



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI "PARTHENOPE"
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA GESTIONALE

Impianti a ciclo combinato integrati con gassificazione di carbone - IGCC

(a.a. 2022/2023)

Prof. Ing. Elio Jannelli

Ordinario di Sistemi per l'Energia e l'ambiente

Dipartimento di Ingegneria

elio.jannelli@uniparthenope.it

TG e Carbone

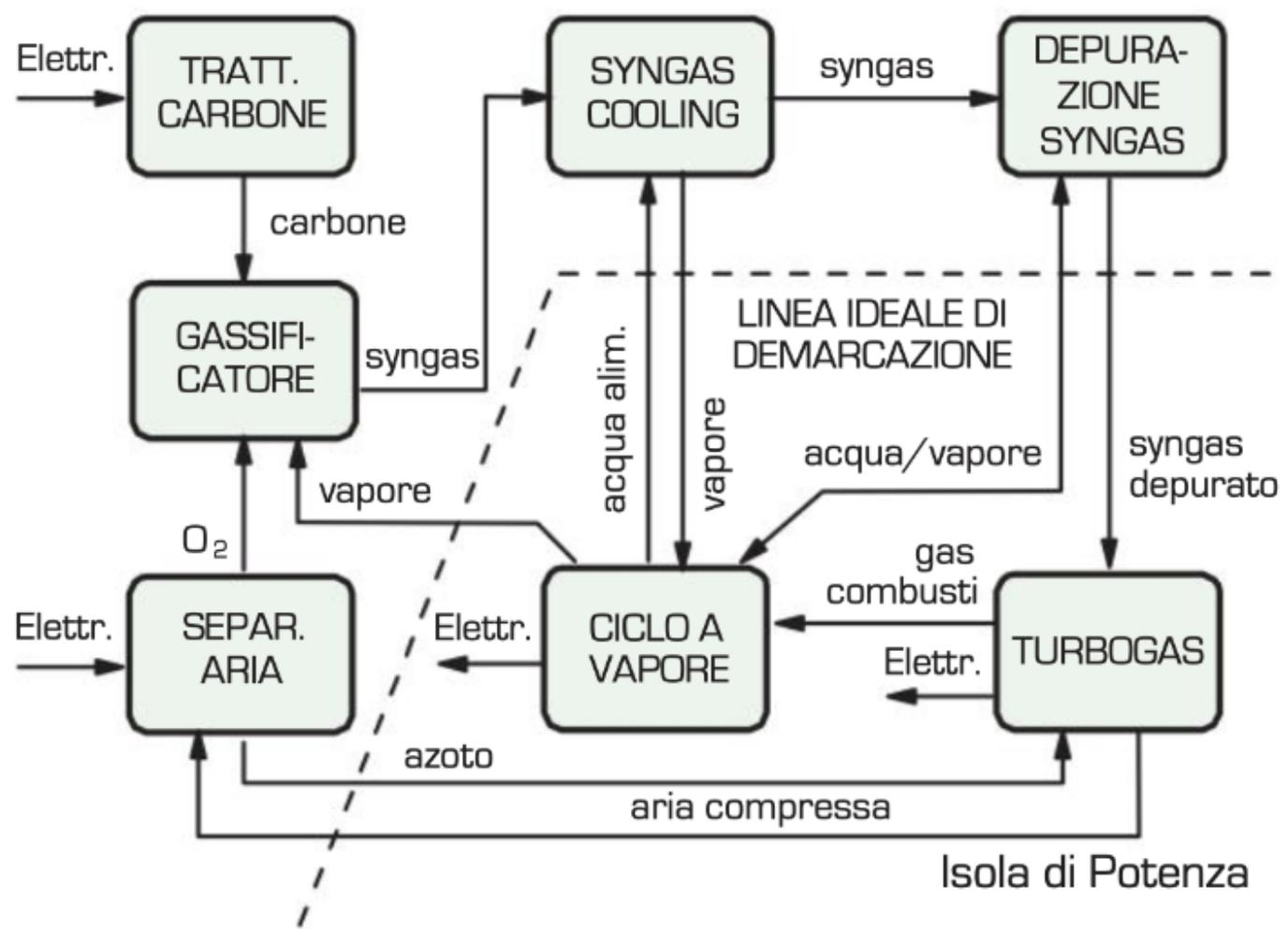
- Minor costo del carbone (Eur/MJ) rispetto al gas naturale.
- Maggiore disponibilità a lungo termine (abbondanza giacimenti carboniferi).
- Sicurezza di approvvigionamento.
- Si rende necessario rimuovere il vincolo secondo cui le TG lavorino esclusivamente con combustibili «puliti» come il gas naturale o i combustibili liquidi «leggeri»
- Esistono due strade per rendere compatibili le turbine a gas con combustibili pesanti (carbone, residui di raffineria): la gassificazione e i letti fluidi pressurizzati.
- La gassificazione consiste nel produrre un gas di sintesi (syngas) pulito e accettato dalle turbogas. E' il processo usato per la produzione del cosiddetto «gas di città».



Schema impianto IGCC



Isola di Gassificazione

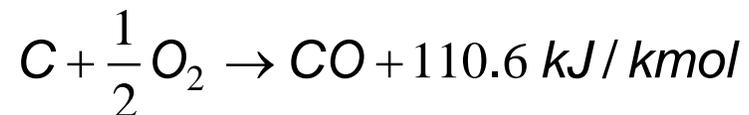




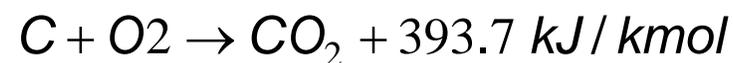
Gassificazione

Il gassificatore è un reattore che prevede tre flussi entranti (combustibile, ossidante ed acqua) e due uscenti (syngas e ceneri). Il syngas è un gas combustibile contenente CO ed idrogeno.

Le principali reazioni che si realizzano sono:



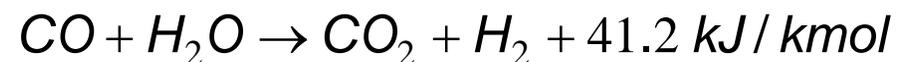
Ossidazione parziale



Ossidazione totale



Gassificazione



Water gas shift



Metanazione



Gassificazione

- La reazione parziale del carbonio produce il 28% del calore, il restante 72% è contenuto nel potere calorifico del syngas.
- A seconda della quantità di ossigeno può avanzare la seconda reazione innalzando la temperatura del syngas (a spese del suo potere calorifico).
- La reazione di gassificazione è endotermica e quindi favorita alle alte temperature. L'acqua è un elemento moderatore e apportatore di idrogeno.
- La reazione di water gas shift determina il rapporto tra i due elementi combustibili, in funzione della temperatura.
- Altri elementi presenti nel syngas sono zolfo, azoto e ceneri.

