

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

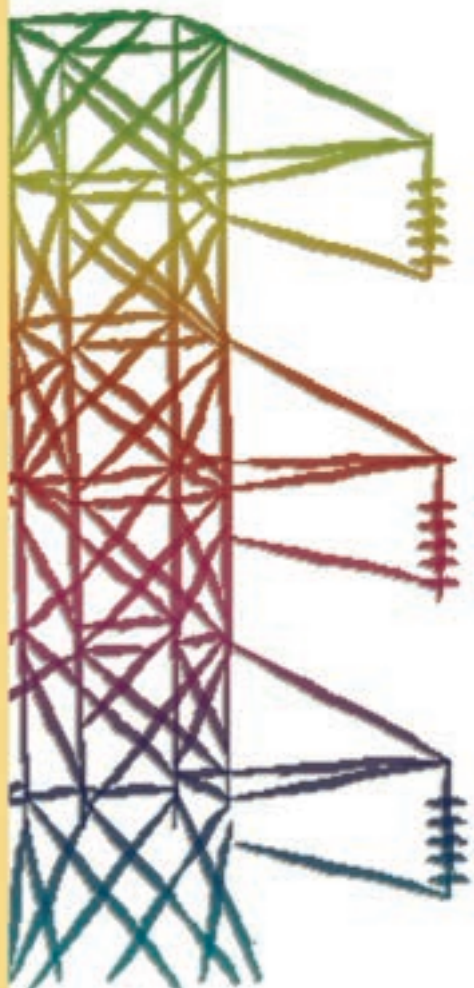
RICERCA SISTEMA ELETTRICO

**Produzione sostenibile di energia elettrica da
combustibili fossili: obiettivo zero emission**

Le tecnologie CCS (Carbon Capture & Storage)

Position Paper

G. Girardi, S. Giammartini, A. Calabrò, P. Deiana





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Produzione sostenibile di energia elettrica da combustibili fossili:
obiettivo zero emission

Le tecnologie CCS (Carbon Capture & Storage)

Position Paper

G. Girardi, S. Giammartini, A. Calabrò, P. Deiana

PRODUZIONE SOSTENIBILE DI ENERGIA ELETTRICA DA COMBUSTIBILI FOSSILI: OBIETTIVO
ZERO EMISSION - LE TECNOLOGIE CCS (CARBON CAPTURE & STORAGE)
POSITION PAPER

G. Girardi, S. Giammartini, A. Calabrò, P. Deiana

Dicembre 2008

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione e fonti energetiche

Tema: Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno

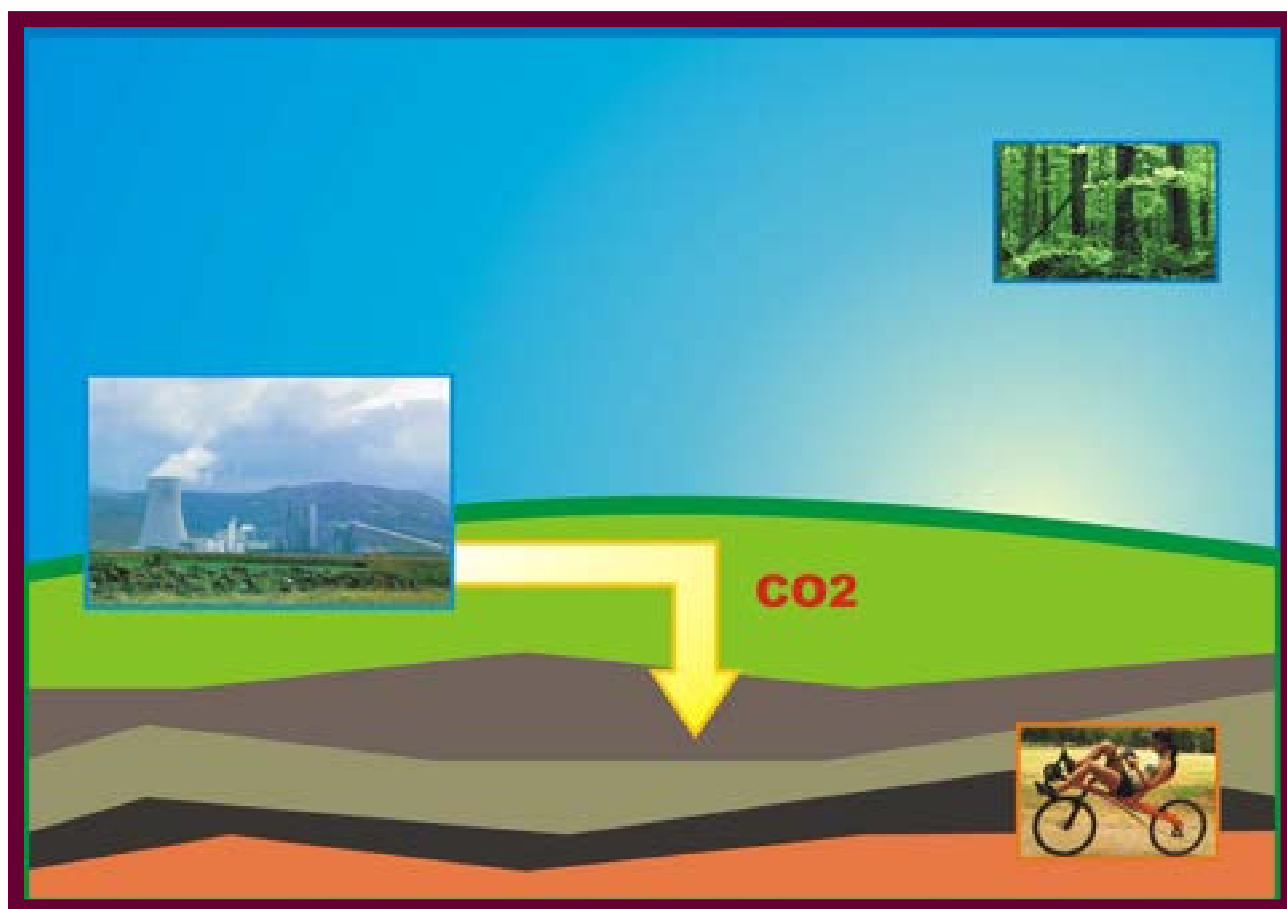
Responsabile Tema: Antonio Calabrò, ENEA

Hanno collaborato alla redazione di questo documento: E. Giacomazzi, F. R. Picchia, M. Annunziato, I. Bertini, G. Braccio, F. Zarlenga, G. Zanini, R. Romani, V. Pfister, M. Iabanti, S. Sangiorgi, N. Colonna (ENEA); C. Amorino, A. Pettinau (SOTACARBO); Luigi Mazzocchi, F. Moia (CESI RICERCA); D. Bardaro, L. Barone, O. Manni (CETMA); A. Cattadori (SIET)

PRODUZIONE SOSTENIBILE DI ENERGIA ELETTRICA DA COMBUSTIBILI FOSSILI: OBIETTIVO ZERO EMISSION

LE TECNOLOGIE CCS (Carbon Capture & Storage)

POSITION PAPER



INDICE

Sommario	03
1. Premessa: il quadro generale	05
2. Ruolo dei combustibili fossili ai fini dell’approvvigionamento energetico: Soluzioni tecnologiche per un loro uso sostenibile	06
3. Verso l’impiego dei combustibili fossili sostenibili	07
4. Tecnologie impiantistiche attuali, con combustibili gassosi e carbone	10
4.1 Interventi per incrementare l’efficienza	
4.1.1 Impianti alimentati a gas : cicli combinati	11
4.1.2 Impianti alimentati a carbone: SC e USC	11
4.1.3 Impianti alimentati a carbone IGCC.....	12
5. Tecnologie CCS	13
5.1 Cattura della CO₂	13
5.1.1 Stato dell’arte.....	13
5.1.2 Potenzialità	14
5.1.3 Barriere: come superarle	14
5.1.4 Analisi e prospettive delle diverse soluzioni impiantistiche	15
5.2 Trasporto della CO₂	18
5.3 Storage della CO₂	18
5.3.1 Stato dell’arte: progetti internazionali ed europei	19
5.3.2 Potenzialità	22
5.3.3 Barriere: come superarle	23
5.3.4 Analisi e prospettive delle diverse soluzioni di stoccaggio della CO ₂	24
6. Problematiche normative, autorizzative e di “public acceptance”	25
7. Costi delle tecnologie per un uso sostenibile dei combustibili fossili e delle relative soluzioni impiantistiche	27
8. Progetti in corso	33
8.1 Programmi internazionali.....	33
8.2 Programmi nazionali.....	35
9. Competenze tecnologiche di ENEA Group	37
10. Competenze tecnologiche esterne: settori Ricerca e Industria	44
11. Temi di R/S: priorità, e ruolo di ENEA Group e di possibili partner esterni	46
12. Possibili Progetti dimostrativi di grande rilevanza in Italia: ruolo di ENEA Group	50
12.1 Oxy-combustion.....	50
12.2 pre-combustion	52
12.3 post-combustion	54

Sommario

Le politiche energetiche di tutti i Paesi del mondo sviluppato si basano su tre cardini:

- rapido incremento delle fonti rinnovabili per spostare sempre più il mix dai combustibili fossili;
- rapida diffusione del risparmio energetico in tutti i settori
- ricorso alle fonti fossili investendo sempre più in tecnologie in grado di limitare le emissioni in atmosfera

Il ricorso ai combustibili fossili per la generazione elettrica nazionale, in particolare il carbone, necessario per soddisfare la domanda e per accrescere la competitività del “Sistema Paese”, è però condizionato - oltre che dall’impiego di tecnologie pulite sempre più efficaci nella riduzione delle emissioni di macro e micro inquinanti - dalla introduzione di soluzioni in grado di abbattere radicalmente le emissioni di CO₂. Tale obiettivo si può perseguire puntando al miglioramento delle efficienze energetiche - legate all’innovazione dei cicli termodinamici e all’utilizzo di materiali innovativi – ed allo sviluppo e dimostrazione di tecnologie di cattura e confinamento della CO₂.

Le tecnologie di Carbon Sequestration, o CCS (carbon capture and storage) vanno rapidamente acquisendo un ruolo essenziale a livello internazionale ed europeo, tanto da essere ormai considerate ai fini del sistema di “emission trading”.

La UE si appresta a varare direttive che impongono l’adozione di tali tecnologie negli impianti da realizzare in dopo il 2020, e a tal fine promuove – nell’ambito di FP7 – la realizzazione di 10-12 impianti dimostrativi in Europa entro il 2015.

A livello internazionale, ed europeo, sono in corso numerose iniziative volte ad intensificare la collaborazione fra i diversi Paesi per lo sviluppo e dimostrazione delle tecnologie CCS, e per la definizione di accordi politici sui limiti delle emissioni di CO₂.

L’Italia è presente in varie sedi: mentre in quelle politiche svolgiamo un ruolo marginale dovendo scontare l’assenza di una chiara strategia nazionale nel settore, sul piano della ricerca la presenza del “sistema italia” è più consistente ed efficace, come nel caso del Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), della piattaforma europea sugli impianti alimentati a combustibili fossili a emissioni zero (ZEP), dei gruppi di lavoro di IEA, ecc..

In Italia sono diversi i protagonisti del mondo dell’Industria e della Ricerca operanti nel campo delle tecnologie CCS.

Nel panorama industriale l’interesse maggiore è quello relativo ai settori di generazione elettrica e a quelli dell’industria di produzione e trasformazione di combustibili fossili (carbone, gas naturale e petrolio). Un ruolo importante può essere giocato dall’industria chimica e di processo per quanto attiene i materiali costruttivi e la produzione di ossigeno e di sostanze (solventi e/o sorbenti) utilizzate negli impianti di cattura. Non da ultimo tutto il settore dell’impiantistica che, su tutte le dimensioni di filiera, è potenzialmente interessato allo sviluppo di tecnologie e impianti sia a livello progettuale (società di ingegneria) che realizzativo (costruttori).

Fra i principali operatori si citano:

- ENEL, che gestisce impianti termoelettrici (fra cui l’IGCC di Puertollano) ed importanti centri di ricerca (Pisa, Livorno, Brindisi) e detiene particolari competenze nel campo della combustione e del trattamento gas;
- EDISON, ENDESA, e altre società produttrici di elettricità;
- SARAS, ISAB, ERG, aziende del petrolchimico che gestiscono impianti IGCC alimentati con scarti industriali e potenziale interessate alle tecnologie pre-combustion;
- Foster Wheeler, società di ingegneria che ha fra l’altro operato nella progettazione e realizzazione di impianti IGCC;
- Techint, società di ingegneria interessata ad entrare nel settore delle tecnologie CCS;

- ANSALDO ENERGIA, per la realizzazione di impianti energetici e in particolare di turbine a gas destinate all'uso di gas provenienti dalla gassificazione;
- ITEA-Sofinter, impegnata insieme a ENEL ed ENEA in un progetto su oxy-combustion;
- ENI, per ciò che riguarda la conoscenza derivante dal settore petrolifero: dati geologici, tecniche di perforazione e di iniezione, diagnostica di superficie e in pozzo;
- CARBOSULCIS, che gestisce le miniere del Sulcis ed è fortemente interessata alle tecnologie di storage della CO2 del tipo ECBM

Per quanto riguarda il mondo della Ricerca, a parte gli attori dell'ENEA Group (ENEA, CESI Ricerca, SOTACARBO, SIET, CETMA), si possono citare INGV, OGS, CNR, CSM, CRS4 – Sardegna Ricerche, Università e altri Enti.

Diverse sono le iniziative finanziate con fondi governativi o europei che si propongono, attraverso anche la realizzazione di impianti pilota avanzati, di studiare e dimostrare la funzionalità dei sistemi "zero emission".

La situazione è ormai matura per definire una più chiara strategia di intervento nazionale in linea con gli indirizzi europei, volta ai seguenti obiettivi:

- razionalizzare e rendere più efficaci le attività di R/S, aumentando le risorse pubbliche per sostenere l'impegno industriale: è un trend già avviato con i programmi del MSE relativi agli accordi di programma e bandi in ambito "CERSE" ; in questo ambito ENEA gioca un ruolo di leadership;
- favorire la ricerca industriale per lo sviluppo di prodotti e processi nel campo delle tecnologie CCS: anche in questo caso il trend è già avviato con gli imminenti bandi di "Italia 2015"; in questo ambito ENEA è presente con grande autorevolezza in strettissimo raccordo con le principali industrie nazionali;
- favorire la presenza del "Sistema Italia" in Europa, candidando il nostro Paese alla realizzazione di uno dei 10-12 impianti dimostrativi cofinanziati dalla UE; anche in questo ambito ENEA è presente autorevolmente partecipando ad una iniziativa di grande rilevanza condotta insieme a ENEL e ITEA/Sofinter.

L'avvio di una politica industriale nel settore delle tecnologie CCS, sostenuta da una adeguata attività di R/S svolta dall'ENEA e dal sistema della ricerca pubblica, consentirà di conseguire due macro-obiettivi:

- contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni italiane di CO2;
- consentire alla industria nazionale di partecipare alla competizione nel mercato globale di queste tecnologie, sempre più fortemente condizionato dalle politiche energetiche di Paesi ad economie emergenti come India e Cina.

1.

Premessa: il quadro generale

L'utilizzo dei combustibili fossili nella generazione elettrica nazionale è al momento una necessità imprescindibile per soddisfare il crescente fabbisogno di energia elettrica e per mantenere il sistema economico italiano a livelli competitivi con quelli delle altre economie sviluppate. L'utilizzo "pulito" di queste fonti è quindi l'obiettivo primario di tutto il sistema energetico.

L'aumentato costo di petrolio e gas naturale e i rischi per ragioni logistiche e geopolitiche legati all'approvvigionamento di gas naturale spingono verso un crescente ricorso all'impiego del carbone come fonte energetica pienamente eco compatibile e a basso costo.

Un uso sostenibile – indispensabile per ogni politica di sviluppo socio economica – dei combustibili fossili richiede la compatibilità con esigenze ambientali di continua riduzione delle emissioni inquinanti e di drastica riduzione delle emissioni di CO₂.

Tali obiettivi risultano credibili e praticabili grazie alle nuove tecnologie già oggi disponibili ed alle prospettive offerte dalla ricerca e sviluppo.

Si fa riferimento, in particolare, alle "tecnologie pulite" per la produzione di energia da carbone, le cosiddette **Clean Coal Technologies (CCT)**, che concretizzano da un lato i risultati del progresso tecnologico nel campo dei processi di abbattimento degli inquinanti prodotti dalle centrali, e d'altro canto si giovano del miglioramento delle efficienze energetiche legate all'innovazione dei cicli termodinamici. Inoltre, è ormai credibile, in particolare nel settore elettro-energetico, una nuova prospettiva tecnologica che vede nel confinamento dell'anidride carbonica la chiave per poter proseguire in un utilizzo sostenibile dei combustibili fossili: si fa riferimento alla "**Carbon Sequestration**", sinonimo di "carbon capture and storage" (CCS).

L'impiego di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ si configura come una opzione indispensabile per far fronte ai cambiamenti climatici globali legati all'aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, la cui concentrazione è in continua crescita a partire dalla rivoluzione industriale. Gli impianti di generazione elettrica da combustibili fossili non sono chiaramente gli unici produttori di anidride

carbonica (basti pensare agli impianti dell'industria metallurgica, cementifici, vetro, ceramica, al settore dei trasporti etc.) ma rappresentano un settore importante essendo ad essi è imputabile a livello globale l'emissione annuale di circa 1/3 dei 30.000 milioni di tonnellate di CO₂.

La scelta della strategia di riduzione delle emissioni specifiche dipende in larga misura dalle caratteristiche del sistema di generazione esistente, dai prezzi dei combustibili e dai costi delle tecnologie disponibili.

L'approccio alla riduzione delle emissioni di CO₂ prodotta da impianti di generazione di energia elettrica alimentati con combustibili fossili non può che essere di tipo integrato, potendo contare su un ventaglio di tipologie di intervento:

- l'aumento dell'efficienza di conversione e l'utilizzo di biocombustibili (solidi, liquidi e gassosi) in co-combustione;
- l'aumento del ricorso a combustibili con minori emissioni specifiche (ad esempio gas naturale);
- e soprattutto – in una prospettiva temporale più ampia – il ricorso alle tecnologie CCS con cattura e confinamento di parte o di tutta la CO₂ prodotta.

Le tecnologie di *cattura e confinamento totale o parziale della CO₂* prodotta dagli impianti termoelettrici sono state e sono ancora oggetto di attività di ricerca in tutto il mondo; pur nel perdurare e nell'intensificarsi degli sforzi di miglioramento tecnologico, è ormai considerata matura e indispensabile la fase della dimostrazione dei così detti impianti a emissioni zero - "zero emission" o "near zero emission", basati sulle migliori tecnologie oggi disponibili. Ciò emerge chiaramente dai lavori del **CSLF** (Carbon Sequestration Leadership Forum) e della **piattaforma europea ZEP** (Zero Emission Power plants).

I metodi per la **cattura della CO₂** sono differenti e possono essere inquadrati sotto le tipologie pre-combustione o post-combustione a seconda che la CO₂ venga catturata prima oppure dopo i processi di combustione.

Una terza via è quella della combustione con ossigeno (oxyfuel) che, a valle dell'utilizzo in un generico ciclo termodinamico, genera un

efflusso di gas molto ricco in CO₂ che può, quindi, essere più facilmente separata.

I maggiori costi energetici si concentrano sull'impiantistica dedicata alla cattura nei sistemi pre e post combustione, mentre nella oxyfuel sono principalmente legati alla produzione di ossigeno che avviene per separazione dall'aria.

Una volta separata dal processo, con qualunque delle tre tecnologie citate, la CO₂ deve essere comunque compressa e raffreddata fino a portarla allo stato liquido per il successivo trasporto e confinamento definitivo.

Ovviamente sia la separazione che il successivo trattamento e trasporto comportano costi energetici che peggiorano le prestazioni degli impianti sia in termini di efficienza che di maggiori costi di investimento e di esercizio, rispetto al caso classico in cui si ha il rilascio in atmosfera.

2.

Ruolo dei combustibili fossili ai fini dell'approvvigionamento energetico: soluzioni tecnologiche per un loro uso sostenibile

I combustibili fossili sono un elemento importante nell'ambito del mix energetico dell'Unione europea e di molte altre economie. specialmente nella produzione di energia elettrica: più del 50% dell'elettricità dell'UE viene attualmente prodotta da combustibili fossili (soprattutto carbone e gas naturale). A livello mondiale, la produzione totale di energia, in costante aumento, dovrebbe affidarsi sempre di più ai combustibili fossili, almeno fino al 2050, in particolare in alcune importanti regioni geoeconomiche.

In Italia la dipendenza di fossili è ancora più marcata (oltre l'80 % della produzione elettrica) ed è aggravata dalla sostanziale assenza di risorse interne; inoltre il mix vede una prevalenza (oltre il 50 %) del gas naturale ed il ricorso ad una quota molto bassa (inferiore al 15%) di carbone; il nucleare è assente.

L'impiego dei combustibili fossili (carbone o gas naturale) per la coproduzione su vasta scala di elettricità e idrogeno può rappresentare la strada, realistica e praticabile dal punto di vista economico, per accelerare la transizione verso

un'economia in cui il vettore idrogeno giocherà un ruolo molto importante.

L'impossibilità di sostituire in modo significativo, almeno per qualche decennio, la quota di utilizzo dei combustibili fossili con fonti alternative a basse o nulle emissioni, rende necessario adottare delle soluzioni che limitino gli impatti conseguenti al loro utilizzo, in modo che questo sia compatibile con gli obiettivi di contenere le alterazioni climatiche.

Queste considerazioni valgono in particolare per il carbone, in quanto è il principale combustibile impiegato per la produzione di energia elettrica (genera circa il 30% dell'elettricità dell'UE, il 50% in USA, il 75% in Cina, ..), ed è il combustibile a maggiore intensità di carbonio: in Italia è vera soltanto la seconda affermazione, per le caratteristiche del mix delle fonti primarie prima ricordato.

Ciononostante è fondamentale per il nostro Paese concentrare gli sforzi anche sulle tecnologie innovative di utilizzo del carbone, per consentire al nostro sistema industriale di poter competere sul mercato globale, anche a fronte della perdurante rinuncia al nucleare.

Tornando all'Europa, il carbone è uno dei combustibili che più contribuiscono alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico del vecchio continente, e le previsioni dicono che tale situazione permarrà per alcuni decenni almeno. Nonostante le strategie intese a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'impiego delle energie rinnovabili, il carbone dovrebbe continuare ad essere l'alternativa principale nei prossimi decenni.

L'applicazione delle tecnologie CCS viene quasi unanimemente ritenuta prioritaria per il carbone, sia per il basso costo della fonte (in grado quindi di meglio tollerare gli oneri economici aggiuntivi) sia perché la maggiore intensità di carbonio rende più efficace l'azione di cattura, riducendo quindi il costo per tonnellata di CO₂ catturata.

Ciò non esclude che esse rappresentano una soluzione anche per i processi che ricorrono ad altri combustibili fossili, ad esempio per la produzione di elettricità dal gas.

Il rapporto redatto da Nicholas Stern su incarico del governo britannico, il rapporto redatto dagli esperti dell'IPCC, i documenti strategici della UE, tutti sostengono la necessità di intervenire con estrema urgenza per la messa a punto di tecnologie per i combustibili fossili sostenibili: ogni ritardo nell'implementazione di misure per la riduzione delle emissioni di CO₂ rende sempre più problematica e costosa la successiva azione di recupero.

L'obiettivo è dunque di integrare diversi concetti:

- tecnologie "pulite", cioè a bassa emissione di inquinanti, sviluppate prevalentemente per il carbone,
- soluzioni che assicurino più elevati valori di efficienza
- tecnologie CCS in grado di catturare la CO₂ e confinarla in maniera definitiva senza immetterla in atmosfera.

3.

Verso l'impiego dei combustibili fossili sostenibili

Molte delle tecnologie necessarie per la cattura ed il sequestro della CO₂ sono già disponibili (ad esempio la gassificazione del carbone, la produzione di ossigeno, i reattori di shift, i processi di estrazione di gas acidi da miscele di gas) ed inoltre i programmi di ricerca e sviluppo hanno dato buoni risultati.

Occorre ora passare alla fase dello sviluppo e della dimostrazione industriale di soluzioni impiantistiche complete e di scala industriale, in grado di integrare le moderne tecnologie oggi disponibili - che hanno consentito di ridurre drasticamente le emissioni di inquinanti e nel contempo di incrementare sensibilmente l'efficienza di conversione – e le tecnologie CCS per produrre elettricità da combustibili fossili con emissioni di CO₂ prossime allo zero.

La UE ritiene che con un impegno continuo e definendo condizioni di mercato che rispecchino vincoli chiari e ambiziosi in termini di emissioni di carbonio, si potranno rendere praticabili sotto il profilo commerciale le tecnologie del carbone sostenibile nel giro di 10-15 anni.

Ciò richiederà però coraggiosi investimenti industriali per finanziare una serie di impianti di

dimostrazione, all'interno e all'esterno dell'UE, e iniziative politiche connesse per un periodo relativamente prolungato, da adesso fino al 2020 e forse anche oltre.

Anche quando tali progetti saranno in corso, serviranno comunque altre attività di ricerca e sviluppo che dovranno essere realizzate in parallelo durante tutta la fase di dimostrazione. Questo deve essere inteso come un processo iterativo, dove la fase di dimostrazione deve andare di pari passo con il proseguimento delle attività di R&S.

