

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

---

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE  
DIPARTIMENTO DI TECNICA E GESTIONE DEI SISTEMI  
INDUSTRIALI

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale



La tecnologia carbon capture and  
storage:  
situazione attuale e prospettive  
future

Tesi di Laurea Triennale

**Laureando:**  
MARCO MICHELOTTO  
Matricola: 614158

**Relatore:**  
Prof. ARTURO LORENZONI

3 Luglio 2017

---

Anno Accademico : 2016/2017



# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>LE TECNOLOGIE CCS NEL CONTESTO GLOBALE</b>	<b>9</b>
2.1	Il cambiamento climatico in atto . . . . .	9
2.2	Il ruolo della $CO_2$ nel cambiamento climatico . . . . .	10
2.3	La situazione energetica globale . . . . .	12
2.4	Trend futuri . . . . .	14
2.5	Gli scenari previsti . . . . .	15
<b>3</b>	<b>LE TECNOLOGIE DI CATTURA E STOCCAGGIO DELL'ANIDRIDE CARBONICA</b>	<b>19</b>
3.1	La cattura della $CO_2$ . . . . .	20
3.1.1	Le tecnologie di cattura . . . . .	20
3.2	I processi di separazione del gas . . . . .	27
3.2.1	Absorbimento liquido . . . . .	27
3.2.2	Adsorbimento solido . . . . .	31
3.3	Compressione . . . . .	34
3.4	Trasporto della $CO_2$ . . . . .	35
3.4.1	Trasporto mediante pipeline . . . . .	35
3.4.2	Trasporto mediante nave . . . . .	36
3.5	Stoccaggio . . . . .	37
3.5.1	Iniezione della $CO_2$ . . . . .	37
3.5.2	Tipologia dei siti di stoccaggio . . . . .	38
3.5.3	EGR . . . . .	40
3.5.4	ECBM . . . . .	40
3.6	Meccanismi di intrappolamento . . . . .	41
3.7	Cenni riguardo il costo della tecnologia . . . . .	43
<b>4</b>	<b>LA TECNOLOGIA EOR-CCS DELLA CENTRALE W.A. PARISH</b>	<b>45</b>
4.1	Il progetto in sintesi . . . . .	46
4.2	Il sistema di cattura . . . . .	47
4.3	Costi del progetto . . . . .	48

4.4	Il progetto $CO_2$ -EOR di West Ranch . . . . .	49
<b>5</b>	<b>LE PROSPETTIVE EUROPEE NELL'AMBITO DELLA TECNOLOGIA CCS</b>	<b>51</b>
5.1	I costi complessivi dei progetti . . . . .	52
5.2	Il sistema ETS . . . . .	53
5.3	I progetti allo studio o terminati . . . . .	54
5.4	Progetti operativi e in corso di sviluppo . . . . .	56
5.5	Prospettive future . . . . .	56
5.5.1	Criticità relative allo stoccaggio . . . . .	57
5.5.2	Tecnica degli impianti . . . . .	57
5.5.3	Tematiche ambientali . . . . .	57
5.6	R&D nelle tecnologie di cattura . . . . .	58
5.7	R&D nelle tecnologie di trasporto . . . . .	58
5.7.1	Trasporto della $CO_2$ mediante condutture . . . . .	59
5.7.2	Trasporto della $CO_2$ mediante nave . . . . .	59
5.8	R&D nelle tecnologie di stoccaggio . . . . .	59
<b>6</b>	<b>Considerazioni finali</b>	<b>61</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>62</b>

# Capitolo 1

## Introduzione

Il contesto in cui viviamo è sempre più condizionato dalle tematiche relative al cambiamento climatico.

Negli ultimi anni abbiamo assistito ad una progressiva presa di coscienza da parte della popolazione mondiale che il modo di vivere fino ad ora mantenuto non può più essere sostenibile.

Il mondo scientifico, le organizzazioni mondiali, i governi ed i singoli attori operanti nelle rispettive economie si sono resi conto che i consumi e le emissioni di gas ad effetto serra, che hanno contraddistinto la nostra società dalla seconda rivoluzione industriale ad oggi, non sono compatibili a lungo termine con l'ecosistema in cui l'uomo è inserito.

I dati sulla domanda mondiale di energia e le tendenze nei prossimi anni mostrano come, proseguendo di questo passo, si rischi di stravolgere la natura.

Prendendo spunto da queste osservazioni la comunità scientifica si è interrogata su cosa bisognasse fare per cercare di non cadere nel pericoloso vortice che è destinato a portare ad un aumento della temperatura media di quasi 6°C. Alcune decisioni sono state recentemente prese e molte altre sono allo studio.

In quest'ottica sono stati elaborati degli scenari, da parte di alcune organizzazioni mondiali, per cercare di porre in evidenza quali siano le politiche e le strategie da attuare.

Alla conferenza delle parti di Parigi di due anni fa 195 nazioni hanno stipulato un accordo che se attuato potrà portare ad un contenimento dei danni nel prossimo secolo.

In questo contesto le tecnologie di cattura e stoccaggio della  $CO_2$  sono state segnalate come delle possibili soluzioni del problema. Esse dovrebbero contribuire, sulla carta, ad abbattere le emissioni e contemporaneamente a limitare l'impatto che altre strategie di riduzione potrebbero avere sull'economia mondiale.

I dati disponibili mostrano che il sistema energetico mondiale è destinato ad essere dipendente dai combustibili fossili per molti anni a venire.

Da un punto di vista tecnico la CCS consiste di tre parti: la cattura, il trasporto e lo stoccaggio.

Gli impianti low carbon possono essere dotati di sistemi di cattura in post-combustione, o in pre-combustione, a seconda che la cattura del biossido di carbonio avvenga prima o dopo la fase di combustione dei fossili.

Questa fase è la più delicata dal punto di vista ingegneristico poichè, per poter rendere fruibile questa tecnologia, è necessario agire su molti aspetti.

La ricerca è focalizzata nel cercare delle soluzioni che consentano di rendere il processo più efficace e più efficiente, aspetto essenziale per iniziare una commercializzazione su vasta scala.

Il trasporto dell'anidride carbonica, invece, rappresenta la parte meno preoccupante, a causa del notevole know how tecnologico che si è acquisito nel settore degli idrocarburi. Pipeline e navi sono i mezzi deputati per la movimentazione del fluido. Entrambi questi metodi presentano problemi di scala, in quanto creare dal nulla infrastrutture imponenti, quali quelle teoricamente necessarie, potrebbe pesare negativamente sulla riuscita dei progetti.

Per quanto concerne lo stoccaggio gli aspetti prettamente ingegneristici non sono insormontabili. Esistono molti modi per effettuare un sequestro geologico della  $CO_2$ , ed alcuni di essi, quali l'EOR, possono contribuire ad ammortizzare il costo della CCS.

Problemi legati alla sicurezza e legati alle procedure hanno fatto sì che molti progetti siano finiti nel nulla. Una difficoltà notevole è dovuta ad una scarsa implementazione locale dei progetti internazionali. Le tecnologie CCS stanno fino ad ora dimostrando di poter dare un elevato contributo all'abbattimento delle emissioni, tuttavia, ad oggi, non sono competitive dal punto di vista dell'efficienza e dei costi.

Il progetto di Petra Nova è il primo progetto di centrale termoelettrica alimentata a carbone dotata di CCS operante su scala commerciale. L'impianto infatti utilizza un sistema di cattura in post-combustione capace di catturare 1,6 milioni di tonnellate di  $CO_2$  annue. Finanziato nell'ambito del progetto Clean Energy Initiative da parte del dipartimento dell'energia degli Stati Uniti, si propone di dimostrare l'applicabilità di tutta la catena CCS, per poter essere un domani riproposto in altre situazioni.

Per quanto riguarda l'Europa il discorso è molto complesso. La commissione europea in più occasioni ha incentivato lo sviluppo della CCS. Dal 2009 ad oggi sono state costituite alcune istituzioni il cui compito è quello di valutare l'utilizzo della tecnologia in Europa. Da allora sono stati avviati numerosi studi di fattibilità e di impatto economico su questo argomento. Da questi studi sono sorti molti progetti in diversi stati europei, tuttavia nessuno di essi ha mai raggiunto una fase dimostrativa. È stato anche istituito il più grande mercato mondiale delle emissioni a supporto delle tecnologie low

carbon, che si propone di incentivarne l'uso. Questo mercato si basa su una compravendita dei certificati di emissione. Lo scambio di questi certificati dovrebbe portare ad un circolo virtuoso in cui si è portati o ad emettere meno oppure a spendere più soldi comprandosi i certificati (fino ad un tetto massimo stabilito). L'ETS è stato pensato anche per quelle imprese che sono a rischio delocalizzazione se eccessivamente eco-tassate. Ciononostante i progetti CCS continuano ad avere scarso appeal.

Le prospettive europee di questa tecnologia sono perciò soggette a quelle che saranno le politiche europee dei prossimi anni ed allo stato di maturità delle tecnologie CCS di domani. Per poterle attuare è senza dubbio necessario un ripensamento del sistema di contribuzione, altrimenti nessuno vorrà sobbarcarsi gli oneri ed i costi di quello che a molti sembra un salto nel vuoto.





## Capitolo 2

# LE TECNOLOGIE CCS NEL CONTESTO GLOBALE

Nel presente capitolo si affrontano gli aspetti legati al cambiamento climatico, con particolare riferimento ai gas ad effetto serra e, tra questi, il legame tra il biossido di carbonio e le sorgenti di emissione.

Successivamente vengono presentati alcuni dati i quali indicano quali siano i livelli attuali delle emissioni ed i trend futuri, riguardo soprattutto il settore energetico, in virtù della grande quantità di  $CO_2$  prodotta dalla combustione di combustibili fossili per l'approvvigionamento elettrico.

Infine sono esposti alcuni prospetti che riguardano gli scenari previsti per contenere l'aumento della concentrazione di gas serra al fine di mitigare il riscaldamento del pianeta.

### 2.1 Il cambiamento climatico in atto

Tutte le evidenze in possesso della comunità scientifica dimostrano in modo inequivocabile che il contesto climatico in cui viviamo è in continuo cambiamento, sia a causa dei cicli naturali sia per cause antropiche. In particolar modo, l'aumento delle concentrazioni in atmosfera dei gas ad effetto serra sono considerate tra le maggiori cause del global warming<sup>1</sup> (IPCC 2005).

I resoconti estrapolati dai termometri, dai sedimenti, dai coralli, dagli anelli degli alberi indicano un costante incremento della temperatura globale. Alcuni scienziati sostengono che tale aumento sia dovuto esclusivamente a cicli, a volte più freddi, a volte più temperati, che si verificano nel corso dei millenni, tuttavia il cambiamento di temperatura a cui assistiamo oggi, è un fenomeno che si è verificato in un tempo relativamente breve, circa 100 anni.

---

<sup>1</sup>Le temperature misurate di terra e di oceano mostrano a livello globale un trend lineare di innalzamento delle temperature che va da 0.65 a 1.06 °C nel periodo 1880-2012. L'innalzamento medio di temperatura nello stesso periodo è di 0.85 °C (IPCC Climate Change 2014).

Tale rapidità nel mutamento suggerisce che il fenomeno non sia una normale evoluzione naturale: la temperatura atmosferica media aumenta, i ghiacciai si sciolgono, la piovosità media e le correnti oceaniche cambiano, e gli eventi atmosferici estremi diventano via via più frequenti.

Oltre a questi dati sono inoltre da considerare: l'aumento della frequenza nelle temperature picco, identificate come eventi anomali di innalzamento dei valori rilevati nel corso del periodo oggetto di studio; la frequenza di accadimento del fenomeno El Niño<sup>2</sup>; i mutati scenari biologici.

La temperatura aumenta e di conseguenza si verificano degli incrementi direttamente proporzionali delle precipitazioni e del vapore acqueo<sup>3</sup>, il cambiamento delle correnti del vento ed il decremento del gradiente di pressione media dei mari (Creamer e Gao, 2015).

## 2.2 Il ruolo della $CO_2$ nel cambiamento climatico

È noto come i gas ad effetto serra siano tra le principali cause del riscaldamento globale, ed il loro meccanismo di azione è stato studiato molto nel recente passato. Sebbene essi siano naturalmente presenti in atmosfera, la loro eccessiva concentrazione è direttamente imputabile alle attività dell'uomo (dalla seconda rivoluzione industriale ad oggi<sup>4</sup>), poiché la produzione di tali gas avviene ad un ritmo certamente più elevato di quanto la natura ne emetta e di quanto essa stessa sia capace di assorbire senza conseguenze (IEA World Energy Outlook, 2016).

Tra tutti i GHG (Green House Gasses) la  $CO_2$  è la sostanza immessa in atmosfera in maggior quantità e rappresenta il 77% del volume complessivo dei gas serra. Il costante incremento della concentrazione media di biossido di carbonio in atmosfera è un dato assodato. Negli anni è passata da un valore pari a 280 ppm nell'epoca pre-industriale a 389 ppm alla fine del 2010 (IPCC Climate Change, 2014). La maggior fonte di preoccupazione è il fatto che questo trend sembra destinato a consolidarsi in assenza di politiche di contenimento appropriate. Le concentrazioni di  $CO_2$  raggiungerebbero di questo passo livelli tali da compromettere l'intero ecosistema terrestre.

---

<sup>2</sup>Detto El Niño-Southern Oscillation è un fenomeno che si osserva quando la superficie della parte centrale dell'Oceano Pacifico manifesta un incremento della temperatura di almeno  $0,5^\circ C$  per un periodo di tempo non inferiore ai 5 mesi.

<sup>3</sup>Il vapore acqueo è considerato da alcuni studiosi come il principale gas ad effetto serra. Presente naturalmente nell'atmosfera terrestre in grandi quantità, fa sì che le molecole di  $H_2O$  catturino il calore irradiato contribuendo al riscaldamento del globo.

<sup>4</sup>È stato dimostrato che l'uomo ha aumentato la concentrazione della  $CO_2$  nell'atmosfera atmosferica di oltre un terzo dall'inizio della rivoluzione industriale (<https://climate.nasa.gov/causes/>).

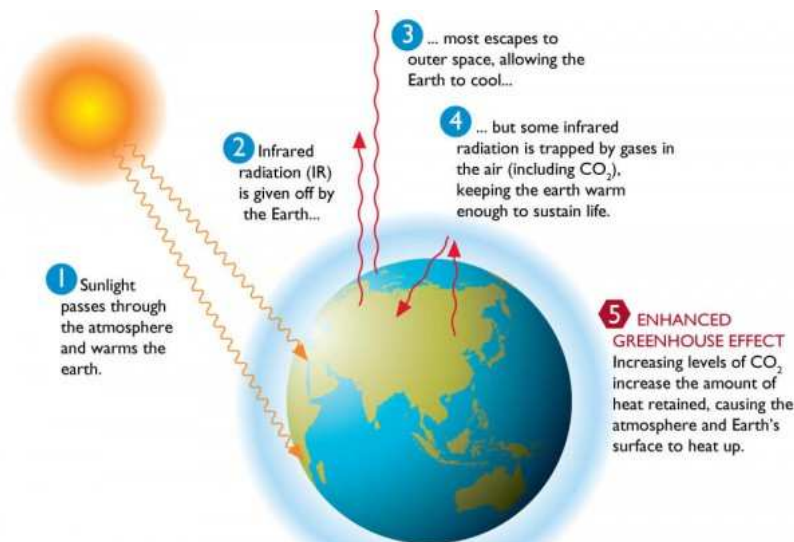


Figura 2.1: Il meccanismo di azione della  $CO_2$  come gas serra. (Fonte: <http://www.co2crc.com.au/>)

Si prevede che, entro il 2100, l'innalzamento delle temperature possa arrivare fino a  $5.8\text{ }^\circ\text{C}$ . (IPCC, 2014). Si ritiene, inoltre, che per limitare il surriscaldamento globale, contenendo l'aumento di temperatura al di sotto dei  $2\text{ }^\circ\text{C}$ , la concentrazione di  $CO_2$  debba mantenersi al di sotto delle 450 ppm<sup>5</sup>.

Questo target ambizioso, riconosciuto in occasione della Conferenza delle Parti di Parigi del 2015 (parte dell'United Nations Framework Convention on Climate Change), impone, tuttavia, delle azioni rapide e mirate, volte soprattutto a limitare le emissioni di GHG.

È evidente come l'obiettivo di ridurre le emissioni, al fine di limitare il cambiamento climatico debba passare necessariamente attraverso la diminuzione della  $CO_2$  immessa in atmosfera (IEA Technology Roadmap, 2013).

È altrettanto chiaro che le modificazioni climatiche rappresentino un importante *key driver* per lo sviluppo delle tecnologie di abbattimento delle emissioni, quali le tecnologie CCS.

<sup>5</sup>A marzo 2017 il biossido di carbonio ammonta a 407.05 ppm ([www.co2.earth](http://www.co2.earth))

## 2.3 La situazione energetica globale

Secondo l'*IEA Key Statistics 2016*, dal 1973 al 2014 il fabbisogno di energia primaria (Total Primary Energy Supply) è aumentato da circa 6101 Mtoe a circa 13699 Mtoe<sup>6</sup>, (il doppio rispetto a 30 anni fa).

