

IMPIANTI IGCC A CARBONE CON CCS

P. Ammendola, F. Miccio - CNR
G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Sebbene la gassificazione del carbone sia stata sviluppata e provata con processi alternativi su scala industriale da lungo tempo, la tecnologia IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) è stata introdotta solo in tempi più recenti negli impianti di generazione dell'energia elettrica. I primi impianti su scala commerciale sono stati avviati nei primi anni '90 e ad oggi il numero di impianti in esercizio in centrali elettriche a livello mondiale è ancora limitato. Il principale vantaggio del processo IGCC è l'elevata efficienza di conversione energetica, anche superiore a 50%, grazie alla implementazione della gassificazione ad alta pressione e ciclo combinato di conversione energetica.

L'impianto IGCC è generalmente indicato come una tecnologia idonea alla cattura pre-combustione della CO₂ perché è possibile convertire cataliticamente il CO a CO₂ prima della camera di combustione e operare uno stadio di separazione del diossido di carbonio. La trasformazione del carbone avviene ad alta temperatura (800-1800 °C) in ambiente riducente, più spesso con solo O₂ prodotto da un impianto ASU (Air Separation Unit), mentre sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria. La reazione avviene all'interno di un reattore pressurizzato che costituisce il gassificatore. Da qui si ottiene il syngas, una miscela di CO e

H₂ e altri gas in quantità marginali. Il gas prodotto contiene i solfuri H₂S e, in piccola quantità, COS; quest'ultimo viene convertito in CO₂ e forma ulteriore H₂S; questi gas vengono separati in appositi impianti dopo il raffreddamento del syngas. Il syngas ripulito e contenente essenzialmente H₂ e CO viene inviato come combustibile nella turbina a gas che con il Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e la turbina a vapore costituisce la cosiddetta isola di potenza, ovvero il ciclo combinato dell'impianto IGCC. Oltre ai macchinari appena richiamati, un impianto IGCC è caratterizzato dai mulini del carbone, pompe o ventilatori per l'alimentazione della miscela acqua-carbone ("slurry") o del polverino al gassificatore e da una considerevole batteria di scambiatori di calore.

Un schema di impianto IGCC è riprodotto nella Figura 1 (250 MWe IGCC, Tampa Electric Polk Power [1]).

Dove l'impianto sia configurato per la cattura della CO₂, a valle del gassificatore il syngas passa anche nel reattore di shift (WGS, Water Gas Shift) in cui con immissione di vapore il CO viene convertito in CO₂ e il syngas si arricchisce di H₂; la CO₂ viene poi separata dal syngas, costituito a questo punto essenzialmente da H₂.

Un significativo vantaggio degli impianti IGCC è costituito dalla versatilità della tecnologia, che si presta alla produzione di un mix di prodotti finali in cui sono inclusi energia elettrica, calore, idrogeno, combustibili liquidi, prodotti chimici. Gli impianti IGCC possono accettare come combustibili anche il carbone ad alto contenuto di zolfo, le biomasse o una loro miscela.

L'accoppiamento di una unità IGCC con altre unità di processo tipiche dell'industria chimica rende possibile la produzione di una vasta gamma di prodotti anche di alto valore aggiunto (Figura 2).

Il principale svantaggio risiede nella necessità di dotare l'impianto con un ASU. Sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria ma ciò impatta con la possibilità di separazione agevole della CO₂.