Una importantissima iniziativa europea è stata la costituzione de piattaforma tecnologica per le centrali elettriche a combustibili fossili a zero emissioni (piattaforma tecnologica ZEP).

l'obiettivo industriale è la costruzione di dieci o dodici impianti di dimostrazione di vasta scala per sperimentare varie soluzioni in grado di integrare le tecnologie CCS negli impianti di produzione di elettricità funzionanti a carbone o a gas. Una volta realizzati, tali impianti dovranno rimanere in esercizio per almeno cinque anni prima che si possa ritenere che le soluzioni sperimentate abbiano superato tutta la fase di dimostrazione e siano dunque pronte per beneficiare dei normali investimenti in centrali elettriche a emissioni zero a partire dal 2020 e oltre. Tali iniziative saranno sostenute dalla UE nei prossimi bandi di FP7, ma richiederanno un forte impegno dei governi e dei sistemi Paese delle varie nazioni.

La modernizzazione del parco impianti deve prevedere la possibilità di installare tecnologie CCS

La modernizzazione del parco di centrali a carbone attualmente operative nell'UE è un altro passo tempestivo per la diffusione dei combustibili fossili sostenibili in Europa. In base alle stime disponibili, più di un terzo della capacità a carbone esistente dovrebbe giungere al termine del ciclo di vita tecnico nei prossimi 10-15 anni. In Italia si è concretizzata una ipotesi simile, consistente nella proposta di sostituire vecchie centrali a olio combustibile con nuove centrali a carbone.

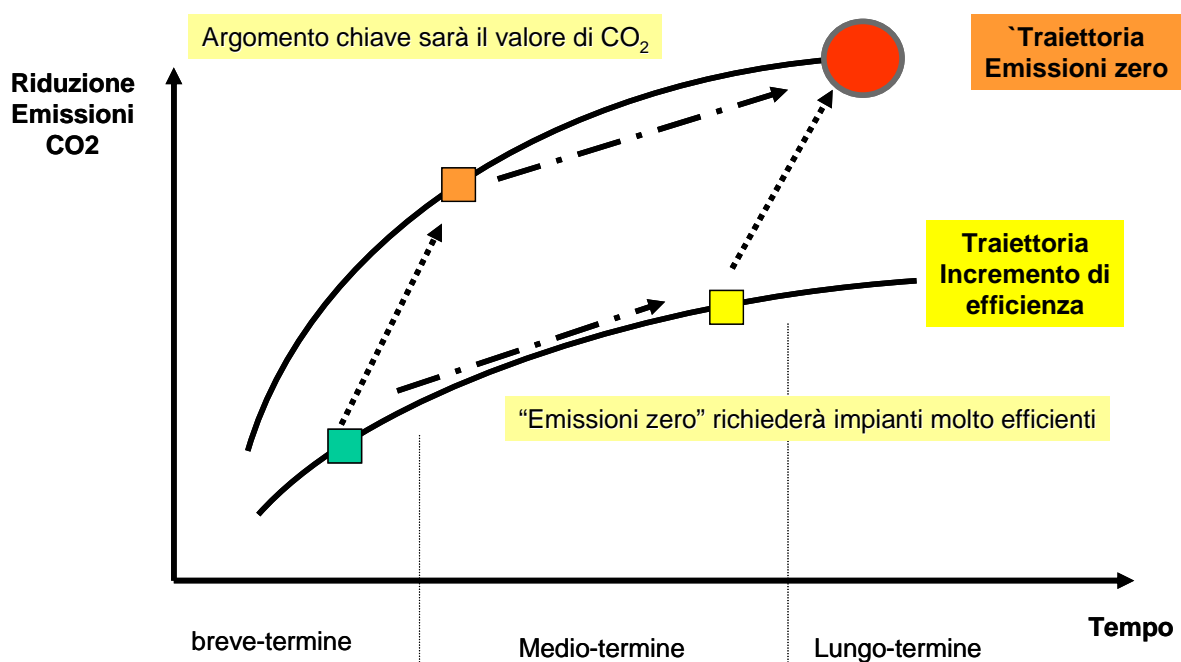
Se per la sostituzione degli impianti esistenti (e per gli impianti nuovi) si investe nelle migliori tecnologie di conversione disponibili e in quelle

più efficienti sotto il profilo energetico, è già possibile ottenere una prima riduzione delle emissioni di CO₂ prodotte dagli impianti di generazione dell'elettricità a carbone pari al 20% entro il 2020.

Tale concetto è evidenziato in modo qualitativo nel grafico seguente, dove vengono riportati le due "traiettorie" alternative per attuare la riduzione delle emissioni di carbonio nell'ambiente, ossia quella dell'incremento dell'efficienza e quella dell'applicazione delle tecnologie CCS.

sostanzialmente dal valore dell'Emission Trading (ET): se il valore dell'ET si manterrà basso, altrettanto basso potrebbe essere l'incentivo a seguire il primo percorso a favore del secondo e viceversa.

La prospettiva dell'aumento dei costi associati agli impianti dotati di tecnologie CCS dopo il 2020 può comportare un rischio tangibile, cioè quello di prendere decisioni d'investimento avventate per la sostituzione degli impianti a carbone che si renderà necessaria nel giro dei prossimi 10-15 anni, rimanendo ancorati a



Il grafico mostra due diversi percorsi corrispondenti ad altrettante strategie per arrivare all'obiettivo finale :

- la prima (curva superiore) è quella di applicare subito le tecnologie CCS; è essenziale lavorare per diminuire i costi della CCS, per diminuire le penalizzazioni in termini di rendimento e migliorarne l'affidabilità e le prestazioni,;
- la seconda è quella di agire sull'aumento dell'efficienza degli impianti, migliorando nel contempo le tecnologie CCS.

La convenienza di una scelta rispetto ad un'altra dipenderà soprattutto dal bilancio tra i costi di impianto e di esercizio per applicare subito le CCS e i costi associati all'emissione della CO₂ nell'ambiente, questi ultimi determinati

tecnologie che non prevedono la cattura e lo stoccaggio del carbonio. È dunque indispensabile far sì che la gran parte dei nuovi impianti che entrerà in funzione prima del 2020 sia costruita in modo da rendere possibile la integrazione successiva dicomponenti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio su scala abbastanza ampia dopo il 2020.

La Commissione Europea auspica che le nuove centrali elettriche a combustibili fossili utilizzino le migliori tecniche disponibili per quanto riguarda l'efficienza e che, non disponendo di tecnologie CCS, siano progettate secondo la logica del "capture ready" cioè tali da consentire un'installazione successiva delle tecniche di cattura del carbonio.

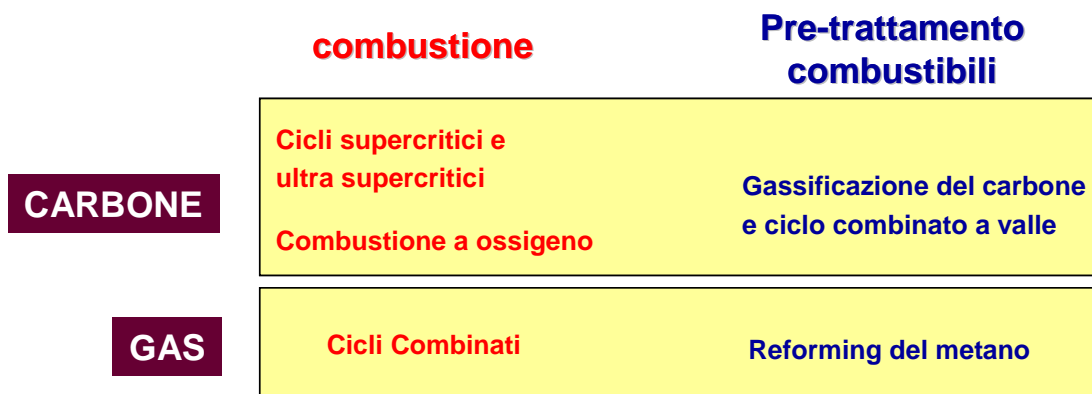
La tabella seguente riporta i valori delle emissioni di gas climalteranti, espressi in milioni di tonnellate equivalenti di CO₂, in Italia, a carico di differenti settori.

EMISSIONI GHG ITALIANE in MtCO ₂ eq/anno			1990	1995	2000	2004
Emissioni totali		Mt	519,7	532,7	554,9	583,3
Settore energia	Totale Settore Energia	Mt	422,2	435,3	455,5	479,9
		%	81,2	81,7	82,1	82,3
	Generazione elettrica	Mt	128,5	135,7	140,5	149,4
		%	24,7	25,5	25,3	25,6
	sola generazione termoelettrica	kgCO ₂ /MWh	720	693	645	618
	generazione totale	kgCO ₂ /MWh	592	562	508	504
	Trasporti	Mt	104,4	115,2	124,5	132,6
		%	20,1	21,6	22,4	22,7
	Altri usi energetici	Mt	189,3	184,4	190,5	197,9
		%	36,4	34,6	34,3	33,9
Industria di processo		Mt	36,5	36,6	35,0	42,0
		%	0,1	0,1	0,1	0,1
Solventi		Mt	2,4	2,2	2,3	2,1
		%	0,5	0,4	0,4	0,4
Agricoltura		Mt	41,2	41,0	40,5	38,3
		%	0,1	0,1	0,1	0,1
Rifiuti		Mt	16,9	19,7	21,3	20,1
		%	3,3	3,7	3,8	3,4

4. Tecnologie impiantistiche attuali, con combustibili gassosi e carbone

Gli scenari energetici del nostro Paese, nel breve e medio periodo, prevedono il rapido ridimensionamento dell'olio combustibile,

il consistente ricorso al gas naturale come elemento chiave per il miglioramento della compatibilità ambientale, ed il crescente interesse ad un utilizzo "pulito" ed efficiente del carbone, anche come necessaria transizione verso l'economia dell'idrogeno. Lo schema seguente indica le principali soluzioni impiantistiche adottate:



Impianti alimentati a gas: cicli combinati

In questo settore i cicli che a tutt'oggi garantiscono maggiori rendimenti (58% – 60%), con buona affidabilità e bassi costi d'impianto, sono rappresentati da cicli combinati NGCC (natural gas combined cycle - turbina a gas alimentata a gas naturale + ciclo a vapore sottoposto).

Impianti alimentati a a carbone: combustione

Si tratta degli Impianti termoelettrici PF (Pulverized Fuel) supercritici (SC) e ultra supercritici (USC) che operano con vapore surriscaldato caratterizzato da valori di pressione e temperatura superiori a quelli relativi al punto critico del vapore. Operando con pressioni di circa 300÷320 bar e con temperature prossime ai 600°C si riesce ad ottenere efficienze globali dell'ordine del 45÷47% (anche in presenza di sistemi di abbattimento degli inquinanti, che ovviamente riducono il rendimento netto dell'impianto).

Esistono, poi, gli impianti a Letto fluido CFB (Circulating Fluidised Bed), che hanno il vantaggio di poter utilizzare combustibili di bassa qualità, biomasse, rifiuti, ottenendo buone

prestazioni ambientali. Operano a pressione atmosferica (Atmospheric Fluidized Bed Combustion) o superiore fino a 10÷15 bar (Pressurized Fluidized Bed Combustion) e producono energia elettrica mediante cicli a vapore convenzionali o con cicli misti a vapore e cicli combinati.

Impianti alimentati a a carbone: gassificazione e impianti IGCC

Producono energia elettrica mediante un ciclo combinato con turbine a gas ed a vapore, dove la turbina a gas è alimentata da un syngas (miscela essenzialmente di H₂ e CO) prodotto mediante gasificazione del carbone (schema seguente) sono stati realizzati impianti dimostrativi (si cita quello di Puertollano finanziato dalla UE) che hanno dato risultati incoraggianti.

I principali impianti IGCC su scala commerciale hanno dimostrato di poter operare con un rendimento netto del 40÷45% paragonabile a quello dei migliori impianti a vapore. Dal punto di vista ambientale la superiorità degli IGCC rispetto alle altre tecnologie consolidate è fuori discussione.

4.1

Interventi per incrementare l'efficienza

La strada più immediata verso la produzione "zero emission" di energia consiste nel puntare all'aumento di efficienza degli impianti termoelettrici, per diminuire la quantità di combustibile utilizzato (a parità di energia elettrica sviluppata) e quindi diminuire le emissioni specifiche di CO₂.

Le tecnologie impiantistiche attuali hanno un diverso grado di maturità ed hanno avuto nel recente passato una continua evoluzione verso prestazioni energetiche via via migliorate. L'esperienza dell'evoluzione nel tempo e i limiti tecnologici fanno prevedere che la tendenza ad una lenta ma continua evoluzione verso efficienze più elevate continuerà anche nel prossimo futuro.

E' possibile ipotizzare il seguente panorama di interventi per le singole tipologie di impianto.

4.1.1

Impianti alimentati a gas: cicli combinati

L'aumento del rendimento dei cicli combinati a gas naturale è dovuto prevalentemente alle migliori prestazioni delle turbine a gas. In particolare il perfezionamento dei materiali e dei sistemi di raffreddamento dei primi stadi delle palette ha consentito una costante incremento della temperatura di ingresso dei gas in turbina (TIT, Turbine Inlet Temperature) fino a valori di circa 1400°C. In parallelo i corrispondenti rendimenti in ciclo combinato sono oramai prossimi al 60%. Ulteriori incrementi possono derivare da progressi della ricerca nel campo dei materiali ceramici avanzati per la realizzazione di palette non raffreddate. A titolo di esempio nell'ambito dei programmi di R&S coordinati dall'agenzia nazionale giapponese NEDO, si stanno studiando soluzioni con turbine a gas caratterizzate da temperature di ingresso di circa 1700°C e cicli combinati con rendimenti dell'ordine del 70%.

Altro elemento innovativo può essere rappresentato dalla introduzione di una tecnica di combustione avanzata denominata MILD (Moderate and Intense Low oxygen Dilution) o

combustione "senza fiamma", caratterizzata da bassissime emissioni, alta stabilità ed efficienza di combustione, il che determina un minor consumo di combustibile e quindi minori emissioni di CO₂.

Infine altri aspetti innovativi riguardano sicuramente il monitoraggio ed il controllo che si traduce in un aumento della "disponibilità" ed "affidabilità" dell'impianto, e nella maggiore flessibilità di esercizio per renderli più adatti a regolare la produzione elettrica in funzione della richiesta sulla rete, incrementando l'efficienza complessiva del sistema.

4.1.2

Impianti alimentati a carbone: SC e USC

L'evoluzione di questa tipologia impiantistica è fortemente legata ai valori di pressione e temperatura raggiungibili nel ciclo a vapore.

L'obiettivo prefissato per il prossimo futuro è quello di raggiungere efficienze di conversione dell'ordine del 50%, utilizzando leghe a base di nichel e cromo (materiali austenitici) per la realizzazione dei componenti soggetti alle temperature maggiori, che verrebbero incrementate fino a 700°C. Per raggiungere tale obiettivo esistono a livello mondiale diversi progetti ambiziosi. Un esempio in questo senso è fornito dal progetto AD700 (Advanced 700°C Pulverized Coal-Fired Power Plant) al quale prendono parte numerose aziende europee ed a cui partecipano anche ENEA (nel campo dei materiali) e CESI RICERCA con l'obiettivo di incrementare la temperatura massima del ciclo fino a 700°C e la pressione a 375 bar, ed un aumento dell'efficienza fino al 50÷55% su taglia commerciale compresa tra 400 e 1000 MWe.

Infine, anche in questi impianti è possibile introdurre la combustione MILD che consente di ottenere un effluente gassoso molto più pulito, e con un elevato contenuto entalpico tale da poter realizzare cicli di recupero energetico particolarmente efficienti (superiori al 60%).

4.1.3

Impianti alimentati a carbone: IGCC

In questo caso, gli interventi per incrementare l'efficienza sono legati agli sviluppi relativi al trattamento del syngas, alla tecnologia dei turbogas, in particolare nel caso di combustione dell'idrogeno, alla separazione dell'ossigeno (ASU), alle configurazioni di ciclo.

Il trattamento del gas di sintesi offre interessanti opportunità di recupero di calore attraverso lo sviluppo di sistemi di pulizia del gas ad alta temperatura e di scambiatori in grado di operare in ambiente aggressivo.

Per quanto riguarda le turbine a gas, è prevedibile che possano seguire uno sviluppo analogo a quello delle turbine a gas naturale mediante una idonea riprogettazione della camera di combustione per adattarla al funzionamento con syngas a base di idrogeno.

L'ASU è responsabile di almeno 5 punti percentuali di perdita di rendimento, per cui esistono ampi margini di miglioramento a seguito degli sviluppi futuri sui sistemi di separazione, principalmente legati allo sviluppo delle membrane ione conduttrici ad alta temperatura.

Le configurazioni di ciclo possono essere migliorate tramite una più o meno spinta integrazione fra ASU e compressore dell'aria del ciclo combinato, a fronte però di una minore flessibilità operativa e di una maggiore complessità di gestione.

Un altro aspetto fondamentale degli impianti di produzione termoelettrica riguarda la loro "flessibilizzazione", ossia la capacità di adattamento degli impianti a produrre nell'arco del tempo la quantità di energia elettrica come da richiesta dell'utenza, e l'impiego di sistemi di controllo avanzati

La tabella seguente riporta i temi principali della ricerca per incrementare l'efficienza nelle tre principali tipologie impiantistiche.

Tecnologia impiantistica	Interventi
Ciclo combinato a gas naturale	Nuovi materiali per le palette delle turbine a gas Studio dei sistemi di raffreddamento Ottimizzazione del ciclo termico e conseguente riduzione delle perdite degli ausiliari Sviluppo di combustori ad alta efficienza e basso impatto ambientale Sviluppo di materiali per alte temperature
Impianti SC e USC a carbone	Aumento dell'affidabilità dei componenti, in particolare la caldaia ultrasupercritica Aumento delle prestazioni del ciclo acqua/vapore Aumento della flessibilità di combustione della turbina a gas per l'utilizzo di syngas a vario potere calorifico;
Impianti IGCC	ottimizzazione dell'integrazione di impianto; sviluppo di nuove tecnologie per l'ASU (membrane); aumento della flessibilità di funzionamento e sistemi di controllo; sviluppo di nuove tecnologie di gassificazione.

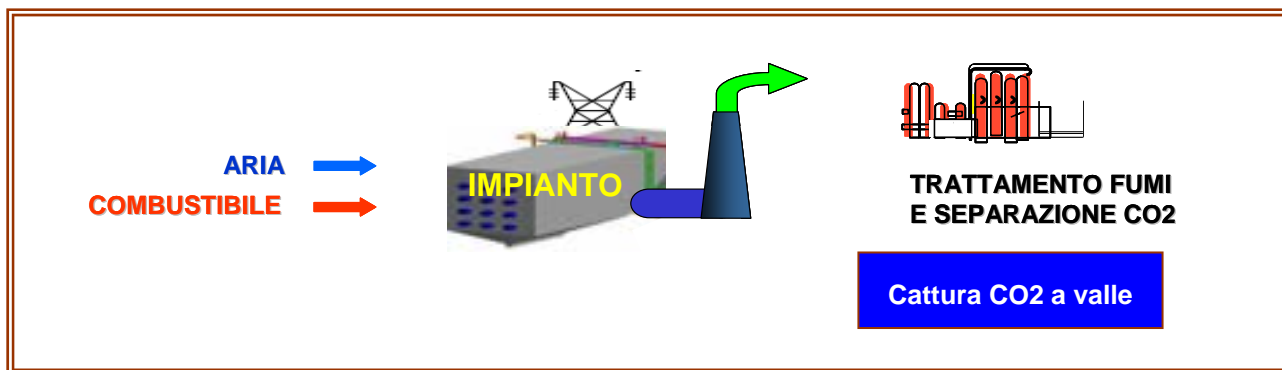
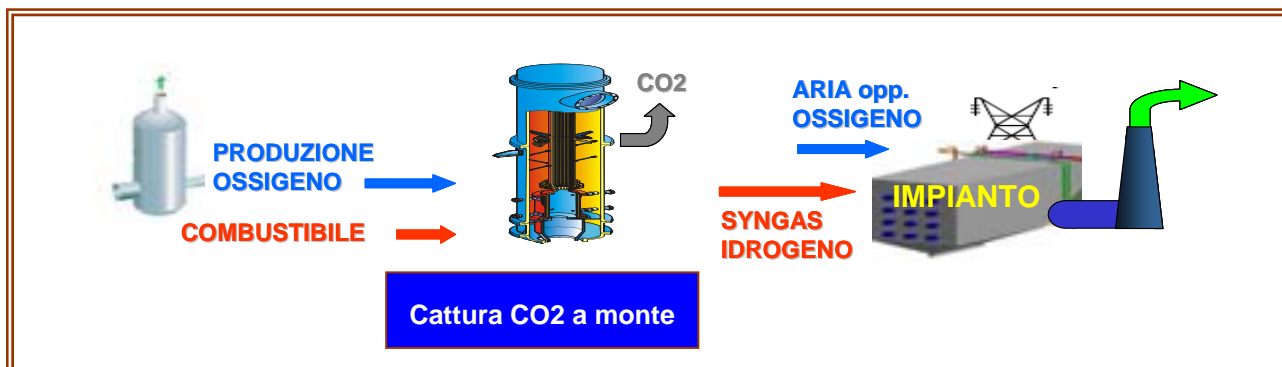
5. Tecnologie CCS

Il **processo globale** di cattura e stoccaggio della CO₂, indicato con il termine sequestrazione e/o con l'acronimo CCS (Carbon Capture and Storage), si attua in tre diverse fasi:

- la cattura dell'anidride carbonica dagli impianti di generazione elettrica, ma anche

da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale;

- il trasporto, in genere via pipeline, fino al sito di stoccaggio
- lo stoccaggio definitivo, in siti geologici oppure mediante trattamenti chimici.



5.1 Cattura della CO₂

Nei processi di generazione elettrica la CO₂ può essere separata dagli altri effluenti sia con metodi di cattura pre-combustione, grazie ad un trattamento del combustibile di origine fossile a monte della combustione, che con metodi di cattura post-combustione che si applicano sui fumi. Esiste poi una terza possibilità, che è rappresentata dall'utilizzo di sistemi a oxy-combustione, che impiegano come comburente ossigeno invece che aria, e che da luogo ad un flusso di CO₂ molto concentrata nei gas esausti a valle della combustione.

5.1.1 Stato dell'arte

Tutte le tecnologie proposte sono attualmente a differenti stadi di maturazione. La **cattura effettuata a monte della combustione**, in sistemi alimentati a carbone e a gas, attuata rispettivamente nei processi di gassificazione del carbone e di reforming del metano, seguiti dalla reazione di CO-shift e della cattura della CO₂ di solito praticata per assorbimento fisico sono attualmente opzioni molto promettenti che potrebbero essere impiegate in sistemi integrati con la gassificazione del carbone (IGCC) o in cicli combinati a gas (NGCC).

L'opzione **cattura a valle della combustione** implica invece l'utilizzo di sistemi di assorbimento chimico della CO₂ dai gas esausti

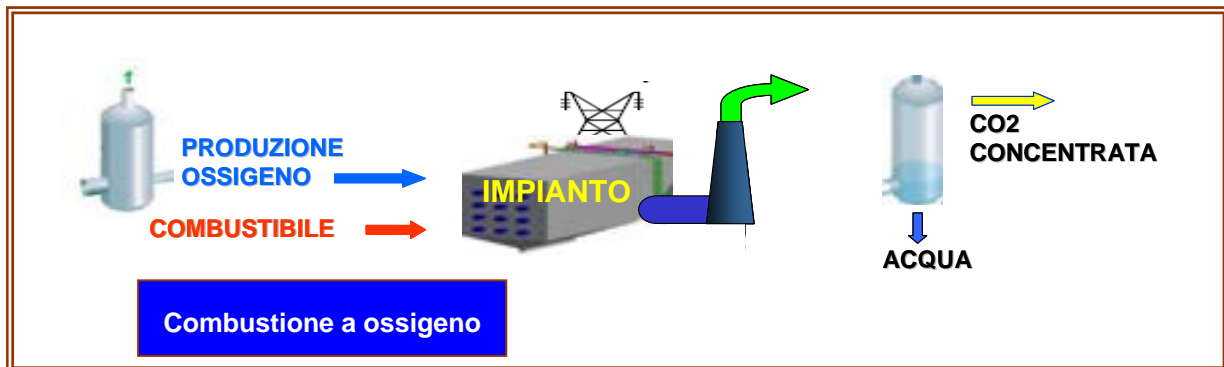
provenienti da impianti operanti con cicli a vapore in condizioni super-critiche alimentati a polverino di carbone (SC/PCC) o da impianti a ciclo combinato alimentati a gas (NGCC).

Un'ulteriore opzione è quella data dalla **ossi-combustione** di combustibili fossili, che impiega ossigeno puro come comburente e produce gas esausti con un'altissima percentuale di CO₂, che può essere facilmente separata. Altri metodi di separazione come le membrane sono stati

considerati, sia da soli che in combinazione con altre tecniche di assorbimento, come opzioni a lungo termine per entrambe le applicazioni di cattura pre e post combustione.

Diversi sono poi i metodi applicati a impianti a gas naturale, sia in post che in pre combustione (reforming al posto digassificazione).

Nei paragrafi seguenti (sullo storage della CO₂) si riportano i principali progetti nazionali e internazionali



5.1.2

Potenzialità

L'utilizzo di tecnologie CCS può ridurre le emissioni di CO₂ dagli impianti di potenza dell'80 e anche del 90%, con una *riduzione di efficienza energetica* pari a circa 8-12 punti percentuali. Secondo la IEA, la CCS applicata alla generazione elettrica e alla produzione industriale può contribuire per il 20-28% alla riduzione delle emissioni globali entro il 2050. Importanti opportunità esistono nei paesi consumatori di carbone, e si prevede di includere la CCS nei meccanismi di "emission trading".

Poichè gli impianti di generazione elettrica hanno una vita abbastanza lunga (25-50 anni), una rapida espansione delle tecnologie CCS implica nel breve periodo l'esecuzione di retrofitting su impianti esistenti, opzione in genere più costosa rispetto al costruire da zero un impianto equipaggiato con CCS.