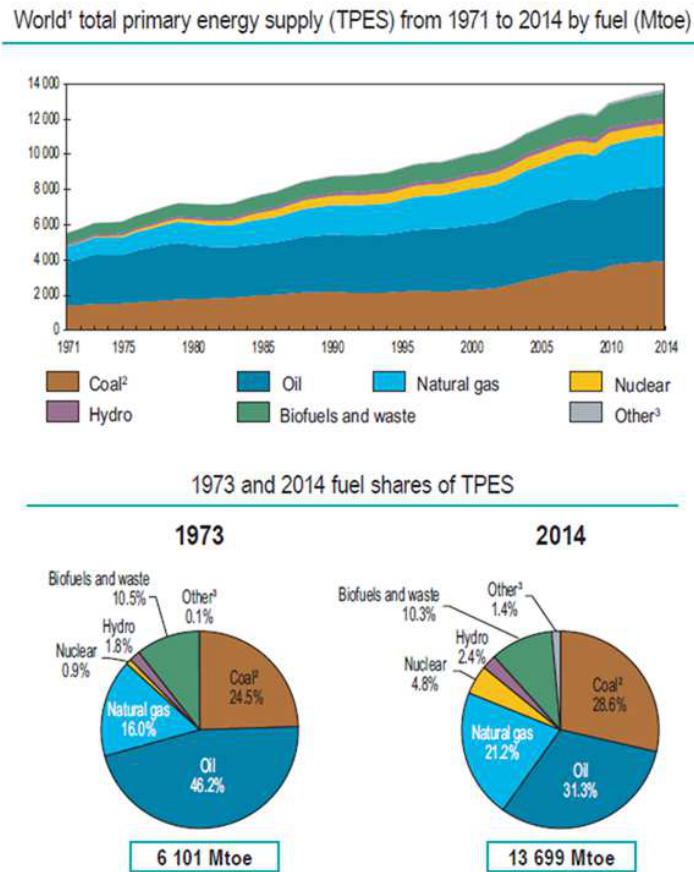


Figura 2.2: L'andamento della domanda di energia primaria dal 1973 al 2014. (Fonte: IEA 2016)

<sup>6</sup>Il toe è un'unità di energia definita come la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo. Essa ammonta a circa 42 GJ o 11.63 MWh (alcune fonti si discostano in modo marginale da queste cifre).

Gran parte della domanda di energia oggi è soddisfatta grazie al ricorso ai combustibili fossili (per circa l'81.1%), di cui fanno parte carbone 28.6%, petrolio 31.3% e gas naturale 21.2%.

Interessante è inoltre analizzare la componente relativa alla generazione elettrica. Qui il primato spetta al carbone che contribuisce a produrre il 40.8% dell'elettricità nel mondo, seguito da gas naturale con il 21.6% e dall'idroelettrico con il 16.4%. Da ciò si può dedurre come i combustibili fossili siano la principale fonte di sostentamento della produzione elettrica mondiale. Considerando quantomeno il mantenimento dei livelli attuali di output, è quindi impensabile considerare una generazione elettrica dalle sole sorgenti rinnovabili, in un periodo di tempo molto breve.

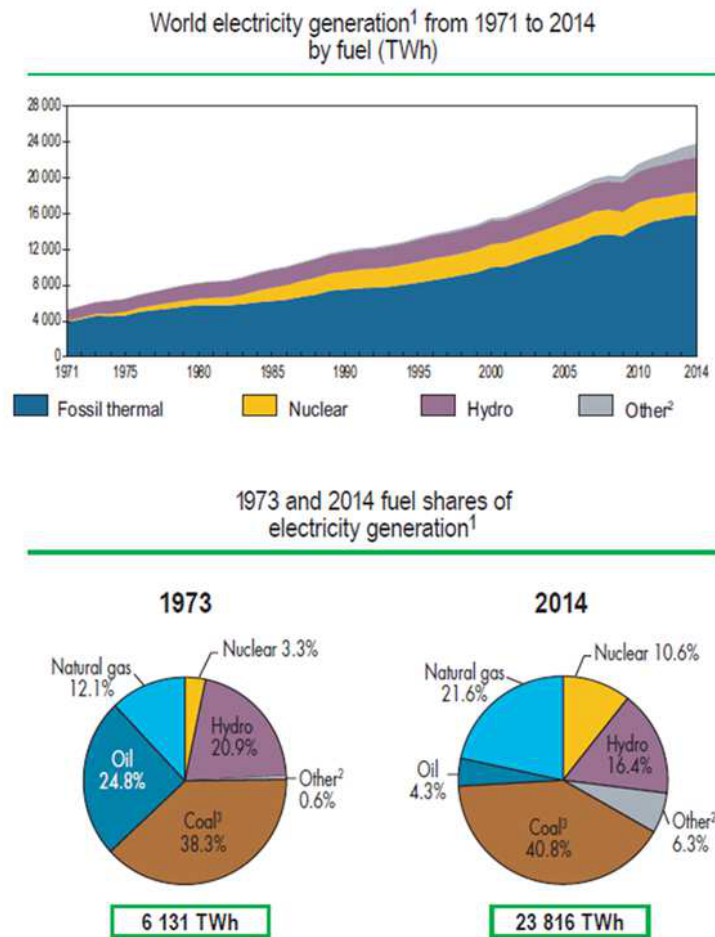


Figura 2.3: Generazione energia elettrica dal 1973 al 2014. (Fonte: IEA 2016)

Per quanto concerne invece le emissioni, il dato riguardante i combustibili fossili mostra come si sia passati dalle 15458 Mt (nel 1973) alle attuali 32381 Mt<sup>7</sup> di  $CO_2$ . Tali misurazioni diventano maggiormente significative quando si considera che le economie in via di sviluppo (non-OECD<sup>8</sup>) pesavano il 33.4% nel 1973 ed attualmente pesano per il 63.4% sempre per quanto concerne le emissioni. Il che, in un'ottica di ulteriore crescita economica di questi paesi e, considerata la numerosità delle popolazioni che vive in questi stati<sup>9</sup>, potrebbe assumere risvolti preoccupanti (IEA 2016).

## 2.4 Trend futuri

La International Energy Agency stima che la generazione di energia elettrica aumenterà di due terzi nel 2040, per soddisfare l'incremento della domanda.

Allo stesso modo la domanda di energia primaria mondiale è destinata a crescere passando dagli attuali 13684 Mtoe ai 17866 Mtoe nel 2040<sup>10</sup> con un incremento del 30.6% prevedendo un contributo significativo dei combustibili fossili (pari al 78% nel 2025).

In base a tali proiezioni, il carbone, in particolare, è destinato a coprire il 23.2% della domanda primaria nel 2040, trascinato soprattutto dai Paesi asiatici come Cina e India nei quali è destinato a rimanere la maggior fonte di energia. Ad ulteriore conferma di questo trend è il fatto che gli investimenti in impianti di produzione di energia da combustibili fossili è destinato a rimanere pressoché costante (1065 contro i 1112 miliardi di dollari<sup>11</sup>), prevalentemente a causa degli impianti appena completati ed in costruzione nei paesi non-OECD (WEO 2016).

Il carbone, così come le altre fonti non rinnovabili, rimangono di conseguenza un punto fermo nei processi di generazione elettrica globale, anche se l'Europa (ed i paesi OECD in generale) assisterà ad un declino nel suo utilizzo.

---

<sup>7</sup>Milioni di tonnellate di biossido di carbonio emesse.

<sup>8</sup>Paesi non facenti parte dell'*Organisation for Economic Co-operation and Development*

<sup>9</sup>Su una popolazione totale di 7.3 miliardi i paesi sviluppati consistono in 1.25 mld di individui ossia il 17%. (World Population Prospects 2017)

<sup>10</sup>Nel *New Policies Scenario*

<sup>11</sup>Dati al cambio 2015

## 2.5 Gli scenari previsti

La IEA stima che nonostante gli impegni assunti da molte nazioni per il contenimento delle emissioni di gas serra, non si sia ancora in grado di centrare l'obiettivo dei 2°C (COP21 Parigi, 2015).

L'analisi del contesto globale delle emissioni relative alla produzione di energia e alla produzione industriale mostra come sia opportuno mantenere le emissioni di gas serra al di sotto delle 42 Gt  $CO_2$ -eq<sup>12</sup> nel 2030, mantenendo 35 Gt provenienti da combustibili fossili. Anche considerando gli impegni delle nazioni NDC<sup>13</sup> al COP21, le emissioni totali sarebbero comunque tali da portare ad un aumento di 2.7°C per il 2100.

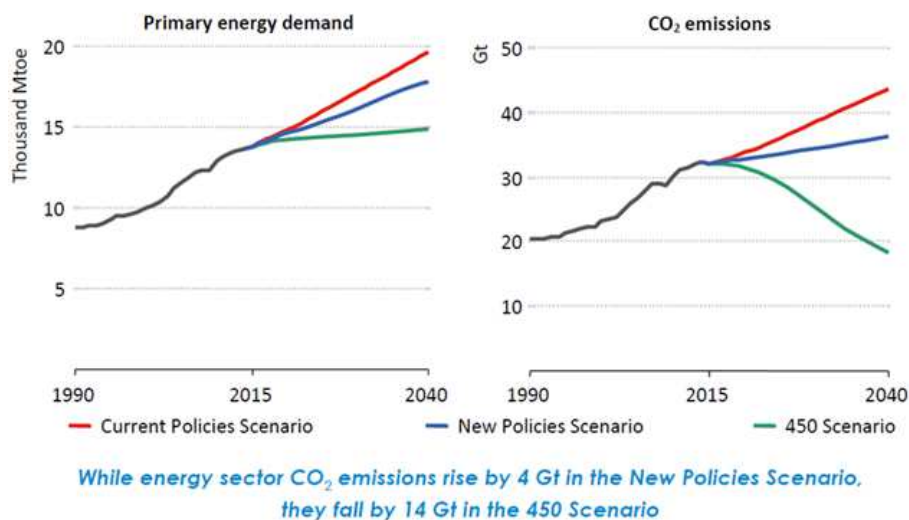


Figura 2.4: La domanda di energia primaria e le emissioni di  $CO_2$  secondo gli scenari previsti dalla IEA.

<sup>12</sup>Il Carbon dioxide equivalent (CDE) è una misura utilizzata per descrivere quanto surriscaldamento globale può provocare un determinato tipo di gas serra, utilizzando la quantità funzionalmente equivalente anidride carbonica ( $CO_2$ ) come riferimento (Climate Change 2013: The Physical Science Basis, 2013).

<sup>13</sup>I Nationally Determined Contributions (NDC) sono le nazioni che hanno firmato l'accordo di Parigi (IEA WEO, 2016)

Nel *New Policies Scenario*, il quale riflette gli impegni degli NDC<sup>14</sup>, le emissioni globali di  $CO_2$  con riferimento al 2040, sono destinate ad aumentare di 4 Gt di  $CO_2$  e l'intensità delle emissioni passa da 515 a 335  $gCO_2/kWh$ <sup>15</sup>. Le previsioni evidenziano come le fonti fossili ammonterebbero al 74% del sistema energetico.

D'altra parte nel *450 Scenario*<sup>16</sup>, le emissioni dovute al settore energetico avrebbero un picco intorno al 2020 per poi assestarsi intorno alle 18 Gt nel 2040 e nel contempo l'intensità di emissione raggiungerebbe gli 80  $gCO_2/kWh$ . Le fonti fossili in questo caso ammonterebbero al 58%.

Nelle figure seguenti risulta evidente che nel *450 Scenario* le emissioni di  $CO_2$  calerebbero drasticamente rispetto al *New Policies Scenario*.

L'ottenimento di questi risultati implica una maggior diffusione delle energie rinnovabili nel settore elettrico, l'adozione più ampia possibile delle politiche di efficienza energetica e delle forme di trasporto a basse emissioni di carbonio ed inoltre si considera fondamentale l'uso delle tecnologie di cattura e dello stoccaggio del carbonio nel settore dell'energia e dell'industria (IEA 2016).

---

<sup>14</sup>Il *New Policies Scenario* del World Energy Outlook è lo scenario di base della IEA. Esso tiene conto degli impegni di massima che sono stati assunti dai paesi per quanto riguarda le politiche ed i piani, e prevede di eliminare gradualmente i sussidi fossili di energia, anche se le misure per attuare tali impegni devono ancora essere identificate o annunciate (fonte sito IEA).

<sup>15</sup>Valore delle emissioni in relazione al kilowatt ora prodotto.

<sup>16</sup>Il *450 Scenario* definisce un percorso energetico coerente con l'obiettivo di limitare l'aumento globale della temperatura a 2°C limitando la concentrazione di gas serra nell'atmosfera a circa 450 ppm di  $CO_2$ .



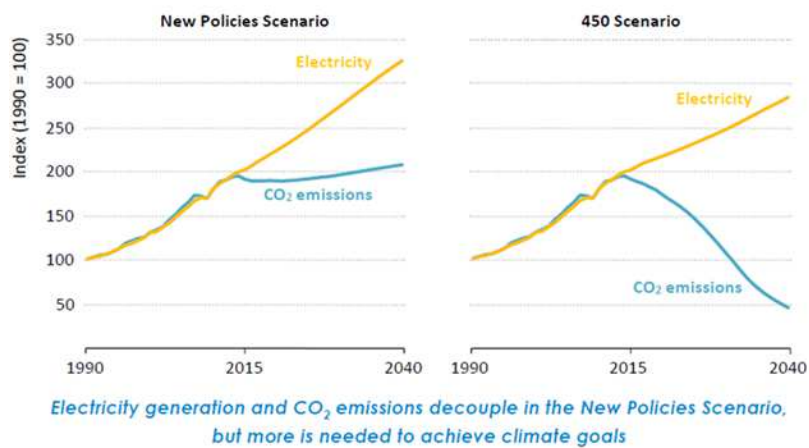


Figura 2.5: Confronto tra produzione di energia elettrica e le emissioni di  $CO_2$  nei due scenari. (Fonte: IEA 2016)

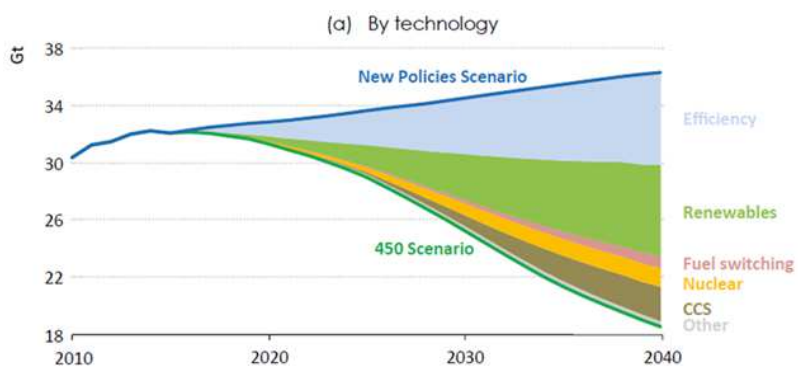


Figura 2.6: Tecnologie adottabili per ridurre il gap di emissioni tra i due scenari. (Fonte: IEA 2016)



## Capitolo 3

# LE TECNOLOGIE DI CATTURA E STOCCAGGIO DELL'ANIDRIDE CARBONICA

L'insieme delle tecnologie CCS, o *Carbon Capture and Storage*, è una tecnologia che consente la cattura dell'anidride carbonica dalle sorgenti di emissione, il successivo trasporto tramite gasdotto o nave ed, infine, lo stoccaggio sotterraneo sicuro e permanente, così da impedirne la re immissione in atmosfera, al fine di limitare il cambiamento climatico di origine antropica.

La catena CCS si compone di tre fasi:

1. La cattura del biossido di carbonio laddove viene emesso (in modo particolare dagli impianti *emission-intensive*<sup>1</sup>)
2. Il trasporto del fluido prodotto dalla prima fase, previa compressione;
3. Lo stoccaggio dello stesso nelle formazioni del sottosuolo.

---

<sup>1</sup>Si definiscono *emission-intensive* quelle fonti di emissione che hanno un elevato tasso medio di emissione di uno specifico inquinante, in relazione all'attività svolta.

### 3.1 La cattura della $CO_2$

Lo scopo della cattura della  $CO_2$  è quello di prelevare il biossido di carbonio presente nella miscela di gas che è coinvolta a monte o a valle nei processi di combustione.

Il prodotto finale di questa fase è una corrente concentrata di anidride carbonica ad alta pressione, che possa successivamente essere trasportata verso il sito di stoccaggio. Una corrente non sufficientemente concentrata può tecnicamente essere trasportata ma i costi associati al trasferimento rendono l'operazione poco praticabile. Inoltre, la presenza di impurità potrebbe compromettere il funzionamento dell'impianto e/o rendere la manutenzione troppo costosa.

In definitiva, nel processo di cattura, è indispensabile produrre una corrente pressoché pura e concentrata di  $CO_2$ .

#### 3.1.1 Le tecnologie di cattura

Da un punto di vista prettamente tecnico esistono diverse modalità di cattura della  $CO_2$ .

Ciascuna di queste tecniche di cattura coinvolge diversi metodi di separazione del fluido gassoso.

Per l'approfondimento della trattazione consideriamo un impianto di produzione elettrica da combustibili fossili.