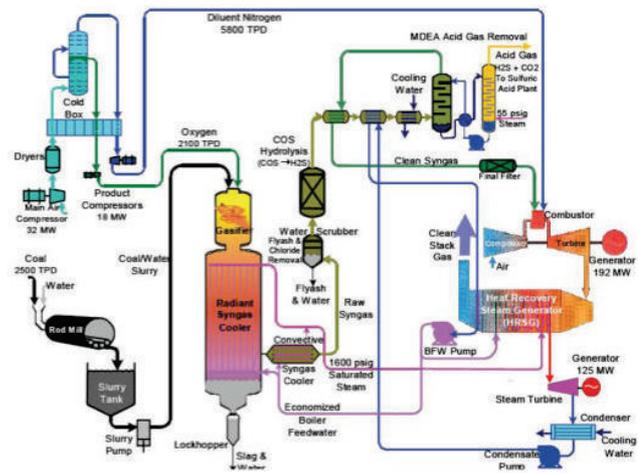


Figura 1 Uno schema di impianto IGCC

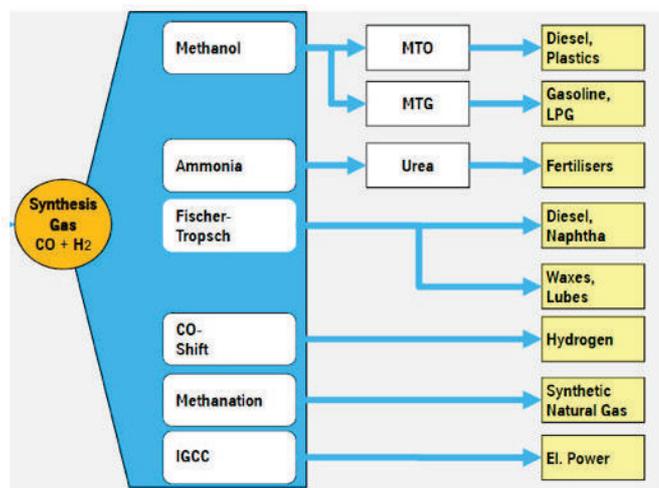


Figura 2 Diagramma dei processi/stadi di trasformazione del syngas in prodotti chimici

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, le unità a carbone IGCC di taglia commerciale comunemente censite, costruite ed esercite come impianti dimostrativi di generazione di energia elettrica, sono due [2].

Impianto	Sito	Nazione	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
Demkolec	Buggenum	NL	1994	253	1	Shell	Carb., Biom
Puertollano	Repsol ref.	ESP	1998	310	1	Prenflo	carbone

L'impianto di Nuon Buggenum è stato chiuso nel 2013. Un terzo impianto IGCC di generazione di energia elettrica europeo è quello di Vresova nella Repubblica Ceca, alimentato a lignite e con potenza netta di 400 MW [3].

Vi sono poi 3 progetti di impianti IGCC di taglia commerciale con CCS integrata (Caledonia-The Clean Energy Project-UK- 570MW, Don Valley CCS Project-UK-650MW, RWE Hurth-Germany-450MW) che si trovano ad un diverso stadio di avanzamento, attualmente interrotti o cancellati a causa di problemi finanziari o regolatori in merito al sequestro della CO₂ [3].

Nazionale

In Italia non vi sono impianti IGCC a carbone dedicati alla generazione di energia elettrica ed eserciti dalle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale.

Sono tuttavia in esercizio presso altrettante raffinerie i 3 impianti IGCC di taglia commerciale elencati in tabella, nei quali il combustibile utilizzato è il TAR di raffineria [2]. Un quarto impianto (API Energia – Falconara) è stato recentemente convertito a ciclo combinato a gas naturale.

Impianto	Sito	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
APIEnergia	API Ref.	1999	244	2	Texaco	TAR
ISAB Energy	ERG Ref. Priolo	2000	521	2	Texaco	TAR, olii
Sarlux	Saras Ref.	2000	452	3	Texaco	TAR, Bitume
AGIP	Sannazzaro	2006	250	2	Shell	TAR

Nessuno dei 3 impianti IGCC in esercizio è dotato di sistemi CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti IGCC è in alcuni casi impiegata in connessione con sistemi CCS nel settore dell'estrazione petrolifera, al fine di ottenere grandi quantità di CO₂ da impiegare per la cosiddetta "Enhanced Oil Recovery" (EOR).

Nel settore della produzione di energia elettrica sono in esercizio poche unità di taglia commerciale, anche a livello mondiale, installate come impianti dimostrativi.