Contemporaneamente alla valutazione e all'accertamento della fattibilità tecnico-economica della CCS, la costruzione di impianti "capture ready", ossia già predisposti per l'inserimento di sistemi di cattura, rappresenta una soluzione nel breve-medio termine, e potrebbe essere resa obbligatoria per gli impianti da realizzare nel prossimo decennio.

5.1.3

Barriere: come superarle

Le maggiori barriere allo sviluppo e alla diffusione di queste tecnologie sono rappresentate principalmente dal costo su larga scala dei progetti dimostrativi (dell'ordine delle centinaia di M€/impianto), dai costi di gestione, dalla necessità che lo stoccaggio sia permanente e sicuro. Altri ostacoli sono relativi al rallentato sviluppo di politiche governative volte alla regolamentazione e all'incentivazione dei sistemi in parola. Un altro tema fondamentale che va considerato è quello relativo all'accettazione pubblica. I principali ostacoli alla diffusione delle tecniche CCS sono rappresentati dal costo, dalla necessità di dimostrazione della tecnologia a livello commerciale e dalla necessaria conferma sulla sicurezza dello stoccaggio permanente. Gli ingenti investimenti (centinaia di milioni di Euro per un singolo impianto) rappresenta una sfida finanziaria. Una cornice regolamentatoria (permessi, licenze, diritti, ...) è necessaria per favorire gli investimenti privati e l'accettabilità da parte dell'opinione pubblica. I meccanismi di mitigazione delle emissioni come l'emission trading dovrebbero quindi includere l'opzione della CCS.

5.1.4

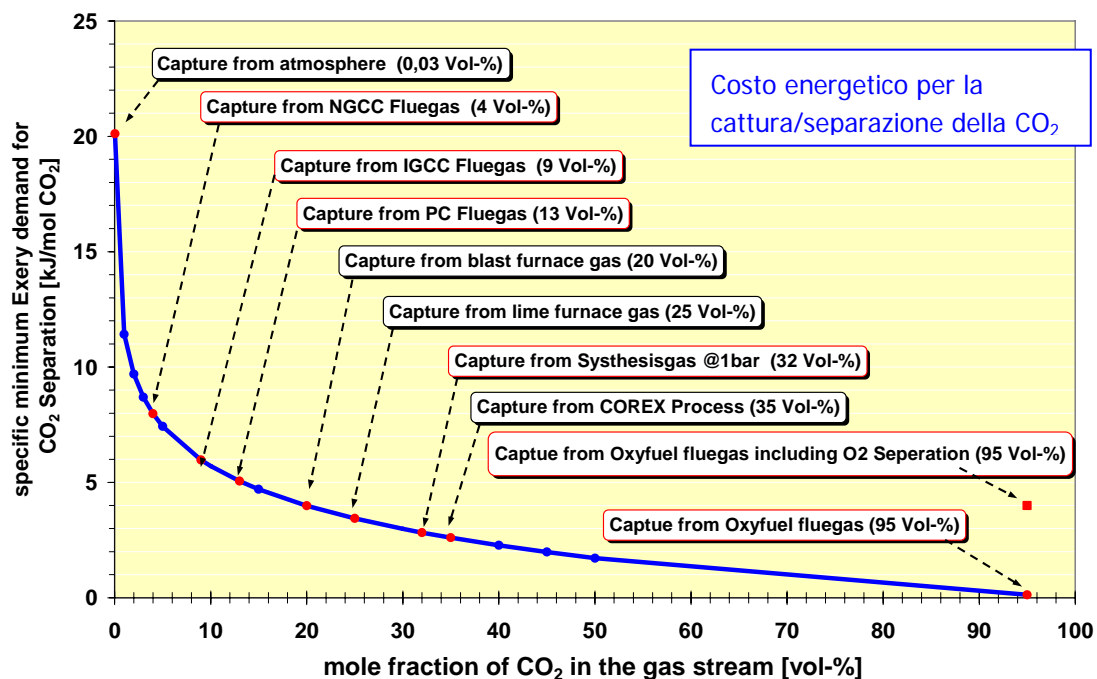
Analisi e prospettive delle diverse soluzioni impiantistiche

Le varie soluzioni impiantistiche sopra menzionate presentano sia vantaggi che svantaggi e non esiste la “tecnologia ottimale”; la scelta della soluzione migliore non è né ovvia né facile, dipendendo da diversi fattori quali l'attuale sviluppo tecnologico, i costi, la predisposizione impiantistica ad eventuale adattamento agli impianti esistenti eccetera.

Dal punto di vista della difficoltà di separazione della CO₂, la figura seguente

mostra come l'energia necessaria per la separazione sia superiore laddove la concentrazione di CO₂ è minore e quindi nei sistemi post-combustione: tali sistemi applicati a impianti a gas naturale sono i più penalizzati.

Da questo punto di vista i sistemi oxyfuel sono avvantaggiati poiché la CO₂ allo scarico è molto concentrata e facilmente separabile per condensazione del vapore. In questo caso occorre però tenere conto anche della penalizzazione per la produzione dell'ossigeno, così come per i sistemi IGCC alimentati ad ossigeno.



Dal punto di vista della maturità tecnologica, i sistemi post combustione sono sicuramente quelli che presentano la maggiore maturità grazie all'esperienza acquisita nei settori oil&gas e in quello del trattamento di gas esausti su scala modesta. Sono i più adatti ad essere applicati ad impianti esistenti (retrofitting), previa naturalmente verifica delle disponibilità di spazio visto gli elevati volumi necessari.

Anche se non ottimizzati per l'impiego in impianti CCS, tutti i componenti sono al momento commercialmente disponibili. Ulteriori

miglioramenti sono richiesti per abbattere a monte la concentrazione di SO_x, NO_x e particolato (riducono l'efficienza di assorbimento dei solventi).

E' comunque necessaria una dimostrazione della tecnologia con un significativo aumento di scala dell'impianto fino a 20-50 volte le applicazioni attuali. Il punto cruciale, che determina la convenienza economica, è comunque legato allo sviluppo di nuovi solventi che riducano significativamente il costo energetico dovuto alla rigenerazione termica.

Infatti i principali svantaggi della tecnologia sono rappresentati dai costi d'impianto elevati (legati alle ingenti quantità di gas trattato in gran parte costituito da azoto non presente nei gas trattati nelle configurazioni alternative) e dall'alta penalizzazione energetica dovuta alla rigenerazione.

Ciò vale sia per gli impianti a carbone SC e USC e soprattutto per gli impianti ciclo combinato alimentati a gas naturale, dove si ha una maggiore penalizzazione a causa della minore concentrazione di CO₂ nei fumi.

Le tecnologie pre-combustione "decarbonizzano" il combustibile fossile a monte della combustione rilasciando un gas ad alto contenuto di idrogeno che poi può essere utilizzato come combustibile in impianti di produzione elettrica o in usi alternativi (trazione, chimica di base,...). In generale non sono tecnologie applicabili in

retrofit, ma dal punto di vista energetico la penalizzazione dovuta al loro utilizzo è ridotta sia perché si opera su flussi in quantità limitate sia perché si opera in pressione, condizione che facilita la cattura e rende meno dispendiosa la rigenerazione (minori portate, minori volumi, ossia minori costi di impianto rispetto al caso post-combustione che invece opera su fumi a pressione atmosferica con pressioni parziali della CO₂ molto basse).

Il punto di sviluppo cruciale è quello della sua combustione in sistemi a turbina a gas. Comunque è richiesta la dimostrazione di queste tecnologie su scala allargata. Altri punti che necessitano di ulteriore sviluppo sono quelli relativi allo scale-up dei gassificatori a carbone, al miglioramento dei sistemi di produzione dell'ossigeno (ASU) e all'aumento della disponibilità degli impianti che risultano molto complessi e costosi.

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche delle tre classi di tecnologie per la cattura della CO₂

	Post Combustion	Pre Combustion	Oxy Firing
Separation Task	CO ₂ / N ₂	CO ₂ / H ₂	O ₂ / N ₂
Main Technology	Amine Scrubber	Physical Solvent Scrubber (e.g. Selexol, Rectisol) Air Separation Unit	Air Separation Unit
Technology Development underway	New/advanced Solvents	H ₂ Gasturbine H ₂ Membranes Gasifier	Burners Membrane Separation
Energy Penalty (actual designs)	about 14 %	about 12 %	about 12 %
Hydrogen Production	no	yes	no
Proven Technology	yes, but not at this scale	partly	no
CO ₂ Capture rate	≈90 %	≈ 90 %	>95 %
Possible Cycles:			
Coal	RC	CC	RC
Gas	CC	CC	CC
Biomass	RC	CC	RC

RC Rankine Cycle; CC Combined Cycle

Tecnologie di cattura/separazione della CO₂

Le tecnologie oxyfuel hanno il pregio di una maggiore semplicità impiantistica, minori costi di impianto e maggiore flessibilità di esercizio, condizione da non trascurare nell'attuale mercato liberalizzato dell'energia. Non esistono attualmente impianti su scala industriale, trattandosi di tecnologie ancora allo studio in impianti di piccola taglia o in installazioni alternative a quelle di generazione elettrica. Anche se si necessita di ulteriori studi sui meccanismi di irraggiamento e sulla formazione degli inquinanti il suo utilizzo in impianti a vapore non dovrebbe modificare troppo il sistema

globale. L'opzione retrofit, su pre-esistenti caldaie ad aria comburente dovrebbe essere quindi possibile ed è al momento oggetto di sperimentazione (l'applicazione su sistemi turbogas invece è tutta da sviluppare). La realizzazione di bruciatori e caldaie adatte allo scopo rappresenta il punto cruciale di sviluppo per questa tecnologia. Ulteriori studi devono concentrarsi sui sistemi di clean up dei composti dello zolfo e su quelli di produzione dell'ossigeno che ancora rappresentano (ancor più che negli impianti IGCC) una voce di costo energetico/economico non trascurabile.

Nella tabella seguente si riportano i principali processi/componenti che caratterizzano gli impianti basati sulle tre tipologie di cattura della CO₂, indicando per ciascuno il livello di sviluppo: come si vede, si è già in grado di realizzare i dimostrativi di prima generazione, mentre le attività di R/S continuano per gli ulteriori sviluppi finalizzati ad abbassare ulteriormente i costi ed incrementare i rendimenti.

Stato dell'arte	Laboratorio	Dimostrativo	Commerciale
Post-combustione			
Caldaia e impianto di potenza			
Desolforazione			
DeNOx			
Cattura CO ₂			
Nuovi Solventi			
Trattamento CO ₂			
Pre-combustione			
ASU			
Gassificazione			
Reforming			
Trattamento syngas			
Cattura CO ₂			
Trattamento CO ₂			
Turbine a H ₂			
Ossicombustione			
ASU			
Caldaia e impianto di potenza			
Ciclo Vapore/Depolverazione			
Desolforazione			
Condensazione fumi			
Trattamento CO ₂			

5.2

Trasporto della CO₂

Le tecnologie CSS sono abbastanza affidabili e testate, ma è necessario sperimentare sistemi integrati di scala commerciale, accelerando i tempi per verificare nei prossimi anni gli aspetti relativi alla sicurezza e alla permanenza indefinita dello stoccaggio sotterraneo.

Numerosi studi internazionali (IPCC) ed un progetto ad hoc in ambito VI Programma Quadro U.E. hanno evidenziato che è possibile trasportare la CO₂ dai luoghi di produzione ai luoghi di stoccaggio, in tre stati: gassosa, liquida e solida, mediante navi cisterna, autobotti o pipelines. Le caratteristiche chimiche della CO₂ devono essere qualitativamente specificate per evitare fenomeni di corrosione (Standard ASME

B31.4). Le esperienze attuali sul trasporto di CO₂ tramite pipelines, sono quelle relative al CO₂dotto degli Stati Uniti che trasporta per 1600 km la CO₂ utilizzata in pratiche di EOR. Esistono due tipi di pipelines una a bassa pressione (4.8 MPa) ed una ad alta pressione (9.6 MPa). Il trasporto in navi cisterna non è al momento sperimentato commercialmente anche se Giappone e Norvegia hanno già allo studio progetti per la realizzazione di navi cisterna in grado di trasportare la CO₂ allo stato liquido. Non sono stati stimati rischi marcati per quanto riguarda sia il trasporto via mare che per quello tramite pipelines.

I costi di trasporto sono relativamente modesti: in particolare trasportare in pipelines la CO₂ per circa 100 km viene oggi a costare da 1 a 4 euro/ton. di CO₂ "evitata".

5.3

Storage della CO₂

L'idea di reiniettare la CO₂ nel sottosuolo deriva dall'osservazione della natura: esistono infatti depositi naturali di CO₂ in formazioni geologiche assolutamente stabili per milioni di anni; inoltre, poiché alcune situazioni geologiche hanno intrappolato idrocarburi (olio e gas) per altrettanti milioni di anni, è ragionevole assumere che anche la CO₂ possa essere intrappolata per un pari numero di milioni di anni nelle stesse trappole. Le possibilità di confinamento geologico

della CO₂ sono essenzialmente quattro e derivano da esperienze già condotte o in corso di sviluppo e ricerca:

- in giacimenti di petrolio ancora in produzione;
- in giacimenti di carbone non sfruttabili;
- in giacimenti esauriti di petrolio e gas;
- in acquiferi salini profondi e/o in campi geotermici non in produzione.

Storage geologico

- In formazioni Saline profonde
- In pozzi esauriti di Petrolio e Gas
- In giacimenti di carbone non sfruttabili
- In campi geotermici non sfruttabili

Usi di CO₂ a fini produttivi

- Enhanced Oil & Gas Recovery (EOR ed EGR): iniezione di CO₂ in pozzi operative di petrolio o gas per aumentarne la produttività;
- Enhanced Coal Bed Methane (ECBM): iniezione di CO₂ in giacimenti esauriti di carbone, con fissaggio della CO₂ ed estrazione di metano

Storage nelle profondità oceaniche (deep ocean)

Mineralizzazione

Biofissazione

- Produzione di biomassa da CO₂ ed energia solare, con microalghe o ciano-batteri
- Formazione di idrati

5.3.1

Stato dell'arte:

progetti internazionali ed europei.

Diversi progetti di R&D sullo stoccaggio della CO₂ nel sottosuolo sono in corso; nessuno di essi è collegato direttamente ad un impianto di produzione di energia elettrica con cattura della CO₂, anche se si prevede per metà 2008 l'avviamento di un impianto pilota integrato in Germania (Vattenfall); inoltre diversi altri progetti su scala industriale sono stati proposti e sono attualmente in fase di progetto e istruttoria.

La fattibilità del sequestro geologico della CO₂ è ormai ampiamente documentata, da numerosi progetti sperimentali e di ricerca. Tali progetti sono sia di carattere internazionale che più strettamente europei e finanziati nei diversi Programmi Quadro di ricerca della U.E.

I progetti internazionali

Sleipner

E' senz'altro il progetto più ampio e più noto svolto sino ad oggi in Europa. Esso prende il nome dal giacimento a gas di Sleipner, uno dei più estesi del Mare del Nord. Il gas estratto contiene il 9% di CO₂. Tale tasso è superiore al limite del 2,5% imposto dalla normativa, per cui il gas viene sottoposto ad un trattamento che separa da esso, con tecniche note ed ampiamente usate, la parte eccedente di CO₂. Nel passato, questa sarebbe stata rilasciata nell'atmosfera, aumentando del 3% le emissioni totali della Norvegia. La crescente sensibilità verso i problemi ambientali ed il forte costo delle tasse imposte in Norvegia sulle emissioni, hanno spinto la compagnia che opera sul giacimento, la Statoil, ad avviare un progetto di confinamento della CO₂ in una sequenza geologica contenente fluidi salini, ad 800 m sotto il fondo del mare. La separazione e conseguente reiniezione della CO₂ è stata avviata nel 1996 e da allora sono stati separati e confinati geologicamente 1 milione di tonnellate di CO₂ all'anno. Il progetto ha focalizzato l'interesse dei maggiori centri europei di ricerca, che hanno potuto provare e mettere a punto tecniche di monitoraggio della CO₂ dalla superficie (sismica a riflessione) e di modellazione numerica sottosuperficiale (tomografica, geochimica, fluidodinamica) per

valutare e predire l'evoluzione nel tempo della CO₂ reiniettata.

Weyburn

E' il più importante ed ampio progetto svolto sinora nel continente americano. Si tratta di una azione di recupero assistito nel giacimento di olio Weyburn, nel sud del Canada, tramite iniezione di 5.000 tonnellate al giorno di CO₂, prodotta in un impianto di gassificazione nel Dakota e trasportata per centinaia di chilometri attraverso un gasdotto. Nei 25 anni di recupero assistito di idrocarburi, si valuta che saranno confinati geologicamente circa 20 milioni di tonnellate di CO₂. Il progetto ha per scopo la valutazione e la comparazione delle tecniche di monitoraggio da superficie e da pozzo e la comprensione tramite queste delle interazioni tra CO₂, olio e rocce, e dell'evoluzione in tempi anche molto lunghi (dell'ordine delle diverse decine di migliaia di anni) della CO₂ immagazzinata. Al progetto, del valore complessivo di 23 milioni di dollari, partecipano compagnie, università ed enti di ricerca americani, canadesi ed europei.

In Salah

Il progetto prende il nome da un giacimento di gas dell'Algeria. Il suo sviluppo è in corso di realizzazione da parte della BP e della Sonatrach. La produzione a regime sarà di 9 miliardi di metri cubi di gas all'anno, venduti essenzialmente all'Italia ed alla Spagna, attraverso un gasdotto in fase di completamento. La percentuale di CO₂ nel gas estratto varia dall'1 al 10 % e va ridotta a non più dello 0,3 %. Quella estratta sarà reiniettata nelle aree "periferiche" del giacimento per aumentare il recupero complessivo del gas. Accanto al progetto industriale è stato definito un complesso programma di controllo e monitoraggio della reiniezione della CO₂, che farà di In Salah il più importante ed articolato progetto a terra di sviluppo e valutazione delle tecnologie associate al confinamento geologico della CO₂.

Snohvit

Nel 2001, la Statoil ed i suoi partner industriali hanno firmato un accordo per lo sviluppo del giacimento Snohvit, il primo identificato nel Mare

di Barents e di cui si utilizzeranno gli idrocarburi estratti per dar vita al primo progetto europeo di esportazione di gas naturale liquefatto (LNG). Il progetto prevede la realizzazione di 21 pozzi di estrazione e di un pozzo di reiniezione della CO₂. Tutte le infrastrutture per lo sviluppo del giacimento saranno poste sul fondo del mare, controllate a distanza da un centro operativo a terra e collegate, attraverso un gasdotto marino di 160 chilometri, all'impianto di trattamento posto su un'isola presso la costa. Da qui partiranno le navi che trasporteranno il gas liquefatto ai mercati di destinazione ed una seconda condotta sottomarina, attraverso la quale la CO₂ catturata sarà riportata nell'area di Snohvit per essere iniettata a 2600 m sotto il livello del mare nella formazione Tubasen, una arenaria spessa dai 50 ai 75 m, sovrastata da uno strato sigillante che impedirà alla CO₂ di fuoriuscire. La quantità di CO₂ confinata sarà di circa 0,7 milioni di tonnellate all'anno.

Gorgon

Il progetto prevede la messa in opera di infrastrutture per la separazione, il trasporto ed il confinamento geologico della CO₂ in eccesso, durante il trattamento di liquefazione del gas naturale estratto dal giacimento Gorgon, uno dei più grandi al mondo, a 130 km dalla costa nell'Australia occidentale. Il costo stimato per le infrastrutture è di circa 400 milioni di dollari australiani, cui si sommerà quello operativo per la separazione, il trasporto, la reiniezione ed il monitoraggio della CO₂. A partire dal 2008-2010, circa 3,3 milioni di tonnellate di CO₂ saranno confinate ogni anno alla profondità di 2300 metri, in una formazione contenente fluidi salini a nord dell'isola Barrow. Tale isola ospita gli impianti di trattamento del gas ed è situata a metà distanza tra il giacimento e la costa. Il progetto nasce da un accordo volontario tra la compagnia che opererà sul giacimento, la Chevron Texano, e l' Australian Greenhouse Office, per realizzare sull'isola Barrow l'impianto di trattamento del gas più efficiente, in termini di riduzione delle emissioni di gas serra, dell'emisfero australe.

Crust

L'obiettivo di CRUST, promosso e finanziato dal Governo Olandese, è la pianificazione e la gestione di un progetto dimostrativo di immagazzinamento geologico della CO₂, che

comprenda la messa in opera di infrastrutture per il recupero e per il ri-utilizzo dell'anidride carbonica. Il progetto deve soddisfare i seguenti requisiti essenziali:

- ogni sua fase deve essere fattibile legalmente, economicamente e tecnicamente;
- il confinamento deve essere connesso ad un reale altro progetto in corso e nel quale la CO₂ risulti disponibile e richiesta poi da potenziali clienti;
- il sito di confinamento deve avere una capacità di almeno 3 milioni di tonnellate di CO₂;
- le operazioni devono prevedere una intensa attività di monitoraggio ed i dati devono essere resi completamente pubblici.

Il progetto è stato avviato nel 2002 e l'immagazzinamento della CO₂ è iniziato nel 2006.

Frio

Il progetto è finanziato dal Dipartimento USA per l'Energia. Tra i suoi partners annovera la BP, la Schlumberger, importanti laboratori americani di ricerca e varie università. Esso si prefigge di:

- dimostrare che la CO₂ può essere confinata in strati geologici con fluidi salini, senza effetti negativi sulla salute, sui rischi naturali e sull'ambiente;
- determinare la localizzazione e l'estensione nel sottosuolo della CO₂ iniettata;
- sviluppare i modelli concettuali che danno ragione dei processi fisici;
- sviluppare la competenza necessaria ad avviare con successo più ampie sperimentazioni a larga scala.

Il progetto è in fase di esecuzione.

I progetti europei

La UE ha finanziato un numero elevato di progetti di ricerca e di dimostrazione nel settore della cattura e dell'immagazzinamento dell'anidride carbonica a partire dal terzo Programma Quadro. Il numero di questi è aumentato con il tempo ed il tema del confinamento geologico della CO₂ ha assunto una rilevanza via via crescente.

Si citano i principali

CASTOR (CO₂, From Capture to Storage)

E' un progetto integrato svolto da 30 membri (industrie, enti di ricerca ed università) di 11 differenti paesi europei. Il suo obiettivo è di sviluppare e validare tecniche per la cattura e l'immagazzinamento della CO₂ in formazioni geologiche, in modo sicuro e permanente. Il progetto si focalizza essenzialmente sulle tecniche di separazione della CO₂ dopo la combustione, sui criteri di scelta dei siti in cui confinare la CO₂, sulla valutazione dei rischi. Questi due ultimi temi sono trattati analizzando casi concreti: (a) il giacimento di olio di Casablanca (in mare, di fronte a Terragona, nel nord della Spagna) in cui la Repsol conta di immagazzinare circa mezzo milione di tonnellate di CO₂ all'anno; (b) il giacimento di gas Atzbach-Schwanenstadt (nel bacino di Salisburgo, Austria) in cui la compagnia petrolifera che lo gestisce conta di incrementare l'estrazione del gas, iniettando 0,3 milioni di tonnellate all'anno di CO₂, prodotte da una vicina cartiera e da un impianto di fertilizzanti; (c) il giacimento a gas Snohvit (in mare, nel nord della Norvegia), dove la Statoil ha ottenuto di separare la CO₂ in eccesso e di iniettarla in una formazione geologica contenente fluidi salati, sotto il giacimento stesso; (d) il giacimento a gas K12b (in mare, di fronte l'Olanda), in cui Gaz de France intende incrementare il recupero di idrocarburi tramite iniezione di CO₂. L' immagazzinamento di CO₂ è già iniziato su piccola scala e, dal 2006, si procederà ad iniettare circa 0,4 milioni di tonnellate all'anno, per 20 anni.

EU GeoCapacity

E' un progetto specifico che mira a fornire una stima del potenziale di confinamento della CO₂ in un numero molto elevato di paesi europei, e di aggiornare quella definita nel precedente progetto europeo GESTCO. I paesi considerati

sono: Bulgaria, Croazia, Estonia, Italia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna ed Ungheria. Prime valutazioni riguarderanno anche: Albania, Bosnia-Erzegovina, Lussemburgo, Macedonia e Svizzera. Saranno altresì aggiornate le valutazioni svolte in passato per Danimarca, Francia, Germania, Grecia e Regno Unito. In tali paesi saranno raccolti dati sui principali punti di produzione della CO₂, analizzate le formazioni geologiche adatte all'immagazzinamento della CO₂, identificate le infrastrutture per il suo trasporto (tracciati degli attuali oleodotti e gasdotti), fatte stime di costi ed affinati i criteri di scelta dei siti. Infine, saranno avviate collaborazioni con altri paesi membri del CSLF, tra i quali la Cina. I partecipanti al progetto sono 26, da 18 paesi europei, più la Cina.

CO₂ ReMoVe

E' un progetto integrato che si prefigge di utilizzare varie tecniche di monitoraggio su una pluralità di siti di immagazzinamento della CO₂, per sviluppare:

- metodi di valutazione dei siti;
- nuove tecniche di monitoraggio della CO₂ immagazzinata;
- nuove tecniche di controllo di eventuali sue fuoriuscite;
- nuovi metodi di modellazione a lungo termine del comportamento della CO₂ immagazzinata;
- una tecnica rigorosa di valutazione dei rischi che sia applicabile ad una ampia varietà di siti e di scale temporali;
- linee guida per l'industria, gli amministratori pubblici, i legislatori.

Il progetto ha 24 partecipanti (compagnie, enti di ricerca ed università) da paesi europei ed ha stretto accordi con compagnie di altre nazioni non europee. I siti sinora identificati sono: Sleipner, In Salah, Snohvit e Ketzin (Potsdam, Germania). A questi potranno aggiungersi Kaniov e Tarnov (Polonia).