Gassificazione

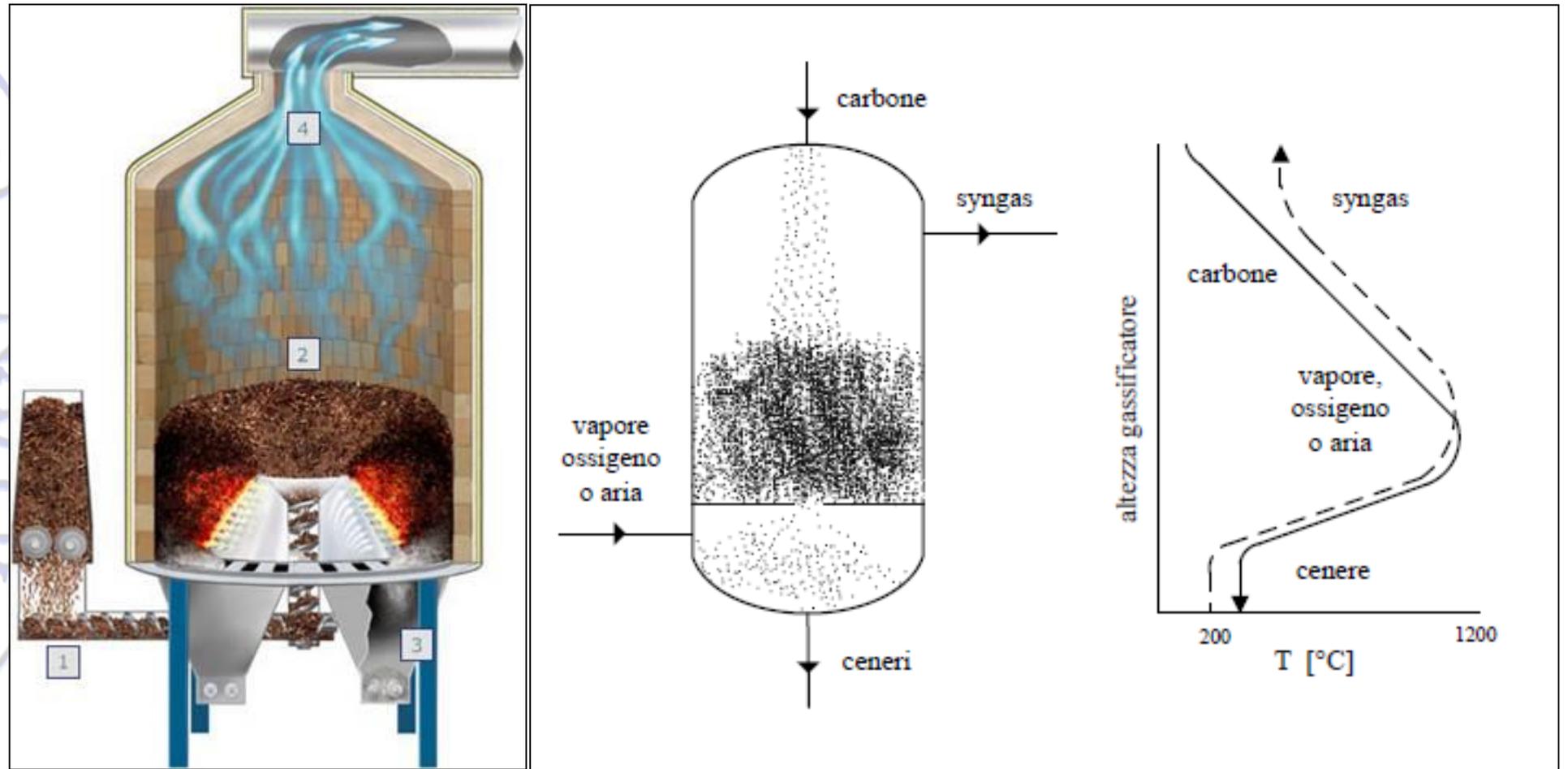
Le principali tecnologie di gassificatori sono: **Letto fisso**, **Letto fluido**, **Flusso trascinato**.

Letto fisso:

- Il carbone è immesso in controcorrente con i gas caldi prodotti dal letto. All'ingresso del reattore si liberano gli elementi più volatili e si produce tar (catrame) che rimane liquido nel gas.
- Il syngas prodotto si raffredda man mano che avanza verso l'uscita del reattore mentre nella zona centrale viene gassificato il char (residuo carbonioso) per reazione con ossigeno e vapore.
- Il gas prodotto è a temperature moderate (450-550°C) ma necessita di essere "lavato" dagli idrocarburi liquidi che vengono separati e successivamente riciclati.



Gassificatore a letto fisso





Gassificatore a letto fisso

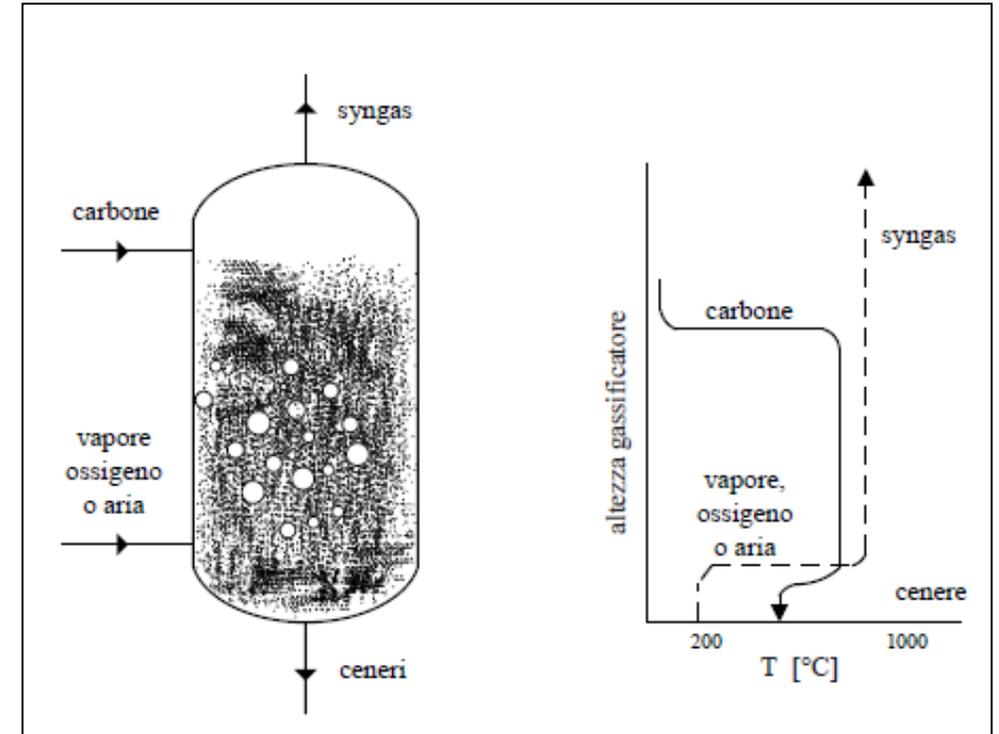
Caratteristiche funzionali e prestazionali:

- elevata efficienza energetica (lo scambio termico avviene in controcorrente);
- temperatura massima, raggiunta nel letto, elevata con conseguente fusione delle ceneri;
- modesta temperatura del syngas all'uscita del reattore;
- basso consumo di ossidante (rapporto ossigeno/combustibile = 0.3-0.6);
- elevato consumo di acqua (rapporto acqua/combustibile = 0.3-1.5);
- pezzatura del carbone di alimentazione compresa tra 5 e 50 mm con poche ceneri e poche particelle fini
- bassa potenzialità (il carbone rimane per molto tempo all'interno del letto, da una a tre ore di permanenza);
- syngas grezzo con elevate percentuali di idrocarburi pesanti (TAR) e bassi trascinamenti di particolato;
- composizione tipica del syngas (%vol): 15% CO, 30% CO₂, 45% H₂, 10% CH₄

Gassificatore a letto fluido

Letto fluido: è costituito da un letto di carbone finemente macinato e miscelato con una sabbia inerte, un flusso continuo di ossidante e di vapore in pressione agisce da fluidificante. La temperatura operativa è di 800-1000°C.

- Aggiungendo sorbente al letto si può ottenere una buona rimozione dello zolfo già in fase di produzione del syngas grezzo.
- Per questa configurazione risulta critico ottenere una buona conversione del carbonio che tende a rimanere intrappolato nel letto di ceneri.





Gassificatore a letto fluido

Caratteristiche funzionali e prestazionali:

- distribuzione uniforme della temperatura lungo il gassificatore, la temperatura si mantiene al di sotto della temperatura di fusione delle ceneri, fenomeno che distruggerebbe il letto;
- moderato consumo di ossidante (rapporto ossigeno/combustibile = 0.5-0.8);
- moderato consumo di acqua (rapporto acqua/combustibile = 0.3-0.8);
- il syngas presenta un basso contenuto di TAR ma elevato trascinamento di particolato che richiede ricircoli di char;
- media potenzialità (30-60 min. di permanenza);
- accetta una grande varietà di combustibili;
- possibilità di operare la desolforazione internamente al gassificatore;
- composizione tipica del syngas (%vol): 40% CO, 20% CO₂, 30% H₂



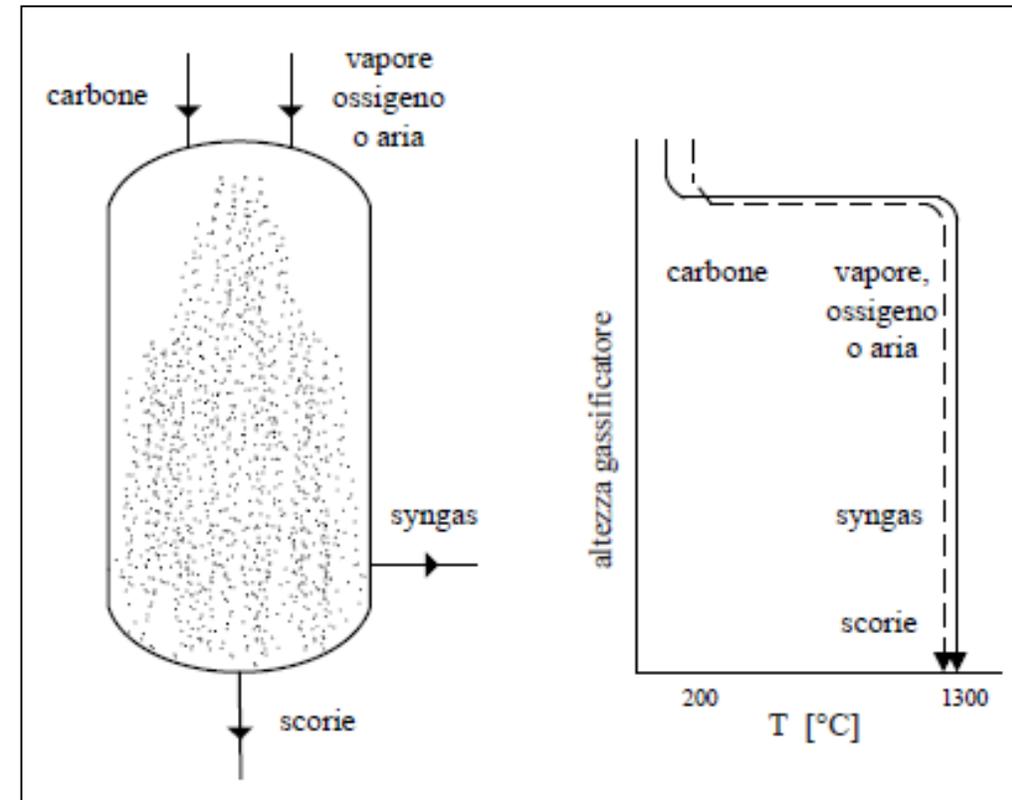
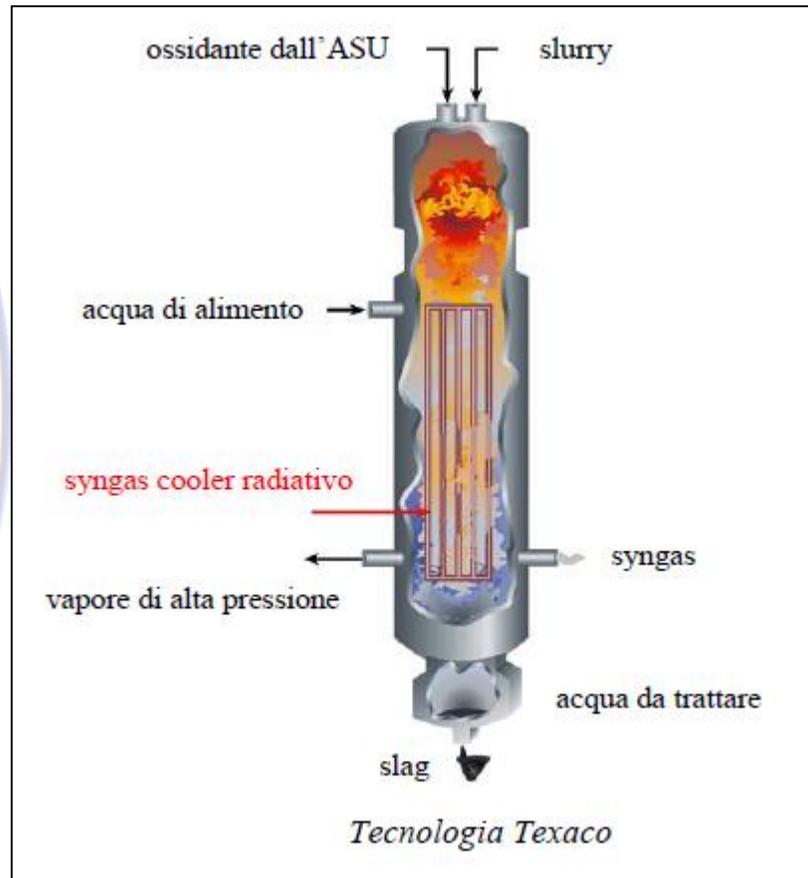
Gassificatore a flusso trascinato