La tecnologia CCS applicata come cattura pre-combustione si può quantificare almeno al livello TRL 7 [4].

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)
- TAR di raffineria
- Petcoke.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia IGCC trova particolare applicazione nell'industria petrolifera. Nelle raffinerie offre la possibilità di utilizzare come combustibile il TAR di raffineria altrimenti di problematico smaltimento. Nel settore estrattivo di petrolio e gas, nel caso l'impianto IGCC sia integrato con sistemi CCS, è possibile utilizzare la CO₂ catturata per l'immissione e confinamento nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il potenziale di sviluppo della tecnologia è elevato in ambito nazionale per le competenze scientifiche, ingegneristiche, tecnologiche e realizzative posseduti dagli attori privati (ENEL, Ansaldo, Magaldi) e pubblici (ENEA, RSE, CNR, Università).

Si ritiene che a causa dell'impatto ambientale di grosse centrali e della diffidenza dell'opinione pubblica rispetto all'uso di carbone non ci siano reali possibilità di implementazione della tecnologia nel territorio nazionale, se non come soluzione di upgrade e potenziamento di installazione pre-esistenti a carbone o olio combustibile.

Il panorama energetico nazionale è ulteriormente turbato dalla volatilità del prezzo del petrolio che rende oltremodo incerti gli studi di fattibilità tecnico economica per investimenti ad elevato capitale, quali quelli richiesti per IGCC.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [04] e valori di rendimento netto (LHV) compresi tra il 40,4% e il 43,7%, si ricavano i seguenti valori di emissione:

CO ₂	: 723±782	[kg/MWh]
SO ₂	: 0.005±0.046	[kg/MWh]
NO _x	: 0.217±0.235	[kg/MWh]
Polveri	: 0.026±0.028	[kg/MWh]
Hg	: 1.59E-6±1.64E-6	[kg/MWh]

La possibilità di ottenere buoni prestazioni ambientali è da attribuire allo stadio di gassificazione, che consente il pre-trattamento di volumi di gas sensibilmente ridotti rispetto ai fumi di combustione, con evidenti vantaggi per l'economia dell'impianto. La soluzione doppio stadio permetterebbe una più agevole separazione della CO₂ configurando un processo "zero emission".

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [6] per unità IGCC da 625 MW indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 723±782 kg/MWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Dati di letteratura [8] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può quindi assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Da [6] si ricava un dato medio di emissione di unità IGCC di 755 kg/MWh.

Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia IGCC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 145 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La durata degli impianti è quella tipica delle grandi installazioni industriali (maggiore di 20 anni) se si opera un'attenta gestione, manutenzione e ammodernamento periodico delle apparecchiature.

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [6], i valori di rendimento netto (LHV) sono compresi tra il 40,4% e il 43,7%.

L'inserimento di sistemi CCS, con cattura al 90% della CO₂, comporta una perdita da 6,4 a 11 punti percentuali di rendimento. Il valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) viene valutato attorno a 0.80. In [1] si riportano dati registrati su 7 impianti di taglia compresa tra 250 e 400 MW in esercizio commerciale. I valori di rendimento netto (LHV) documentati sono compresi tra il 40% e il 50,5%; quest'ultimo è relativo all'impianto IGCC da 400 MW di Vresova nella Repubblica Ceca. La disponibilità registrata su 5 impianti di generazione IGCC che hanno sperimentato l'esercizio commerciale è documentata e discussa in [7], da cui si ricava che valori reali di disponibilità contenuti tra il 50% e l'80% vengono ottenuti solo a distanza di 3÷4 anni dall'avviamento.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

La redditività e convenienza economica dell'investimento è fortemente collegata a fattori di natura politica, sociale e di economia di larga scala. Il prezzo del carbone e del petrolio giocano un ruolo determinante.

Nell'attuale fase di stasi dell'economia italiana e di volatilità del prezzo del petrolio non è verosimile concepire la realizzazione di nuove centrali IGCC con cattura di CO₂, anche per l'elevata presenza di generazione rinnovabile.