INCA CO₂

E' una azione di supporto finanziata dalla UE per sostenere gli stakeholders europei promuovendo collaborazioni internazionali, anche allo scopo di fornire una visione coerente delle iniziative internazionali ai decisori politici europei.

5.3.2

Potenzialità

Lo schema seguente, elaborato dalla piattaforma tecnologica europea ZEP, fornisce una indicazione sulla potenzialità relativa dei vari metodi utilizzabili per il confinamento della CO₂:

Potenzialità	Tipologia di confinamento della CO ₂
1	reazioni mineralogiche
10	carbone: giacimenti non coltivabili
100	giacimenti esauriti di olio e gas
1000	acquiferi salini profondi

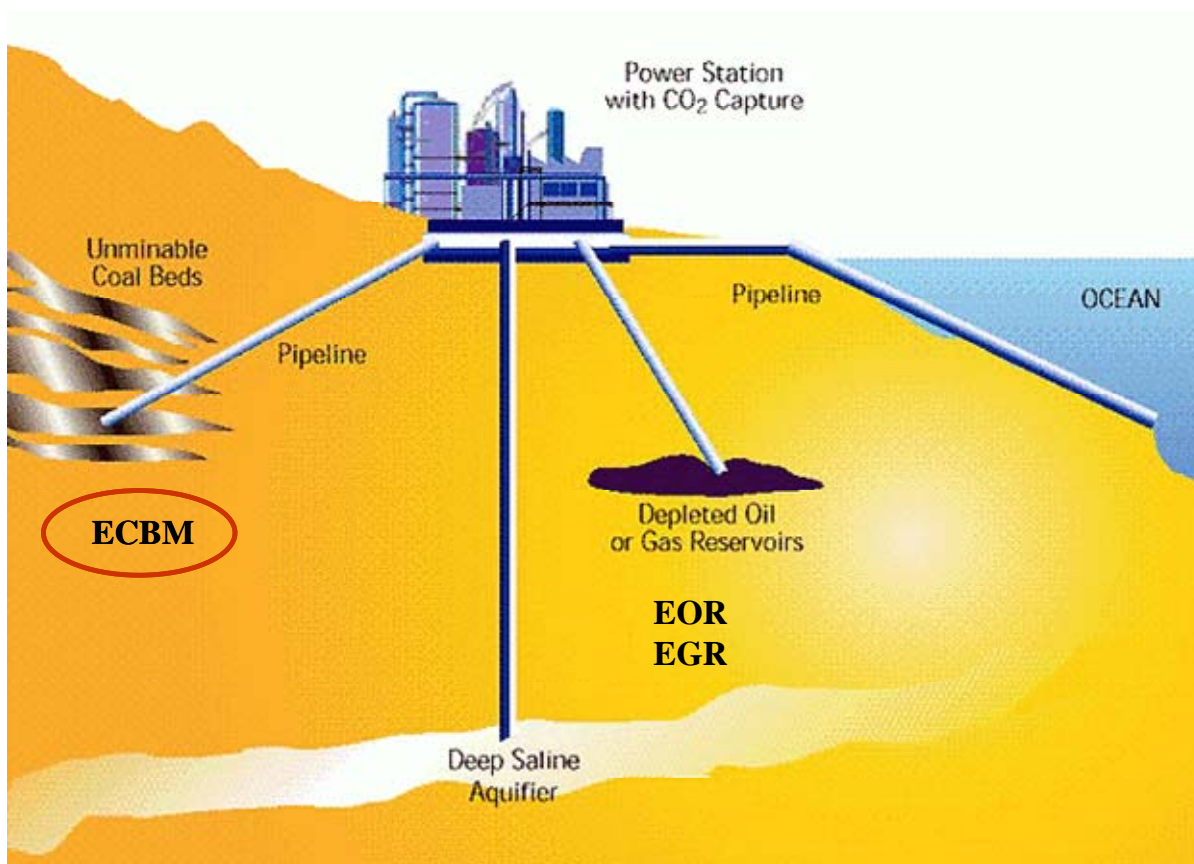
Le capacità di confinamento su scala mondiale ad esempio per i soli campi esauriti ad olio e gas, indicano uno stoccaggio della CO₂ di oltre 1800 Gt CO₂; tale volume potrebbe coprire la produzione mondiale di CO₂ per un arco di tempo superiore ai prossimi 20 anni (Brighenti et al., 2006) e ben superiore sembra il potenziale degli acquiferi salini (si ricorda che 3.67

tonnellate di CO₂ corrispondono ad una tonnellata di carbonio equivalente).

Esistono diverse stime sulle capacità di confinamento a livello mondiale della CO₂ ; la tabella seguente riporta quelle proposte da uno studio di IPCC:

Capacità globali di stoccaggio della CO ₂ (in Gt, miliardi di tonnellate)	
Acquiferi salini profondi	6.000 - 10.000
Giacimenti di petrolio e gas	900 - 1.300
Miniere di carbone	60 - 150

Considerando che le emissioni mondiali di CO₂ (fonte: IEA-GHG,2004) sono stimate in 25 Gt all'anno, l'esito positivo dei progetti dimostrativi in corso aprirebbe uno scenario completamente nuovo per l'impiego sostenibile dei combustibili fossili.



Per quanto riguarda i quantitativi di CO₂ emessi in Italia, un confronto con il passato ventennio, mostra una continua crescita, sia in termini assoluti e sia di contributo percentuale delle emissioni complessive dovute all'utilizzo dei combustibili fossili.

Nel 1996 il settore elettrico in Italia ha emesso in media 522 g CO₂ per ciascun kWh prodotto, risultando ampiamente al di sopra della media europea (pari a 370 g). In Italia il settore dei trasporti è tuttavia il maggior responsabile in termini di emissioni, con 145 g CO₂/km percorso, contribuendo in misura del 72% alle emissioni complessive di monossido di carbonio, del 52% a quelle di ossido di azoto e del 46% a quelle di composti organici.

La risposta nazionale alla riduzione dei gas serra è contenuta nella delibera CIPE del novembre 1999, che stabilisce una riduzione delle emissioni annue di circa 100 Mt di CO₂ equivalenti, per il periodo 2008-2012.

Le informazioni note indicano per il paese una capacità di sequestrazione geologica della CO₂ negli acquiferi profondi, ivi incluse le aree geotermiche, di 440 Mt, dei quali 353 onshore e 84 Mt offshore.

Per quanto riguarda invece i giacimenti di olio e gas onshore il valore stimato corrisponde a 1.790 Mt di CO₂.

Potenzialità di stoccaggio in Italia (Mt CO₂)

(stime da un progetto della UE, FP5)

Acquiferi on-shore	353
Acquiferi off-shore	84
Giacimenti di olio e gas on-shore	1.790
Totale nazionale	2.230

Pertanto complessivamente in Italia si potrebbero sequestrare 2.230 Mt di CO₂, corrispondente all'incirca al totale delle emissioni nazionali per 14,86 anni. Va fatto tuttavia rilevare, che i quantitativi di CO₂ emessa da parte del settore trasporti, così come oggi avviene, sono difficilmente catturabili e quindi sequestrabili, e pertanto andrebbero sottratti dal

quantitativo totale, aumentando notevolmente gli anni di sequestrazione.

Tale numero di anni aumenterebbe considerevolmente, qualora fossero studiati tutti gli acquiferi, così come i giacimenti di olio e gas offshore, basandosi sui "dati sensibili", pertanto non pubblici ed in possesso di compagnie private.

5.3.3 Barriere

Le principali barriere all'applicazione delle tecniche di stoccaggio geologico sono così individuabili:

- Non completa conoscenza della geologia delle aree d'interesse, per quanto riguarda in particolare gli aspetti mineralogici, idrologici e geochimici
- Non sufficienti conoscenze in merito al comportamento della CO₂ immagazzinata, sia ai fini degli effetti globali (rischio di fughe che potrebbero in parte vanificare lo sforzo di cattura e confinamento) che locali (effetti dannosi sull'ambiente e sulla popolazione in caso di rilascio rapido di quantità significative)
- Ostacoli normativi, relativi alla gestione dei rifiuti, all'uso del sottosuolo e del mare
- Accettabilità sociale, in relazione in particolare ai rischi di effetti locali dannosi

In realtà, come per tutte le tecnologie, anche nella cattura e nel confinamento geologico della CO₂ esistono dei rischi. Per essi occorre definire:

- se tali rischi sono accettabili;
- se essi sono comparabili con quelli dei sistemi alternativi per la riduzione della CO₂.

I rischi principali sono connessi al trasporto ed al confinamento della CO₂: ogni sito di confinamento dovrà essere pertanto scelto lontano da aree a rischio di fagliazione superficiale, in modo da assicurare che le formazioni geologiche siano stabili. Negli Stati Uniti esiste una estesa rete di condotte di CO₂ (3.100 km). La statistica degli incidenti per tale rete indica dieci eventi dal 1990 al 2001 senza alcuna conseguenza per le persone. Sebbene, in linea di principio, un incidente possa avvenire quando la CO₂ viene trasportata in larga quantità, le conseguenze possono essere ridotte al minimo

mediante misure di controllo e sicurezza; inoltre il rischio di incidente non è maggiore di quello nelle condotte di gas naturale, rispetto al quale, peraltro, la CO₂ non è esplosiva o infiammabile.

Il rischio principale correlato con il confinamento può manifestarsi con l'iniezione della CO₂ in un pozzo difettoso, con conseguente fuga di CO₂ verso la superficie, oppure iniettando la CO₂ ad una pressione superiore a quella originaria del serbatoio, con conseguente fratturazione della formazione impermeabile superiore (*cap rock*). Le probabilità di una simile fuoriuscita della CO₂ immagazzinata in un serbatoio naturale sotterraneo è estremamente ridotta e paragonabile alla fuga di gas naturale da un pozzo, evento peraltro piuttosto raro. Altri rischi di fuoriuscita sono tutti connessi con la cattiva scelta del sito, derivanti essenzialmente da una non sufficiente conoscenza della situazione geologica. Questa è in genere molto accurata nel caso di giacimenti esauriti di idrocarburi e non altrettanto nota nel caso di formazioni geologiche profonde contenenti fluidi, che vanno adeguatamente indagate. Si tratta, in sostanza, di definire l'estensione, la struttura e le caratteristiche delle formazioni in cui verrà iniettata la CO₂ e di quelle, sovrastanti le prime, che le "sigillano". Queste ultime devono garantire che la CO₂ rimanga nelle formazioni sottostanti per il tempo necessario allo sviluppo dei vari processi di confinamento di lunghissima durata.

Se anche una minima parte della CO₂ confinata dovesse fuoriuscire, l'impatto sulla biosfera sarebbe molto basso e incomparabilmente inferiore a quello dovuto alla pratica attuale che prevede di immettere nell'atmosfera il 100 % della CO₂ prodotta. Per quanto attiene alle tecnologie per la cattura ed il confinamento geologico della CO₂ va sottolineato che esse sono di fatto già disponibili. Sono usate, ad esempio, con successo dalla Statoil nel Mare del Nord, dove circa 1 milione di tonnellate di CO₂ vengono ogni anno separate dagli idrocarburi estratti e reiniettate in una formazione contenente acqua salata, sopra il giacimento Sleipner. Tuttavia, affinché il confinamento geologico della CO₂ possa realmente contribuire a stabilizzarne la concentrazione nell'atmosfera, occorre che esso sia utilizzato su scala molto ampia.

I fattori che attualmente ne limitano l'uso sono:

- la accettazione da parte della popolazione
- lo sviluppo di una legislazione che consenta di attuare il confinamento geologico.

I molti progetti avviati mirano pertanto a:

- validare i metodi per la scelta dei siti e la stima dei rischi in una pluralità di contesti geologici anche molto diversificati;
- ottimizzare le tecniche di controllo dalla superficie dell'evoluzione negli strati geologici profondi della CO₂ iniettata;
- sviluppare "best practices" e "standards" per tutte le fasi operative connesse, che servano da base nella definizione delle procedure autorizzative e delle responsabilità correlate alla scelta dei siti, all'esecuzione del confinamento, al controllo a breve e lungo termine, all'abbandono dei siti di confinamento.

5.3.4

Vantaggi e svantaggi delle diverse soluzioni di stoccaggio

I giacimenti esauriti di olio e gas possono indubbiamente essere considerati sicuri in quanto gli idrocarburi (gas e petrolio) sono stati confinati per lunghi periodi di tempo, anche superiori al milione di anni; inoltre sono ben conosciuti dal punto di vista geologico per le ricerche eseguite con prospezioni geofisiche, perforazioni e analisi di laboratorio della roccia serbatoio, roccia madre e roccia di copertura.

Anche i giacimenti non coltivabili di carbone in quanto troppo esigui e/o profondi sono generalmente ben noti dal punto di vista geologico a seguito delle indagini minerarie svolte.

Gli acquiferi salini profondi presentano un enorme potenziale di confinamento e in linea generale sono presenti nella maggior parte delle nazioni e spesso si trovano anche in prossimità di aree industriali con produzione elevata di CO₂; sono formazioni geologiche molto eterogenee che possono andare dalle frequenti arenarie ai basamenti calcarei contenenti acqua salata. Gli acquiferi salini profondi non si possono ritenere noti con la stessa precisione dei campi a idrocarburi in quanto molto spesso

le ricostruzioni idrostratigrafiche sono limitate ad una profondità di alcune centinaia di metri, all'interno dei quali si trovano solitamente gli acquiferi per uso civile ed industriale e non raggiungono la profondità minima di 800 metri necessaria per l'iniezione della CO₂.

La metodologia EOR che in estrema sintesi consiste in un incremento del recupero di petrolio mediante l'utilizzo di CO₂, è stata sviluppata e applicata principalmente negli USA non specificatamente per il confinamento della CO₂ ma per aumentare la capacità di estrazione del petrolio.

Il metodo ECBM sta trovando un notevole interesse in diverse nazioni Europee in quanto i bacini carboniferi sono piuttosto noti e anche se le capacità di confinamento sono molto inferiori rispetto a quelle degli acquiferi salini, si può instaurare un ciclo che oltre al fissaggio della CO₂ consente il recupero e quindi la produzione di gas metano.

Il metodo EGR è in una fase sperimentale e viene proposto come l'EOR nel quale la CO₂ non è considerata come un rifiuto ma come una commodity che si inserisce nelle attività produttive esistenti. In Italia la CO₂ è stata proposta di recente come cushion gas nelle attività di stoccaggio del gas naturale; in pratica consiste nel sostituire il cushion di gas naturale, che può raggiungere anche il 50% del gas totale immagazzinato, con la CO₂ e quindi evitare l'immobilizzo di capitali piuttosto ingenti.

6. problematiche normative, autorizzative e di “public acceptance”

L'adozione di nuovi sistemi di produzione e gestione dell'energia comporta l'emergere di nuove problematiche di gestione del territorio.

Da un lato si rendono necessari adeguamenti e innovazioni nell'ambito amministrativo-legislativo, dall'altro nasce l'esigenza di far conoscere ed accettare le nuove tecnologie e i vantaggi che esse procurano, per assicurarsi la collaborazione dei cittadini e delle istituzioni territoriali. Su tematiche di questa portata non è sufficiente porgere al pubblico delle informazioni o utilizzare tecniche di persuasione per convincere della validità delle nuove tecnologie: è viceversa necessario promuovere il consenso

a partire da una comprensione profonda delle aspettative, dei dubbi, delle difficoltà che l'introduzione delle nuove tecnologie potrebbe provocare nelle popolazioni interessate. In questa prospettiva è possibile attuare una ricerca - intervento articolata su due piani interconnessi, in funzione del consenso e della comunicazione: gli obiettivi informativi e divulgativi sono sostanziati dallo studio delle dimensioni culturali. Tali dimensioni filtrano l'assimilazione dei contenuti e determinano le reazioni e le disponibilità delle popolazioni, il modo in cui una nuova tematica viene recepita ed elaborata.

I cambiamenti climatici, oltre a rappresentare un complesso conflitto multi parte, sono un argomento molto complesso per le incertezze relative alle cause ed alle conseguenze sia spaziali che temporali, che influenzano il pubblico anche in relazione al modo di regolarle. In UK è stato evidenziato come la percezione pubblica e le risposte istituzionali scatenano un misto di ansietà per il futuro del mondo e una rappresentazione socialmente mediata di una risposta ragionata, pur in considerazione dell'incertezza scientifica. Uno studio campione condotto dall'ISTAT ha stimato che il 40% degli italiani è interessato alle problematiche ambientali e che il 50% è molto interessato al riscaldamento globale ed al buco dell'ozono. Uno studio inglese condotto a Norwich e Roma su due “focus group” dal Centre for Social and Economic Research on the Global Environment (CSERGE) dell'Università dell'East Anglia e che aveva per tema i cambiamenti climatici ed i loro effetti ha evidenziato la dissonanza tra l'aver l'obbligo sociale e morale di fare qualcosa e le difficoltà attuali di avviare delle azioni di risanamento. Dallo studio si evidenzia altresì come sia i focus group di Roma che di Norwich richiedano una maggiore educazione sulle problematiche di interesse. Mentre le problematiche relative ai cambiamenti climatici ed all'effetto serra trovano ormai da anni largo spazio nei media, le problematiche connesse agli interventi di mitigazione non vengono trattate di pari grado.

Mentre gli aspetti scientifici e tecnologici delle attività legate al CCS sono riconosciuti come sostanzialmente maturi dalla comunità internazionale, restano aperte alcune importanti questioni che riguardano lo scenario normativo ed autorizzativo, soprattutto nelle fasi di trasporto e stoccaggio geologico della CO₂, e le

problematiche di accettabilità sociale dell'intero processo di CCS.

Da studi preliminari basati sulla normativa sovranazionale (es. la tutela del mare) e su quella a valenza "continentale", soprattutto per USA, Canada, Unione Europea ed Australia, e dai documenti prodotti all'interno del Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) e della Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ETP ZEP), emerge evidente la complessità del problema. Su scala sovranazionale la normativa è solitamente indirizzata a settori tematici specifici, che spesso presentano poche interazioni e sovrapposizioni (es. acque, rifiuti, suolo, grandi rischi, ecc.), mentre la CCS intreccia in maniera trasversale aspetti di risk assessment, di potenziale inquinamento delle acque superficiali e sotterranee, del suolo e del sottosuolo e di smaltimento di rifiuti.

Un ulteriore sforzo dovrà essere espresso nel calare i concetti, evidenziati in ambito internazionale, nelle singole realtà nazionali, per comprendere quali siano le mosse più opportune che il legislatore debba intraprendere per rendere l'intero processo di CCS fattibile sul piano autorizzativo e ben inquadrato a livello legislativo, con il massimo riguardo rispetto la protezione della salute pubblica e dell'ambiente. Inoltre, occorre tenere in debito conto le realtà locali dei territori che saranno prescelti per la realizzazione degli impianti di cattura e stoccaggio geologico, anche in termini di specifiche legislazioni regionali.

Non è escluso che un tale processo risulti in proposte di emendamenti mirati a specifiche leggi (del tipo di quelli che permettono la reiniezione dei fluidi geotermici esausti nel sottosuolo) o all'esclusione del processo di stoccaggio geologico dalla normativa sui rifiuti, per quanto concerne il concetto stesso di rifiuto.

Un secondo importante aspetto legato alla necessità di implementazione normativa, riguarda le politiche di promozione ed incentivazione, sia a livello comunitario che nazionale, che dovrebbero in qualche modo includere la CCS nei processi che risultano in una "non emissione" di CO₂ in atmosfera: in primo luogo ciò riguarderà il sistema ETS (emission trading), ma non va esclusa l'assimilazione, in misura opportuna, del trattamento della CCS a quello delle energie rinnovabili, in termini di riduzione delle emissioni di gas serra.

A parte gli aspetti normativi di cui si è accennato, che includono anche interventi mirati alla riduzione dei rischi associati alla CCS ed alla salvaguardia della salute umana e dell'ambiente, è da tutti sentita la necessità di avviare una corretta ed incisiva azione di informazione che possa convincere l'opinione pubblica dell'utilità della CCS e, che risulti in una accettabilità sociale, anche in presenza di, sia pur minimi, rischi.

Questi aspetti si presentano particolarmente delicati in un paese come l'Italia, dove ogni azione sul territorio tende ad essere interpretata dalle comunità residenti come un'imposizione.

Le contestazioni da parte della popolazione italiana di interventi sul territorio sono ormai nella quotidianità, ed il concetto "non nel mio giardino" (Sindrome di "NIMBY" = "not in my backyard") è, a nostro avviso, legato soprattutto alla mancanza di un'informazione capillare. Ciò non significa che certe risposte della popolazione non siano corrette, ma molte sicuramente potrebbero essere evitate, se gli interventi fossero accompagnati da una concertazione ed un'informazione adeguata. I più contestati in Italia, derivante da un'indagine del "Nimby Forum" e dalla registrazione in undici mesi di 2.760 articoli a stampa, sono stati quegli interventi territoriali come gli impianti per il riciclaggio dei rifiuti (65%), seguiti da impianti di produzione di energia elettrica (22%); da infrastrutture (8%) ed infine altri impianti (5%). Da un punto di vista geografico gli impianti sono situati per il 55% nel Nord Italia, il 27% al Centro e il 18% al sud e nelle isole.

Le principali motivazioni delle opposizioni territoriali riguardano i timori per la salute (18% dei casi), i timori per l'ambiente (17% dei casi) e dal peggioramento della qualità della vita (6% dei casi).

Occorre pertanto fornire un'informazione preventiva e corretta che metta in evidenza le finalità della CCS non contrapponendola alle fonti rinnovabili, ma presentandola secondo le reali intenzioni: un intervento indispensabile al fine di ridurre sensibilmente le emissioni di CO₂ in una fase transitoria.

Su queste tematiche, ritenute particolarmente complesse anche da paesi dove l'accettabilità sociale di altre tecnologie di forte impatto sulla pubblica opinione (es. termovalorizzatori, discariche, grandi opere) è cosa ormai consolidata, occorre avviare un osservatorio per

raccogliere i risultati delle esperienze già poste in atto sia nel nostro Paese che a livello internazionale, al fine di individuare le criticità sulle quali intervenire con un adeguato programma di informazione.

7.

Costi delle diverse tecnologie per un uso sostenibile dei combustibili fossili

La cattura della CO₂ da processi di combustione risulta essere abbastanza costosa e richiede inoltre un notevole apporto di energia mentre la separazione della CO₂ dal gas naturale prodotto presso i giacimenti è più facile ed economica.

La CCS negli impianti di generazione elettrica ha senso economicamente solo per impianti su larga scala altamente efficienti.

Al momento, a parità di potenza elettrica prodotta, l'aumento di consumo di combustibile fossile dovuto all'utilizzo di CCS potrebbe arrivare al 35-40%. E' previsto che si riduca al 10-30% negli impianti di nuova generazione, e potrebbe ulteriormente abbassarsi al 6% in via speculativa.

Le perdite di efficienza, inclusa la compressione della CO₂ a 100 bar, sono stimate essere pari a 8-12 punti percentuali per impianti a carbone esistenti, con un trend stimato in significativa riduzione per gli impianti di prossima generazione.

Attività di R&S sono necessarie per la riduzione delle perdite di efficienza.

In generale la complessità di un grande progetto sta nell'elevato costo del capitale iniziale richiesto. E' stimato che il costo d'investimento per un dimostrativo di impianto di potenza con CCS vari tra 0,5 e 1 G\$, il 50% del quale andrebbe a coprire i costi per la CCS.

Oggi il costo tipico dei sistemi CCS in impianti di generazione elettrica può variare tra 30 e 90 \$/t CO₂. Costi più alti (sopra i 160 \$/t) sono rilevati in funzione della tecnologia, del sito e del grado di purezza richiesto per la CO₂ prodotta.

Il costo relativo alla sola cattura è pari a 20-80 \$/t, quello per il trasporto 1-10 \$/t per 100km; quello per lo stoccaggio ed il monitoraggio circa 2-10 \$/t.

Utilizzando tecnologie caratterizzate da costi accessibili e una favorevole collocazione del sito, le migliori stime di costo per la CCS su gas esausti prodotti da un impianto a carbone sono pari a 50 \$/t includendo la cattura 20-40 \$/t; il trasporto con pipeline 1-5 \$/t per 100km e lo stoccaggio 2-5 \$/t. Il costo del trasporto a breve distanza e dello stoccaggio può essere stimato a meno di 10 \$/t se il monitoraggio del sito è di secondaria importanza.

Assumendo un ragionevole sviluppo delle tecnologie, il costo totale della CCS è previsto ridursi al di sotto dei 25 \$/tCO₂ a partire dal 2030, ma la riduzione è più difficile negli impianti NGCC dove la concentrazione di CO₂ è più bassa.

L'uso della CO₂, in impianti per l'estrazione del petrolio residuale in giacimenti esausti (EOR), può portare ad un ricavo aggiuntivo dovuto alla produzione di 0,1-0,5 t di petrolio per tonnellata di CO₂. Per un prezzo di 45 \$/barile la rendita da EOR potrebbe oscillare tra 30 e 150 \$/t CO₂. L'EOR è generalmente usato negli USA e in Canada per migliorare la produzione di alcune decine di giacimenti petroliferi esausti con alcune centinaia di pozzi.

In generale il potenziale globale in termini di stoccaggio di CO₂ è comunque limitato, in più altri fluidi potrebbero essere usati al posto della CO₂.