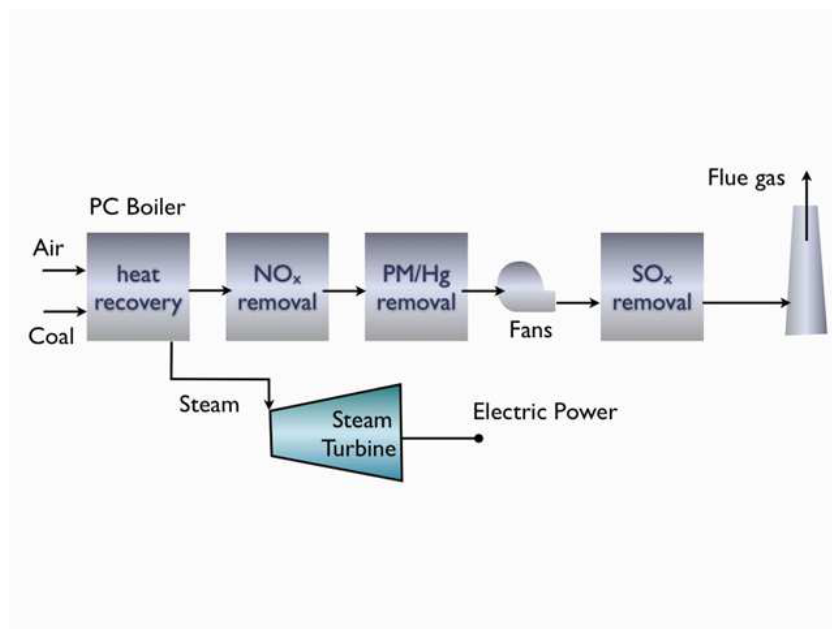


Figura 3.1: La figura mostra uno schema semplificato dell'impianto operante a polverino di carbone. (Fonte: Smit et al. 2014)

Come si può osservare nella figura 3.1, nella fase di generazione di vapore vengono miscelati combustibile (ad esempio carbone polverizzato) e comburente (aria), che daranno vita al processo di combustione.

Il calore risultante è trasferito, in gran parte, al fluido evolvente, il quale viene per l'appunto trasformato in vapore. Quest'ultimo viene condotto ad una turbina nella quale evolve abbassando la sua entalpia, producendo un lavoro meccanico, solo successivamente convertito in energia elettrica.

Semplificando ancor più i concetti si potrebbe considerare la seguente equazione:



Questa tuttavia risulta una banalizzazione, infatti, il carbone non contiene soltanto carbone ed idrogeno, ma tanti altri elementi e, così, anche per l'aria immessa la quale non consiste di ossigeno puro.

Nella pratica altri elementi sono coinvolti nel processo, quali azoto, zolfo ed alcuni metalli. Le sostanze formate da queste impurità devono essere rimosse prima che il fluido gassoso sia immesso in atmosfera, secondo le normative vigenti. In particolare  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ , particolato, e metalli pesanti (quali il mercurio<sup>2</sup>) sono rimossi dai dispositivi previsti, per ridurre l'impatto ambientale di questi inquinanti.

L'abbattimento di queste sostanze si rivela dispendioso, in termini energetici e, di conseguenza, economici.

La cattura del biossido di carbonio avviene, come per queste molecole, all'interno del sistema descritto e può avvenire, a livello concettuale prima o dopo la combustione, secondo i meccanismi che vedremo in seguito.

### Cattura in post-combustione

Un primo tipo di tecnica di cattura, c.d. "post combustione", avviene a valle del processo di combustione.

È considerato il modo più semplice per rimuovere la  $\text{CO}_2$ , prevalentemente a causa del fatto che l'infrastruttura necessaria alla cattura può essere facilmente installata negli impianti già esistenti, modificandone solo la parte relativa all'uscita del gas esausto (IPCC, 2005). La cattura in post-combustione opera nella modalità visibile nella figura 3.2.

In pratica, nel caso degli impianti a combustibili fossili, si può adattare, in maniera relativamente semplice ed economica, la tecnologia CCS in questa configurazione, consentendone, inoltre, un allungamento della vita utile (ZEP 2011). Tuttavia, volumi consistenti di gas combusti da trattare (circa  $56\,600\text{ m}^3$  al minuto per un impianto da 550 MWe) potrebbero rendere problematica l'applicazione anche in caso di *retrofitting*.

---

<sup>2</sup>Le centrali termoelettriche sono le maggiori responsabili dell'immissione del mercurio in atmosfera.

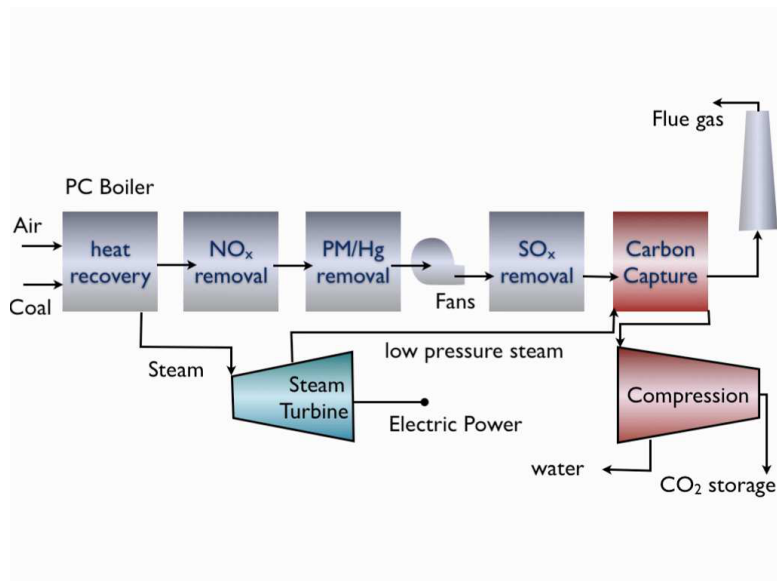


Figura 3.2: Schema dell'impianto di cattura in post-combustione in una centrale termoelettrica. (Fonte: Smit et al. 2014)

Un aspetto importante da considerare è che la diluizione della  $CO_2$  nei gas combusti è relativamente elevata se si tratta di impianti a carbone (12-14% in volume per il DOE, 2-25% per la IEA), ma non lo è altrettanto per quanto riguarda gli impianti a gas in cui la concentrazione di  $CO_2$  nei fumi è minore.

Allo stesso modo la presenza di tracce di impurità nei fumi (PM,  $SO_2$ ,  $NO_x$ , ecc) comporta la perdita di efficienza del processo di separazione. Ad esempio, il processo di separazione a base di solventi è fortemente influenzato dalla presenza di tali sostanze.

## Cattura pre-combustione

La cattura in pre-combustione avviene operando la decarbonizzazione del combustibile fossile prima della fase di combustione.

L'idea alla base è quella di bruciare ossigeno puro invece dell'aria, la quale, contiene diversi gas<sup>3</sup>.

Il prodotto della combustione in questo caso sarebbe acqua ed anidride carbonica (che costituisce anche l'80% in volume della miscela), il che risulterebbe vantaggioso nel processo di separazione della  $CO_2$ , potendo condensare l'acqua in maniera relativamente semplice. Negli impianti a combustione in ossigeno il camino è virtualmente assente ed è possibile ottenere il totale abbattimento di tutti gli inquinanti normali (la  $CO$  e gli  $NO_x$ ).

Tuttavia per ottenere ossigeno puro si dovrebbe operare una separazione dell'ossigeno dall'aria (con una purezza del 95-99%), cosa che ad oggi è fatta dal processo di separazione criogenica, il quale è molto dispendioso ed energivoro (Smit et al. 2014).

Le ricerche in questo ambito stanno cercando di sviluppare materiali che possano compiere la separazione in modo più efficiente. Bisogna inoltre considerare come i costi di ampliamento dell'impianto sarebbero decisamente elevati per cui la pre combustione risulta non adatta al retrofit.

Si pensa invece di utilizzare suddetto sistema negli eventuali impianti di prossima concezione, includendolo all'interno del disegno iniziale (Kuckshinrichs e Hake 2015).

La cattura in pre-combustione può essere sviluppata a sua volta in diverse tipologie di impianti:

- ossicombustione;
- integrated gasification combined cycle (IGCC);
- chemical looping.

---

<sup>3</sup>Normalmente l'aria è una miscela di diversi gas tra cui  $N_2$ ,  $O_2$ , Ar,  $CO_2$  ed altri.

**Ossicombustione** In questo primo caso l'ossigeno puro è ottenuto dall'Air Separating Unit (ASU) mediante separazione criogenica.

La combustione di carbone e ossigeno, tuttavia, comporta delle temperature troppo alte perché questa tecnologia possa essere utilizzata nei moderni boiler, soprattutto per quanto concerne i materiali normalmente impiegati. Materiali diversi da quelli comuni potrebbero essere utilizzati, ma i costi necessari a produrli inevitabilmente lieviterebbero.

In alcuni sistemi si pensa di ridurre la temperatura attraverso il ricircolo del fluido gassoso (per circa il 70-80%), successivamente mischiato con l'ossigeno proveniente dall'ASU (ZEP 2011).

Un ulteriore problema è che in un impianto a polverino di carbone (PC) si utilizza un boiler che non dispone del *selective catalytic reactor*<sup>4</sup> per controllare le emissioni di  $NO_x$  (Smit et al. 2014).

L'ossicombustione è applicabile a qualsiasi configurazione della caldaia, essendo le fasi di start-up, carico e shutdown simili a quelle di un impianto convenzionale. Tuttavia l'appealing di tale tecnologia è limitato dai notevoli consumi energetici associati alla sezione di separazione criogenica dell'aria e alla mancanza di esperienza di esercizio su larga scala (Kuckshinrichs et Hake 2015).

Ad oggi, l'ossicombustione a scopi di generazione elettrica è stata dimostrata solo su scala inferiore a 10 MWe.

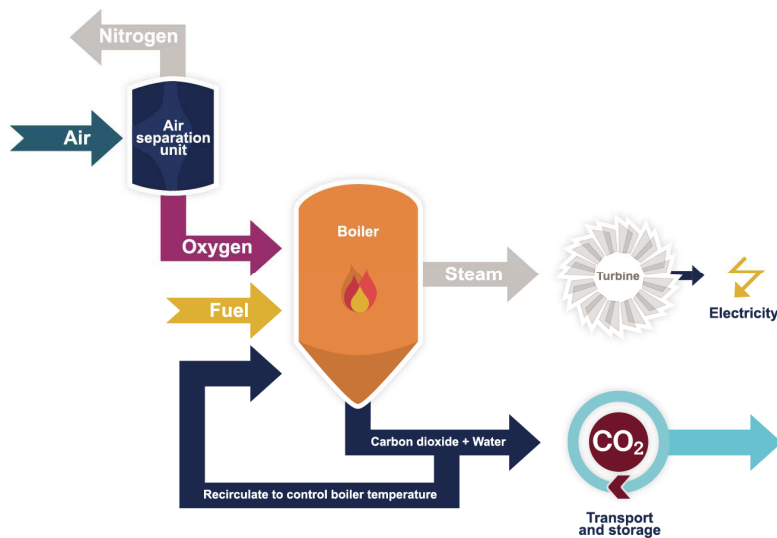


Figura 3.3: Schema dell'impianto di cattura in ossicombustione. (Fonte: [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu))

<sup>4</sup>Il *selective catalytic reactor* è un dispositivo comunemente utilizzato per la rimozione degli ossidi di azoto.



**IGCC** La tecnologia IGCC si basa sulla conversione del combustibile in *Syngas*.

Il *Syngas* è una miscela di CO e di  $H_2$ , ed è prodotto da un'ossidazione parziale del carbone in un gassificatore.

Un reattore di scambio, che converte l'acqua e il monossido di carbonio in idrogeno ed anidride carbonica, è utilizzato per aumentare l'ammontare di idrogeno. Prima che il combustibile raggiunga il bruciatore, la  $CO_2$  è separata dall'idrogeno e, quest'ultimo, è successivamente bruciato per produrre il calore necessario a generare vapore (Smit et al. 2014).

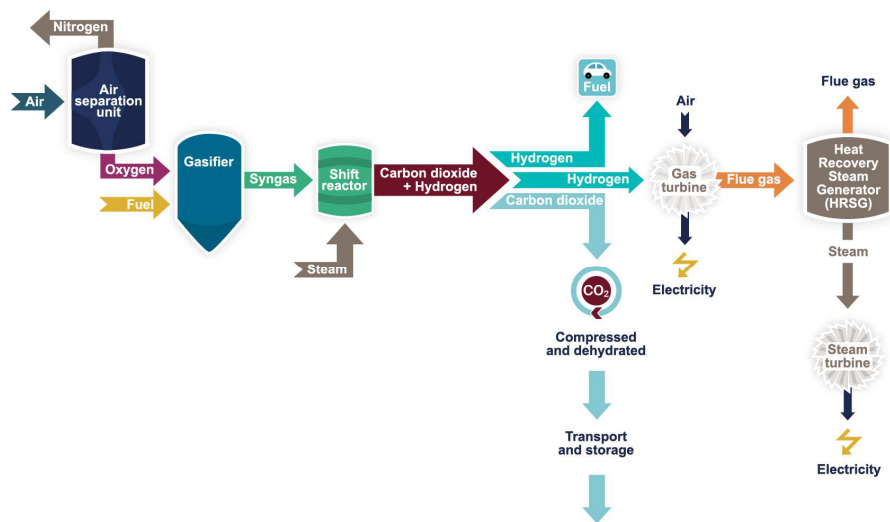


Figura 3.4: Schema dell'impianto di cattura in IGCC. (Fonte: [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu))

**Chemical Looping** Nel sistema del *chemical looping* si separa il processo di combustione in due reattori distinti.

L'ossigeno è prelevato dall'aria dal primo reattore e, solo successivamente, trasportato al secondo reattore, dove avviene la combustione vera e propria e dove viene prodotta la  $CO_2$ . In questo schema non c'è commistione di  $N_2$  con il fluido gassoso, infatti la combustione coinvolge solo ossigeno ed acqua.

L'aspetto chiave del processo è il metodo di separazione del processo di combustione. L'idea è quella di utilizzare dei metalli per trasportare l'ossigeno da un reattore all'altro (Smit et al. 2014). Nel reattore di ossidazione, il metallo (Me) dovrebbe reagire con l'ossigeno presente nell'aria. In seguito il metallo dovrebbe essere trasportato al reattore di riduzione per reagire con il combustibile. Dopo la reazione il metallo dovrebbe essere portato indietro al primo reattore chiudendo così il cerchio.

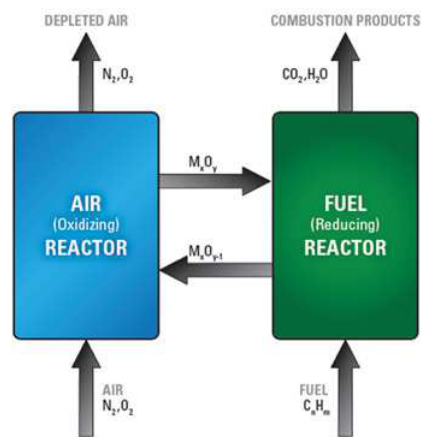


Figura 3.5: Schema dell'impianto di cattura chemical looping.

## 3.2 I processi di separazione del gas

In questo paragrafo vedremo i principali processi chimici alla base del meccanismo di cattura della  $CO_2$ .

Essi consistono in tre diversi approcci:

- assorbimento liquido;
- adsorbimento solido;
- utilizzo di membrane.

### 3.2.1 Assorbimento liquido

L'idea alla base del meccanismo dell'assorbimento liquido non è nuova, infatti già nel 1930 Bottoms<sup>5</sup> brevettò una tecnologia in grado di pulire il gas naturale dalle sue impurità. Tale processo si chiama *amine scrubbing process*, ed è molto simile a quanto viene utilizzato oggi per assolvere il compito di cattura della  $CO_2$ .

Questo processo consiste di due parti: l'*absorber* e lo *stripper*.

Il processo si svolge nelle seguenti modalità.

Il fluido gassoso entra dal fondo dell'*absorber* e salendo per il cilindro incontra sulla sua strada una serie di piastre forate, il cui compito è quello di indirizzare il gas lungo la sua risalita.

Il solvente chimico entra dalla sommità del cilindro e scende nella direzione opposta a quella del fluido gassoso.

Le piastre sostengono il solvente e fanno sì che il fluido, passante attraverso i fori, debba necessariamente entrare in contatto con il solvente, il quale assorbe la  $CO_2$ .

Una volta saturato il solvente esso viene rimosso dall'*absorber* e viene mandato allo *stripper*, il quale ha il compito di rigenerare il solvente per poterlo riutilizzare.

Il meccanismo di rigenerazione del solvente è l'esatto contrario del lavoro svolto dall'assorbitore. Il solvente, questa volta, viene calato dall'alto e grazie all'aggiunta di calore (sotto forma di vapore) il solvente libera l'anidride carbonica, così come parte del solvente viene fatto bollire. Solvente e  $CO_2$  salgono attraverso il cilindro dove il primo viene condensato e permettendo alla  $CO_2$  di essere prelevata per le successive operazioni. Il solvente rigenerato è così reinitettato nell'*absorber*. Parte del calore utilizzato durante la fase rigenerativa è poi recuperato attraverso uno scambiatore di calore prima che il solvente sia riutilizzato.

---

<sup>5</sup>*Process for separating acidic gases* brevetto US 1783901 A del 2 dicembre del 1930.

