology: Status and developments. ENEL-ITEA collaboration", IFRF-TOTeM 41, Warsaw, Poland, 10-11 June 2014
- [6] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/white_rose.html
- [7] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_pilots.html
- [8] https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html
- [9] <http://cornerstonemag.net/overview-of-oxy-fuel-combustion-technology-for-co2-capture/>
- [10] "Pulverized Coal Oxycombustion Power Plants - Volume 1: Bituminous Coal to Electricity Revision 2", Final Report, DOE/NETL-2007/1291, August 2008
- [11] "Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations", IEA, 2012
- [12] P. Savoldelli - Valutazione tecnico-economica relativa all'impiego di membrane per separazione di ossigeno in cicli IGCC e oxyfuel. Rapporto di Ricerca di Sistema, RSE (ex- CESI Ricerca) prot. 08000984, 2008