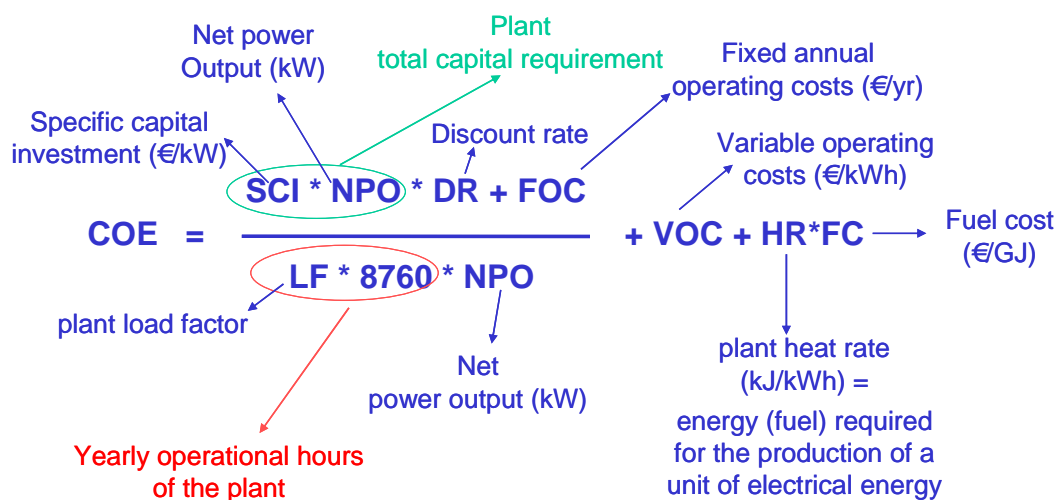
Il futuro della CCS negli impianti di generazione elettrica dipende in larga parte dall'impatto sul costo dell'elettricità. Nei nuovi impianti di potenza, il suo uso potrebbe aumentare il costo dell'elettricità (attualmente pari a 2,5 - 6 c\$/kWh) di 2-3 c\$/kWh. Ci si aspetta che questo costo aggiuntivo si riduca a 1-2 c\$/kWh per il 2030, e che sia più basso per gli impianti a carbone che per quelli a gas.

Dato che il prezzo di acquisto dell'elettricità è vicino al costo di produzione per gli utenti industriali, che ne consumano notevoli quantità, e che esso è invece ben più alto per gli utenti residenziali, il costo della CCS avrà più incidenza sugli utilizzatori industriali. Il costo della separazione della CO₂ nei pozzi, presso i giacimenti di gas naturale, dipende invece dalla concentrazione di CO₂ presente nel gas e dalla tipologia del sito. Il costo infatti può essere inferiore a 5 \$/t CO₂ per siti in terrestri e circa 15 \$/t per quelli off shore.

Procedura di calcolo dei costi

Il metodo più comunemente utilizzato per stimare il costo della cattura della CO2 negli impianti di generazione elettrica consiste nel cosiddetto plant level approach. In esso si compara il costo dell'elettricità prodotta in impianti senza cattura (impianti di riferimento) con quello relativo a impianti con cattura. Si assume che una data tecnologia venga sostituita dalla stessa con aggiunta di sistemi di cattura senza variazione nella tipologia di combustibile adottato. Anche il fattore di utilizzo degli impianti è considerato costante ignorando l'effettivo funzionamento nel mercato elettrico influenzato dai picchi di domanda e da meccanismi del tipo Carbon Tax. Sono stati nel tempo sviluppati metodi ben più complessi ma per esigenze di semplicità questo continua ad essere utilizzato come riferimento [Tzimas and Peteves, 2005].

Il costo specifico di produzione elettrica (COE) viene calcolato in questo modo:



- con :
- SCI costo specifico di impianto
 - NPO potenza elettrica netta installata
 - DR fattore di ammortamento
 - LF disponibilità
 - FOC costi fissi
 - VOC costi variabili
 - HR fattore energetico che associa il contenuto di energia del combustibile utilizzato per unità di energia elettrica prodotta
 - FC costo del combustibile

Diversi sono i COE riportati in letteratura, fortemente influenzati dalla scelta dei parametri sopra riportati. In questo caso si è assunto LF=77%, DR=15%, prezzo del carbone 1,55\$/GJ e prezzo del gas 6 \$/GJ.

Per approfondire l'analisi è stata effettuata un'ulteriore valutazione dei costi con una previsione al 2020 che considera maggiori costi per i combustibili (2\$/GJ per il carbone e 7 \$/GJ per il gas) ma anche ridotti costi di installazione e efficienze maggiorate.

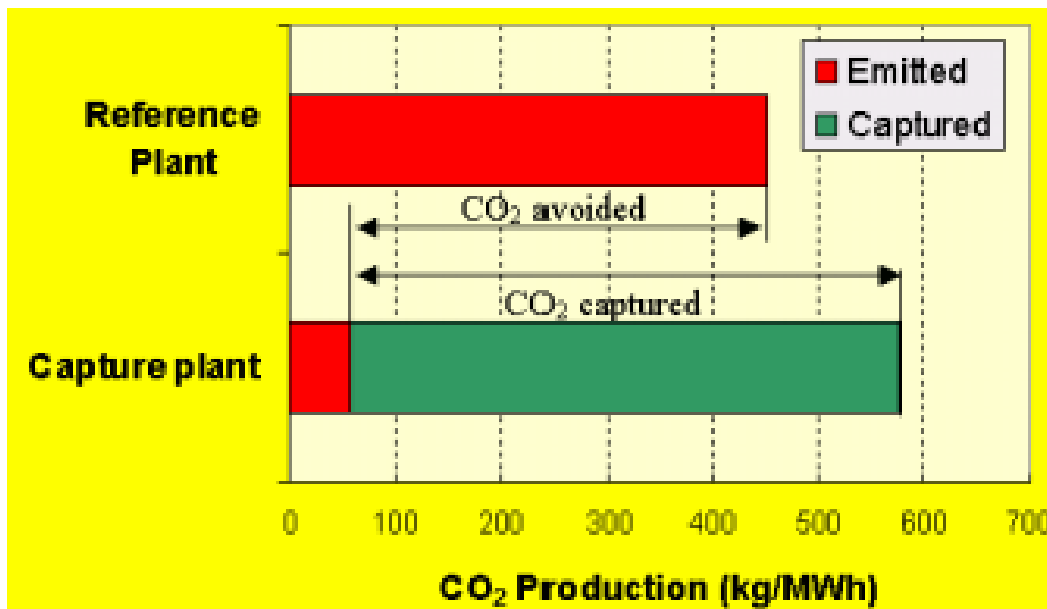
Un altro modo di presentare i conti economici per la valutazione degli investimenti nel campo delle tecnologie CCS è quello di calcolare i costi per tonnellata di CO2 evitata tramite il costo di mitigazione (**Mitigation Cost**):

$$MC = \frac{\text{COE}_{seq} - \text{COE}_{ref}}{\text{CO}_2 \text{ avoided}} \rightarrow \text{€/tonne CO}_2 \text{ avoided}$$

↑ €/kWh
↓ kg/kWh

- con : COEseq coe nell'impianto con CCS
- COeref coe nell'impianto senza CCS
- CO₂ avoided = Eref - Eseq
- Eref emissioni di CO2 senza CCS
- Eseq emissioni di CO2 con CCS

E' bene sottolineare la differenza che esiste tra CO2 catturata e CO2 evitata come mostrato nel grafico sottostante.



Confronto tecnico economico far impianti a gas e carbone con e senza cattura della CO2

			GTCC	IGCC	SC	OXY*
COSTI di INVESTIMENTO	RIF.	€/kW	536	1395	1151	1151
	con catt.	€/kW	998	1881	1976	1690
	var	%	86,2	34,8	71,7	46,8
EFFICIENZA	RIF.	%	55,4	42,7	41,8	41,8
	con catt.	%	48,2	35,6	31,4	36,8
	var	%	-13,0	-16,6	-24,9	-24,9
EMISSIONI di CO2	RIF.	kg/MWh	357	754	771	771
	con catt.	kg/MWh	41	136	154	131
	var	%	-88,5	-82,0	-80,0	-83,0
COE	RIF.	c€/kWh	5,40	5,32	4,72	4,72
	con catt.	c€/kWh	7,33	7,1	8,16	6,91
	var	%	35,7	33,5	72,9	46,4
MC	MC	€/tonCO2	64,5	32,4	59,9	37,6

**VALUTAZIONI
TECNICO
ECONOMICHE**

Situazione attuale

Costo combustibili:

Gas: 6 \$/GJ

Carbone: 1.55 \$/GJ

			GTCC	IGCC	SC	OXY*
COSTI di INVESTIMENTO	rif	\$/kW	528	1333	1114	1114
	concat	\$/kW	951	1856	1894	1620
	var	%	80,1	39,2	70,0	45,4
EFFICIENZA	rif	%	62,0	50,0	51,0	51,0
	concat	%	53,9	41,7	39,6	43,2
	var	%	-13,1	-16,6	-22,4	-15,3
EMISSIONI di CO2	rif	kg/MWh	319	686	672	672
	concat	kg/MWh	37	123	130	119
	var	%	-88,4	-82,1	-80,7	-82,3
COE	rif	c\$/kWh	5,55	5,32	4,72	4,72
	concat	c\$/kWh	7,42	7,20	8,02	6,90
	var	%	33,7	35,4	69,9	46,2
MC	MC	\$/tonCO2	69,7	37,2	64,8	43,1

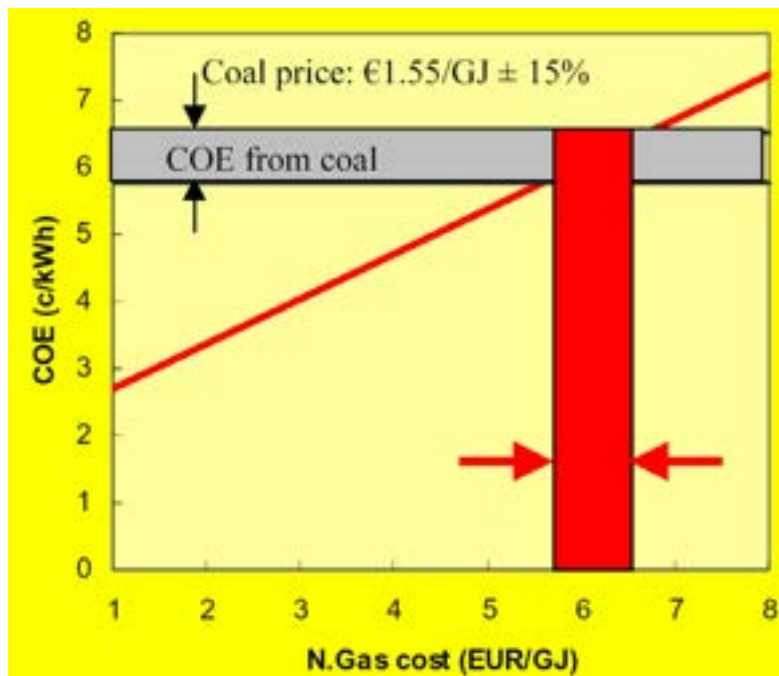
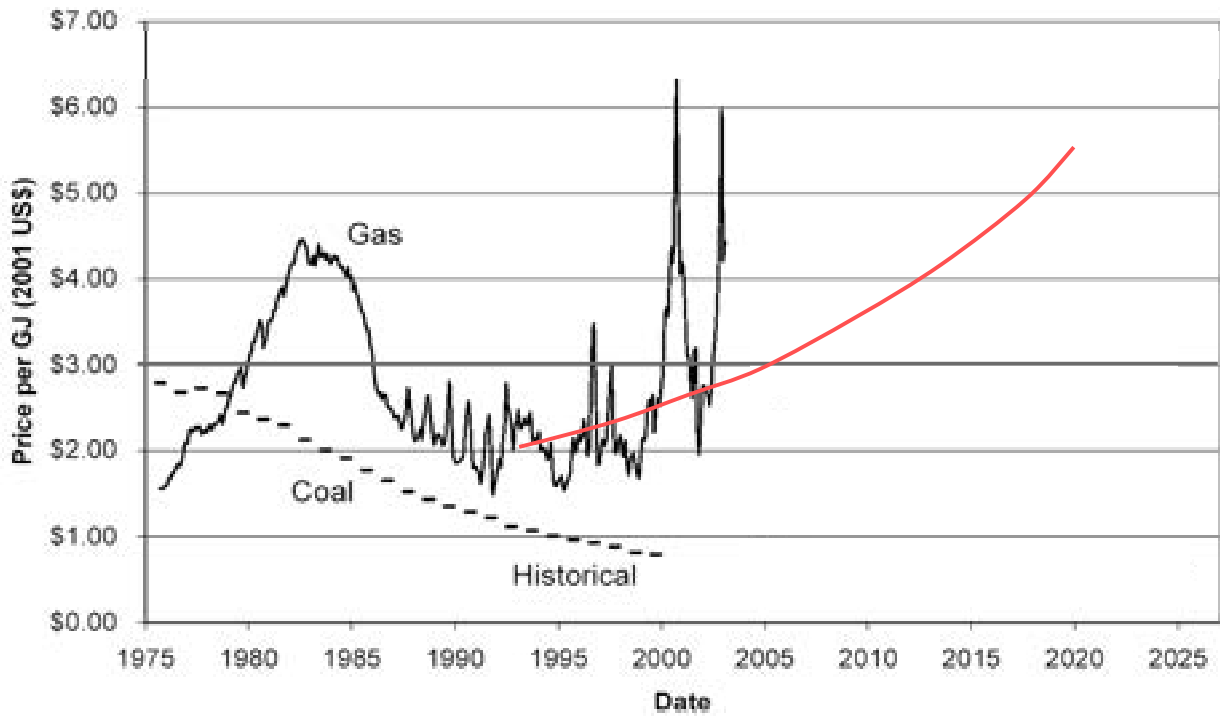
**VALUTAZIONI
TECNICO
ECONOMICHE**

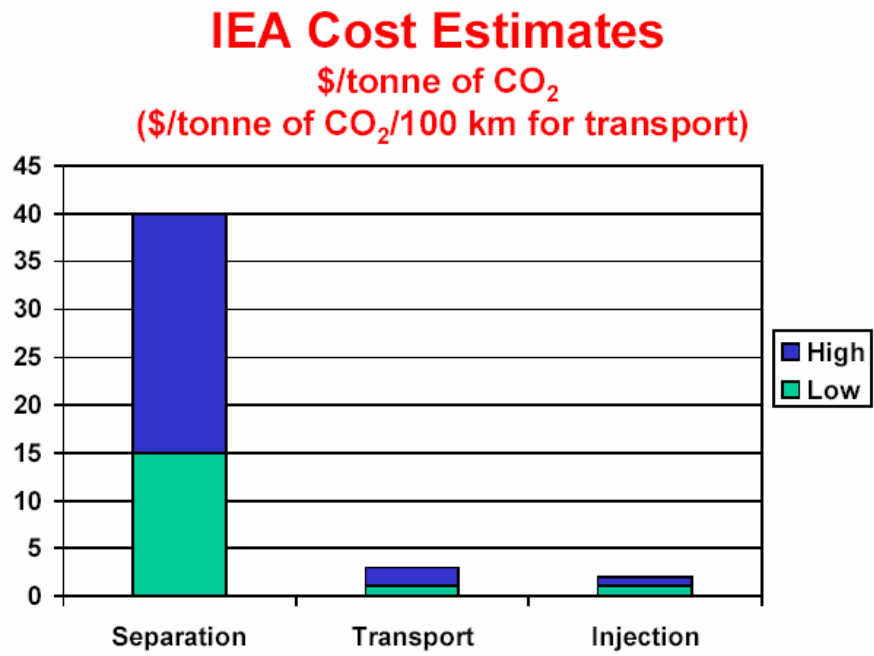
Proiezioni al 2020

Costo combustibili:

Gas: 7 \$/GJ

Carbone: 2 \$/GJ





8.

Progetti integrati in corso

8.1

Programmi internazionali

Numerose sono le iniziative internazionali che si propongono, attraverso anche la realizzazione di impianti pilota avanzati, di studiare e dimostrare la funzionalità dei sistemi “zero emission”.

Tra le iniziative che vedono la cooperazione anche dell'Italia e del Gruppo ENEA in particolare, sono da annoverare:

- I progetti di Ricerca e Sviluppo Europei in ambito FP6 & FP7/8 tra i quali da citare il progetto Hypogen/Dynamis
- Il Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)
- L'European Technology Platform on ZEFFPP
- L'International Energy Agency (CERT, WPF)

Programme). La durata prevista è di 10 anni a partire dal 2005. Nelle prime stime i finanziamenti si attestavano attorno 3 milioni di Euro di stanziamenti comunitari. L'ENEA ha partecipato allo studio di prefattibilità dell'impianto presentato alla commissione europea nel dicembre 2004. A fine 2006 è stato finanziato uno studio dettagliato di fattibilità (progetto DYNAMIS) della durata di tre anni per un importo intorno ai 4 M€ Si prevede che l'impianto sarà funzionante a partire dal 2012.

Da citare, in ambito internazionale, il progetto americano **FUTURE-GEN**, finanziato al 75% dal DOE per la realizzazione di un impianto dimostrativo di 275 MWe per la produzione di idrogeno ed energia elettrica da carbone, con cattura e sequestro della CO₂.

Per quanto riguarda il “**Carbon Sequestration Leadership Forum**” (CSLF), si tratta un'iniziativa di collaborazione internazionale promossa dal Governo americano per finalizzare e concentrare gli sforzi per lo sviluppo di tecnologie e di politiche volte alla limitazione delle emissioni di anidride carbonica. All'iniziativa aderiscono 21 Paesi e la UE.

Company	Location	Feedstock	Size MW	Capture	CO ₂ Fate	On-line
FutureGen	USA	Coal	275	Pre	Seq	2012
BP	USA (CA)	PetCoke	500	Pre	EOR	2011
Vattenfall	Germany	Coal	30 MW _{th}	Oxy	Vent	2008
Vattenfall	Germany	Coal	300-600	Oxy	Seq	2015
BP	Scotland	Gas	350	Pre	EOR	2009
Statoil/Shell	Norway	Gas	860	Post(?)	EOR	2011
RWE	UK	Coal	1000	Post/Oxy	Seq	2014
RWE	Germany	Coal	450	Pre	Seq	2016
Monash	Australia	Coal	60k bpd	Pre	EOR	2015

HYPOGEN, (HYdrogen & POWer GENERation), prevede la realizzazione di un impianto dimostrativo di larga scala capace di produrre idrogeno ed energia elettrica a partire da combustibili fossili come il carbone. E' un progetto che si inserisce a partire dai FP6 e FP7 nell'ambito dello studio di nuove tecnologie per la produzione di idrogeno (Hydrogen QuickStart

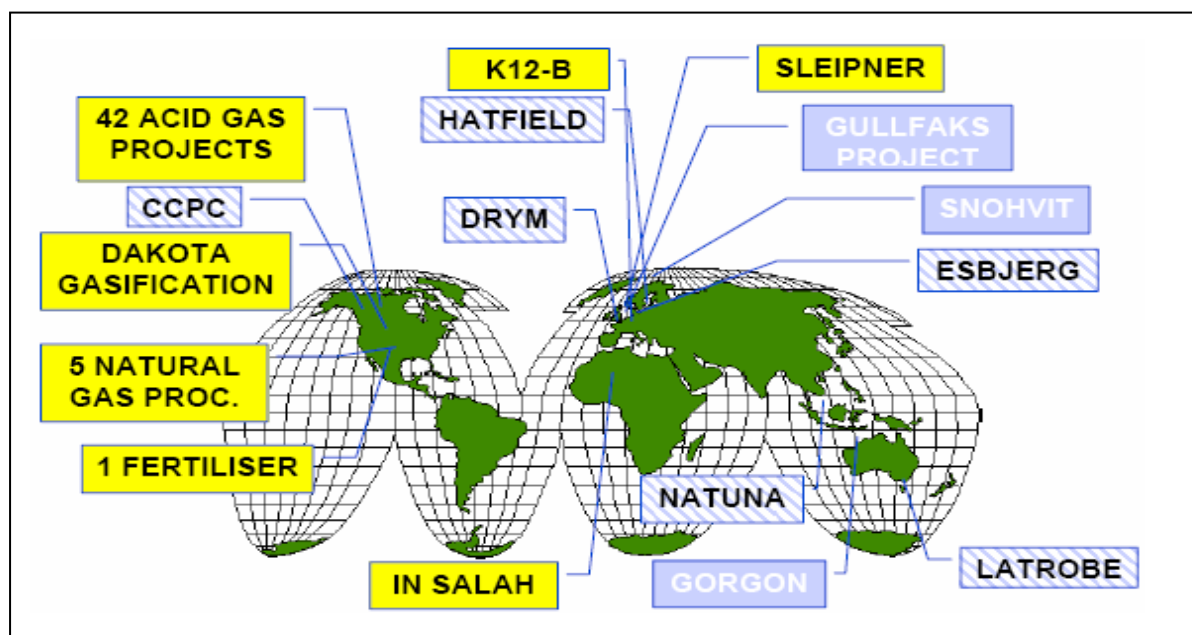
Sono stati formalmente costituiti due gruppi: il “Policy Group” e il “Technical Group” composti ciascuno da due rappresentanti per ciascuno Stato aderente: Al Technical Group del CSLF partecipa, con proprio rappresentate, anche l'ENEA. Altri progetti finanziati dalla Comunità Europea, a cui partecipano Aziende Italiane sono:

il Progetto **CACHET** (CARbon Capture via Hydrogen Energy Technology), un progetto di ricerca integrato, della durata di tre anni che si prefigge di sviluppare tecnologie per la riduzione, almeno del 90%, delle emissioni da gas serra da centrali di produzione di energia elettrica. Il consorzio di CACHET è estremamente diversificato, dalla forte connotazione internazionale ed è composto da centri di ricerca di grande competenza, industrie, majors nel settore dell'energia, società di

tecnologie di rimozione della CO₂. Nei vari Working Group della Piattaforma sono inseriti rappresentanti sia di Aziende italiane (ENEL, Ansaldo Energia) sia di Enti di Ricerca (tra i quali l'ENEA).

Tra i Progetti finanziati dalla UE che prevedono la realizzazione di impianti pilota o dimostrativi con la cattura della CO₂ si citano, oltre quello relativo al progetto Dynamis, i seguenti due:

Progetto CASTOR: prevede la realizzazione di



ingegneria. CACHET è coordinato da BP e i partecipanti provengono sia da stati membri della Comunità Europea che da paesi "Acceding e Associated", USA, Canada, Cina e Brasile. ed è correlato al progetto CCP (CO₂ Capture Project).

Il progetto **CO₂ Capture Project (CCP)** è una partnership internazionale tra majors nel settore dell' energia, enti governativi ed accademici, gruppi con interesse nel settore ambientale, focalizzata sullo sviluppo tecnologico inerente alla cattura e allo stoccaggio geologico della CO₂. Obiettivo è la riduzione dei costi di cattura della CO₂ da combustione e l' individuazione di metodologie sicure per il suo stoccaggio. A questo Progetto partecipa l'ENI.

La Piattaforma Tecnologia ZEP (Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) intende promuovere e sviluppare un programma per lo sviluppo e la dimostrazione su grande scala di

un impianto di separazione post-combustione della CO₂ dai fumi di scarico (5000 Nm³/h) di una centrale a carbone situata in Danimarca. Per quanto riguarda lo stoccaggio, sono in fase di valutazione 4 possibili siti: Casablanca (mare Mediterraneo, pozzo esaurito di petrolio), Snohvit (Norvegia, formazione salina), Kindbach (Austria, pozzo esaurito di petrolio) e K12b (Olanda, pozzo esaurito di petrolio).

Progetto ENCAP: l'obiettivo principale è la realizzazione e l'esercizio di un impianto pilota da 30 MW con tecnologia oxyfuel a carbone (Vattenfall Oxyfuel Pilot Plant).

La tabella precedente riporta un elenco delle proposte relative ad impianti in scala commerciale, da realizzarsi nei prossimi anni, mentre la mappa visualizza i principali progetti con storage di CO₂ in corso o in fase di avvio nel mondo.

8.2

Programmi nazionali

Si riportano di seguito i principali programmi ed iniziative nazionali di ricerca sulle tecnologie "Zero Emission".

Progetto FINE-CO2: Il progetto prevede la realizzazione di un impianto dimostrativo da 50 MWt, basato sulla tecnologia di combustione flumeless già sperimentata su un esistente impianto pilota da 5 MWt sviluppato da Sofinter con la collaborazione di ENEA, installato presso il centro Ansaldo Caldaie di Gioia del Colle. Il componente chiave è costituito da un combustore oxyfuelled che troverà applicazione nell'integrazione in una caldaia inserita in un ciclo a vapore supercritico o in un ciclo più avanzato basato su turbina a gas.

La portata di CO₂ proveniente dall'impianto verrà utilizzata, previo primo trattamento di essiccazione e compressione, per effettuare delle prove di stoccaggio definitivo secondo la tecnologia ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) che consente la contemporanea di estrazione di metano. L'attività, condotta da SOTACARBO e ENEA con la collaborazione di Carbosulcis e Cesi Ricerca oltre che di OGS e INGV, prevede l'analisi delle potenzialità di stoccaggio nel bacino carbonifero del Sulcis (Sardegna Sud-Occidentale) testando la possibilità di utilizzare i livelli carboniferi profondi (800-1000 metri), non sfruttabili dal punto di vista economico.

Il progetto è già oggetto di un protocollo d'intesa siglato fra ENEA, SOTACARBO, Ansaldo Energia e ITEA (Sofinter).

Al progetto potrebbero partecipare - oltre a ENEA, SOTACARBO, Ansaldo Energia e ITEA - diverse società a vario titolo già coinvolte in attività comuni quali ENEL, CESI RICERCA, CARBOSULCIS in quanto detentrici delle concessioni minerarie nell'area del Sulcis, OGS e INGV esperti di geologia, ed infine partner scientifici come alcune importanti Università (Cagliari, Roma, Napoli, Milano) e CRS4. A questi si potranno aggiungere altri soggetti d'interesse scientifico/tecnologico o in rappresentanza di interessi diversi (parternariati, incentivi e collaborazioni).

Progetto COHYGEN: Il programma riguarda la progettazione, realizzazione e sperimentazione di un impianto in scala pilota per la produzione di un syngas, ed elevato contenuto di idrogeno, dalla gassificazione di carbone del Sulcis e di carbone di importazione. La facility, in fase di ultimazione presso il Centro Ricerche Sotacarbo di Carbonia, sarà operativa entro il 2007.