Flusso trascinato:

- opera come un combustore in difetto di ossigeno.
- La temperatura operativa è di 1300-1600°C per accelerare le reazioni e portare a fusione le ceneri.
- Grazie ai ridotti tempi di residenza, a parità di syngas prodotto, presenta dimensioni più compatte rispetto alle altre tecnologie e si presta per impianti di elevata potenza.
- E' necessario realizzare un recupero termico efficiente dal syngas prodotto, data l'elevata temperatura.
- E' la tecnologia di gran lunga più diffusa per impianti IGCC.



Gassificatore a flusso trascinato





Gassificatore a flusso trascinato

Caratteristiche funzionali e prestazionali:

- elevato consumo di ossidante (rapporto ossigeno/combustibile = 0.7-1.0);
- basso consumo di acqua (rapporto acqua/combustibile = 0.1-0.5);
- possibilità di gassificare qualunque tipo di carbone;
- syngas privo di idrocarburi pesanti e di metano;
- scorie prodotte allo stato vetrificato e praticamente inerti;
- elevata potenzialità (pochi secondi di permanenza del carbone nel reattore);
- composizione tipica del syngas (% vol): 60% CO, 3% CO₂ , 30% H₂.

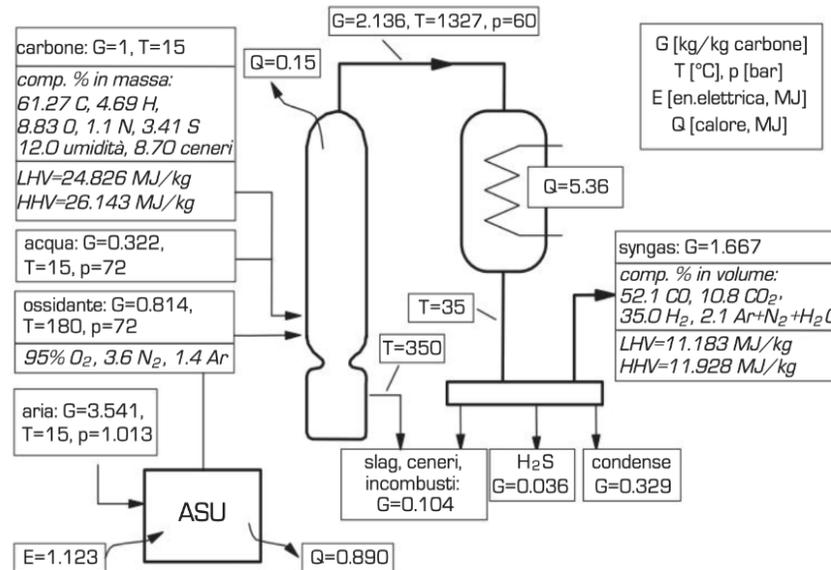


Raffreddamento e recupero termico del syngas

- Il syngas grezzo è sporco e caldo.
- La rimozione degli inquinanti impone il raffreddamento del syngas fino a temperatura prossima a quella ambiente.
- Il raffreddamento prevede un recupero termico che rappresenta una importante fonte energetica per la sezione di potenza.
- L'efficienza del recupero termico influenza significativamente le prestazioni dell'intero impianto.



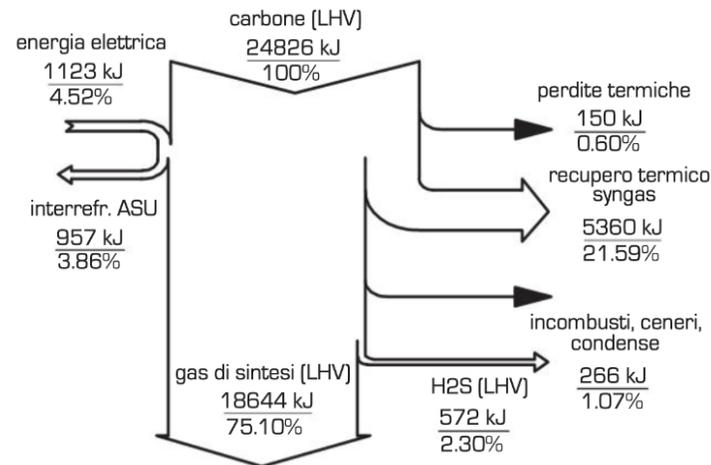
Raffreddamento e recupero termico del syngas



- Bilancio di massa, di specie chimiche e di potenza termica per un gassificatore a flusso trascinato.
- Posto energia primaria carbone entrante = 100%.