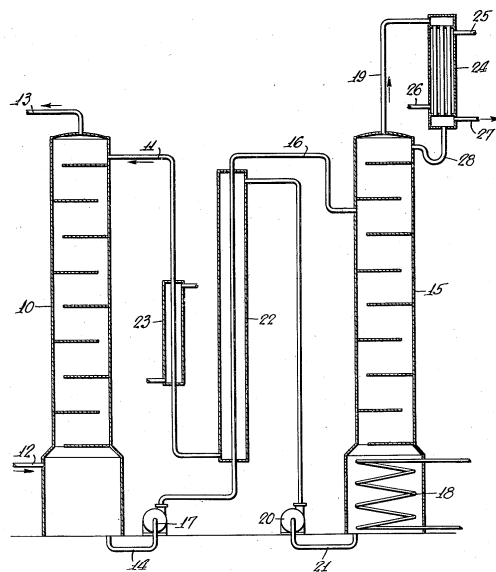
Dec. 2, 1930.

R. R. BOTTOMS

1,783,901

PROCESS FOR SEPARATING ACIDIC GASES

Filed Oct. 7, 1930



INVENTOR  
*Robert Roger Bottoms*  
BY  
*Dean Foubert, Fresh & Foster*  
ATTORNEYS

Figura 3.6: Brevetto Bottoms 1930.

Tuttora il design del processo di cattura si basa su due aspetti principali: la morfologia delle piastre e l'interazione solvente-gas.

Il primo aspetto riguarda sostanzialmente la dimensione (l'area) delle piastre, la quale deve consentire un maggior attraversamento e, di conseguenza, una maggior interazione tra solvente e fluido gassoso.

Il secondo aspetto riguarda la differenza di concentrazione del gas nel solvente e quella di equilibrio tra i due.

Di conseguenza risultano molto importanti nella progettazione del sistema le geometrie dell'*absorber*, dello *stripper* e delle piastre e le caratteristiche chimiche del solvente.

La sperimentazione avviene con diverse tipologie di *absorber*, quali:

- *plate tower*: in il principio di funzionamento è molto simile a quello già illustrato;
- *packed column*: in cui le varie piastre sono appunto impaccate l'una sopra l'altra per incrementare la superficie di contatto. Il fluido ed il solvente sono forzatamente messi a contatto tramite dei percorsi stretti ed obbligati;
- *spray column*: in cui il solvente è spruzzato a più livelli sul fluido in salita attraverso la colonna;
- *bubble column*: in cui il gas viene fatto bollire attraverso un contenitore di solvente liquido.

Per quanto riguarda invece i solventi, ad oggi, per questa operazione sono utilizzate ammine MEA (monoetanolammine), enzimi e liquidi ionici. Considerando un impianto da 500 MW il quantitativo di  $CO_2$  da catturare ammonta a circa  $4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  al giorno (Smit et al. 2014). Appare chiara quindi l'importanza di costituire un processo di cattura che sia in grado di gestire una mole di lavoro simile.

Detto questo è importante considerare un aspetto molto problematico: la velocità con cui tutto ciò avviene.

Il processo di separazione è molto lento in quanto necessita di tempo affinché la  $CO_2$  passi da una fase gassosa ad una fase liquida. Di conseguenza per quello che concerne l'ingegneria del processo è necessario fare tutto ciò che è in nostro possesso per aumentare l'interfaccia di cattura, ma poco possiamo fare nei confronti di questo problema.

Un ulteriore motivo di preoccupazione è il fatto che il fluido gassoso ideale considerato è composto da  $CO_2$  ed  $N_2$ , tuttavia, nella realtà, in esso vi sono presenti tracce non trascurabili di altri elementi quali  $O_2$  o  $SO_x$ . Questi ultimi, in particolare, reagiscono con le ammine utilizzate come solvente e ne causano una sua progressiva degenerazione, comportando difficoltà notevoli relativamente alla loro sostituzione nel tempo.

Le ammine, inoltre, reagiscono con l'acciaio al carbonio di cui sono fatti i componenti fisici del sistema rendendone perciò necessaria una riprogettazione con materiali inerti. Non bastasse ciò vi potrebbero essere problemi di impatto ambientale, qualora il solvente fosse inavvertitamente rilasciato in atmosfera. L'assorbimento liquido è usato, per lo più, in combinazione con i sistemi in post-combustione.

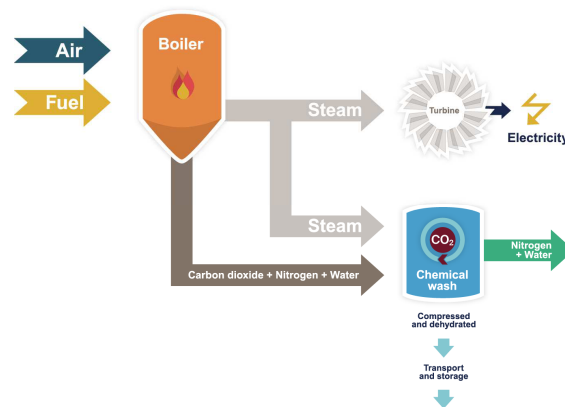


Figura 3.7: Il processo di assorbimento abbinato alla post-combustione. (Fonte [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu))

### Il problema dell'acqua

Il problema dell'ingente quantità di acqua necessaria al funzionamento del sistema si può riassumere in: più anidride carbonica deve essere catturata più acqua è necessaria per la fase di rigenerazione. Con l'aggiunta delle apparecchiature di cattura della  $CO_2$ , la quantità di acqua richiesta potrebbe più che raddoppiare rispetto a quella utilizzata per il raffreddamento termico. Va considerato che il prelievo di acqua, allo scopo di produrre elettricità, ammonta a circa il 39% del totale dell'acqua dolce prelevata dagli stati Uniti nel 2000 (DOE), pertanto non è pensabile sostituire il problema dell'aumento dell'anidride carbonica con il problema della mancanza di acqua. Tutto ciò, inoltre, può rendere questi sistemi difficilmente sfruttabili in particolari condizioni operative. Risulterebbe, quindi, inapplicabile in impianti collocati in zone aride (Global CCS Institute 2016).

### 3.2.2 Adsorbimento solido

Come nel caso precedente, anche in questo caso ci troviamo di fronte ad un metodo già utilizzato. Ad esempio, sono comunemente utilizzati carboni attivi per svariati compiti, oppure gel di silice per assorbire l'umidità. Materiali nanoporosi, come le zeoliti o i Metal Organic Frameworks (MOFs), grazie alla loro struttura ed in determinate condizioni di pressione e temperatura, permettono la cattura dell'anidride carbonica.

Il processo di adsorbimento può essere svolto in due modi.

Il primo di essi, chiamato *fixed bed*, consiste nel far entrare il fluido gassoso in una matrice di materiale solido che assorbe selettivamente la  $CO_2$ . Il gas uscente è una corrente pressoché pura di  $N_2$  mentre l'anidride carbonica catturata è trattenuta nella matrice. Questo processo continua fino a quando la matrice non arriva a saturazione. A questo punto il processo si inverte permettendo la rigenerazione della matrice. La rigenerazione può essere effettuata sia mediante un aumento della temperatura che diminuendo la pressione parziale della  $CO_2$ , per esempio introducendo del gas purificato. A questo punto la  $CO_2$  può essere catturata e prelevata.

Il problema principale del suddetto processo consiste in una produzione *batch*, la quale necessita di continue interruzioni al fine di consentire il completamento dell'operazione. Qualora il processo venga utilizzato in un impianto di produzione di energia elettrica è chiaro quali possano essere i limiti di applicabilità dello stesso, soprattutto per quanto concerne la scala dell'impianto.

Di conseguenza quello che rimane da fare è moltiplicare i componenti così da poterne assicurare una turnazione, in cui uno o più elementi siano in fase di cattura ed uno o più in fase di rigenerazione. Appare perciò un metodo molto poco applicabile per quanto concerne l'efficienza e la scalabilità.

Il secondo sistema consiste nel c.d. *fluidized bed*, il quale sistema è molto più complicato dal punto di vista della fluidodinamica e da un punto di vista operativo. L'idea di fondo è che un materiale solido a grana molto fine si comporti dinamicamente come un liquido. Il suo funzionamento di massima è dato dall'attraversamento di particelle solide da parte del gas. In pratica, questo significa far precipitare le particelle dalla sommità di un contenitore facendo sì che la loro ricaduta, per gravità, le metta in contatto con il gas, proveniente dal basso, consentendo l'assorbimento della  $CO_2$ . Una volta raggiunto il fondo le particelle vengono immerse in un rigeneratore per essere riutilizzate nuovamente con lo stesso procedimento, il vantaggio di questo sistema sta nel fatto che il processo risulta senza interruzioni.

Un terzo approccio consiste nel c.d. *simulated moving bed*, il quale prevede che venga immesso nel contenitore alternativamente il gas di scarico e il gas purificato invece che muovere le particelle solide. Questo permette di effettuare la rigenerazione senza la spesa di energia necessaria a movimentare le particelle.

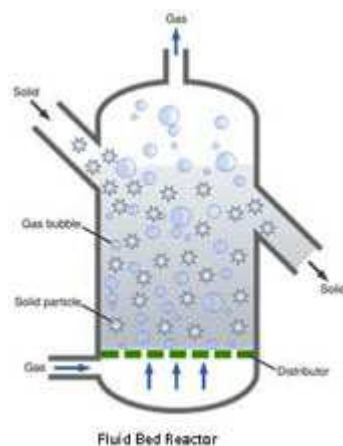


Figura 3.8: Principio di funzionamento di un fluidized bed.

Il processo di adsorbimento, come si è visto, presenta notevoli problematiche di natura economica. L'aspetto principale riguarda i costi per la produzione in grandi quantità di materiali sintetizzati per lo più in laboratorio ed in modeste quantità, ed è molto difficile prevedere quale possa essere il loro costo una volta prodotti in grandi quantità.

L'aspetto secondario concerne i costi operativi, che, come per l'assorbimento, riguardano il consumo di energia necessario alla fase rigenerativa. La ricerca di nuovi materiali per un simile impiego non può prescindere dall'abbattimento di questi costi. Attualmente sono allo studio materiali la cui abbondanza fa ben sperare per la riuscita di sistemi di assorbimento.

## Membrane

I due metodi esposti si basano sostanzialmente sui concetti di solubilità e di capacità di assorbimento.

Una tecnologia alternativa potrebbe essere l'utilizzo di membrane, in questo caso l'aspetto principale del processo è il gradiente di pressione nonché la differenza di potenziale chimico.

Utilizzate nelle più svariate applicazioni, le membrane consistono in una sorta di filtraggio delle molecole: quelle troppo grandi rimangono bloccate, mentre, invece quelle piccole possono attraversare la barriera. Tuttavia se questo fosse l'unico metodo di separazione, due molecole distinte, ma di ugual grandezza, avrebbero la stessa permeabilità. Ciò non può accadere.

In sostanza è necessario considerare un *feed gas*<sup>6</sup> che contiene due diversi componenti, il permeate che attraversa la membrana ed il *retentate* che, invece, non riesce a passare la stessa. La facilità con cui avviene il passaggio è

<sup>6</sup>Gas di alimentazione.



facendo in modo che il permeate sia ricco di  $CO_2$  mentre il *retentate* possieda tutti gli altri componenti della miscela, ossia tutto ciò che è stato introdotto ad eccezione della  $CO_2$ .

La conclusione principale a cui si perviene nell'utilizzo di membrane è che il collo di bottiglia sia nell'efficienza dell'operazione e non nel materiale o nel meccanismo di diffusione scelto, bensì l'energia richiesta dai compressori o dagli aspiratori che organizzano il flusso della miscela. Infatti, la separazione effettuata dalle membrane è fattibile solo operando in certe condizioni di pressione.

Data la mole di gas da purificare si può al massimo sperare di ottenere un rapporto di compressione di 5. Infatti, nonostante il valore migliore di permeabilità, nel miglior materiale oggi disponibile per questa applicazione, la concentrazione di  $CO_2$  in uscita rappresenta al massimo un 50-60%, rendendo necessari diversi passaggi. Per questo motivo per molto tempo si è scelto di non investire in questa forma di cattura. Tuttavia nuove soluzioni stanno rivoluzionando questo approccio.

Un ultimo aspetto riguarda i costi che risultano direttamente proporzionali alla selettività del materiale con cui è fatta la membrana.

### 3.3 Compressione

Per comprendere al meglio le condizioni operative a cui viene effettuata la compressione e per comprenderne i motivi è necessario vedere alcuni aspetti riguardanti l'anidride carbonica.

La  $CO_2$  è incolore e inodore (in basse concentrazioni) con una massa molecolare di 44 g/mol e una densità a pressione e temperatura standard pari a 1.8 kg/m<sup>3</sup>, poiché la  $CO_2$  è più pesante dell'aria e pertanto tende ad "affondare" in assenza di moti convettivi esterni, ad esempio, la rende molto pericolosa per quanto concerne l'asfissia<sup>7</sup>. Passando invece al diagramma di stato possiamo osservare come oltre i 304.1 K e oltre 73.8 bar la  $CO_2$  si presenti in forma supercritica.

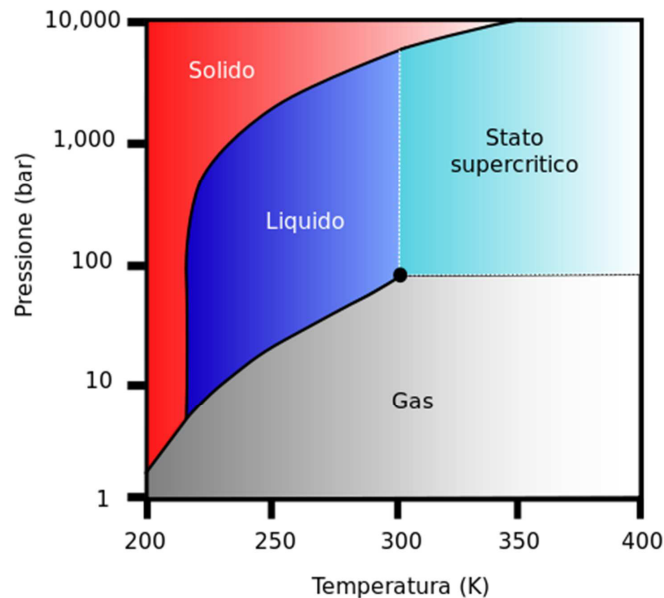


Figura 3.9: Diagramma di fase del  $CO_2$

Il lavoro di pompaggio richiede meno energia poiché non c'è coesistenza liquido-vapore nel fluido, inoltre, una temperatura critica vicina a quella ambiente fa sì che si possa comprimere in un fluido denso senza andare incontro ad un passaggio di fase che potrebbe richiedere più energia. Fortunatamente la  $CO_2$  non si comporta come un gas ideale in tali condizioni, ciononostante questo stadio richiede un contributo energetico significativo (circa 218 kJ/kg) (Smit et al. 2014).

<sup>7</sup>Un disastro ambientale che comportò un elevato numero di morti per asfissia avvenne nel 1986 nei pressi del lago di Nyos in Camerun (Kling et al 1987) Vol 236, Issue 4798

L'anidride carbonica per poter essere facilmente trasportata verso i siti di stoccaggio viene di solito portata ad una pressione di 150 bar (circa 148 atm).

### 3.4 Trasporto della $CO_2$

Il trasporto della  $CO_2$  dai siti di cattura ai siti di stoccaggio rappresenta una fase non molto critica dal punto di vista tecnico-ingegneristico. Il trasporto all'interno di tubazioni è una pratica ormai consolidata da tempo e diffusa soprattutto negli USA dove la  $CO_2$  è impiegata nelle operazioni di EOR<sup>8</sup> (Enhanced Oil Recovery) per incrementare la produttività dei pozzi petroliferi o di gas.

La natura e l'estensione delle infrastrutture di trasporto della  $CO_2$  dipendono da molti fattori, non per ultimo il costo di acquisizione dei permessi (la cosiddetta servitù di passaggio). L'aspetto normativo, infatti, incide profondamente su questioni di ordine tecnico, riguardanti per esempio, le specifiche di purezza della  $CO_2$ , immessa o la classificazione della  $CO_2$  come prodotto di scarto (*waste disposal*)<sup>9</sup>.

Si ricorda, a tal proposito, che la convenzione sulla prevenzione dell'inquinamento marino e la convenzione OSPAR<sup>10</sup> sono state emendate per consentire il trasporto e lo stoccaggio della  $CO_2$ .

Il trasporto avviene principalmente in 2 modi:

- Attraverso pipeline (in superficie o sottomarine) all'interno delle quali l'anidride carbonica si trova in forma supercritica;
- Attraverso navi dove la  $CO_2$  si trova a pressioni inferiori e a temperature più basse; questo sistema, impiegato prevalentemente nell'industria alimentare, presenta alcune inconvenienze tecniche ed economiche.

#### 3.4.1 Trasporto mediante pipeline

Le pipeline per il trasporto della  $CO_2$  onshore ed offshore sono concettualmente costruite nello stesso modo rispetto quelle per la movimentazione degli idrocarburi. Il *know how* di cui si dispone in questo ambito rende il trasporto molto semplice da un punto di vista tecnologico.