Il progetto è coordinato da Sotacarbo con la collaborazione di Ansaldo Ricerche, ENEA ed Università di Cagliari.

L'impianto include le seguenti sezioni: coal gasification, gas cleaning, CO-shift conversion, separazione di CO₂ ed Idrogeno. In una seconda fase del progetto è prevista l'integrazione dell'impianto con sistemi di generazione elettrica avanzati quali celle a combustibile e microturbine a gas.

Scopo del programma è mettere a punto i singoli macrocomponenti, nonché le tecnologie di gas-cleaning e di separazione applicate al carbone del Sulcis

Progetto TEPPI / Zecomix: E' un programma che ha come obiettivo la realizzazione di una piattaforma sperimentale per lo studio di innovative tecnologie per la gassificazione del carbone e la decarbonizzazione del syngas in processi ad alta efficienza energetica. Le principali attività del Progetto sono le seguenti:

- viene studiato un nuovo processo di gassificazione del carbone (idrogassificazione);
- vengono sviluppate tecnologie di cattura con sorbenti a base di ossido di calcio e sistemi di desolforazione ad alta temperatura, studiandone l'efficienza (riduzione dell'energia netta necessaria, aumento dei tempi di rigenerazione dei reagenti), e di trattamento del syngas;
- viene studiato un ciclo di generazione di potenza ad alta efficienza, sviluppando tecnologie avanzate di combustione di idrogeno (che viene diluito con vapore);
- vengono effettuati studi sulla integrazione di sistema, mediante attività sperimentali finalizzate anche allo sviluppo di un simulatore di sottosistemi e dell'impianto integrato.

Progetto CARBOMICROGEN: L'obiettivo del Progetto è di sviluppare le tecnologie per la realizzazione di piattaforme energetiche che, a partire da combustibili fossili quale carbone, fonti rinnovabili quali biomasse ed eventuali altri combustibili solidi, consentano, a livello di distretti industriali, artigianali o commerciali, una microgenerazione distribuita di energia elettrica, termica, raffrescamento e la distribuzione di un gas ricco di idrogeno col suo utilizzo, per la produzione di energia elettrica, tramite sistemi di conversione ad alta valenza ambientale.

Il progetto si compone di due parti distinte, entrambe finanziate dal MUR, una di ricerca di base, il cui coordinamento è ENEA con un finanziamento totale di 930.000 euro in tre anni (pari a circa il 70% del totale), e l'altro di ricerca industriale e sviluppo precompetitivo Prec. coordinato da SOTACARBO. Per tale progetto SOTACARBO sta predisponendo una domanda di finanziamento nell'ambito di FP7 della UE.

Progetto "ECBM Sulcis". Il progetto si propone di sperimentare l'applicazione delle tecnologie Enhanced Coal Bed Methane al bacino carbonifero del Sulcis. E' già stato condotto uno studio di pre-fattibilità per verificare le potenziali capacità di stoccaggio di anidride carbonica nel bacino e la relativa produzione di metano, per effetto dell'iniezione del gas climaterante. Le successive fasi di sviluppo prevedono:

- Studio di fattibilità per l'applicazione delle tecnologie ECBM, comprensivo di analisi geologiche e di sviluppo di attività analitiche di laboratorio;
- Progettazione, realizzazione dell'impianto pilota ECBM;
- Esecuzione delle campagne sperimentali per l'iniezione della anidride carbonica negli strati carboniferi profondi e relativa estrazione del metano liberato dagli stessi;

Progetto CARBOMICROGEN. Il progetto, già illustrato tra i programmi nazionali, si propone di potenziare la Piattaforma Pilota Sotacarbo, integrando l'impianto su scala pilota, con le sezioni di trattamento del syngas realizzate per l'impianto su scala da laboratorio. Ciò

permetterà di avviare la sperimentazione di unità avanzate di micro-generazione elettrica (celle a combustibile e motori a combustione interna) e di micro-distribuzione dell'idrogeno e del syngas.

Infine relativamente alla opportunità di realizzare un sistema integrato CCS Sulcis, è in avvio il :

Attività relative al confinamento della CO2 (Cesi Ricerca)

E' stato sviluppato un Sistema Informativo Territoriale, denominato CO2GIS, che costituisce uno strumento di organizzazione, gestione ed elaborazione di tutte le informazioni geografiche utili per l'attività di selezione dei siti per il sequestro della CO2.

Vengono applicate tecniche di modellazione numerica dei potenziali serbatoi geologici per il confinamento della CO2, allo scopo di valutarne il comportamento sia a breve che lungo termine, quest'ultimo inteso in senso geologico e nell'ordine quindi delle migliaia di anni. Le attività riguardano la modellazione geochimica e geomeccanica, anche nell'intento di valutare i rischi sismici e di possibili fughe della CO2.

L'obiettivo è quello di pervenire alla selezione di siti potenzialmente promettenti per lo stoccaggio geologico della CO2.

Contestualmente vengono avviate attività, sia teoriche che sperimentali, finalizzate al monitoraggio dei possibili rilasci di CO2 dai serbatoi e, più in generale alla problematica di sicurezza dei serbatoi. Vengono inoltre svolti studi di "public acceptability" e di supporto alla legislazione ed alla normativa di settore.

Oltre a tali programmi nazionali sono da riportare alcune iniziative rilevanti di ENEL ed ENI.

L'ENEL in particolare ha in programma studi e sperimentazioni volti ad individuare una localizzazione idonea allo storage della CO2.

L'ENI partecipa attivamente al CO2 Capture Project (CCP), per lo sviluppo di tecnologie innovative per la cattura della CO2 e l'analisi dei rischi associati al suo confinamento a lungo termine in strutture geologiche.

9.

Competenze tecnologiche di ENEA Group

ENEA-Group, costituito da ENEA, SOTACARBO, CESI RICERCA, CETMA. Mette a disposizione del sistema-paese, sul tema tecnologie CCS e opzione "zero emission", una serie di "Laboratori", ciascuno inteso come l'insieme integrato di competenze, attrezzature sperimentali, risorse di calcolo, facility sperimentali e reti integrate di collaborazioni con il mondo della ricerca e quello dell'industria, afferenti ad importati temi di indagine relativi allo sviluppo, all'ottimizzazione, alla diffusione e promozione di un impiego "pulito ed efficiente" dei combustibili fossili. Di seguito vengono brevemente illustrate le principali potenzialità dell'offerta con una breve descrizione delle società facenti parte dell' "ENEA GROUP".

ENEA, Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, è un ente pubblico che opera nei settori dell'energia, dell'ambiente e delle nuove tecnologie a supporto delle politiche di competitività e di sviluppo sostenibile del Paese. I suoi compiti principali sono quelli di promuovere e svolgere attività di ricerca di base ed applicata e di innovazione tecnologica, anche mediante la realizzazione di prototipi e l'industrializzazione di prodotti; diffondere e trasferire i risultati ottenuti, favorendone la valorizzazione a fini produttivi e sociali; fornire a soggetti pubblici e privati servizi ad alto contenuto tecnologico, studi, ricerche, misure, prove e valutazioni. Con queste finalità e nei settori di competenza, ENEA conduce progetti complessi di ricerca, sviluppo e dimostrazione, a prevalente contenuto ingegneristico e tecnologico, realizza e gestisce grandi attrezzature scientifiche; valuta il grado di sviluppo di tecnologie avanzate, nonché i loro impatti economici e sociali, anche su richiesta delle pubbliche amministrazioni; promuove la collaborazione con enti ed istituzioni di altri Paesi, anche per la definizione della normativa tecnica e la partecipazione ai grandi programmi di ricerca e agli organismi internazionali, fornendo competenze specifiche; promuove, favorisce e sostiene processi di innovazione tecnologica del sistema produttivo nazionale, in

particolare delle piccole e medie imprese; collabora con le regioni e con le amministrazioni locali per promuovere, attraverso iniziative congiunte, lo sviluppo delle realtà produttive del territorio; promuove la formazione e la crescita tecnico professionale dei ricercatori, anche attraverso apposite convenzioni con università nazionali ed internazionali.

In relazione al tema della cattura e sequestro dell'anidride carbonica (Carbon Capture e Sequestration - CCS), ENEA si occupa di attività che riguardano lo studio, lo sviluppo e la dimostrazione di processi, impianti e cicli avanzati per la produzione di energia a partire da combustibili fossili e da combustibili "di opportunità" quali i gas di sintesi derivati da sottoprodotti di processi produttivi, rifiuti civili e/o industriali. Più in particolare si interessa dello sviluppo, la messa a punto e la caratterizzazione di processi e impianti basati sull'utilizzo in combustione, gassificazione o reforming di carbone e gas naturale. Al momento ha all'attivo due progetti, relativi alla gassificazione del carbone con cattura della CO₂ e produzione combinata di energia elettrica e idrogeno, nella quale è coinvolta come leader (Progetto TEPSEI linea 3 – Zecomix) o partner di rilievo (progetto MIUR – Cohygen, con Sotacarbo, ARI e UNICA). E' partner in diversi altri progetti al momento in fase autorizzativa. ENEA si è inoltre recentemente occupata, insieme ai tedeschi del Fraunhofer Institute e ai danesi del RISO National Laboratory, della realizzazione dello studio di prefattibilità per la realizzazione di un impianto di produzione su scala industriale di energia elettrica e idrogeno da combustibili fossili all'interno del programma europeo HYPOGEN supportato dal Joint Research Center della Commissione Europea. Lo studio individua come tecnologia best reference quella relativa ad un IGCC con cattura della CO₂ effettuata per assorbimento fisico con solventi a base di glycol. ENEA partecipa al tavolo di confronto istituito presso il Ministero per lo Sviluppo Economico, è attore importante nelle collaborazioni internazionali per lo sviluppo di tecnologie e di politiche volte alla limitazione delle emissioni di CO₂ e rappresenta l'Italia nel Technical Group del CSLF. E' socio di peso nelle società CESIRicerca (51%) e Sotacarbo (50%) e SIET (44%) che insieme possono costituire un unico gruppo di riferimento

impegnato in settori di ricerca comuni come quello della tecnologia CCS.

CESI Ricerca è una società controllata da ENEA (che possiede il 51% del pacchetto azionario) nata il 1.1.2006 a seguito della cessione di ramo d'azienda da parte di CESI SpA. CESI Ricerca ha lo scopo esclusivo di svolgere ricerche nel campo dell'energia elettrica ed è dotata di personale esperto e di attrezzature sperimentali nel campo della generazione elettrica, dell'ambiente, delle reti e infrastrutture del sistema elettrico, delle tecnologie di trasmissione e distribuzione, dell'economia del sistema elettrico. Tali competenze derivano da attività pluridecennali svolte da CISE, ENEL Ricerca, ISMES, ENEL Laboratorio di Piacenza, il cui personale e attrezzature sono in tutto o in parte confluiti in CESI Ricerca.

Nello specifico ambito della "Carbon Capture and Sequestration" (CCS) le principali attività svolte da nell'ultimo periodo hanno riguardato sia studi a livello di sistema in merito ai diversi schemi di utilizzo di combustibili fossili con ridotte emissioni di CO₂ che lo sviluppo e la sperimentazione di specifiche tecnologie e/o processi atti a facilitare la cattura della CO₂, fra cui la separazione gas/gas con membrane metalliche, le reazioni di reforming e di shift, i reattori catalitici a membrana. Ulteriori attività hanno recentemente interessato lo studio e la valutazione delle diverse opzioni per il sequestro geologico della CO₂.

SOTACARBO è una società di ricerca e sviluppo nel campo delle tecnologie di utilizzo pulito del carbone per la produzione di energia elettrica. La Società è stata costituita il 2 aprile 1987 in attuazione dell'art. 5 della legge 351/85 "Norme per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis" avente la finalità di sviluppare tecnologie innovative ed avanzate nell'utilizzazione del carbone (arricchimento, tecniche di combustione, liquefazione, gassificazione, carbochimica etc.) attraverso la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nella utilizzazione del carbone e la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione. Sotacarbo dispone di un adeguato supporto logistico, di cui sta completando la realizzazione, per lo sviluppo delle attività sperimentali, consistente nel proprio Centro Ricerche sulle tecnologie di utilizzo

carbone ed in una piattaforma pilota per la produzione di idrogeno e gas combustibili puliti da carbone mediante gassificazione.

La Società opera nei settori di propria competenza con il compito di progettare e realizzare impianti sperimentali e dimostrativi per lo sviluppo di tecnologie pulite di produzione di energia elettrica da carbone; sviluppare, con la collaborazione di altri partner, attività di ricerca e industriale per lo "Sviluppo di tecnologie per la produzione ed il trattamento del syngas da carbone mirato all'ottenimento ed all'utilizzo di vettori energetici di alta valenza ambientale e dell'idrogeno in particolare" e infine sviluppare attività di ricerca industriale attraverso la progettazione, realizzazione e gestione di impianti sperimentali per lo sviluppo di tecnologie CCS (Carbon Capture and Sequestration).

SIET (Società Informazioni ed Esperienze Termoidrauliche) opera da oltre 20 anni nel settore della ricerca sperimentale ed ha sede a Piacenza. Le competenze tecniche sviluppate riguardano principalmente l'attività di testing di componenti meccanici e la progettazione di impianti sperimentali. SIET detiene laboratori per prove di termo-fluidodinamica e meccanica oltre a laboratori metrologici per la taratura di strumenti di misura. La SIET gestisce impianti sperimentali, unici al mondo per dimensioni e specificità, indirizzati alla ricerca e sviluppo nel campo della termoidraulica e termomeccanica di componenti e sistemi per la produzione di energia quali generatori di vapore, valvole di regolazione, condensatori, eiettori a vapore, macchine a fluido. Le attrezzature disponibili e le competenze acquisite fanno di SIET un centro di eccellenza nel settore delle prove/collaudi su componenti di impianti termotecnici e della ricerca nel campo della fluidodinamica e trasmissione del calore.

CETMA (Centro di progettazione, design e Tecnologie dei Materiali) è un consorzio, creato da ENEA, che ha come fine la valorizzazione delle tecnologie informatiche applicate allo sviluppo di nuovi materiali, delle tecnologie di fabbricazione e di trattamento. Al consorzio partecipano, oltre ad ENEA, società private e università. Sede del consorzio è a Brindisi.

CETMA affronta le problematiche ingegneristiche legate alla progettazione 3D, analisi strutturali lineari e non, analisi accoppiate termostrutturali e termofluidodinamiche, analisi

affidabilistiche e di durata di materiali avanzati (ceramici avanzati, materiali compositi).

Il Consorzio CETMA opera da numerosi anni nell'ambito di progetti che hanno come finalità lo sviluppo e l'applicazione di materiali avanzati nel settore delle turbine a gas (con particolare riferimento a quelle di tipo aeronautico, tecnologicamente più spinte di quelle terrestri) e in quello dei materiali per scambiatori di calore high-tech di particolare interesse in impianti di tipo supercritico e ultrasupercritico o in cicli ancor più innovativi.

9.1

La simulazione ed i metodi di progettazione

La comprensione delle fenomenologie fisico-chimiche, lo studio di cicli di processo e del comportamento di componenti e sistemi non è sempre possibile, od economicamente affrontabile, attraverso attività sperimentali, per tale motivo sempre più si investe nello sviluppo di modelli numerici e codici di simulazione. Tale sviluppo è notevolmente favorito dall'evoluzione tecnologica nel settore del calcolo e del supercalcolo, che rende disponibili piattaforme parallele ad elevate performance, permettendo lo studio di sistemi sempre più complessi con tempi di calcolo compatibili con le esigenze industriali.

Diverse sono le tipologie di codici e competenze che ENEA-Group può mettere a disposizione, in particolare:

Codici di processo.

Per l'analisi energetica, termodinamica ed economica dei processi coinvolti nella produzione di energia è necessario lo sviluppo di un modello fisico-matematico che consente di stabilire, attraverso opportuni bilanci di energia e di massa, le principali caratteristiche delle trasformazioni che interessano l'intero processo in esame.

Per lo studio e l'analisi dei processi innovativi in ambito CCS, sono stati approntati diversi modelli e strumenti di calcolo relativi a specifici aspetti (gassificazione del carbone, carbonatazione e calcinazione di sorbenti solidi, reforming del gas naturale con produzione di idrogeno e cattura della CO₂, sistemi di clean-up del syngas prodotto. Altri strumenti sono orientati all'ottimizzazione di ciclo e di impianto.

Codici per la simulazione dinamica, la messa a punto dei sistemi di controllo e di procedure operative

Sulla base della dotazione di strumenti di simulazione dinamica vengono svolte attività di modellazione e simulazione in regime dinamico, utili per la definizione delle strategie e delle logiche di controllo degli impianti, la verifica della rispondenza a requisiti di manovrabilità e flessibilità, lo studio di specifiche procedure operative ritenute critiche. Laddove necessario sono stati sviluppati e integrati modelli ad hoc per processi e componenti non precedentemente trattati (ad es. reattori, processi di purificazione gas).

Codici per la simulazione termo-fluidodinamica

Per la progettazione termofluidodinamica di componenti, in condizioni stazionarie, sono utilizzati codici di tipo RANS, che forniscono medie temporali delle variabili di processo.

Per lo studio di complessi fenomeni non stazionari, tipici di processi di combustione, che possono determinare perdita di efficienza del processo, produzione di inquinanti, o addirittura danni strutturali, ENEA-Group vanta una consolidata leadership a livello nazionale nella simulazione avanzata con tecniche di *Large Eddy Simulation*, sviluppando codici proprietari (Codice *HeaRT*[®]).

Codici di cinetica chimica.

Attraverso avanzati strumenti di calcolo si è in grado di modellare dettagliatamente complessi processi chimici, che coinvolgono centinaia di reazioni e composti, in processi di ossidazione totale o parziale, ricavando "schemi cinetici ridotti" frutto di un processo di ottimizzazione dello schema reattivo integrale.

Codici per analisi strutturali e termofluidodinamiche su nuovi materiali

Tra le metodologie di progettazione, ENEA-Group mette a disposizione le sue competenze sul tema dello sviluppo e validazione di idonei strumenti di progettazione e verifica affidabilistica di materiali avanzati (ceramici avanzati, materiali compositi), con particolare riferimento alle problematiche tipiche di scambiatori di calore e turbine a gas. Tali studi e simulazioni sono orientati a:

- Analisi strutturali lineari e non lineari
- Analisi accoppiate termostrutturali e termofluidodinamiche;
- Analisi affidabilistiche e di durata.

9.2

I nuovi materiali

Più alte temperature in turbina, necessarie per massimizzare il rendimento, parallelamente alla massiccia presenza di idrogeno nel combustibile, implicano problematiche notevoli legate ai materiali di componenti fissi (elementi statorici, elementi di raccordo) o mobili (elementi rotorici) delle macchine, sia che essi abbiano caratteristiche strutturali (i.e. palette), sia che costituiscano rivestimenti (i.e. *liners* di camere di combustione).

Le principali attività che ENEA-Group può sviluppare a supporto delle attività sull'innovazione di turbine per generazione di energia, o di scambiatori di calore per alte temperature, riguardano essenzialmente:

- sviluppo di componenti in materiale ceramico monolitico o ceramico composito, e messa a punto di innovative tecnologie di fabbricazione;
- sviluppo di *coatings* innovativi metallici/ceramici con funzione di barriera termica e di protezione contro l'ossidazione e la corrosione/erosione;
- caratterizzazione microstrutturale e termomeccanica ad alta temperatura dei materiali e loro caratterizzazione chimico fisica (es. ossidazione, corrosione, etc.);

ENEA-Group può inoltre intervenire, in tale settore, con laboratori specifici per la fabbricazione, la deposizione di *coatings* migliorativi delle proprietà di resistenza all'usura, alla corrosione o in funzione di barriera termica, laboratori per caratterizzazioni non distruttive e per processi di saldatura di materiali speciali o dissimili tramite laser, nonché per trattamenti superficiali di indurimento.

9.3

La diagnostica e la sperimentazione

Per la sperimentazione delle nuove soluzioni tecnologiche in campo energetico, ENEA-Group mette a disposizione un notevole e consolidato know-how che si traduce in:

- avanzate potenzialità diagnostiche nei settori della chimica e termofluidodinamica, basate su:

- *Laboratorio di spettroscopia molecolare*, per lo sviluppo e l'applicazione di tecniche di misura non invasive finalizzate alla mappatura del campo di temperatura e della composizione delle miscele gassose stabili (reagenti, prodotti di reazione) e non (radicali);
- *Laboratorio di fluidodinamica* per l'applicazione di tecniche di diagnostica laser non invasiva, ad alta risoluzione spaziale e temporale, finalizzate alla misura e caratterizzazione di campi fluidodinamici (velocità, turbolenza, ecc) in sistemi reagenti;
- *Laboratorio di chimica ed analisi gas*, per l'analisi on-line e off-line di prodotti di combustione gassosi, e particolato;
- *Laboratorio di misure termofisiche e Laboratorio di Elettro-ottica*, per lo sviluppo di strumentazione e metodologie atte a quantificare il degrado ed il consumo di vita di materiali e rivestimenti delle parti calde di turbine a gas (tecniche di piezospettroscopia di fotoluminescenza, PLPS, e tecniche termografiche)

- capacità di altissimo livello per lo sviluppo di dispositivi diagnostici innovativi finalizzati allo studio fenomenologico ed al controllo passivo ed attivo di sottosistemi ed impianti;
- ampia capacità di operare "in campo", trasferendo su impianti reali o dimostrativi, le tecniche, le metodologie ed i dispositivi sviluppati, messi a punto ed utilizzati sugli impianti sperimentali in scala di laboratorio.

L'insieme dei metodi e tecnologie citati, costituisce uno strumento fondamentale per la validazione dei risultati di simulazioni numeriche.

9.4

Il trattamento gas

Il gas prodotto da gassificatori, quale che sia il combustibile impiegato e la sua applicazione, necessita di un condizionamento sia in termini di raffreddamento che di pulizia. Vanno abbattute principalmente le polveri, e lo zolfo presente.

L'ENEA-Group mette a disposizione un notevole e consolidato know-how che si traduce in tecnologie per la rimozione del particolato, lo sviluppo di sistemi di filtrazione a barriera con filtri in ceramica o metallo sinterizzato e filtri

elettrostatici, la rimozione del tar.

Esistono altri contaminanti del gas, considerati secondari, come i vapori alcalini, che devono essere rimossi trattandosi di composti corrosivi per le superfici metalliche. La loro condensazione e rapida deposizione in forma di materiale vetroso, crea problemi ad eventuali motori o turbine. Azoto e cloro sono altri elementi, in genere presenti in tracce, che possono interferire con gli utilizzi a monte di un gassificatore. L'azoto è presente principalmente come ammoniaca, NO_x e in misura minore come HCN. Per tutte queste problematiche ENEA-Group può offrire competenze ed una sperimentazione esaustiva.

9.5

L'ottimizzazione globale dei processi

L'ultimo decennio ha visto un graduale affermarsi di tecnologie per l'*ottimizzazione globale* di processo. Durante l'esercizio di un impianto si hanno frequenti cambiamenti di condizioni operative richieste dall'ottimizzazione della gestione del processo o causate dalla presenza di perturbazioni; questo conduce ad un cambiamento del modello del processo ed alla conseguente necessità di apportare delle modifiche al sistema di controllo. L'identificazione e la modellistica di condizioni di esercizio, comprensive anche di situazioni di guasto, e la disponibilità di modelli dinamici con diverso grado di complessità e precisione costituiscono la base di conoscenza su cui è possibile costruire un sistema di supervisione e gestione intelligente. Per lo più le metodologie impiegate mirano a realizzare un continuo adattamento del sistema sulla base di modelli non predefiniti ma da misure continuamente effettuate sul processo. L'aspetto positivo di questo approccio consiste nella capacità di modificare le strutture di controllo insieme alla evoluzione del processo attraverso metodi cosiddetti "evolativi".

I vantaggi di tali metodologie consistono in:

- capacità di modificare nel tempo le condizioni di riferimento di un sistema di controllo adattandolo a variazioni di parametri esterni (i.e. necessità produttive);
- capacità di far fronte a una degenerazione del processo, a causa di guasti minori o invecchiamento di componenti;

- capacità di integrare, in un'unica funzione di prestazione, molteplici obiettivi di natura diversa connessi al controllo del processo, a vincoli imposti (i.e. emissioni di inquinanti), alle necessità economiche (costi) ed infine alle manutenzioni;
- capacità di predire gli andamenti temporali futuri di indici di diagnostica e di prestazione attraverso reti neurali che si aggiornano continuamente;

In tale contesto l'ENEA-Group vanta una consolidata e riconosciuta esperienza sul controllo evolutivo di impianti complessi, come termovalorizzatori e impianti a ciclo combinato.

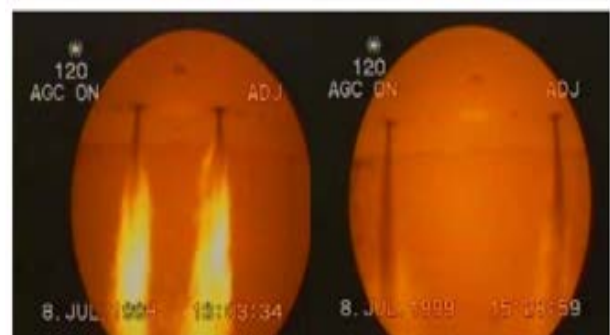
9.6

Le facility sperimentali

ENEA-Group mette in campo, a fianco a capacità di progettazione, realizzazione e conduzione di importanti facility sperimentali, un significativo ventaglio di test rig esistenti, orientati ai temi specifici delle tecnologie di combustione, della produzione e trattamento di syngas da carbone, dei materiali e dei loro trattamenti.