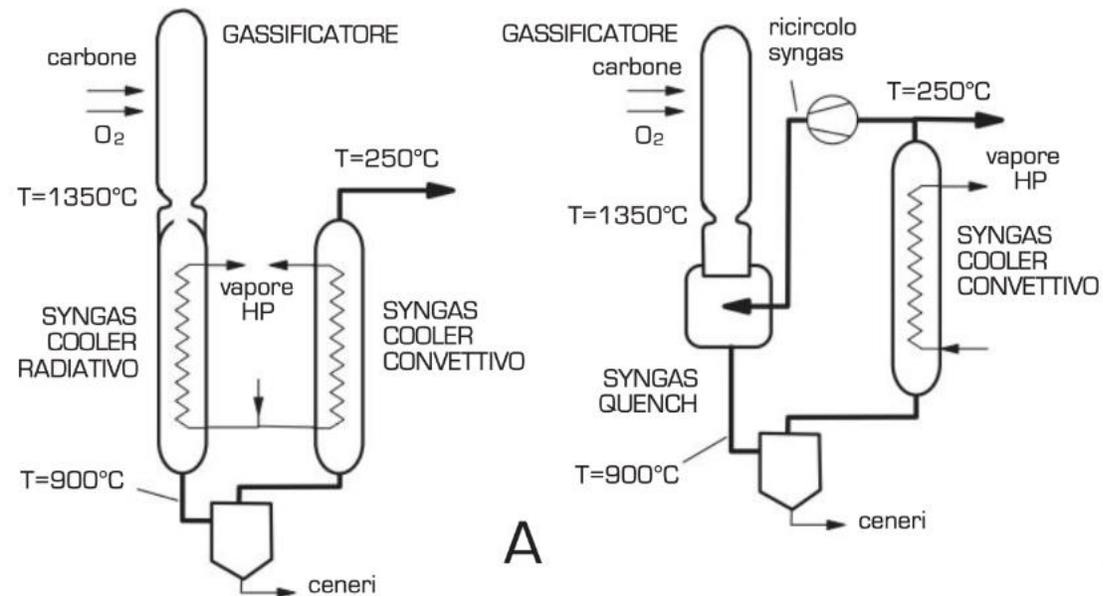
Si definisce **cold gas efficiency**

$$\frac{\dot{m}_{\text{syngas}} LHV_{\text{syngas}}}{\dot{m}_{\text{carbone}} LHV_{\text{carbone}}}$$



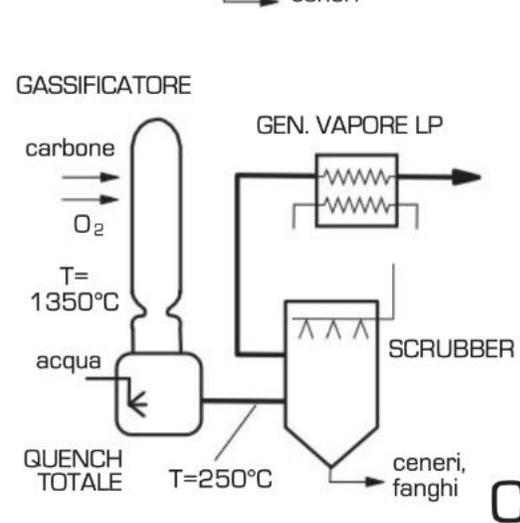
Raffreddamento e recupero termico del syngas

Il raffreddamento ed il recupero termico possono essere realizzati con quattro sistemi differenti:

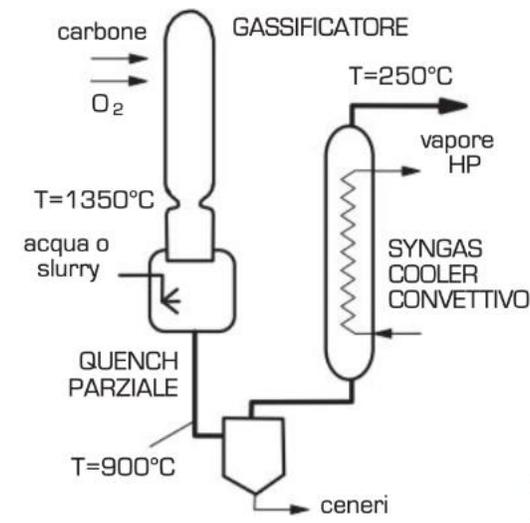


A

B



C



D

Depurazione del syngas

- Il syngas prodotto dal gassificatore contiene una serie di sostanze indesiderate quali ceneri fini (fly-ash, ceneri volanti), particolato, acidi solforati, ammoniaca, metalli, che è necessario rimuovere in quanto rendono impossibile l'uso tal quale del gas grezzo di sintesi.
- La sequenza dei sistemi di depurazione dipende dal gassificatore adottato: i vari reattori, infatti, producono syngas di diverse caratteristiche (temperatura, contenuto di tar, particolato, etc.) che influenzano significativamente la configurazione del sistema di depurazione del gas grezzo.
- La rimozione di solidi, metalli, composti azotati avviene attraverso torri di lavaggio ad acqua (scrubber).
- Per la rimozione dei composti solforati, tutti i processi utilizzati - **separazione dei gas acidi tramite assorbimento, impianti tipo Claus** per la produzione di zolfo elementare - sono perfettamente noti nell'industria chimica e petrolifera e non costituiscono quindi un elemento critico per gli impianti IGCC.
- La rimozione dei composti solforati è pressoché completa (>99%) e lo zolfo viene prodotto in forma commerciabile. Questo consente agli IGCC di operare anche con combustibili ad elevatissimo tenore di zolfo (residui di raffineria, petcoke).



La sezione di potenza

- L'isola di potenza è costituita da un impianto combinato alimentato da un syngas “pulito”, con un apporto aggiuntivo di vapore ricavato dal syngas cooling, che viene fatto espandere in turbina insieme a quello prodotto dal generatore di vapore a recupero.
- Per incrementare il rendimento globale è necessario massimizzare la cold gas efficiency.
- La gassificazione con aria quale ossidante è svantaggiosa rispetto a quella con ossigeno.
- I gassificatori che producono gas di sintesi più freddi sono più efficienti per il minor recupero termico da operare sul syngas a favore del potere calorifico.