---

<sup>8</sup>L'EOR una tecnica di recupero terziaria degli idrocarburi che consiste nell'iniettare determinate sostanze all'interno di un giacimento petrolifero per far affluire maggiori quantità di petrolio verso il punto di estrazione ("Enhanced Oil Recovery" [www.doe.gov](http://www.doe.gov) U.S. Department of Energy).

<sup>9</sup>La  $CO_2$  dal punto di vista normativo è classificata come prodotto di scarto e di conseguenza trattata secondo le normative previste dai singoli governi

<sup>10</sup>Vedere la Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic del 1992 ([www.ospar.org](http://www.ospar.org))

Il vantaggio principale del trasporto via tubo è che esso garantisce una fornitura costante e senza bisogno di accumuli intermedi, che sono economicamente poco convenienti, infatti, le quantità movimentate sono nettamente superiori al caso del trasporto via nave.

La natura e l'estensione della rete di pipeline dipende da molti fattori tra cui la vicinanza tra la sorgente e il sito di stoccaggio, il costo per l'acquisizione dei diritti di installazione della rete, la spesa per l'acquisto dei terreni dei materiali, l'installazione dei vari componenti e i costi operativi e di manutenzione, soprattutto legati ad aspetti di sicurezza.

L'estensione della rete di *pipeline* e gli ingenti investimenti necessari a costruirne, laddove vi sia la necessità, sono un notevole impedimento per la realizzazione della tecnologia CCS.

Limitandosi ai soli Stati Uniti, un lavoro di un gruppo di studio della Pacific Northwest National Laboratory stima che, per ottemperare agli obiettivi dell'IPCC (concentrazione della  $CO_2$  sotto i 450 ppm), servirebbero ulteriori gasdotti dedicati per un totale di 37.000 km.

In Europa per ottemperare agli stessi limiti, occorrerebbe realizzare entro il 2030 una rete di gasdotti capace di trasportare 400 Mt/anno (McKinsey, 2009).

Infine, un aspetto importante concerne i costi di trasporto che sono, come in precedenza accennato, connessi alla purezza del fluido da trasportare. Le impurità possono compromettere le tubazioni rendendo necessari trattamenti di essiccazione e l'utilizzo di materiali costosi per le costruzioni al fine di renderli inattaccabili dalle stesse.

### 3.4.2 Trasporto mediante nave

Attualmente al mondo esistono solo poche unità navali deputate esclusivamente al trasporto della  $CO_2$ . Consistono essenzialmente in mezzi di piccole-medie dimensioni (nell'ordine 1000 – 1500  $m^3$ ) e decisamente insufficienti per essere utilizzate ai fini del trasporto di notevoli quantità di biossido di carbonio. E' facile verificare che, per poter trasportare l'anidride carbonica prodotta in un singolo giorno da una centrale termoelettrica è richiesto l'utilizzo di un centinaio di navi, con conseguente aumento delle emissioni totali a causa della propulsione stessa della nave.

Di conseguenza, per consentire il trasporto di grandi quantità di  $CO_2$ , come quelle rese disponibili dalle tecnologie CCS, è necessario disporre di mezzi molto più capienti che, ad oggi, non sono ancora pienamente disponibili. Le stime dei loro costi si basano sui mezzi esistenti per il trasporto del LPG<sup>11</sup>, che operano in condizioni molto simili.

Non bastasse, i processi interessati nel trasporto navale includono la liquefazione, lo stoccaggio intermedio, il carico, il trasporto via nave e lo sca-

---

<sup>11</sup>Liquefied petroleum gas

rico presso un porto onshore o una piattaforma offshore. Tutti elementi che finirebbero per incidere non poco sul costo complessivo della CCS. Chiaro è quindi come questa strada risulti difficilmente percorribile.

### 3.5 Stoccaggio

Conosciuto anche come geo-sequestro, questo metodo consiste nell'iniettare anidride carbonica direttamente nelle formazioni geologiche sotterranee.

Giacimenti di petrolio, giacimenti di gas, formazioni saline, giacimenti di carbone, e formazioni di basalto sono stati proposti negli anni come siti di stoccaggio. Lo stoccaggio della  $CO_2$  rappresenta l'ultimo blocco di operazioni e completa la catena di Carbon Capture and Storage (CCS).

La fase dello stoccaggio della  $CO_2$  è senz'altro la più delicata e quella che determina più timori da parte delle popolazioni. Essa consiste nell'intrappolare la  $CO_2$  nel sottosuolo (tipicamente oltre gli 800 m), in luoghi atti a garantire che nessuna perdita possa avvenire verso la superficie e da permettere l'immagazzinamento di ingenti volumi di gas, quali sono quelli in gioco.

#### 3.5.1 Iniezione della $CO_2$

Lo stoccaggio geologico implica l'iniezione di  $CO_2$  a profondità sotterranee, in cui possiede una densità 500-600 volte maggiore di quella in corrispondenza della superficie (può raggiungere densità maggiori di  $700 \text{ kg/m}^3$ ).

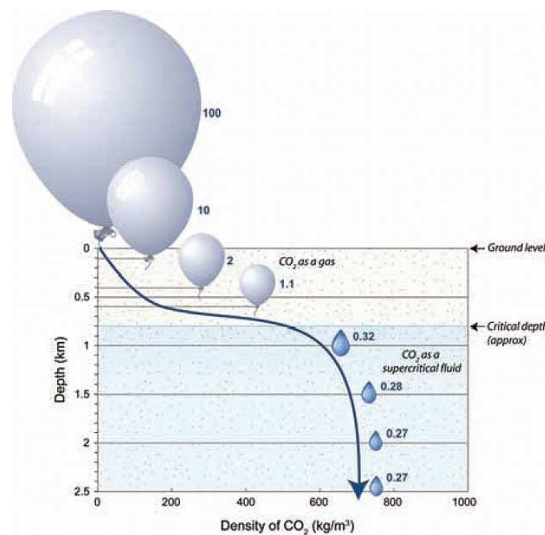


Figura 3.10: Densità della  $CO_2$  a seconda della profondità. (Fonte: <http://www.worldscientific.com>)

La pressione, infatti, aumenta di circa 0.1 bar/m di profondità, e se per ipotesi si considerasse di iniettare la  $CO_2$  a 2 km di profondità avremmo che, alle condizioni di stoccaggio (200 bar, 60°) la densità sarebbe di 200 kg/m<sup>3</sup>.

Come è normale aspettarsi, anche questa operazione comporta dispendio di energia, tuttavia, a differenza delle fasi di cattura e di compressione, i costi sono poco stimabili (Smit et al. 2014).

L'aspetto fondamentale del confinamento geologico della  $CO_2$  risiede nei meccanismi chimici e fisici che intervengono e, intrappolando la  $CO_2$ , ne impediscono la migrazione in superficie. Inoltre, la presenza di strati di roccia impermeabile sovrastanti (caprock), che fungono come una sorta di "tappo", fornisce una garanzia ulteriore per la prevenzione di fuoriuscite di anidride carbonica.

L'iniezione del fluido si attua mediante un'operazione di pompaggio attraverso un pozzo. La sezione di pozzo che interessa la zona di stoccaggio è permeabile in modo da garantire l'entrata della  $CO_2$  nel pozzo e solitamente ha lunghezza compresa tra i 10 e i 100 metri. In questi punti l'iniezione aumenta la pressione nella zona circostante in modo da consentire al fluido di penetrare nelle porosità scacciando le altre sostanze fluide ivi presenti.

### 3.5.2 Tipologia dei siti di stoccaggio

Un sito di stoccaggio geologico dovrebbe avere un'adeguata capacità, un buon isolamento dall'ambiente circostante e una condizione geologica stabile che ne garantisca l'integrità nel tempo, evitando così il fenomeno del *plume escape*<sup>12</sup>.

Esistono diverse tipologie di siti di stoccaggio, di seguito nel dettaglio.

#### Confinamento geologico in pozzi esausti

In questo caso la  $CO_2$  iniettata riempie i pori della roccia, prima pervasi da idrocarburi, a profondità che sono ben più elevate di quelle delle falde acquifere.

In un ristretto orizzonte temporale questa soluzione appare come la più promettente soprattutto da un punto di vista economico, a causa dell'abbondanza di informazioni esistenti per ogni singolo sito sulla geologia sotterranea, sui dati di sismicità e per la pre-esistenza di idonee infrastrutture nonché per la capienza di queste ultime<sup>13</sup>.

Affinchè questa soluzione sia possibile è necessario garantire che i fori nella roccia, utilizzati per il prelievo di idrocarburi, siano sufficientemente "tappati" da non consentire una fuoriuscita del fluido (Smit et al. 2014).

---

<sup>12</sup>Con questo termine ci si riferisce allo sfiato del gas in pressione attraverso dei fori o delle fessure.

<sup>13</sup>La gran parte dei dati sui bacini petroliferi esausti sono stati già raccolti in passato per le operazioni di prelievo degli idrocarburi.

## Recupero avanzato degli idrocarburi (EOR)

Questa tecnologia consiste nell'iniettare la  $CO_2$  in un bacino petrolifero in attività. L'anidride carbonica può dissolversi nel petrolio grezzo, riducendo la sua viscosità e la sua densità, facendo in modo da favorire il deflusso del petrolio attraverso le porosità della roccia.

La vita di un pozzo petrolifero passa attraverso una serie di fasi caratterizzate da una progressiva diminuzione della produttività, a cui si fa fronte mediante delle tecniche che consentono di incrementare l'efficienza delle operazioni di estrazione. Il recupero terziario degli idrocarburi (EOR) è un insieme di tecniche che consentono il recupero di quella quantità che non sarebbe prelevabile con le tecniche tradizionali, contribuendo all'estrazione delle frazioni medio-leggere dell'olio residuo, portando la percentuale di recupero al 30-60% (DOE).

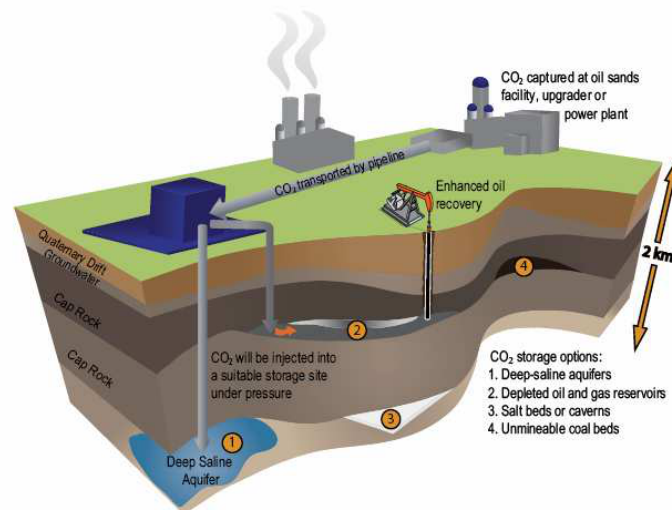


Figura 3.11: Esempi di alcuni siti di stoccaggio

La tecnica suddetta è praticata da più di 40 anni e negli USA, dove viene prodotto il 94% del petrolio estratto ricorrendo all'EOR, vengono iniettati nel sottosuolo più di 48 milioni di tonnellate l'anno di  $CO_2$ .

In particolare a Weyburn, a partire dal 2000, vengono annualmente iniettate circa 8500 tonnellate di  $CO_2$  al giorno, prodotte da un impianto di gassificazione nel Nord Dakota e trasportate attraverso una condotta lunga 320 km<sup>14</sup>. Da studi recenti, si prevede che, grazie a questa tecnica, si potranno recuperare ulteriori 122 milioni di barili in 20-25 anni, che corrispondono ad un incremento del 34% della produzione del bacino petrolifero di Weyburn.

<sup>14</sup><https://ptrc.ca/projects/weyburn-midale>

Il vantaggio principale derivante dall'utilizzo della tecnica in oggetto, abbinata alla CCS, consiste nell'ammortizzare i costi degli impianti di cattura e trasporto, mentre, lo svantaggio principale consiste invece nella distribuzione geografica dei vecchi bacini e nella loro limitata capacità.

### 3.5.3 EGR

La filosofia alla base dell'Enhanced Gas Recovery (EGR) è la stessa dell'EOR, poiché si tratta di iniettare la  $CO_2$  nei *reservoirs* di gas naturale al fine di aumentarne la produzione attraverso la pressurizzazione del sito. La principale differenza rispetto al caso precedente sta nel fatto che i giacimenti di gas esauriti possiedono una maggiore capacità di stoccaggio dovuta alle maggiori dimensioni e ad un *recovery factor* più alto, compreso tra 25-65%, ma talvolta anche maggiore dell'80%, contro un valore cinque volte inferiore, nel caso del greggio.

### 3.5.4 ECBM

La tecnica ECBM ossia Enhanced Coal Bed Methane consente di sfruttare le vene carbonifere profonde, tali per cui l'estrazione non risulta economicamente conveniente o tecnicamente fattibile per lo stoccaggio della  $CO_2$ . L'anidride carbonica, infatti, penetra nei micropori del carbone e si lega stabilmente, producendo gas metano utilizzabile come combustibile (Smit et al 2014).

Le criticità di questa forma di stoccaggio risiede nel fatto che, a profondità maggiori di 1000 m, la permeabilità degli strati di carbone interessati è variabile e, talvolta, così bassa da richiedere più pozzi di iniezione o persino la frantumazione della formazione stessa, con il rischio di rottura del caprock e la migrazione della  $CO_2$  verso altri strati, meno sicuri.

L'ECBM rappresenta un'opzione di interesse per lo stoccaggio della  $CO_2$  nel bacino del Sulcis (ENEA RSE 2009). Uno studio preliminare ha valutato una capacità di immagazzinamento di circa 70 Mt nel carbone. Ulteriori valutazioni sono in corso per analizzare e definire le caratteristiche del sito con un maggiore livello di dettaglio. Anche in questo caso la vendita del metano può essere utilizzato per compensare una parte del costo degli impianti.

### Confinamento in formazioni saline

Le formazioni saline profonde (acquiferi salini), sono formazioni rocciose porose molto estese, contenenti acqua non impiegabile per il suo elevato contenuto di sali e di minerali. Usualmente queste "salamoie" sono dieci volte più salate dell'acqua degli oceani e sono state intrappolate da uno strato di roccia impermeabile (*caprock*) per milioni di anni.

Il vantaggio principale di acquiferi salini è il loro grande volume di stoccaggio potenziale. L'IPPC afferma che la capacità mondiale di immagazzina-



mento nelle formazioni saline profonde è molte centinaia di volte più grande delle attuali emissioni di  $CO_2$  da parte di impianti industriali e conclude che c'è abbastanza capacità di stoccaggio per i prossimi 200 anni. Altri studi stimano possano contenere  $10^6$  Gt di  $CO_2$  (Smit et al. 2014). Il principale svantaggio di acquiferi salini è che si conosce relativamente poco sulla loro morfologia, a differenza dei giacimenti petroliferi.

### Stoccaggio "ocean"

Questa opzione contempla anche la possibilità di dissolvere la  $CO_2$  negli strati più profondi degli oceani o di concentrarla in forme idrate, tuttavia non è attualmente un metodo investigato. La principale problematica ambientale sta nell'aumento di acidità nel punto di iniezione della  $CO_2$ , in virtù della quale l'Organizzazione Marittima Internazionale non permette tale sistema di stoccaggio, consentendo, invece, esclusivamente lo stoccaggio geologico nelle formazioni al di sotto del fondo marino.

## 3.6 Meccanismi di intrappolamento

Le formazioni geologiche del sottosuolo sono composte essenzialmente da grani di roccia trasportati e depositati, da materiale organico e da minerali e, successivamente, iniettarla sotto strati argillosi poco permeabili o bacini saliferi. I bacini di questo genere possiedono trappole naturali e cavità che consentono di accogliere la  $CO_2$ .

La densità della  $CO_2$  nelle condizioni in cui è iniettata è minore di quella degli altri fluidi che esistono nelle formazioni del sottosuolo, per cui la sua galleggiabilità in queste condizioni fa sì che essa tenda a fluire verso la superficie.

Quello che è necessario innanzi tutto è capire quali siano i "punti" più adatti a contenere l'anidride carbonica, in conseguenza alla loro composizione ed esaminare la loro tendenza o meno a farla fluire verso l'alto. Nei casi di intrappolamento fisico stratigrafico e strutturale è essenziale accertarsi di non superare la massima sovrappressione per evitare fatturazioni e riattivazione di faglie silenti (Gibson Poole et al., 2005).

Analizziamo brevemente il meccanismo di iniezione. Mano a mano che l'operazione procede, l'acqua (salmastra) che occupa lo spazio poroso inizia ad essere rimpiazzata da una massa di  $CO_2$ . Come già accennato, a causa della galleggiabilità tale massa tende a fluire secondo il gradiente, più si avvanza nel riempimento della cavità più ci affidiamo al caprok (fine limited permeability textured) per prevenire una fuoriuscita del fluido dal sito di stoccaggio.

Di conseguenza durante la prima fase dell'operazione di sequestro facciamo riferimento all'intrappolamento stratigrafico (o strutturale) possibile grazie a questo particolare strato.

Successivamente la colonna fluida tende ad avanzare e ad allargarsi lungo la formazione cercando di raggiungere il punto più elevato, con parte della  $CO_2$  che verrà intrappolata per la concomitanza di vicoli ciechi in cui va incontro ed al fenomeno della galleggiabilità. L'ammontare complessivo dell'anidride intrappolata in questa fase, detta intrappolamento residuale, corrisponde a circa il 20% del totale.