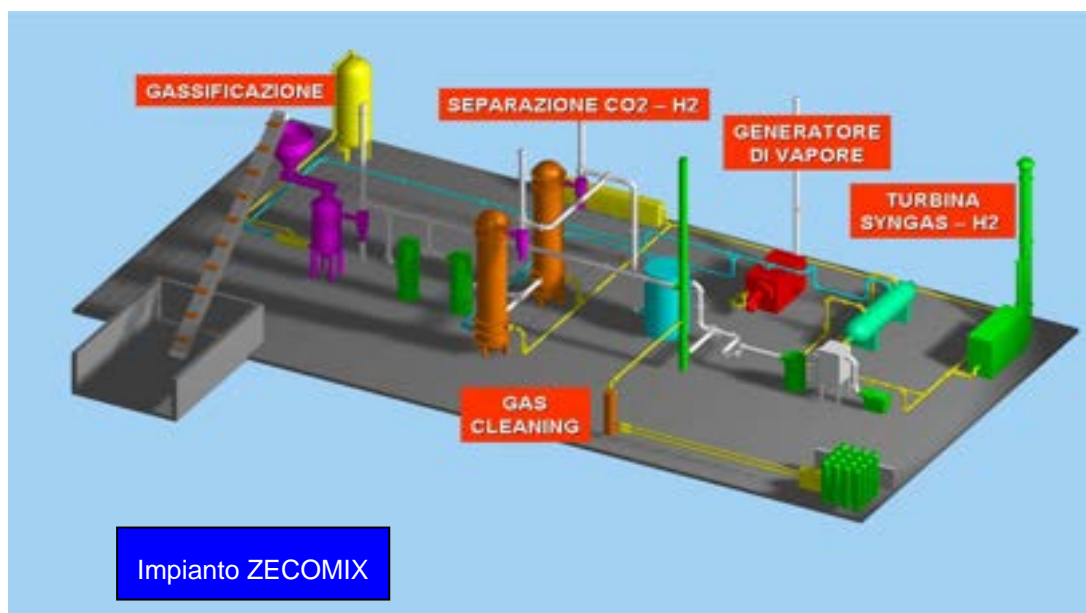
Nel dettaglio:

- *Impianto COMET-HP* (COMbustion Experimental Tests in High Pressure conditions), per la prova di bruciatori per turbogas in condizioni di similitudine spinta (pressione 10 bar, preriscaldamento aria comburente a 450 °C, potenza massima 1 MW). L'impianto è particolarmente rivolto allo studio dei fenomeni di instabilità termoacustiche tipiche della combustione premiscelata a basse emissioni, attraverso lo sviluppo e l'impegno di diagnostica avanzata di brevetto ENEA;



Combustione flameless

- *Impianto IDEA* (IDrogeno Experimental Activities) per studi di base sulle tecnologie di combustione di idrogeno, o syngas ricchi di idrogeno, diluiti in vapore, in bruciatori per turbogas. La potenza dell'impianto è di circa 100 kW;
- *Impianto MICOS* (Multipurpose Installation for Combustion Studies) per la messa a punto di tecnologie avanzate di combustione (MILD combustion), prove di combustione ad alta temperatura policombustibile (tra cui anche idrogeno), ed alla caratterizzazione di materiali sottoposti ad erosione-corrosione ad alta temperatura. La potenza complessiva è pari a 350 KW;
- *Impianto ICARO* (Impianto per la Cogenerazione Avanzata, Ricerca e Operabilità) per la sperimentazione sul tema caratterizzato da due linee di gassificazione carbone, con capacità nominali rispettivamente di 35 kg/h e 700 kg/h, in cui si prevede di sperimentare sia processi di desolforazione a caldo del syngas prodotto, sia processi innovativi di CO shift e contemporanea cattura della CO₂, con produzione di idrogeno utilizzato in un motore a combustione interna;
- *Impianto GESSYCA* (*Generatore Sperimentale di SYngas da Carbone*). Test rig per la messa a punto di tecnologie di gassificazione di carbone e trattamento fumi. L'impianto è ampiamente strumentato ed attualmente prevede un gassificatore a letto fisso di tipo controcorrente.
- *Impianto ZECOMIX* (*Zero Emission Coal MIXed technology* - in fase di realizzazione).



della cogenerazione. L'impianto, consta di una turbina a gas di 2 MWe e una caldaia a recupero, alimentata dai gas di scarico della turbina, da 5 MWt - incrementabili a 7 MWt con post combustione. Esso alimenta la rete di teleriscaldamento del C.R.Casaccia. Su questo impianto vengono svolte attività legate allo sviluppo di impianti di taglia medio-piccola integrati con il tessuto produttivo comprensoriale;

- *Piattaforma pilota SOTACARBO* per la verifica delle tecnologie di produzione di H₂ da carbone con cattura della CO₂. Si tratta di un impianto di gassificazione a letto fisso

Impianto destinato alla idrogassificazione del carbone, al simultaneo reforming-shift e decarbonizzazione del syngas grezzo con produzione di un syngas ad alto contenuto di idrogeno per la sua combustione diretta con ossigeno. Nell'impianto è prevista una sezione di separazione dell'anidride carbonica concentrata;

- *Impianto CERTEM* (*Corrosione, EROsione, TEMperature elevate*), per prove (corrosione, erosione, ossidazione, ciclaggio termico) su materiali (metallici, ceramici) e componenti in scala reale (es. pale turbine, parti di piastre, tubi per recuperatori di calore) riproducendo



Piattaforma SOTACARBO

le condizioni di lavoro operative dal punto di vista dei flussi e delle temperature (fino a 1600 °C). La potenza termica dell'impianto è di circa 4 MWt;

- *Impianto LFPG* (impianto pilota a Letto Fluido di Pirolisi e Gassificazione) per lo svolgimento di attività di R&S nella produzione di un gas di sintesi (syngas) ricco in idrogeno, a partire da combustibili e materiali di scarto, di capacità pari circa 50 kW_t. L'impianto è completo di una sezione di depurazione ed arricchimento del syngas che prevede, oltre all'unità di filtrazione, trattamenti specifici di rimozione dei gas acidi, di steam reforming, di shift ad alta e bassa temperatura, tutti di tipo catalitico;
- *Impianto ReMeCo* (recupero metalli da combustibili fossili e rifiuti speciali), per il recupero di metalli pesanti. L'impianto è finalizzato alla rimozione e recupero delle componenti inorganiche (metalli pesanti) presenti nelle correnti di lavaggio del gas prodotto da combustione di combustibili fossili e/o rifiuti speciali;
- *Sezione di purificazione di gas da processi di combustione e gassificazione*. E' costituita da due moduli: il primo è un reattore a fasi eterogenee dedicato alla rimozione di

contaminanti acide (HX ed SOx) per reazione con ossido di calcio in polvere; il secondo è un filtro a maniche in materiale ceramico per la rimozione di particolato. Il sistema opera in depressione e fino a temperature di 600 °C.

- *Impianto pilota per esperienze di reforming e shift catalitico*. Si tratta di un impianto di potenzialità 10 Nm³/h, atto a sperimentare le reazioni catalitiche di produzione di idrogeno a partire da gas naturale e gas di sintesi da gassificazione del carbone. Le condizioni operative sono pressione fino a 1 MPa, temperatura massima 800 °C.
- *Loop di laboratorio per caratterizzazione di membrane e reattori CMR*. Il circuito, operante con portate di circa 200 NI/h, è collocato in ambiente termostatabile fino a 700 °C e consente di effettuare prove di permeazione su membrane metalliche atte alla separazione dell'idrogeno da gas di sintesi. I gas alimentabili alla sezione di prova sono H₂, CO₂, CO, He lato processo, N₂ lato "sweep gas". All'impianto è asservito un gascromatografo atto a quantificare le composizioni del gas in uscita ed a vari gas, anche a livello di tracce. La facility viene anche impiegata per l'effettuazione di prove di reattori catalitici a membrana, inserendo nel prototipo di separatore catalizzatori opportuni.

9.7

Il sequestro geologico della CO₂

ENEA-Group, in particolare presso CESI RICERCA ma anche ENEA, dispone di competenze di tipo geologico e geochimico. Competenze messe a disposizione di IPCC, come Lead Author italiano, per la preparazione dello Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Pertanto era ed è in grado di effettuare valutazioni delle fenomenologie che si verificano a seguito dell'iniezione della CO₂ nel sottosuolo, verificando di conseguenza la capacità di stoccaggio e le relative caratteristiche di sicurezza. CESI RICERCA si avvale di diversi strumenti di calcolo, fra cui TOUGH2 e PHREEQC, per le simulazioni del comportamento nel breve e lungo termine della CO₂ iniettata; è inoltre in corso lo studio di una facility di laboratorio che consenta di caratterizzare campioni di rocce o carbone sotto il profilo della cinetica di assorbimento/desorbimento della CO₂.

10.

Competenze tecnologiche esterne: settori Ricerca e Industria

A livello italiano sono diversi i protagonisti del mondo dell'Industria e della Ricerca a vario titolo coinvolti, o per lo meno interessati, alle tecnologie CCS. Nel panorama industriale l'interesse maggiore è quello relativo ai settori di generazione elettrica e a quelli dell'industria di produzione e trasformazione di combustibili fossili (carbone, gas naturale e petrolio). Un ruolo importante può essere giocato dall'industria chimica e di processo per quanto attiene i materiali costruttivi e la produzione di ossigeno e di sostanze (solventi e/o sorbenti) utilizzate negli impianti di cattura. Non da ultimo tutto il settore dell'impiantistica che, su tutte le dimensioni di filiera, è potenzialmente interessato allo sviluppo di tecnologie e impianti sia a livello progettuale (società di ingegneria) che realizzativo (costruttori).

Fra i principali operatori si citano:

- ENEL, che gestisce impianti termoelettrici (fra cui l'IGCC di Puertollano) ed importanti centri di ricerca (Pisa, Livorno, Brindisi) e detiene particolari competenze nel campo della combustione e del trattamento gas;
- EDISON, ENDESA, e altre società produttrici di elettricità;
- SARAS, ISAB, ERG, aziende del petrolchimico che gestiscono impianti IGCC alimentati con scarti industriali e potenziale interessate alle tecnologie pre-combustion;
- Foster Wheeler, società di ingegneria che ha fra l'altro operato nella progettazione e realizzazione di impianti IGCC
- Techint, società di ingegneria interessata ad entrare nel settore delle tecnologie CCS;
- ANSALDO ENERGIA, per la realizzazione di impianti energetici e in particolare di turbine a gas destinate all'uso di gas provenienti dalla gassificazione;
- ITEA-Sofinter, impegnata insieme a ENEL ed ENEA in un progetto su oxy-combustion;
- ENI, per ciò che riguarda la conoscenza derivante dal settore petrolifero: dati geologici, tecniche di perforazione e di iniezione, diagnostica di superficie e in pozzo;
- CARBOSULCIS, che gestisce le miniere del Sulcis ed è fortemente interessata alle

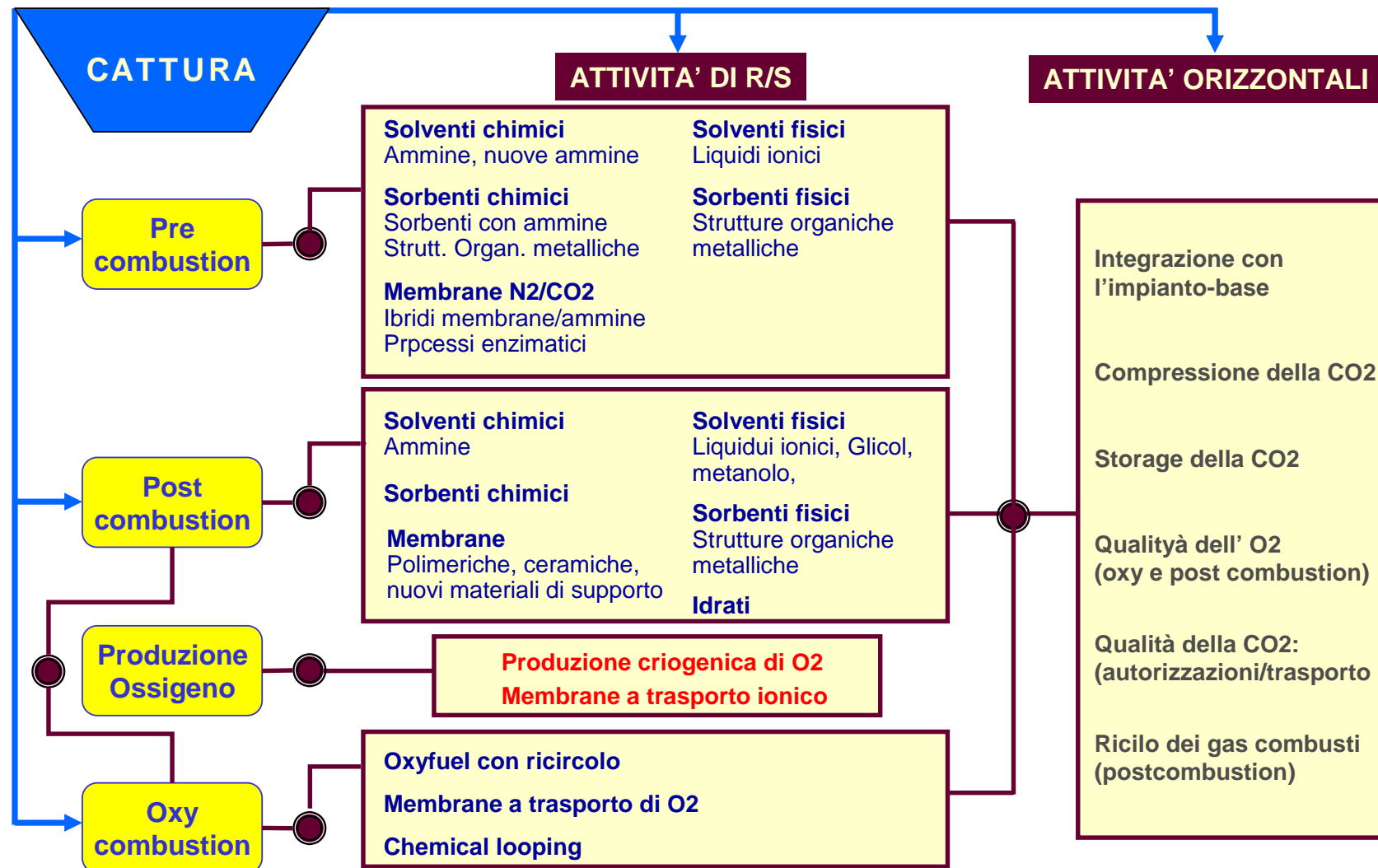
tecnologie di storage della CO₂ del tipo ECBM

Per quanto riguarda il mondo della Ricerca, a parte gli attori dell'ENEA Group (ENEA, CESI Ricerca, SOTACARBO, SIET, CETMA), sia per ruolo istituzionale che perché già coinvolti in progetti sul tema, si possono citare INGV, OGS, CNR, CSM, CRS4 – Sardegna Ricerche, Università e altri Enti.

11. Temi di R/S: priorità, e ruolo di ENEA Group e di possibili partner esterni

ROAD - MAP

	al 2007	al 2010	al 2020	
	Necessario per l'applicazione industriale entro il 2020	R/D per realizzare impianti della prossima generazione	R/D per sviluppare soluzioni future ancora più avanzate	OBIETTIVI COMPLESSIVI
P O S T Comustion	<ul style="list-style-type: none"> g Dimostrazione in piena scala per carbone / gas g Semplificazione di sistema e riduzione dei costi g Sviluppo di solventi 	<ul style="list-style-type: none"> g Sviluppare sistemi di cattura basati su nuovi solventi g Establish European solvent system vendor g Capitalise on R/D infrastructure 	<ul style="list-style-type: none"> g Solventi non basati su acqua g Break through concepts g Schemi ad elevati gradi di integrazione g Sorbenti e sistemi g Processi di Calcinazione / Carbonatazione g Membrane antisublimazione 	<ul style="list-style-type: none"> g Costo di CO2 evitata <20€/ton g Riduzione dei costi di investimento
P R E Combustion	<ul style="list-style-type: none"> g Dimostrazione in piena scala impianti ZEIGCC e ZEIRCC g Semplificazione di sistema e riduzione dei costi g Sviluppare turbine a gas alimentate a H2 	<ul style="list-style-type: none"> g Undiluted Low NOx high H2 combustors g Nuovi schemi di gassificazione del carbone g Nuovi schemi di reforming del gas naturale g sistemi di gas clean-up migliori e più efficienti 	<ul style="list-style-type: none"> g Membrane per separazione di H2 g Reforming "micro-channel" g SER (Sorbent Enhanced Reforming) g CLC reforming g produzione integrata di H2 utilizzando nuovi tipi di reattori 	<ul style="list-style-type: none"> g Riduzione dei costi di esercizio g Riduzione energia richiesta
O X Y Combustion	<ul style="list-style-type: none"> g Dimostrazione a larga scala per carbone e gas g Acquisire esperienza di base per la progettazione di tali impianti g Realizzare designated oxy-fuel turbine system g Economia di scala per la produzione criogenica di O2 	<ul style="list-style-type: none"> g Migliorare sistemi di trasferimento del calore per irraggiamento g Sorbenti per ossigeno g Sistemi di produzione di O2 ad alta temperatura g Scambiatori di calore ad alta temperatura g Nuovi sistemi di reattori integrati 	<ul style="list-style-type: none"> g Step change in mixed flow turbine dvs (100=°C) g Sistemi di controllo avanzati g CLC (Chemical Looping Combustion) per il carbone g Nuovi cicli 	<ul style="list-style-type: none"> g Elevata disponibilità (ore/anno) g Generazione sostenibile di elettricità: ZE g Numerosi impianti operanti con CCS



RICERCHE SULLE TECNOLOGIE DI CATTURA DELLA CO2

	RICERCHE DI BREVE – MEDIO TERMINE (2010)		RICERCHE DI MEDIO - LUNGO TERMINE (2020)		OBIETTIVI GENERALI	
POST COMBUSTIONE	Nuovi solventi		Solventi non basati su acqua		Costo CO2 evitata < 20 Euro/t (nel medio-lungo termine)	
	Semplificazione/ottimizzazione del sistema		Membrane per desublimazione			
	Compatibilità solvente – materiali (corrosione)		Cicli di calcinazione/carbonatazione			
	Sorbenti					
	“Membrane contactors”					
PRE COMBUSTIONE	Combustione H2 in turbogas		Combustori Low-NOx senza diluizione			Riduzione costi investimento
	Semplificazione/ottimizzazione del sistema		Nuovi schemi reforming gas naturale			
	Nuovi schemi di gassificazione del carbone		Membrane per produzione O2			
	Gas cleanup più efficiente		Produzione integrata H2 con reattori innovativi			Riduzione costi esercizio
	Membrane per separazione H2		Reattori a membrana per shift e reforming			
	Catalizzatori di shift		Reforming “micro-channel”			
	Simulazione dinamica dell’impianto per verifica flessibilità/manovrabilità		Sorbent Enhanced Reforming (SER)			
		Cicli di calcinazione/carbonatazione				
OXYFUEL	Combustione in condizioni oxyfuel		Cicli a carbone Chemical Looping Combustion (CLC)		Riduzione oneri energetici	
	Simulazione dinamica dell’impianto per verifica flessibilità/manovrabilità		Selezione di sostanze carrier di ossigeno per CLC a carbone		Elevato fattore di disponibilità impianti	
	Slagging/fouling/corrosione		Integrazione CLC a carbone – ciclo combinato			
	Incremento efficienza cicli a vapore (impianti USC)		Cicli Oxyfuel a gas naturale			
	“Mild combustion”		Membrane per produzione O2			
	Ottimizzazione e scale up ASU criogenica		Studi di integrazione boiler-ASU a membrana			
	Purificazione CO2		Mixed flow turbines			
	Semplificazione/ottimizzazione del sistema					

RICERCHE SULLE TECNOLOGIE DI STOCCAGGIO DELLA CO2

	RICERCHE DI BREVE – MEDIO TERMINE (2010)		RICERCHE DI MEDIO - LUNGO TERMINE		OBIETTIVI GENERALI
VALUTAZIONE CAPACITA' DI STOCCAGGIO	Metodologie di valutazione delle capacità di storage geologico				
	Mappatura dei siti di stoccaggio nazionali				
	Valutazione delle capacità di stoccaggio per le varie tipologie				
STUDI FENOMENOLOGICI	Comprensione fenomeni chimico-fisici		Progetti pilota di iniezione		Selezione siti stoccaggio
	Test di laboratorio su interazioni CO2-rocce/carbone e soluzioni				
	Integrità del cap rock				
	Caratteristiche di tenuta				Riduzione costi investimento
	Sismicità indotta				
MODEL- LISTICA	Migrazione della CO2 a breve e lungo termine		modelli per la progettazione del deposito		Riduzione costi esercizio
	Modellazione fluidodinamica, geochimica, cinetica di reazione		Modelli integrati geochimica, reazioni, proprietà meccaniche, permeabilità del cap rock		
	Interazione geochimica con il cap rock		Effetto delle impurezze della CO2		
	Modellazione del comportamento delle faglie				
MONITORAG- GIO	Ubicazione e movimenti della CO2		Tecniche basate su traccianti		Prevenzione fughe (effetti globali)
	Prospezioni geofisiche dalla superficie e in pozzo		Tecniche di mitigazione delle fughe		
	Meccanismi di degrado e fuga legati al casing e ai cementi		Previsione eventi sismici		
	Metodi di misura del tasso di perdita		Verifica in sito dei tassi di perdita		Sicurezza (effetti locali)
	Problematiche e metodologie per il monitoraggio post-chiusura		Sistema residente di monitoraggio		
	Monitoraggio remoto (es. IR): fattibilità e test mirati		Analisi on line dati di monitoraggio remoto		Autorizzabilità
	Monitoraggio delle attività di iniezione				
	Metodologia di valutazione del rischio		Valutazione integrata dei rischi		
NORMATIVA/ ACCETTABILI- TÀ SOCIALE	definizione normativa: analisi problematiche e proposte				Accettabilità
	Promozione/incentivazione: definizione delle forme più efficaci				
	Informazione: analisi del problema scala nazionale e internaz.				

12.

Possibili progetti dimostrativi di grande rilevanza in Italia: ruolo di ENEA Group

Nella cornice di quanto finora riportato viene di seguito descritta la situazione attuale e a breve termine per quanto riguarda la dimostrazione delle tre principali tecnologie di cattura in impianti su scala significativa in Italia.

12.1

Tecnologia Oxyfuel

Si tratta di un'opzione di notevole interesse per l'industria elettrica nazionale, in quanto si pone in continuità con la tecnologia in uso di combustione di carbone polverizzato ed è applicabile anche in retrofit su centrali pre-esistenti.

La finalità principale di un progetto in questo settore è la realizzazione di un dimostratore tecnologico che permetta di generare energia, nel pieno rispetto dell'ambiente, attraverso l'utilizzo di carbone. In particolare viene esaminata la possibile integrazione del processo di combustione oxyfuel in un sistema finalizzato alla produzione di potenza sia in impianti a vapore che in cicli misti con turbine a gas. L'obiettivo è la realizzazione di un dimostrativo di taglia significativa, 50 MWt, basato sull'applicazione della tecnologia di combustione flameless già sperimentata su un esistente impianto pilota della potenzialità di 5 MWt alimentato con combustibili liquidi e solidi granulari (carbone) in slurry acquoso.

Nel caso di localizzazione dell'impianto in Sardegna si potrebbe applicare la tecnologia di storage di CO₂ ECBM utilizzando i campi geominerari del SULCIS.

Si prevede quindi la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da carbone con un'elevata efficienza energetica e un limitato impatto ambientale sia in termini di emissioni di macro e micro inquinanti che in termini di emissioni di CO₂. Il componente chiave è rappresentato dal combustore a ossigeno

comburente che trova applicazione nell'integrazione in una caldaia inserita in un ciclo a vapore di tipo supercritico o in un sistema basato su turbine a gas che lavorano con un ciclo avanzato. L'impianto sarà dotato anche di un sistema per la cattura della CO₂ prodotta dalla combustione e suo confinamento geologico definitivo.

Viste le potenzialità in gioco (50 MWt corrispondono ad un'alimentazione di carbone pari a circa 2 kg/s ossia 7.2 tonn/h o circa 50000 tonn/anno), la necessità di utilizzare ossigeno come agente ossidante comporta la presenza di un impianto dedicato di separazione di ossigeno dall'aria con un assorbimento di svariati MW. E' chiaro che non è necessaria una purezza dell'ossigeno molto elevata, come nel caso degli impianti di gassificazione, ma ci si può accontentare di sistemi meno spinti basati non solo su tecnologie criogeniche ma anche su sistemi più economici (membrane o ad adsorbimento - VPSA).

Una possibile locazione del sito di installazione è quella dell'area Sardegna Sud-Occidentale, all'interno del bacino minerario del Sulcis così come ipotizzato dall'accordo di programma siglato tra ENEA, Sotacarbo, Ansaldo Energia, ITEA .

La realizzazione dell'impianto in Sardegna permetterà così di sperimentare la tecnologia ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) di confinamento geologico della CO₂, al bacino carbonifero del Sulcis.

. Nel caso si prevede che la CO₂ proveniente dall'impianto venga utilizzata, previo primo trattamento di essiccazione e compressione, per effettuare delle prove di stoccaggio definitivo secondo la tecnologia ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) che consente la contemporanea di estrazione di metano. L'attività comprende l'analisi delle potenzialità di stoccaggio nel bacino carbonifero del Sulcis testando la possibilità di utilizzare i livelli carboniferi profondi (800-1000 metri), non minierabili dal punto di vista economico. In pratica si sfruttano le capacità adsorbenti degli strati profondi dei bacini carboniferi che sotto l'azione della CO₂ iniettata in condizioni supercritiche rilasciano quantità più o meno abbondanti di metano intrappolato ai tempi della formazione del bacino stesso producendo un ulteriore effetto utile.

Negli ultimi anni, nell'ambito di una collaborazione con ENEA, Sofinter ha

sviluppato, con la sua controllata ITEA, un innovativo sistema di combustione, funzionante con ossigeno tecnico.