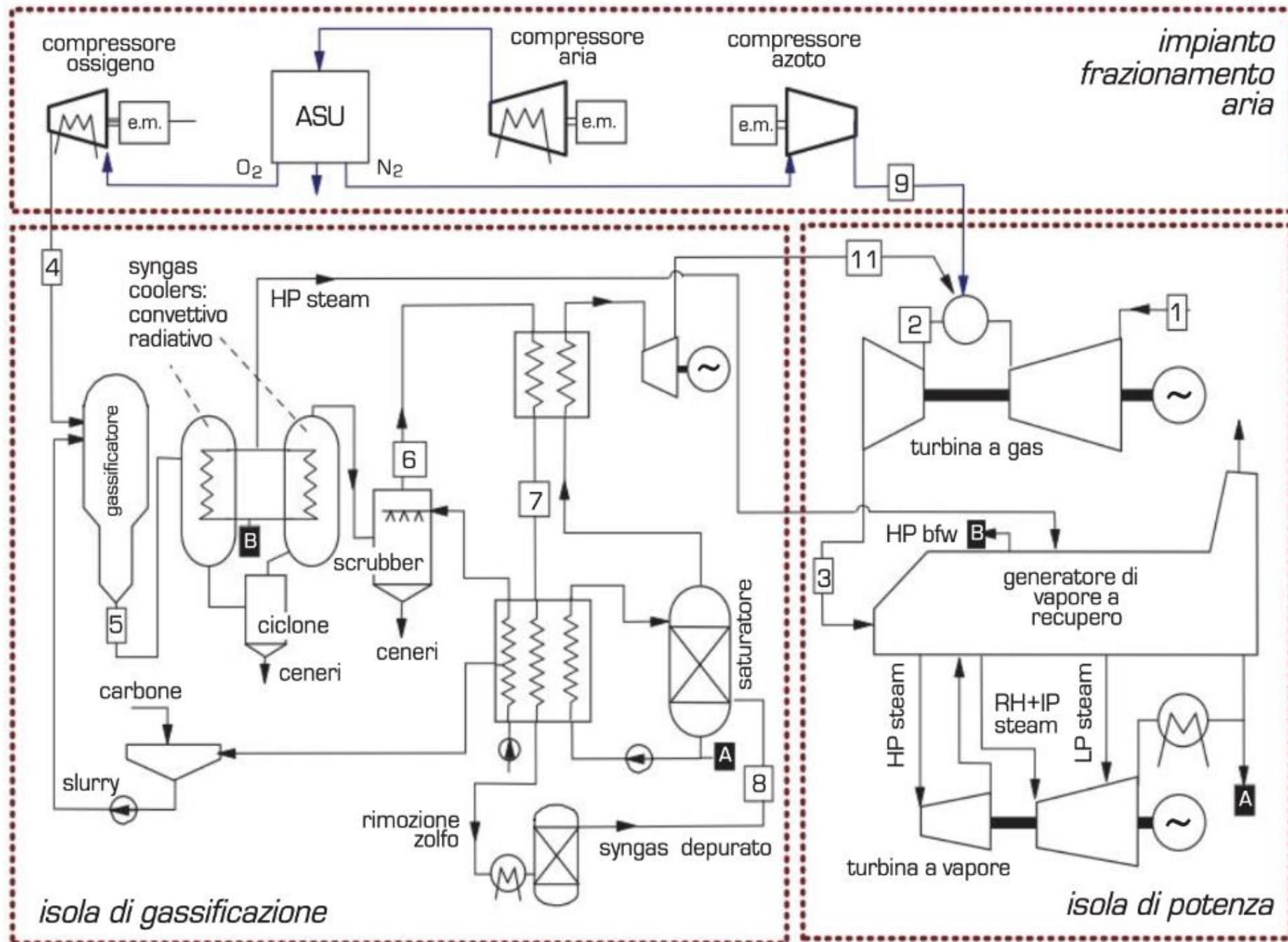
La sezione di potenza

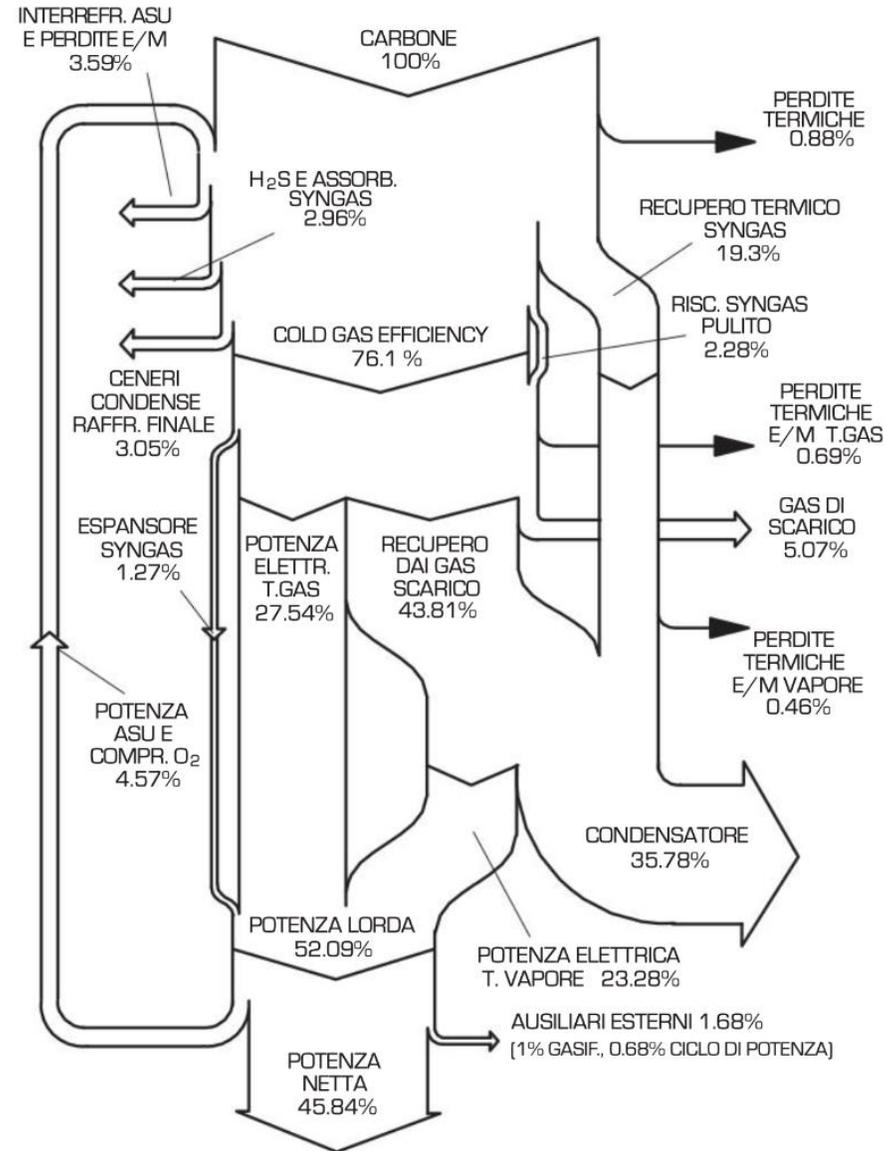
Problematiche dell'uso del syngas in TG già esistenti:

- **Il syngas ha un potere calorifico inferiore** (LHV) inferiore al quello del gas naturale, inoltre il syngas viene diluito con azoto e acqua per ridurre gli NOx.
- **La portata massica di combustibile aumenta** di 5-10 volte rispetto a quella di gas naturale.
- **Vi è un aumento di potenza** dovuta alla maggior portata evolvente nella turbina lasciando inalterato il lavoro di compressione.
- **Il compressore deve fornire un maggiore rapporto di compressione:** occorre verificare i limiti di stallo.
- **Il combustore potrebbe richiedere modifiche** per il maggior flusso di combustibile.
- **Problema delle emissioni di NOx** per i gas contenenti H₂ in quanto le temperature di fiamma sono più elevate. Non potendo ricorrere ai combustori a fiamma premiscelata, si realizza la diluizione con azoto (disponibile nell'impianto di separazione aria).