Di seguito potrebbe anche verificarsi una dissoluzione dell'anidride carbonica nell'acqua salmastra in particolari condizioni di pressione e temperatura, fenomeno conosciuto con il nome di intrappolamento in soluzione, infatti, le goccioline di  $CO_2$  eventualmente rimaste tendono gradualmente a sciogliersi nell'acqua circostante.

Tale fenomeno porta alla formazione di acido carbonico  $H_2CO_3$ . La coesistenza di  $CO_2$  supercritica, acqua salmastra e carbonati, stabilizza il pH sul valore 5 circa.

Infine la  $CO_2$  dissolta reagisce con altri minerali tra cui i feldspati e questi tendono a formare carbonati.

Poiché i carbonati sono la forma termodinamicamente più stabile del carbone, si ottiene il cosiddetto intrappolamento minerale.

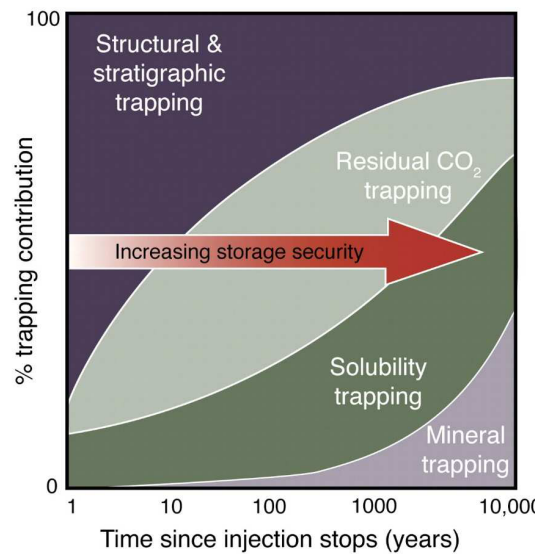


Figura 3.12: Modalità di intrappolamento nel corso del tempo

Cosa molto importante è considerare il tempo in cui tutti questi meccanismi avvengono. Tuttavia se i percorsi si estendono per chilometri, il meccanismo può manifestarsi solo su scala di milioni di anni.

### 3.7 Cenni riguardo il costo della tecnologia

I costi di un impianto CCS dipendono da molteplici fattori.

Un primo fattore riguarda l'energia che deve essere spesa per le fasi di separazione, cattura, compressione e pompaggio della  $CO_2$ . Poiché alcuni impianti in cui sono installati questi sistemi sono essi stessi produttori di energia, le risorse utilizzate per il funzionamento dell'impianto equivalgono in termini economici ad un costo opportunità. Il costo in questo caso è infatti attribuibile ad un mancato introito ricavato dalla vendita piuttosto che un esborso monetario. Parleremo in questo caso di *parasitic energy* (Smit et al. 2014).

L'energia associata alla CCS è suddivisa in due componenti: l'energia necessaria a separare l'anidride carbonica dal fluido gassoso e l'energia necessaria a comprimere la  $CO_2$  per il successivo trasporto e stoccaggio.

Lo scopo della ricerca scientifica in quest'ambito è quello di trovare il minimo di questi due contributi al totale della spesa energetica, infatti, diversi sistemi di cattura distribuiscono in modo diverso i pesi tra separazione e compressione.

Per ricavarne un'equazione si considerano le due forme di energia che la CCS consuma dall'impianto di produzione di energia elettrica: elettricità dal generatore di corrente e calore (sotto forma di vapore) che deriva dalla combustione. Nel primo caso per quanto riguarda la compressione del fluido, nel secondo caso per quanto riguarda la rigenerazione nel processo di cattura.

Se si sommano questi due contributi abbiamo una rappresentazione dell'energia parassita come:

$$E_{par} = 0.75\eta_{final}Q + W_{comp}$$

Da questo si evince come sia fondamentale incentrare il design dell'impianto sulla riduzione di questo valore, poiché la fattibilità dei progetti di CCS è direttamente collegata con il loro costo e di conseguenza, in un ambito di produzione di energia, è direttamente proporzionale all'energia consumata.

Nel momento in cui consideriamo di dover far fronte alla spesa energetica per il funzionamento della tecnologia CCS connessa all'impianto con le risorse dell'impianto stesso, dobbiamo avere la consapevolezza che l'output energetico della stessa sarà diminuito della quantità necessaria ad adempiere questo compito. Volendo perciò mantenere lo stesso output energetico, aumenta le quantità di combustibile da impiegare. C'è perciò la necessità di bruciare più carbone per catturare più anidride carbonica. Aumenta in tal modo le emissioni di inquinanti ordinari e gli importi di  $CO_2$  da eliminare.

Tuttavia i costi energetici non sono i soli costi al quale bisogna fare attenzione. Assieme a questi abbiamo i costi di costruzione delle unità CCS

dell'impianto, i quali possono rappresentare oltre il 50% del costo totale, i costi connessi agli agenti chimici che dovrebbero operare la separazione ed i costi di O&M (ZEP 2011).

A pieno regime i costi di cattura e stoccaggio della  $CO_2$ , possono essere nell'ordine di 0,5-5 \$/t di  $CO_2$  nel caso onshore e 6-12 \$/t per le opzioni offshore. Inoltre, il funzionamento richiede, nella prima fase commerciale, intorno ai 39,4-56,3 \$/t nel complesso di separazione trasporto e stoccaggio. Se si considera che l'intensità di emissione media secondo la EIA negli Stati Uniti è di 0.62 kg di  $CO_2$ / kWh è facile ricavarne i valori in campo.

Tutto ciò potrebbe portare ad un considerevole aggravio del prezzo dell'energia elettrica in bolletta, il quale potrebbe stoppare ogni velleità di implementare ulteriormente questa tecnologia.

Non bastasse questo, la ricerca scientifica per quanto riguarda nuovi materiali e nuove tecnologie deve sempre tenere conto della scala nella quale si opera. Su vasta scala si potrebbe andare incontro ad una riduzione del costo degli impianti e dei materiali, sia facendo riferimento al tempo di apprendimento per la riduzione dei tempi di messa in opera, sia riferendosi al possibile effetto contrario poiché l'aumento della domanda di un particolare materiale potrebbe anche comportare un aumento dei prezzi dello stesso. Tutto ciò dipende non solo dal costo del materiale in sé ma anche dagli investimenti necessari a costruire laboratori capaci di produrne maggiori quantità. Va detto che i costi della CCS su larga scala sono ancora molto incerti. È infatti molto difficile stimare i costi e valutare la validità delle ipotesi, in quanto l'accessibilità delle diverse tecnologie CCS è ancora limitata. Le incertezze dipendono da molti fattori quali i tipi di combustibile, le posizioni degli impianti, le tecnologie di acquisizione le prestazioni dell'impianto, le specifiche di acquisizione e così via.

## Capitolo 4

# LA TECNOLOGIA EOR-CCS DELLA CENTRALE W.A. PARISH

Il progetto Petra Nova, sponsorizzato da NRG Energy Inc and JX Nippon Oil & Gas Exploration si propone di rimuovere l'anidride carbonica emessa dalla centrale termoelettrica a carbone WA Parish, una delle centrali più inquinanti del pianeta, di NRG a Fort Bend County, Texas, Stati Uniti e di utilizzare la corrente concentrata di  $CO_2$  in un sistema Enhanced Oil Recovery.

L'impianto è installato in retrofit, ossia su una centrale già operante e si propone di essere un primo passo verso l'applicazione della CCS alle altre centrali aventi le stesse caratteristiche.

Il progetto, che rappresenta il primo su scala commerciale di questa tecnologia, si basa sistema di post-combustione a base di ammine, ossia in cui la separazione della  $CO_2$  avviene successivamente al processo di combustione.

L'obiettivo è dimostrare la capacità di un avanzato sistema di cattura in grado di catturare il 90% della  $CO_2$  emessa (1,6 milioni di tonnellate di  $CO_2$  all'anno) da una corrente di gas di scarico pari a 240 MWe di una unità generatrice a polverino di carbone 650 MWe, precisamente l'unità numero 8 dell'impianto. Il progetto è il più grande impianto di post-combustione in essere.

La  $CO_2$  catturata, è trasportata tramite una pipeline di 82 miglia verso un giacimento di petrolio, dove viene iniettata nel terreno come parte di un sistema EOR, in cui si prevede di aumentare la produzione dell'olio da circa 500 barili al giorno a circa 15.000.

Il progetto crea un innovativo risultato "win-win" in quanto si contribuirà a ridurre l'emissione del gas serra e, nel contempo, ad aumentare la produzione giornaliera di petrolio grezzo ammortizzando l'investimento necessario a mettere in opera le fasi di cattura e trasporto.

Il progetto Petra Nova è uno dei progetti CCS che ha ottenuto una sovvenzione nell'ambito del programma Coal Power Clean Energy Initiative.

Il suo successo potrebbe dimostrare la fattibilità commerciale del retrofitting e si spera possa incoraggiare progetti simili negli Stati Uniti ed in tutto il mondo. In mezzo a crescenti preoccupazioni per i cambiamenti climatici e il riscaldamento globale e sotto sempre più severe norme antinquinamento, il progetto fornisce inoltre una prospettiva fondamentale per le centrali elettriche alimentate a carbone per continuare la produzione di energia da questo combustibile (il più economico) in un maggior contesto di rispetto ambientale. Il progetto di Petra Nova ha iniziato le operazioni nel Gennaio del 2017.

#### 4.1 Il progetto in sintesi

La costruzione della struttura CCS è intrapresa da un consorzio guidato da Mitsubishi Heavy Industries Americas Inc. La costruzione ha avuto inizio nel settembre 2014, con la fase operativa in essere da Gennaio 2017. Il progetto prevede, inoltre, la costruzione di un impianto di cogenerazione a gas naturale di 78 MW che provvede alla fornitura di energia elettrica e vapore per l'impianto CCS, utilizzando un impianto supplementare ed evitando l'uso di parte dell'output della centrale.

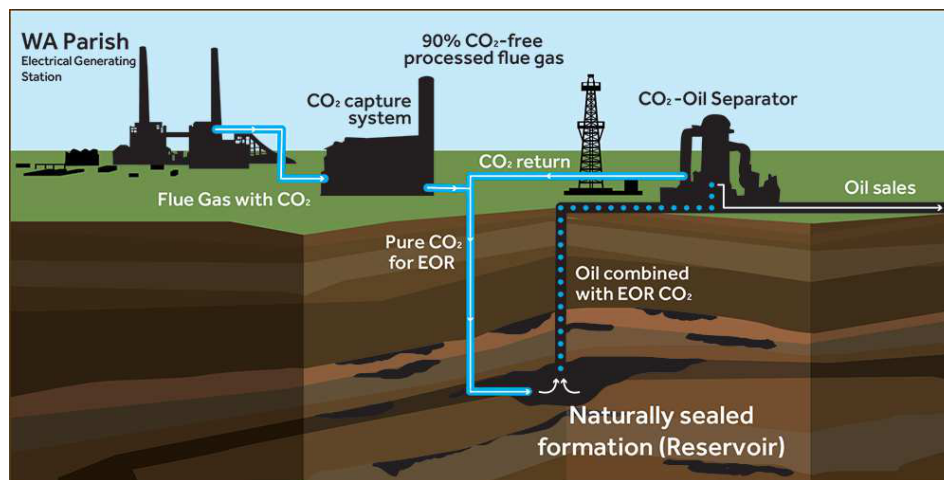


Figura 4.1: Progetto Petra Nova. (Fonte: [www.nrg.com](http://www.nrg.com))

## 4.2 Il sistema di cattura

Il progetto Petra Nova utilizzerà una tecnologia di cattura della  $CO_2$  chiamato KM-CDR, processo che viene sviluppato congiuntamente da Mitsubishi Heavy Industries e la Kansai Electric Power Company.

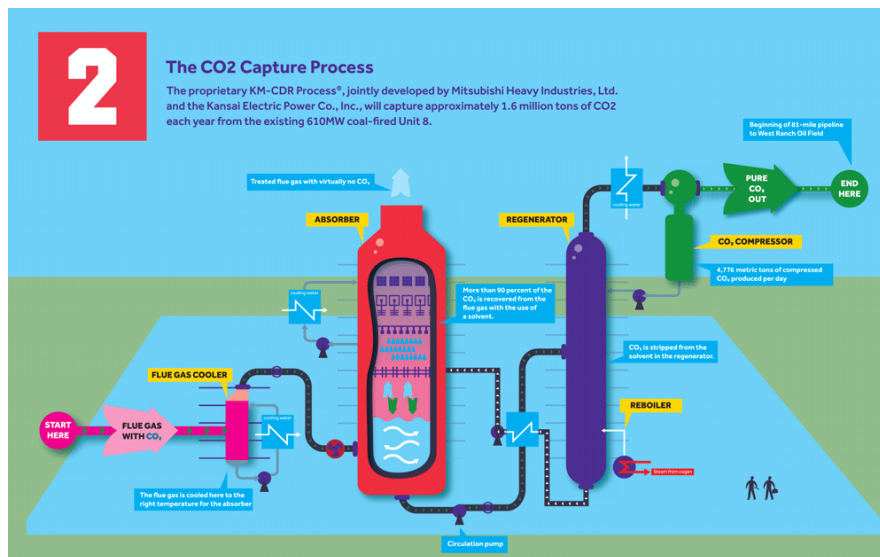


Figura 4.2: Sistema di cattura della  $CO_2$ . (Fonte: [www.nrg.com](http://www.nrg.com))

Il sistema KM-CDR utilizza un solvente chimico (il KS-1), che è appositamente formulato per risultare economico e parco nel consumo di energia nel processo di assorbimento e desorbimento.

Prima del processo di acquisizione dell'anidride carbonica, una porzione del gas di scarico dell'unità viene trattato per ridurre gli ossidi di azoto ( $NO_x$ ) ed il biossido di zolfo ( $SO_2$ ), e solo successivamente è deviato dal complesso di generazione verso il sistema di cattura di  $CO_2$ .

Qui viene raffreddato per un'ulteriore rimozione di  $SO_2$  per far sì che non interferisca con la capacità delle ammine di reagire con  $CO_2$ ; inoltre, le basse temperature favoriscono il processo e limitano la degradazione del solvente.

Il gas effluente trattato viene quindi instradato verso l'absorber, dove la  $CO_2$  viene catturata.

A questo punto il gas "pulito" viene poi rilasciato in atmosfera mentre la corrente di solvente ricca di  $CO_2$  viene separata da quest'ultima con del vapore a bassa pressione proveniente dall'impianto a gas. Il solvente, spogliato dell'anidride carbonica, viene poi riciclato al fine di poter essere utilizzato in un ulteriore ciclo di cattura.

### 4.3 Costi del progetto

Il costo totale del progetto è di circa un miliardo di dollari.

Circa 45 MW di energia elettrica generata dall'impianto di cogenerazione sono deputati al funzionamento della struttura CCS permettendo al restante "wattaggio" di essere disponibile alla vendita per creare un flusso di cassa aggiuntivo per sostenere il progetto. Considerando un piccolo aumento di emissioni dovuto all'impianto a gas si considera un notevole abbattimento delle emissioni (stimate in circa 815,000 t/anno).

La porzione del debito è costituita da 250 milioni di dollari multi-diviso in segmenti, finanza di progetto fornita dal Banca del Giappone per la cooperazione internazionale e Mizuho Bank Ltd (nel caso di Mizuho, sostenuta da Nippon Export & Insurance Investment).

Gli sponsor contribuiscono, con circa 300 milioni di dollari a finanziare i restanti costi del progetto. Il progetto beneficia anche di 167 milioni di dollari come concessione da parte del Department of Energy degli Stati Uniti per il programma Clean Coal Power Initiative.

Il progetto di Petra Nova è l'unico ad essere stato promosso nell'ambito di tale programma e ad aver raggiunto il financial close.



## 4.4 Il progetto $CO_2$ -EOR di West Ranch

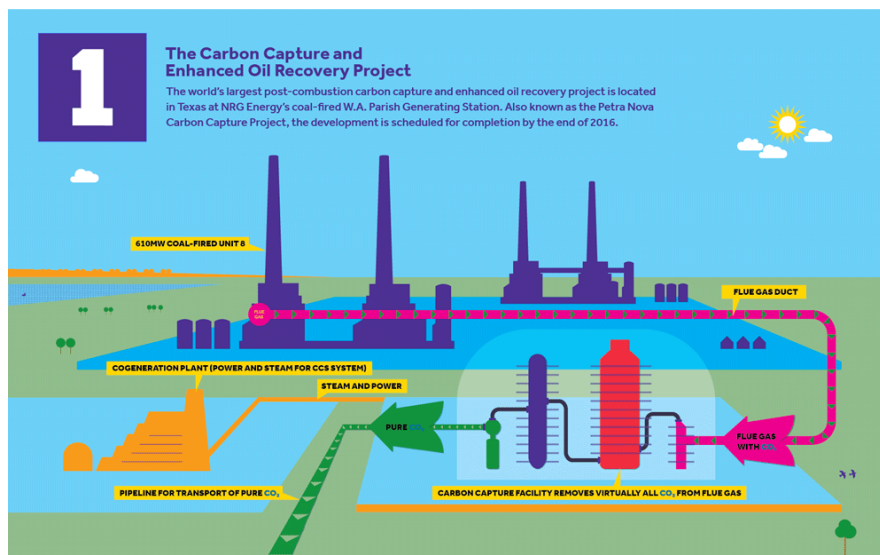


Figura 4.3: Il progetto  $CO_2$ -EOR di West Ranch. (Fonte: [www.nrg.com](http://www.nrg.com))

L'anidride catturata viene poi compressa ed inviata, tramite una condotta di 82 miglia, verso il giacimento di petrolio, dove verrà iniettata nel terreno per le operazioni EOR.