Oltre al precedente accordo di programma per la realizzazione dell'impianto di taglia pre-industriale in Sardegna, è attivo anche un accordo di programma ENEA - ENEL - ITEA per lo sviluppo di attività di R&S idonee a valutare la scalabilità del processo per la produzione di elettricità da carbone su scala industriale, per la progettazione di base di un impianto dimostrativo della taglia in parola, installabile in una centrale termoelettrica alimentata a carbone e per lo studio di fattibilità tecnico-economica di una centrale termoelettrica innovativa, di grande taglia, alimentata a carbone, con combustione basata sulla tecnologia oxyfuel.

Una prima fase del progetto è prevista nell'accordo di programma MSE-ENEA ma, vista la dimensione dell'iniziativa, è indispensabile un intervento governativo più consistente in aggiunta ad una partecipazione della Regione Sardegna: ciò potrebbe trovare attuazione nell'ambito delle iniziative della UE che attraverso la piattaforma ZEP sta mettendo a punto una strategia europea per la realizzazione di 10-12 dimostrativi di impianti con tecnologie CCS. Come accennato la localizzazione dell'impianto prevista in Sardegna potrebbe valorizzare le risorse carbonifere dell'area del Sulcis ed utilizzare contestualmente giacimenti

non sfruttabili per l'iniezione della CO₂ catturata e la contemporanea estrazione di metano. La dimensione economica del progetto è sicuramente di tutto rispetto e richiede notevoli impegni economici da parte dei diversi soggetti coinvolti per un ammontare totale previsto di 53.5 M Euro in un orizzonte temporale, nel quale si andranno a sviluppare le attività del progetto, individuabile in una prima fase di 6 anni.

Lo studio e realizzazione dell'impianto verranno effettuati con l'apporto determinante del settore industriale nazionale e con la collaborazione dei principali organismi di ricerca. Al progetto parteciperanno le società che hanno siglato l'accordo: ENEA con i Dipartimenti TER e ACS, ITEA, Ansaldo, SOTACARBO; e diverse società a vario titolo già coinvolte in attività comuni quali CESI RICERCA, ENEL, CARBOSULCIS in quanto detentriche delle concessioni minerarie nell'area del Sulcis, OGS e INGV esperti di geologia, ed infine partner scientifici come alcune importanti Università (Cagliari, Roma, Napoli, Milano) e CRS4. A questi si potranno aggiungere altri soggetti d'interesse scientifico/tecnologico o in rappresentanza di interessi diversi (partenariati, incentivi e collaborazioni). E' comunque essenziale il ruolo del Governo Nazionale attraverso i Ministeri coinvolti, e del Governo della Regione Sardegna.



Ansaldo Caldaie

**Centro
sperimentale di
Gioia del Colle**

Impianto per la
sperimentazione
delle tecnologie
oxycombustion
con carbone

Il ruolo di ENEA Group in tale proposta progettuale sulla OXYCOMBUSTIONE riguarda:

- La progettazione di base, con particolare riguardo alla scelta dei parametri termodinamici del ciclo (presumibilmente USC) ed alla conseguente scelta dei materiali per le sezioni di alta temperatura (CESI RICERCA SOTACARBO)
- La valutazione costi-ricavi e l'analisi di redditività (CESI RICERCA SOTACARBO)
- Le problematiche della combustione in aria arricchita, attraverso studi modellistici e prove sperimentali (ENEA SOTACARBO)
- Le problematiche di degrado dei materiali (CESI RICERCA)
- La simulazione stazionaria e dinamica dell'impianto (CESI RICERCA SOTACARBO)
- La valutazione e simulazione delle modalità di confinamento geologico, sia ai fini di una valutazione tecnico-economica che dell'analisi dei rischi di rilascio (CESI RICERCA, SOTACARBO...)
- Lo Studio di Impatto Ambientale (CESI RICERCA SOTACARBO)

12.2

Tecnologia pre-combustion

Tra le principali caratteristiche di questo tipo di impianti si annovera la possibilità di utilizzo di carboni e tar di basso pregio, la possibilità di testare su scala significativa il processo di cattura pre-combustione e infine la capacità di produrre H₂ in quantità variabili a seconda della domanda di en. Elettrica. Si tratta dell'opzione per certi aspetti di maggiore interesse se si considera la possibilità di co-produzione di idrogeno. L'industria elettrica nazionale maggiormente attiva sulle tematiche CCS (ENEL) ritiene però la tecnologia IGCC a carbone non ancora sufficientemente provata ed affidabile.

Su questa linea l'ENEA vanta una certa esperienza soprattutto nell'ambito della gassificazione in relazione sia ad attività di analisi teorica e modellistica che sulla sperimentazione in facility sperimentali (Impianti di Trisaia). Inoltre su questo tema ha da tempo in attivo due diversi progetti con partners di rilievo quali Ansaldo Ricerche, Sotacarbo, DIMECA, POLIMI, Univ. Aquila, CRIS e il consorzio universitario CIRPS denominati ZECOMIX e COHYGEN sui quali sono già state avviate attività di ricerca e sviluppo e realizzazione di due diversi impianti basati sulla gassificazione del carbone.

E' in fase di realizzazione presso il C.R.E. di Casaccia la piattaforma pilota ZECOMIX per la produzione di idrogeno ed energia elettrica da

carbone (50 kg/h – 350 kWt) integrata con un'innovativo sistema di cattura della CO₂ e con l'inserimento di un gruppo turbogas alimentato ad idrogeno. E' inoltre attivo un'accordo di programma con Ansaldo per lo sviluppo di sistemi e impianti nel settore tecnologico degli impianti di gassificazione e in quello dello sviluppo di combustori per turbine a gas alimentate a syngas.

L'altra iniziativa in corso (progetto COHYGEN) è la realizzazione di un impianto pilota di gassificazione con una doppia linea da da 700 kg/h e 35 kg/h presso SOTACARBO. Tale impianto ha la potenzialità di alimentare un generatore elettrico alimentato a idrogeno, tuttavia la taglia (equivalente a circa 5 MWt) e la tipologia (processo atmosferico) non possono considerarsi sufficienti per una dimostrazione integrata di cattura e sequestro.

Una proposta progettuale in questo settore potrebbe essere quella relativa alla realizzazione di un primo dimostrativo a carbone, di taglia ridotta, basato sull'applicazione di tecnologie di gassificazione in pressione. Il componente chiave è rappresentato dal gassificatore ad ossigeno che trova applicazione nell'integrazione in impianto IGCC con cattura e sequestro della CO₂.

Viste le potenzialità in gioco (p.es. 50 MWt corrispondono ad un'alimentazione di carbone

pari a circa 2 kg/s ossia 7.2 tonn/h o circa 50000 tonn/anno), la necessità di utilizzare ossigeno come agente ossidante comporta la presenza di un impianto dedicato di separazione di ossigeno dall'aria con una purezza abbastanza spinta con un assorbimento dell'ordine dei MW. E' chiaro che è necessaria una purezza dell'ossigeno molto elevata, a differenza del caso degli impianti di combustione, ma le quantità necessarie sono pari a circa 1/5.

Un'ulteriore opzione che può essere importante è quella di sfruttare uno dei 4 IGCC funzionanti

con TAR residui di raffineria per attuare un retrofit di cattura della CO₂ dal syngas, e conseguente sequestro geologico. Tutte le aree geografiche ipotizzabili (Sardegna, Sicilia, Marche, Lombardia) sembrano presentare diverse, ma comunque interessanti opportunità sotto il profilo geologico.

Per questa iniziativa hanno mostrato notevole interesse società di ingegneria di notevole rilievo (Techint, Foster Wheeler) e sono in corso contatti preliminari con i proprietari/gestori degli IGCC.

Il ruolo di ENEA Group in tale proposta progettuale sulla PRECOMBUSTION riguarda:

- Lo studio di fattibilità tecnico-economica dell'intervento (CESI RICERCA SOTACARBO)
- La scelta dei processi di cattura (ENEA, CESI RICERCA SOTACARBO)
- La simulazione stazionaria e dinamica dell'impianto (CESI RICERCA SOTACARBO)
- La valutazione e simulazione delle modalità di confinamento geologico, sia ai fini di una valutazione tecnico-economica che dell'analisi dei rischi di rilascio (CESI RICERCA, SOTACARBO...)
- Lo Studio di Impatto Ambientale (CESI RICERCA SOTACARBO)
- Sviluppo di prove d'appoggio sulla piattaforma pilota Sotacarbo (SOTACARBO)

12.3

Tecnologia post-combustion

La cattura post-combustione, pur poco attraente sul piano energetico, rappresenta però l'opzione di maggior interesse relativamente al retrofit su impianti esistenti e non deve quindi essere trascurata. A valle di attività sperimentali su piccola scala svolte presso i centri di Pisa e Livorno, ENEL ha annunciato la realizzazione di un pilota (10.000 Nm³/h) equipaggiato con cattura (senza sequestro) mediante scrubbing con ammine, da collocare presso la Centrale di Brindisi Sud. A tale iniziativa potrebbe seguire (a partire dal 2011) un'installazione di taglia commerciale che consentirebbe la cattura ed il sequestro di circa il 30-40% della CO₂ emessa

da un gruppo di Torvaldaliga Nord (quantitativo circa 1 Mt/anno di CO₂).

In tale eventuale impresa il ruolo di ENEA Group potrebbe riguardare l'analisi, anche attraverso prove di laboratorio e in campo, dei problemi di degrado dei materiali a contatto con le ammine, l'affiancamento al pilota di Brindisi di un reattore a letto fisso per cattura con sorbenti solidi (contatti tra ENEL e CR sono già in corso), la valutazione e simulazione delle modalità di confinamento geologico, sia ai fini di una valutazione tecnico-economica che dell'analisi dei rischi di rilascio, lo studio di impatto ambientale.

Il ruolo di ENEA Group in tale proposta progettuale sulla POSTCOMBUSTIONE riguarda:

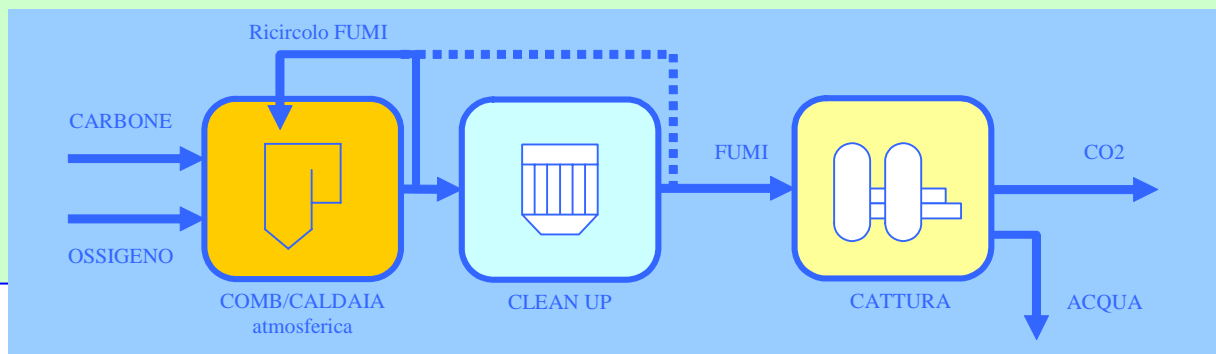
- L'analisi, anche attraverso prove di laboratorio e in campo, dei problemi di degrado dei materiali a contatto con le ammine (CESI RICERCA)
- L'affiancamento al pilota di Brindisi di un reattore a letto fisso per cattura con sorbenti solidi (CESI RICERCA). I contatti con ENEL sono già in corso
- La valutazione e simulazione delle modalità di confinamento geologico, sia ai fini di una valutazione tecnico-economica che dell'analisi dei rischi di rilascio (CESI RICERCA, SOTACARBO...)
- Lo Studio di Impatto Ambientale (CESI RICERCA SOTACARBO)

Si riportano nelle pagine seguenti tre schede di proposte progettuali, sulle tre tipologie di impianti dotati di sistemi di cattura della CO₂ con anche una proposta di confinamento geologico, messe a punto con partner industriali e della ricerca italiani.

DIMOSTRATORE TECNOLOGIE DI CATTURA OXY

Obiettivi

Realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da carbone con cattura dell'anidride carbonica basata su sistemi di combustione con ossigeno ad elevata efficienza energetica e limitato impatto ambientale. Lo studio e realizzazione dell'impianto verranno effettuati con l'apporto determinante del settore industriale nazionale e dei principali organismi di ricerca.



Stato dell'arte. Il metodo di cattura della CO₂, che utilizza la combustione con ossigeno, rappresenta la terza via tra le possibili opzioni oggi più tecnologicamente mature. A valle della produzione del calore di combustione utilizzato nel ciclo termodinamico, si genera un efflusso di gas molto ricco in CO₂ che, dopo aver attraversato una sezione di rimozione dei principali inquinanti e una di condensazione del vapor d'acqua può essere inviato a stoccaggio. E' un tipo di processo per il quale già si trovano applicazioni nell'industria siderurgica e del vetro. A livello mondiale lo si sta studiando in applicazioni di potenza.

Aspetti innovativi. Il componente chiave è rappresentato dal combustore a ossigeno comburente e dalla sua applicazione nell'integrazione in un impianto a vapore di tipo supercritico o in un sistema basato su turbine a gas che operano in cicli avanzati.

Prodotti attesi. Impianto dimostrativo di taglia significativa pari a circa 50 MWt con l'obiettivo di acquisire gli elementi per lo sviluppo su più larga scala di centrali a emissioni zero. La sperimentazione su scala 5MWt è prevista a Gioia del Colle (BA) c/o ITEA. Nella zona del bacino carbonifero del Sulcis si realizzerà e sperimenterà invece l'impianto su scala pilota. La localizzazione è anche funzionale all'ulteriore possibilità di utilizzare in una fase successiva gli strati carboniferi profondi per sperimentare il confinamento geologico della CO₂ con tecnologie ECBM.

Impatto potenziale. La tecnologia per il carbone pulito sviluppata potrà essere utilizzata per future centrali ad emissioni zero con efficiente integrazione di produzione ossigeno, generazione di vapore e cattura CO₂. Il risultato più rilevante dello sviluppo tecnologico sarà costituito da conoscenze ed innovazioni tecnologiche utili per lo sviluppo di future centrali caratterizzate da efficienze, su scala di grande potenza, prossime al 40% inclusi i costi di cattura della CO₂. I risultati della sperimentazione sull'impianto pilota potranno concretizzarsi, entro il 2015 in soluzioni innovative per centrali "zero emission" di scala più grande che potranno essere così progettate a partire dal 2012 e disponibili per un esercizio commerciale dal 2015.

Tempistica. L'orizzonte temporale, nel quale si andranno a sviluppare le attività del progetto è valutabile in 5 anni. Al momento risulta già avviato da ANSALDO, ENEA e SOTACARBO un accordo di programma che prevede lo sviluppo del processo, la progettazione e realizzazione dell'impianto pilota, la sperimentazione e lo sviluppo tecnologico per le future centrali a carbone.

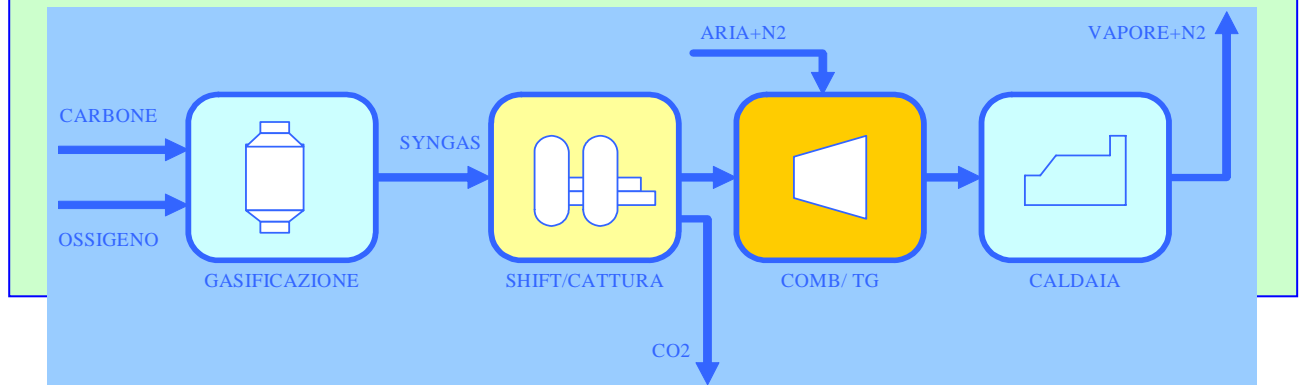
Partners. Il progetto di sviluppo della nuova tecnologia per il carbone pulito vede come partner ENEA, SOTACARBO, CESI Ricerca, ANSALDO e ITEA. Per quanto riguarda le problematiche di stoccaggio verranno successivamente coinvolte CARBOSULCIS in quanto detentriche delle concessioni minerarie nell'area del Sulcis, OGS e INGV come esperti di geologia.

Meccanismi di finanziamento. La dimensione economica del progetto individuata è di circa 50 MEuro. Le fonti di finanziamento fanno riferimento ai fondi "Piano Pistorio", CERSE, fondi regionali (RAS) e FP7.

DIMOSTRATORE TECNOLOGIE DI CATTURA PRECOMB

Obiettivi

Utilizzo di una pre-esistente unità di gassificazione del carbone (taglia 5MWt) come primo elemento per la realizzazione di un impianto di produzione di gas di sintesi completato con le nuove sezioni di COshift, desolfurazione e cattura della CO₂ (oggetto della ricerca). Il progetto prevede attività di R&S per l'ottimizzazione su scala significativa dei processi di cattura precombustione della CO₂ su gas di sintesi provenienti dalla gassificazione del carbone in impianti finalizzati alla produzione di energia elettrica e/o idrogeno.



Stato dell'arte. Le tecnologie pre-combustione operano una “decarbonizzazione” del combustibile fossile a monte della combustione rilasciando un gas ad alto contenuto di idrogeno che poi può essere utilizzato come combustibile in impianti di produzione elettrica o in usi alternativi (trazione, chimica di base,...). In generale, dal punto di vista energetico, la penalizzazione dovuta al loro utilizzo è ridotta sia perché si opera su flussi in quantità limitate sia perché si può operare in pressione, condizione che facilita la cattura e rende meno dispendiosa la rigenerazione.

Aspetti innovativi. Il componente chiave è rappresentato dalla sezione di assorbimento e rigenerazione del solvente sul quale hanno però notevole influenza il sistema di desolfurazione e quello di COshift.

Prodotti attesi. Il risultato atteso dallo sviluppo del progetto è la realizzazione di un prodotto ad alta innovazione tecnologica, ottenuta attraverso l'incremento delle prestazioni in termini di migliore efficienza di cattura della CO₂, migliore flessibilità nell'utilizzo di diversi tipi di combustibili, maggiore durata dei catalizzatori e dei “chemicals” impiegati. Le attività saranno svolte prevalentemente presso il Centro di Ricerche – Sotacarbo nell'area del bacino minerario del Sulcis, nel sud-ovest Sardegna, questa localizzazione è anche funzionale all'ulteriore possibilità di utilizzare in una fase successiva gli strati carboniferi profondi per sperimentare il confinamento geologico della CO₂ con tecnologie ECBM.

Impatto potenziale. Una significativa ricaduta sarà l'esperienza maturata nella progettazione, realizzazione e gestione operativa di questa tipologia di impianti caratterizzati da un maggiore rendimento nella produzione di energia da carbone “Zero Emissions” e da una riduzione dei costi, sia di investimento che operativi. Ulteriori applicazioni sono individuabili negli impianti IGCC alimentati con tar residui della raffinazione dei prodotti petroliferi.

Tempistica. L'orizzonte temporale è di anni tre. Ad una fase iniziale di analisi di massima seguiranno le fasi di definizione degli schemi operativi, la sperimentazione di laboratorio per supporto alla progettazione che confluirà nella realizzazione della sezione di prova. Le attività proseguiranno con la verifica delle prestazioni nelle diverse configurazioni, con particolare riferimento alle caratteristiche termomeccaniche dei componenti e dei “chemicals” utilizzati, alla valutazione delle potenzialità della tecnologia in impianti a piena scala.

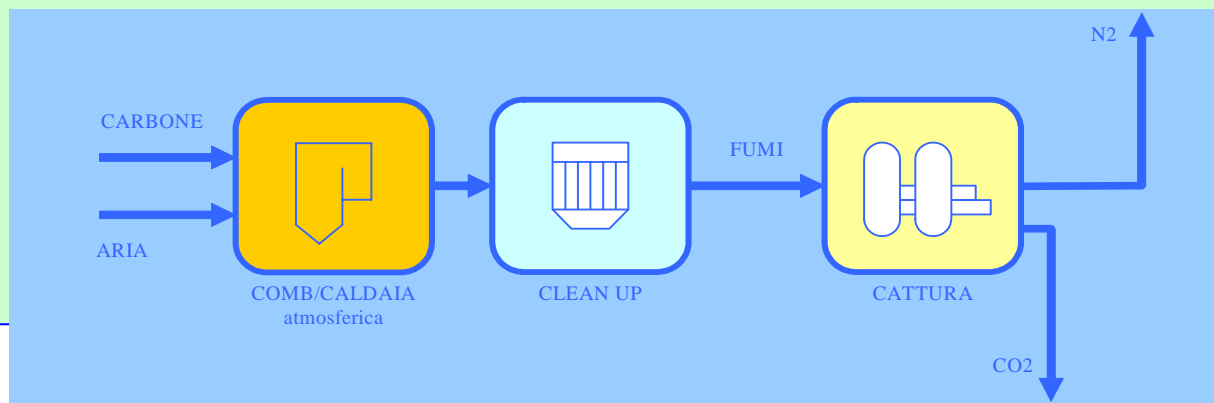
Partners. Al progetto parteciperanno le società TECHINT, ENEA, SOTACARBO. Per quanto riguarda le problematiche di stoccaggio verranno successivamente coinvolte CARBOSULCIS in quanto detentrici delle concessioni minerarie nell'area del Sulcis, OGS e INGV come esperti di geologia, ed infine come partner scientifici UNICA e POLIMI.

Meccanismi di finanziamento. dimensione economica del progetto individuata è di circa 15 MEuro Il riferimento è al “Piano Pistorio”, ai fondi CERSE e a quelli FP7.

DIMOSTRATORE TECNOLOGIE DI CATTURA POSTCOMB

Obiettivi

La finalità principale del progetto è quella di realizzare un dimostratore tecnologico che permetta di generare energia elettrica attraverso l'utilizzo di carbone con ridotte emissioni di CO₂. In particolare viene esaminata la possibile integrazione del processo cattura della CO₂ nei fumi a valle della caldaia in impianti termoelettrici presistenti su scala industriale.



Stato dell'arte. Dal punto di vista della maturità tecnologica, i sistemi post combustione sono sicuramente quelli che presentano la maggiore maturità grazie all'esperienza acquisita nei settori oil&gas e in quello del trattamento di gas esausti su scala modesta. Sono i più adatti ad essere applicati ad impianti esistenti in retrofit previa naturalmente verifica delle disponibilità di spazio visto gli elevati volumi necessari. I principali svantaggi sono rappresentati dai costi d'impianto elevati, legati alle ingenti quantità di gas da trattare e dall'alta penalizzazione energetica dovuta alla rigenerazione.

Aspetti innovativi. Anche se non ottimizzati per l'impiego in impianti CCS, tutti i componenti sono al momento commercialmente disponibili. Ulteriori miglioramenti sono però richiesti per abbattere a monte la concentrazione di SO_x, NO_x e Particolato che riducono l'efficienza di assorbimento dei solventi. E' comunque necessaria una dimostrazione della tecnologia con un significativo aumento di scala dell'impianto fino a 20-50 volte le applicazioni attuali.

Prodotti attesi. Il progetto prevede la realizzazione di un dimostratore capace di produrre energia a prezzi competitivi partendo dal carbone come fonte disponibile, efficiente ed efficace e concorrendo alla riduzione dell'emissione di gas serra. L'obiettivo è quello di minimizzare i costi della cattura della CO₂, attraverso lo sviluppo di una tecnologia, applicabile ad impianti già operativi e/o nuovi, con rilevante impatto sul mercato per l'attenzione posta al costo di investimento, alle prestazioni dell'impianto e quindi al costo dell'energia prodotta con una riduzione del 45% delle emissioni di un gruppo termoelettrico Ultra SuperCritico da 660 MWe.

Impatto potenziale. Il punto cruciale, che determina la convenienza economica, è legato allo sviluppo di nuovi solventi che riducano significativamente il costo energetico dovuto alla rigenerazione termica. Infatti i principali svantaggi della tecnologia sono rappresentati dai costi d'impianto elevati (legati alle ingenti quantità di gas trattato in gran parte costituito da azoto non presente nei gas trattati nelle configurazioni alternative) e dall'alta penalizzazione energetica dovuta alla rigenerazione. Ciò vale sia per gli impianti a carbone SC e USC e soprattutto per gli impianti ciclo combinato alimentati a gas naturale, dove si ha una maggiore penalizzazione a causa della minore concentrazione di CO₂ nei fumi e per questo si prevede che le applicazioni reali vedranno tempi più lunghi.

Tempistica. L'orizzonte temporale, nel quale si andranno a sviluppare le attività del progetto è di 3-5 anni.

Partners. Al progetto parteciperanno la società SEI società "di scopo" finalizzata alla proprietà e gestione di un impianto a carbone (azionisti la società elettrica svizzera Ratia Energie e APRI, società di consulenza e sviluppo progetti), la società Foster Wheeler Italia, e poi CESI Ricerca, ENEA, INGV e Assocarboni.

Meccanismi di finanziamento. La dimensione economica del progetto individuata è maggiore di 30 MEuro Il riferimento è al "Piano Pistorio", ai fondi CERSE e a quelli FP7.