Impianti IGCC





Impianti IGCC

Bilancio energetico

- Rendimento finale 46%
- Elevate perdite per aux
- Potenza TV relativamente elevata

Impianti IGCC

Considerazioni conclusive:

- Ad oggi sono operanti una decina di impianti IGCC tra quelli operanti a carbone e quelli a residui di raffineria. Gli iniziali problemi di affidabilità sono stati, oggi, superati.
- I costi di investimento si aggirano intorno ai 2500-3000 Euro a kWe, ancora superiori rispetto agli IV USC.
- Il rendimento globale degli impianti esistenti si aggira intorno al 40-42%
- Le prestazioni ambientali sono positive: i NOx vengono ridotti con successo ed anche sostanze come mercurio, zolfo e metalli pesanti sono di più facile rimozione potendo agire sul gas di sintesi e non sui fumi (agendo su di un gas ad elevata pressione e bassa portata).





Impianti IGCC

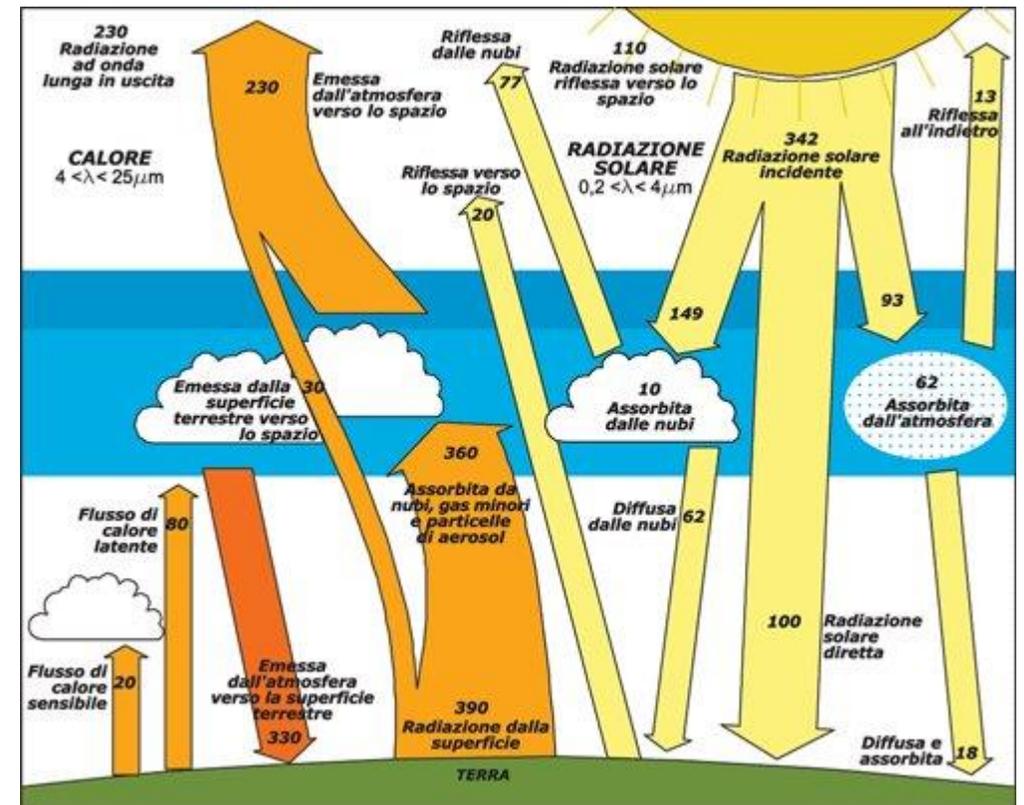
Nel medio-lungo termine, l'evoluzione degli IGCC dovrebbe renderli più competitivi rispetto agli IV USC, a causa di minori costi e maggior rendimento:

- Impiego di TG più avanzate, tecnologie G ed H.
- Processi innovativi per la separazione aria in sostituzione delle attuali «energivore» ASU.
- Miglioramento processi di gassificazione.
- Applicazione di tecniche di cattura di CO₂ e produzione di idrogeno.

Cattura della CO2

I flussi di energia solare sulla Terra

- L'energia che arriva sulla Terra dal Sole, attraverso la radiazione elettromagnetica è la cosiddetta **onda corta** (0,2-4 micrometri).
- Essa viene in parte **riflessa** dalle nubi e dalle altre particelle presenti nell'atmosfera (circa il 26%), in parte viene **assorbita** dalle nubi e da altri gas e particelle presenti nell'atmosfera (circa il 19%).
- La restante parte (ca. 55%), **raggiunge la superficie**, dove viene in massima parte assorbita dal terreno e dall'oceano trasformandosi in calore (la cosiddetta onda lunga, 4-25 micrometri).