Ciò rappresenta la prima volta che tale tecnologia è stata abbinata alla CCS. Storicamente, le operazioni di EOR utilizzano  $CO_2$  per lo più "naturale" prodotte dai serbatoi del sottosuolo, oppure utilizzando fluidi diversi. Tuttavia, tecnologie simili potrebbero espandersi a luoghi dove non sono disponibili naturalmente i fluidi da iniettare.

Il progetto Petra Nova è in grado di fornire una grande quantità di  $CO_2$  per le operazioni EOR lungo la costa del Golfo, una regione degli Stati Uniti che, a differenza del Bacino Permiano di West Texas e del New Mexico, non ha immediato accesso a grandi quantità di  $CO_2$ .

Il giacimento West Ranch ha prodotto olio continuamente attraverso le tecniche di produzione convenzionale dal 1938 e, negli ultimi anni, i tassi di produzione sono costantemente diminuiti.

Grazie al sistema EOR, si prevede un aumento della produzione da 500 barili al giorno a circa 15.000 barili al giorno ed il campo è attualmente stimato a contenere circa 60 milioni di barili di petrolio. Successivamente all'operazione di recupero degli idrocarburi, si prevede, una volta che il petrolio raggiunga la superficie, di riciclare la  $CO_2$ , che sarà re iniettata nei pozzi.

Al fine di garantire che la  $CO_2$  resti permanentemente sequestrata, l'Ufficio di Geologia Economica presso l'Università del Texas ad Austin in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia, ha sviluppato un programma di monitoraggio per determinare se vi sia migrazione di  $CO_2$  o di altri fluidi dalle formazioni rocciose del sottosuolo.

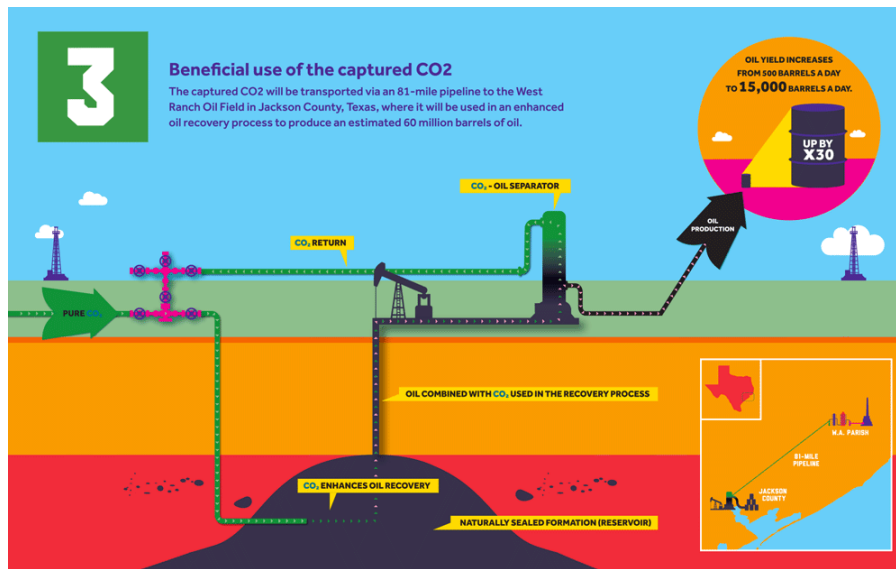


Figura 4.4: Il progetto  $CO_2$ -EOR di West Ranch. (Fonte: [www.nrg.com](http://www.nrg.com))

## Capitolo 5

# LE PROSPETTIVE EUROPEE NELL'AMBITO DELLA TECNOLOGIA CCS

Le nazioni europee, presenti alla Conferenza delle parti di Parigi (COP21) hanno assunto un importante impegno per la riduzione delle emissioni di gas serra (GHG) stabilendo come riferimento lo scenario *well below 2°C*.

L'obiettivo da raggiungere consiste nella riduzione dell'80-95% delle emissioni entro il 2050 rispetto al livello del 1990, aderendo alla struttura prevista dall'EU 2030 Framework for Climate and Energy Policies<sup>1</sup>. In particolar modo il settore energetico, con questo accordo, dovrà ridurre le sue emissioni per il 93-99% rispetto ai livelli del 1990<sup>2</sup>.

Come espresso nella Energy Roadmap 2050, i combustibili fossili sono destinati a rimanere una parte consistente del mix energetico dell'Unione Europea. Attualmente, le centrali elettriche a combustibile fossile sono considerate la spina dorsale del sistema europeo di produzione di energia elettrica, con il 56% della domanda elettrica totale supplita, seguita da energia nucleare (31%) e rinnovabili (13%) (ZEP 2017).

Nell'Unione europea, gli impianti a carbone hanno una quota del 29% della produzione di energia elettrica e gli impianti a ciclo combinato a gas naturale del 19%. Le previsioni energetiche mostrano che i combustibili fossili rimarranno il principale combustibile per la produzione di elettricità nel medio e lungo termine, mantenendo una quota di produzione di energia dell'ordine di almeno il 40-50% nel 2030. Inoltre è evidente che, anche tutto il settore industriale, oltre a quello energetico, continuerà ad utilizzare tale fonte per i propri scopi.

---

<sup>1</sup><https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>

<sup>2</sup><http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>

Secondo la Zero Emission Platform<sup>3</sup> la tecnologia CCS è l'unica possibilità per una riduzione così drastica delle emissioni, soprattutto in un settore carbon intensive come quello energetico. L'obiettivo è quello di portare dal 7% al 32% del consumo energetico lordo gli impianti utilizzanti la CCS, il che significa che nell'UE si prevedono 190 GWe entro il 2030.

## 5.1 I costi complessivi dei progetti

Un'analisi condotta dal JRC (Global Energy and Climate Outlook) stima che l'investimento necessario ammonti a circa 100 miliardi di dollari l'anno per i prossimi 50 anni.

In particolare il primo impianto dimostrativo a livello commerciale richiederà una spesa di alcuni miliardi di euro: ai prezzi attuali, l'investimento anticipato per le centrali CCS è superiore di circa il 30-70% (cioè diverse centinaia di milioni di euro per impianto) a quello degli impianti standard.

I costi operativi sono attualmente del 25-75% in più rispetto agli impianti a carbone non equipaggiati con la CCS, dovuti principalmente alle perdite di efficienza e ai costi di cattura e trasporto di  $CO_2$ .

È evidente che la dimostrazione su larga scala della produzione di energia utilizzando la CCS richiederà un investimento sostanziale, un onere che l'industria attualmente non è pronta ad affrontare da sola. Ci si aspetta che gli ostacoli economici richiederanno tempo per essere superati, anche se non è dato a sapere quale sia l'orizzonte di pianificazione. Infatti anche con le riduzioni di costo previste dalla ricerca e dagli impianti dimostrativi, l'implementazione di CCS comporterà maggiori costi fissi e variabili rispetto alla produzione di energia senza CCS. Sotto queste ipotesi si pensa che i prezzi delle emissioni di  $CO_2$  non sono inferiori a 35 €/t di  $CO_2$ .

Per ovviare questi problemi la CCS è stata riconosciuta da parte degli ETS. Se questo avverrà nelle modalità che ci si auspica gli impianti che utilizzeranno la CCS dopo il 2020 non saranno in svantaggio competitivo poiché i costi di evasione della  $CO_2$  attraverso la CCS saranno almeno uguali se non inferiori al costo di acquisizione dei diritti di emissione (ZEP 2017).

La nuova proposta della Commissione Europea per quanto riguarda gli ETS prevede infatti il riconoscimento della CCS come legittima tecnologia di riduzione delle emissioni.

---

<sup>3</sup>La piattaforma tecnologica europea denominata Zero Emission Platform Fossil Fuel Power Plant (ZEP) fu fondata nel 2005 su iniziativa della Commissione Europea.

## 5.2 Il sistema ETS

Il sistema europeo di scambio di quote di emissione (EU ETS<sup>4</sup>) è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori.

Il sistema è stato istituito dalla Direttiva 2003/87/CE (direttiva ETS) e istituisce un meccanismo di *cap&trade* per il settore della produzione di energia elettrica, termica e per gli operatori aerei.

L'EU ETS è un sistema *cap&trade* perché fissa un tetto massimo ("cap") al livello complessivo delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati, ma permette ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato ("trade") diritti a emettere  $CO_2$  ("quote") secondo le loro necessità, all'interno di un limite stabilito.

La direttiva ETS prevede che, dal primo gennaio 2005, gli impianti in Europa con elevati volumi di emissioni non possano funzionare senza un'autorizzazione ad emettere gas serra.

Ogni impianto autorizzato deve monitorare annualmente le proprie emissioni e compensarle con quote di emissione europee (European Union Allowances, EUA e European Union Aviation Allowances, EUA A - equivalenti entrambi a 1 tonnellata di  $CO_2eq$ ) che possono essere comprate e vendute sul mercato.

I gestori degli impianti possono, quindi, scegliere la combinazione economicamente più vantaggiosa tra investire per ridurre le proprie emissioni (con tecnologie a basso contenuto di carbonio, variazioni del mix energetico, misure di efficienza energetica) o acquistare quote.

Gli impianti manifatturieri, in particolare quelli esposti a rischio di delocalizzazione a causa dei costi del carbonio (rischio di *carbon leakage*), ricevono una parte di quote a titolo gratuito in base a parametri di riferimento (*benchmark*). I benchmark generalmente espressi in termini di emissioni di  $CO_2eq$  per unità di prodotto, sono armonizzati a livello europeo.

Il quantitativo totale delle quote in circolazione nel sistema è fissato a livello europeo in funzione degli obiettivi UE al 2020 (-20% emissioni rispetto ai livelli del 1990). Il cap per il 2017 è 1,931 miliardi di quote e, nel periodo 2013-2020, è ridotto annualmente di un fattore lineare pari all'1,74% del quantitativo medio annuo totale di quote rilasciato dagli Stati membri nel periodo 2008-2012, e pari a oltre 38 milioni di quote.

A partire dal 2021, conformemente alla proposta di riforma del luglio 2015 il fattore dovrebbe passare al 2,2% annuo, comportando una riduzione media di circa 55 milioni di quote l'anno per rispettare un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 40% al 2030.

---

<sup>4</sup>[https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_it)

### 5.3 I progetti allo studio o terminati

La Commissione Europea istituì nel 2009 il CCS Demonstration Project Network allo scopo di poter realizzare una serie di progetti su scala ridotta per sostenere uno sviluppo della tecnologia su scala maggiore.

Un primo sondaggio riguardante i progetti di dimostrazione avviabili fu fatto nel 2011. I 14 progetti iniziali, sono poi stati ridotti a 12, i quali avrebbero dovuto essere completati nel corso del 2015.

Tali progetti erano finanziati nell'ambito dell'European Energy Programme for Recovery (EEPR)<sup>5</sup>, e attraverso il NER 300<sup>6</sup>.

EU CCS Demonstration Projects			
New-build		Retrofit <sup>2</sup>	
Compostilla (ES)	New-build, hard coal, onshore storage	Belchatow (PL)	Retrofit, lignite, onshore storage
Don Valley (UK)	New-build, hard coal, offshore storage	Longannet <sup>4</sup> (UK)	Retrofit, hard coal offshore storage
Drax (UK)	New-build, hard coal, offshore storage	Peterhead (UK)	Retrofit, gas, offshore storage
Eston Grange (UK)	New-build, hard coal offshore storage	Porto Tolle (IT)	Retrofit, hard coal, offshore storage
Florange/Ulcos-BF (FR)	New-build, steel, onshore storage	Green Hydrogen (NL)	Retrofit, hydrogen, offshore storage
Hunterston (UK)	New-build, hard coal, offshore storage	ROAD (NL)	Retrofit, hard coal, offshore storage
Jämschwalde (DE) <sup>5</sup>	New-build, lignite, onshore storage	Turceni/Getica (RO)	Retrofit, lignite, onshore storage
Killingholme (UK)	New-build, hard coal offshore storage		

Figura 5.1: I progetti in fase preliminare di analisi. (Fonte: Bennett et al. 2011)

Il network successivamente si è ridotto a 6 progetti da avviare, per i quali venne stanziato un contributo di 1 miliardo. I progetti selezionati erano:

- Jaenschwalde, Germania: impianto di ossicombustione e di post-combustione da 300 MW, con stoccaggio onshore;
- Porto Tolle, Italia: impianto di cattura in post-combustione da 250 MW, con stoccaggio offshore;
- Belchatow, Polonia: impianto di cattura in post-combustione da 260 MW da una nuova unità supercritica, con stoccaggio onshore;
- Compostilla, Spagna: impianto di cattura in ossicombustione con *fluidized bed* da un'unità di 30 MW alimentati a carbone in cui è previsto un successivo ampliamento fino a 323 MW, con stoccaggio onshore;

<sup>5</sup>Regulation (EC) No 663/2009

<sup>6</sup>Nel 2008 l'UE ha accettato di stanziare 300 milioni di euro di quote di emissioni nell'ambito dell'UE ETS per la dimostrazione della tecnologia CCS e delle tecnologie innovative per l'energia rinnovabile.

- ROAD, Paesi Bassi: impianto di cattura in post-combustione di un fluido gassoso proveniente da 250 MW della centrale elettrica a carbone di 1070 MW, con deposito offshore;
- Don Valley, UK: impianto a ciclo combinato a gas (IGCC) con una capacità lorda di 900 MW, con stoccaggio offshore in acquiferi salini.

Di questi i primi tre progetti sono terminati.

Nel caso di Jämschwalde, il cui inizio delle operazioni era previsto per il 2015, ci furono problemi legati ad aspetti legali dovuti allo stoccaggio e fu abbandonato nel 2011.

Nel caso di Porto Tolle il progetto fu abbandonato a causa delle mutate esigenze energetiche italiane, che rendevano i costi di gestione della centrale troppo elevati<sup>7</sup>.

Infine nel caso Belchatow il progetto è terminato a causa delle incertezze legate al finanziamento ed a causa di una mancanza di tutti gli aspetti necessari a gestire la fase di stoccaggio.

Ad oggi nessuno di questi impianti è ancora operativo (ad esclusione di Sleipner).<sup>8</sup> Altri progetti attualmente in via di sviluppo rientrano nel CCS Joint Programme, ufficialmente lanciato alla conferenza SET-Plan a Bruxelles nel novembre 2010 sotto l'European Energy Research Alliance (EERA) in ottemperanza a quanto previsto da Horizon 2020, tuttavia anche in questo caso nulla è ancora operativo.

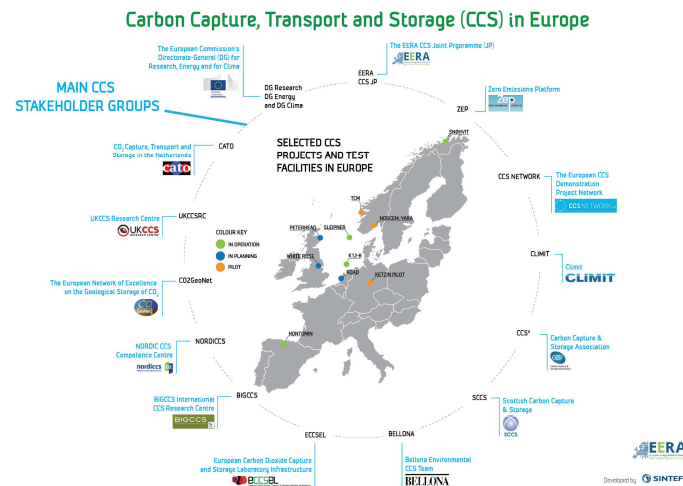


Figura 5.2: I progetti EERA JP. (Fonte: <https://www.eera-set.eu>)

<sup>7</sup>L'impianto ha cessato le attività di produzione il 1° gennaio 2015, dopo essere stato dichiarato in conservazione (fonte: <https://www.enel.it/it/futur-e/impianto/porto-tolle.html>).

<sup>8</sup>È un impianto di trattamento del gas naturale con stoccaggio offshore.

## 5.4 Progetti operativi e in corso di sviluppo

Ad oggi solo 4 progetti sono allo studio in Europa e solamente due sono in esecuzione.

Questi ultimi, Sleipner e Snøhvit<sup>9</sup>, consistono in due impianti di trattamento del gas naturale operanti su scala abbastanza ridotta (1 Mtpa il primo e 0.7 Mtpa il secondo). Entrambi operano processi di separazione industriale a base di ammine e stoccano il biossido di carbonio prelevato in acquiferi salini nel Mare del Nord. Il progetti in sviluppo sono i seguenti:

- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD): in cui l'inizio delle operazioni si prevede per il 2019-2020, e consiste in un impianto di cattura in post-combustione di 1.1 Mtpa di  $CO_2$  ;
- Norway Full Chain CCS: in cui l'inizio delle operazioni è fissato al 2022, e consiste nel completamento di tutte le fasi della catena CCS da 1.3 Mtpa;
- Teesside Collective: 0,8 Mtpa di  $CO_2$  catturata con vari sistemi e stoccaggio offshore (inizio delle operazioni previsto per gli anni 2020);
- Caledonia Clean Energy: è un impianto in pre-combustione di 3.8 Mtpa, in cui inizio delle operazioni è previsto per il 2022.