E' solo ipotizzabile l'upgrade di impianti già operativi.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche tecniche degli impianti IGCC si individuano nella possibilità di sporcamento degli scambiatori di calore, nella movimentazione ed evacuazione di residui viscosi, nella complessità dell'impianto e della sua conduzione, nella ridotta flessibilità che li rende più adatti al carico di base, nella ridotta disponibilità sin qui sperimentata specialmente nei primi anni di esercizio [2]. A pari potenza con impianti USC a carbone, con i quali condividono analoghi valori di rendimento, gli impianti IGCC richiedono costi di investimento più elevati almeno del 20% circa [6] [7]. Per questo gli impianti IGCC a carbone esistenti a livello globale godono o hanno goduto di qualche forma di finanziamento pubblico. L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi regolatori per il sequestro della CO₂. Nella realtà italiana è inoltre ampiamente diffuso un sentimento di diffidenza e avversione nei confronti del carbone, anche per assenza di significative risorse interne.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

La ricerca e lo sviluppo industriale su IGCC può consentire di acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents che potrebbero avere impatto positivo sul PIL e sull'occupazione. Si ritiene che aziende italiane operanti nel settore dell'industria di processo possano essere favorevolmente coinvolte nella realizzazione di impianti IGCC. Anche il settore legato alla realizzazione di apparecchiature per la cattura e utilizzo di CO₂ potrebbe avere uno sviluppo in termini di fatturato, soprattutto in relazione ad obblighi imposti dalla autorità sulle emissioni di carbonio in atmosfera.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Valgono le stesse considerazioni riportate per l'ambito nazionale. Acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents su IGCC e CCS consentirebbe di incrementare l'export italiano nel settore dell'industria di processo.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia IGCC è applicabile solo per la produzione su larga scala (>200 MWel) di energia elettrica e pertanto trova ricaduta solo indiretta nel settore industriale e dei trasporti.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende della raffinazione petrolifera (ENI, Saras, API, ERG). E' inoltre possibile ipotizzare il re-vamping di impianti tradizionali a polverino di carbone operanti in Italia per la produzione e immissione in rete di energia elettrica (es. ENEL).

Sviluppo della tecnologia

Foster Wheeler può essere considerato uno dei maggiori gruppi di progettazione e fornitura di impianti IGCC a livello internazionale e pertanto coinvolge numerose aziende italiane ad essa collegate. Si citano anche le eccellenze nel settore dell'impiantistica (Ansaldo) e movimentazione/trattamento ceneri (Magaldi S.p.A.).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