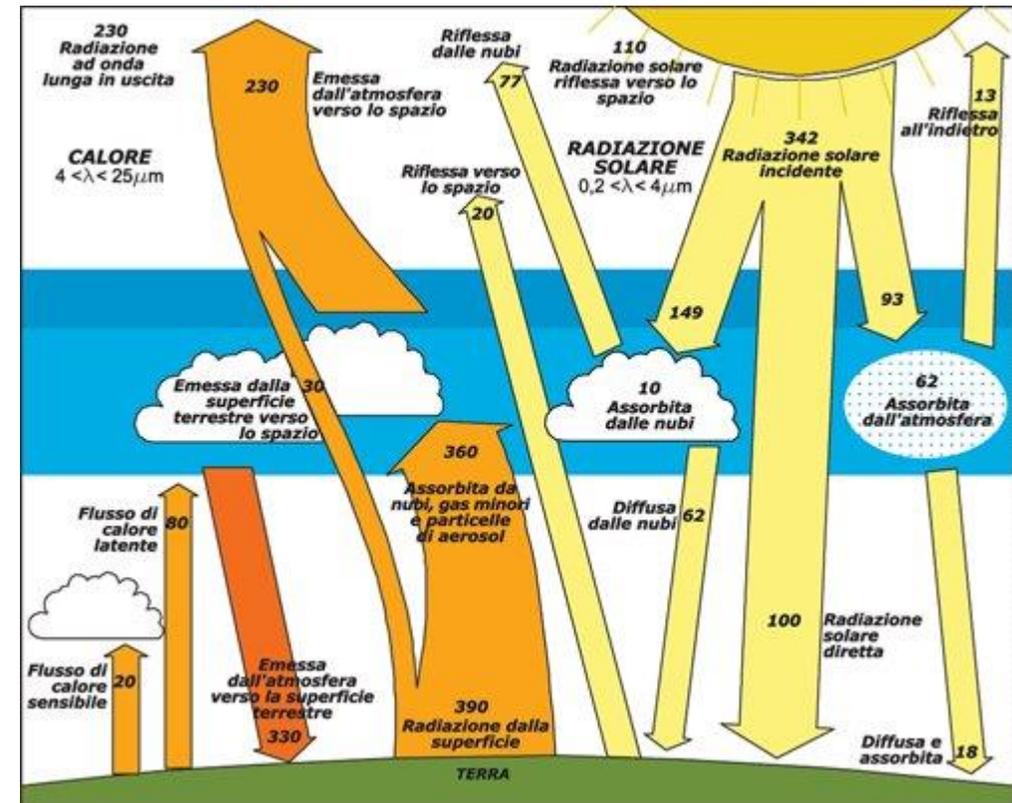




Cattura della CO₂

I flussi di energia solare sulla Terra

- La **radiazione ad onda lunga** (calore terrestre) ha molta più difficoltà a riattraversare l'atmosfera e disperdersi nello spazio specie se aumenta la concentrazione di CO₂ o altri gas clima-alteranti (**effetto serra**).
- Attualmente è stato valutato in circa 3 W/m² il **surplus di flusso radiativo** intrappolato sulla superficie terrestre responsabile del **riscaldamento globale**.





Cattura della CO₂

Tecniche di CCS (Carbon Capturing and Storage)

- Cattura della CO₂ nell'impianto
- Trasporto
- Stoccaggio
 - Giacimenti idrocarburi esausti
 - Formazioni carbonifere
 - Acquiferi profondi



Cattura CO₂

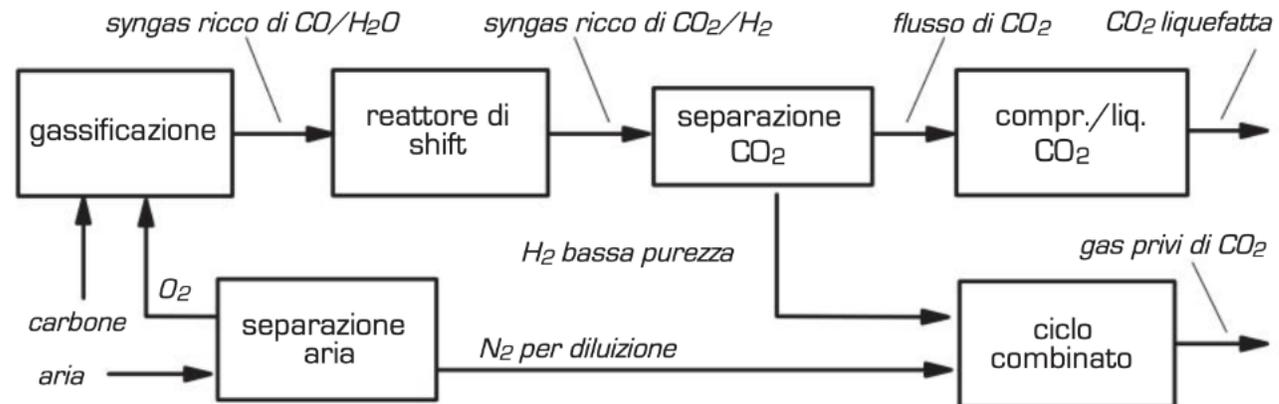
- **Rimozione dai gas combustibili (post-combustione)**
 - Separazione della CO₂ dai gas combustibili (portata massica elevata), da realizzarsi immediatamente prima dello scarico in ambiente
 - Interazione con solventi chimici in una torre di assorbimento
 - Ingente richiesta di potenza termica (riduzione della potenza elettrica del 15% ca.)
- **Ossi-combustione (centrali USC)**
 - Combustione con ossigeno in purezza
 - Separazione di H₂O dai fumi costituiti da CO₂/H₂O
 - Impiego di ASU con relativo dispendio energetico
 - Elevata temperatura di fiamma in assenza di azoto, mitigata con ricircolo gas combustibili



Cattura CO₂

- **Pre-combustione**

- Decarbonizzazione del combustibile (syngas)
- Reazione di water gas shift in un reattore catalitico (ca. 300°C)
- Separazione della CO₂ in torre di assorbimento
- Portate massiche (e volumetriche) da trattare contenute
- Cattura del 90% del carbonio introdotto nel ciclo
- Il syngas prodotto è costituito al 90 % da Idrogeno ed al 10% da CO





Cattura CO₂

Prestazioni energetiche e parametri economici di impianti con/senza cattura CO₂

Configurazione	IGCC	DEC	OXC	EXC	NGCC
Potenza elettrica, MW					
Turbina a gas	292.46	291.14	266.52	274.84	256.90
Turbina a vapore	183.15	168.39	202.98	146.97	135.86
Espansore syngas	11.50	12.77	5.65	12.00	-
Compressore aria ASU	26.02	28.38	59.25	27.16	-
Compressore ossigeno	16.16	17.62	39.35	16.86	-
Compressore azoto	20.87	9.26	-	-	-
Compressore CO ₂	-	25.20	33.97	26.81	-
Ausiliari	12.05	14.13	12.33	12.78	4.22
Potenza elettrica netta	412.02	377.72	330.26	350.20	388.54
Input combustibile LHV, MW	929.22	1014.22	915.99	981.24	652.82
Rendimento netto LHV, %	44.34	37.24	36.05	35.69	59.52
CO ₂ rimossa, %	-	94.19	98.99	92.31	-
Emissione specifica CO ₂ , g/kWh	734.3	50.8	9.2	70.1	335.2
Costo spec. investimento, €/kW	2470	3235	3694	3546	797
Costo dell'elettricità, €/MWh	79.2	113.7	126.7	122.6	65.4
Costo CO ₂ catturata, €/ton		49.37	64.14	64.07	



Produzione idrogeno

- Le tecnologie di decarbonizzazione si prestano ad essere applicate anche ad ambiti differenti dalla produzione di energia elettrica.
- Il syngas decarbonizzato (90 % di H₂), attraverso un processo di depurazione (es. PSA), può portare alla produzione di idrogeno con grado di purezza fino al 99,99%.
- Il vettore energetico così ottenuto può essere impiegato per l'alimentazione di fuel cells, destinate alla trazione terrestre (PEM) o alla micro-cogenerazione (SOFC).
- In generale l'impiego di combustibili sintetici decarbonizzati, può concretamente contribuire, insieme alle fonti rinnovabili, ad un significativo abbattimento delle emissioni inquinanti e dei gas serra.



Bibliografia

Giovanni Lozza, “Turbine a gas e cicli combinati”,
Società Editrice Esculapio, ISBN 978-88-7488-934-1.