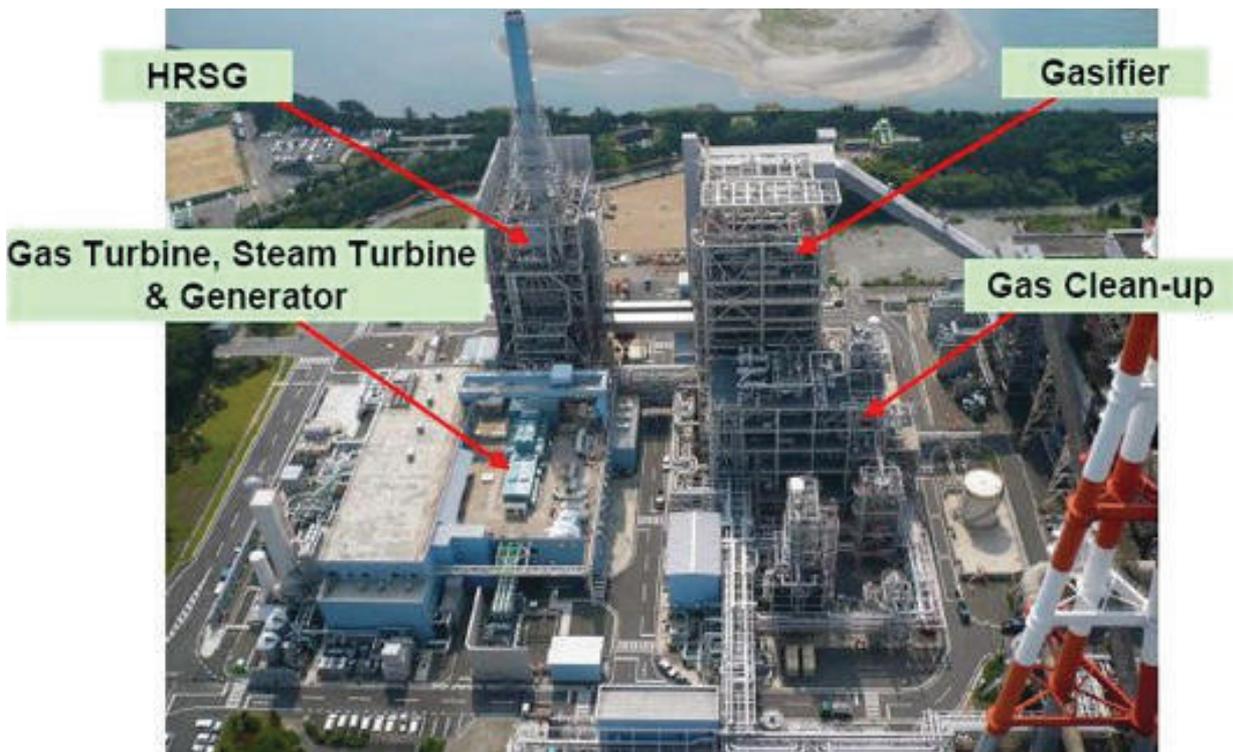
Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Le società attive sulla tematica degli impianti IGCC si possono individuare in Enel S.p.A., ENEA, Sotacarbo S.p.A., e diverse università e centri di ricerca. L'attività principale consiste nella modellazione numerica di alternative di lay-out impianto e di processo e nella verifica sperimentale di soluzioni tecnologiche innovative per alcuni componenti dell'impianto (es. stadio di separazione delle ceneri fuse).

Si sottolinea anche il ruolo in ambito nazionale svolto da centri di ricerca sulla cattura della CO₂ a monte dello stadio di combustione. Il progetto MiSE "Carbone Pulito" (<http://www.ricercadisistema.cnr.it/>) ha recentemente finanziato numerosi gruppi di ricerca focalizzati sulla gassificazione di carbone e cattura/separazione di CO₂.

■ BEST PRACTICES

Non esistono in Italia impianti commerciali IGCC. Sono invece presenti studi e sviluppi sperimentali, anche con partecipazione a progetti internazionali, di Università e centri di ricerca nazionali (es. ENEA, Sotacarbo, CNR).



Vista dell' impianto IGCC Nakoso (Giappone) (Fonte: Mitsubishi Heavy Industries, Ltd)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] “IGCC State-of-the-art report”, EU-FP7, Low Emission Gas Turbine Technology for Hydrogen rich Syngas, H₂-IGCC, Sub Project 4, WP1-System Analysis, Dep.t of Mech. & Structural Eng. & Material Science, University of Stavanger, Norway, April 2010
- [2] G.Cau, V.Tola “Modellazione e valutazione di processi di conversione termica del carbone basati su tecnologie USC e IGCC con trattamenti di purificazione degli effluenti gassosi e con rimozione della CO₂”, Università degli Studi di Cagliari – Dip. di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali, Report RdS/2012/207, Settembre 2012
- [3] <http://www.netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/project-examples>
- [4] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity Revision 2b – Year Dollar Update”, DOE/NETL-2015/1727, July 31, 2015
- [7] I.Barnes, “Recent operating experience and improvement of commercial IGCC”, CCC/222 ISBN 978-92-9029-542-6, August 2013, IEA Clean Coal Centre
- [8] “Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations”, IEA, 2012