Tra questi gli ultimi due sono nelle primissime fasi di valutazione.

## 5.5 Prospettive future

Attualmente il solo strumento finanziario per incentivare la diffusione della CCS è stato il sistema ETS. Tuttavia il prezzo delle EUA<sup>10</sup> è troppo basso perché i progetti CCS siano finanziati dagli investitori.

Viceversa chi è interessato all'impiego di energia solare ed eolica è avvantaggiato in quanto queste fonti "green" non si basano solo sull'ETS. Inoltre l'aumento della produzione di energia elettrica di picco ha depresso il mercato dell'elettricità, riducendone il prezzo e disincentivando gli investimenti in CCS.

Pertanto per sviluppare progetti su scala commerciale a lungo termine bisogna non solo avere il supporto del sistema ETS e di altri incentivi finanziari ma eventualmente anche da opportuni regolamenti quadro (un gruppo di adeguamenti del quadro normativo che potrebbe includere un EPS<sup>11</sup> o un sostegno per compensare l'impatto negativo che avrà sull'industria) (ZEP 2017).

---

<sup>9</sup>Operativo dal 2008.

<sup>10</sup>Le European Union Allowances sono le quote di emissione scambiate nell'ETS

<sup>11</sup>Earning Per Share



L'appel per ulteriori investimenti è ormai molto basso in assenza di una chiara indicazione sugli incentivi al mercato o sui requisiti normativi da attuare. Se da un lato, come visto, un maggior supporto da parte dell'EU tramite gli ETS è senza dubbio necessario per sostenere i progetti da un punto di vista economico, esistono anche alcune sfide da affrontare dal punto di vista della ricerca e sviluppo. In ogni punto della catena CCS vi sono dei miglioramenti tecnologici da porre in atto così da ridurre i costi per rendere possibili ulteriori sviluppi.

### 5.5.1 Criticità relative allo stoccaggio

Nella scelta del sito non si riescono a fornire stime attendibili della capacità di stoccaggio, e le stime esistenti si basano su metodologie che non lo sono abbastanza consolidate. La tecnologia CCS è ancora nella fase iniziale dello sviluppo, per cui non si può avere un elevato grado di affidabilità. La permanenza della capacità di stoccaggio di  $CO_2$  è un aspetto fondamentale della CCS, in quanto anche lo 0,5% di perdite globali tende a rendere la CCS una scelta rischiosa. Nel caso peggiore, se tutta la  $CO_2$  immagazzinata venisse emessa in aria di colpo si avrebbe un effetto disastroso sull'ambiente. Inoltre, le tecniche di valutazione e di monitoraggio del rischio sono ancora in fase di ricerca, in particolare per quanto riguarda lo stoccaggio geologico a lungo termine.

### 5.5.2 Tecnica degli impianti

Le centrali elettriche e in particolare i nuovi impianti con elevate efficienze e basse emissioni di  $SO_x / NO_x$  sono molto complessi. Di conseguenza l'aggiunta della tecnologia CCS non è di facile installazione ed inoltre potrebbe rendere l'impianto ancora più complesso nel funzionamento generale.

Il trasporto di  $CO_2$  nei serbatoi di stoccaggio dipende dalla disponibilità delle opzioni di stoccaggio, dalla posizione attuale e dalle nuove reti di pipeline. Inoltre la bassa pressione parziale di  $CO_2$  nei gas di scarico è la principale sfida della tecnica di cattura dopo la combustione. La frazione di volume di  $CO_2$  nei gas di scarico è di circa il 12-14% per le centrali elettriche a carbone e circa 3,2-4,2% per le centrali a gas naturale. Tutto ciò evidenzia come la cattura di  $CO_2$  nelle centrali a gas naturale sia penalizzata rispetto alla cattura nelle centrali a carbone.

### 5.5.3 Tematiche ambientali

L'iniezione di  $CO_2$  nel serbatoio può avere impatti biologici negativi. Lo stoccaggio oceanico in particolar modo rischia di compromettere l'ecosistema marino aumentando l'acidità degli oceani. Inoltre, nella fase di cattura, alcuni solventi, come, ad esempio, la monoetanolammina (MEA), hanno un

impatto negativo sull'ambiente e necessitano di tutta una serie di accorgimenti. Allo stesso modo l'applicabilità di questi sistemi su vasta scala crea problemi di consumo di acqua non indifferenti. Va inoltre osservato che, secondo l'IPCC, l'utilizzo della CCS nei sistemi comporta un piccolo aumento delle emissioni di inquinanti ordinari.

## 5.6 R&D nelle tecnologie di cattura

Per consentire una valutazione quantitativa e più precisa dei costi e delle prestazioni delle tecnologie di cattura emergenti, è importante che questi raggiungano una scala sufficientemente credibile ed un buon livello di maturità tecnologica (TRL<sup>12</sup>) (ZEP 2017).

Le tecnologie di cattura che hanno già raggiunto livelli elevati di TRL in determinate condizioni, ad esempio un particolare tipo di impianto, non è detto che abbiano le stesse caratteristiche in altre installazioni.

Tuttavia, una volta applicate ad impianti pilota risulterebbe molto più facile adattarle a nuove e modificate condizioni in diversi settori industriali. Inoltre i processi di cattura a base di solventi sono commercialmente disponibili, ma molto rimane da fare in merito al loro costo ed alla loro efficienza.

Una sfida aperta in materia di R&S riguarda i nuovi materiali da impiegare, come i solventi, i sorbenti, le membrane ecc., che:

- siano meno sensibili alle impurezze, in maniera tale da allungare la vita utile degli impianti;
- possano consentire una maggior velocità di adsorbimento/assorbimento per ridurre il tempo di cattura, permettendo così un'attrezzatura più compatta e più economica.

È necessario intensificare e sostenere il rapido up-scaling delle tecnologie di cattura promettenti per accelerare lo sviluppo ed evitare che rimangano inutilizzate. Ad esempio, molti nuovi materiali sintetizzati nei laboratori mancano di una catena di fornitura commerciale che rende costosa la loro scalabilità. Di conseguenza, le sfide specifiche in materia di R&S strettamente legate a grandi progetti dimostrativi rimangono un'importante priorità.

## 5.7 R&D nelle tecnologie di trasporto

Contrariamente alle tecnologie di cattura, le tecnologie di trasporto e di stoccaggio dipendono in misura elevata dalle attrezzature commerciali disponibili nell'industria petrolifera e del gas.

---

<sup>12</sup>Technology Readiness Level

Il futuro sviluppo della tecnologia di trasporto e di magazzinaggio sarà in gran parte di carattere incrementale, portando ad un miglioramento delle prestazioni e/o abbassando i costi della tecnologia esistente. Eccezion fatta per il trasporto via nave il quale è tuttora una tecnologia emergente.

### **5.7.1 Trasporto della $CO_2$ mediante condutture**

Nelle reti di trasporto, la gestione della qualità del  $CO_2$  è un problema, in quanto la miscelazione di flussi di diversa qualità potrebbe influenzare le prestazioni del sistema. Le conoscenze richieste sulla relazione tra la qualità del  $CO_2$  ed il comportamento della stessa nel sistema sono notevolmente aumentate negli ultimi anni, consentendo stime accurate del flusso attraverso le condutture.

### **5.7.2 Trasporto della $CO_2$ mediante nave**

Perché questa tecnologia sia sfruttabile bisogna aumentare le capacità di carico e vanno studiate le implicazioni potenziali che il trasporto di  $CO_2$  potrebbe provocare. Lo stesso si può dire delle strutture di carico e scarico nei punti di accumulo intermedi. Lo scarico offshore, in prossimità della posizione di iniezione, richiede un certo sviluppo tecnologico, basti pensare ai sistemi di ormeggio. Oltretutto questa tipologia di trasporto fornirebbe flussi non costanti, portando di conseguenza ad iniezioni intermittenti nei giacimenti. Occorre perciò studiare l'effetto dell'iniezione intermittente, sui pozzetti di iniezione. Un deposito di buffer interno potrebbe rimuovere alcune delle intermittenze, tuttavia i costi potrebbero lievitare.

## **5.8 R&D nelle tecnologie di stoccaggio**

Per quanto riguarda lo stoccaggio sono necessarie ricerche, compresa una dimostrazione su scala globale, del sistema operativo dei pozzetti di iniezione e delle attrezzature sottomarine con variazioni continue di pressione e di temperatura. Inoltre, una sufficiente capacità di stoccaggio deve essere assicurata prima che gli investitori decidano di finanziare gli impianti CCS.

È necessario valutare la conformità del sito, con tecniche meno costose di quelle attuali, mutate dall'industria petrolifera e del gas.

Dovrebbe essere disponibile una metodologia per supportare gli operatori e le autorità di regolamentazione nella loro valutazione del rendimento del sito di stoccaggio: durante le operazioni di stoccaggio, quando si verificano eventi imprevisti e durante la preparazione del sito.



## Capitolo 6

# Considerazioni finali

I dati evidenziati nel primo capitolo del presente elaborato dimostrano in modo inconfutabile la necessità di attuare delle politiche scelte per limitare le conseguenze di una gestione poco accorta dell'uomo sull'ecosistema.

L'uomo nell'ultimo secolo ha popolato questo pianeta ponendo poca attenzione al proprio stile di vita e consumando le risorse naturali in virtù di un benessere che appare insostenibile negli anni a venire.

La CCS è una tecnologia che sembra capace di poter limare gli effetti del surriscaldamento globale ad opera dei gas serra. Non bisogna dimenticare però che si tratta di una tecnologia di transizione e come tale deve avere un orizzonte temporale limitato.

Negli scenari previsti dalla IEA esistono tante altre tecnologie che devono essere implementate di pari passo con questa.

Il risparmio energetico è la più grande risorsa contro il cambiamento climatico.

In un pianeta popolato da sette miliardi di individui sarebbe un errore pensarla diversamente. Detta questa premessa la scienza può aiutare non poco lo sviluppo della CCS.

Esistono molte buone prospettive dal punto di vista ingegneristico, e la storia scientifica dimostra che ciò che era ritenuto impensabile è poi stato possibile.

Un processo di cattura estremamente efficiente e logisticamente gestibile potrebbe far in modo di aumentare la diffusione delle tecnologie CCS. Così facendo si potrebbe ammortizzare l'investimento iniziale diminuendo i costi operativi.

Per quanto riguarda il trasporto è difficile pensare, anche nei prossimi anni, un trasporto via nave che sia abbastanza economico.

Il costo di progettazione, di manutenzione e di gestione dei punti di accumulo nella rete sembrano insormontabili, ma rimangono l'unica opzione per alcuni tipi di stoccaggio offshore. Senza considerare che una nave in movimento costa in termini di  $CO_2$  emessa, a causa della propulsione marina.

Per quanto riguarda lo stoccaggio la via più praticabile è l'immissione al fine del recupero degli idrocarburi, sia da un punto di vista economico, sia da un punto di vista della scelta del sito.

Si tratta, infatti, di una soluzione che permette di avere un ricavo e quindi di mitigare l'investimento iniziale ed in secondo luogo perché non occorrerebbero, ex novo, studi morfologici del sito.

Relativamente allo stoccaggio esistono solitamente problematiche di opinione pubblica e di procedure. C'è anche da dire che ci sono problematiche sulla sicurezza che non possono essere liquidate su due piedi. Il rischio di *plume escape* potrebbe portare a conseguenze catastrofiche. Purtroppo non considerare eventi rari ma non impossibili è un rischio che difficilmente vorremo correre. Per esempio nel recente passato eventi legati all'energia nucleare hanno portato con se eredità che non vorremmo avere.

Le tecnologie CCS rischia di entrare in un loop molto negativo per la sua espansione, in particolar modo in Europa. Il contesto competitivo in cui molti settori operano obbliga ad avere margini sempre più ridotti. Le economie emergenti impongono ai paesi sviluppati di ridurre progressivamente i loro profitti. Il rischio di imporre un regime a zero emissione potrebbe portare con se il rischio delocalizzazione.

La tecnologia CCS comporta un dispendio economico notevole e senza contributi economici sostanziosi non è attraente per i soggetti economici. La necessità di portare avanti progetti dimostrativi su un scala più ampia è certamente una priorità assoluta. Solo da quel punto in poi sarà possibile parlare di uno sviluppo commerciale della tecnologia. Sarà possibile avere delle stime più precise dei costi e degli sviluppi futuri. Per il momento i meccanismi di sovvenzione nei confronti delle tecnologie low carbon tendono a non porre in risalto la CCS quanto altre strategie, quali le rinnovabili.

In ultima analisi eventi recenti hanno visto gli Stati Uniti defilarsi dagli accordi di Parigi. Per la CCS questo potrebbe comportare un gran salto indietro sul piano delle risorse. Per ora non si può prevedere quali siano i risvolti della vicenda in un quadro generale di riduzione delle emissioni. Certo è che il global warming colpisce tutti ed è per questo estremamente "democratico".







# Bibliografia

- [1] Smit B., Reimer J. A., Olbenburg C. M., Bourg I, (2014), *Introduction to carbon capture and sequestration*, The Berkeley Lectures on Energy, Vol. 1, Imperial College Press
- [2] Selosse S., Ricci O., (2017), *Carbon capture and storage: Lessons from a storage potential and localization analysis*, Applied Energy, 188, 32-44
- [3] Odenberger M., Johnsson F., (2010), *Pathways for the European electricity supply system to 2050—The role of CCS to meet stringent CO<sub>2</sub> reduction targets*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 4, 327-340
- [4] Rubin E.S., Davison J. E., Herzog H. J. (2015), *The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 40, 378-400
- [5] Valentic V., Zikovic S., Viskovic A., (2016), *Can CCS save coal fired power plants – The European perspective*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 47, 266-278
- [6] Hill G., (2009), *Implementing CCS in Europe: ZEP’s Vision of Zero Emissions Power by 2020*, Energy Procedia, 1, 2857-2861
- [7] Odenberger M., Johnsson F., (2009), *The role of CCS in the European electricity supply system*, Energy Procedia, 1, 4273-4280
- [8] Bennett S. J., Kelleher M., Kruizing E., Thon S., Røsnes O., (2011), *The European CCS Demonstration Project Network – A forum for first movers*, Energy Procedia, 4, 5557-5564
- [9] Odenberger M., Kjærstad J., Johnsson F., (2013), *Prospects for CCS in the EU Energy Roadmap to 2050*, Energy Procedia, 37, 7573-7581
- [10] [www.ccsnetwork.eu](http://www.ccsnetwork.eu), (2015), *Situation Report on the European Large Scale Demonstration Projects Network*

- [11] Commissione Europea, (2017), *Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'attuazione della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio*, COM, 37, final
- [12] Lee S., Lee J., Lee I., Han J., (2017), *Design under uncertainty of carbon capture and storage infrastructure considering cost, environmental impact, and preference on risk*, Applied Energy, 189, 725-738
- [13] Rahman F. A., Aziz, M. M. A., Saidur R., Bakar W. A. W. A., Hainin M. R., Putrajaya R., Hassan N. A., (2017), *Pollution to solution: Capture and sequestration of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and its utilization as a renewable energy source for a sustainable future*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 71, 112-126
- [14] Krüger T., (2017), *Conflicts over carbon capture and storage in international climate governance*, Energy Policy, 100, 58-67
- [15] EIA, (2016), *International Energy Outlook*, U.S. Energy Information Administration
- [16] Kitous A., Keramidis K., Vandyck T., Saveyn B., (2016), GECO 2016, *Global Energy and Climate Outlook Road from Paris*
- [17] Finkenrath M., Smith J., Volk D., (2012), *CCS Retrofit Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*
- [18] IEA, (2016), *Key World Energy Statistics*
- [19] IEA, (2015), *Storing CO<sub>2</sub> through Enhanced Oil Recovery, Combining EOR with CO<sub>2</sub> storage (EOR+) for profit*
- [20] IEA, (2016), *World Energy Outlook*
- [21] IPCC, (2014), *Climate Change 2014 Synthesis Report*
- [22] Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., Meyer L., (2005), *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press
- [23] Jenkins J., (2015), *Financing mega-scale energy projects: a case study of the petra nova carbon capture project*, Paulson Institute
- [24] Clean Coal Power Initiative, (2014), *Petra Nova Parish Holdings: W.A. Parish Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture and Sequestration Project*, National Energy Technology Laboratory

- [25] ENEA, (2009), *Survey geologico e studio delle potenzialità di applicazione di tecnologie ECBM nel giacimento carbonifero del Sulcis*, Report Ricerca Sistema Elettrico
- [26] Kuckshinrichs W., Hake J. , (2015), *Carbon Capture, Storage and Use*, Springer
- [27] Creamer A. E., Gao B., (2015), *Carbon Dioxide Capture: An Effective Way to Combat Global Warming*, Springer
- [28] IEA, (2013), *Technology Roadmap, Carbon capture and storage*
- [29] Global Carbon Capture and Storage Institute, (2016), *Water use in thermal power plants equipped with CO<sub>2</sub> capture systems*
- [30] Zero Emissions Platform, (2016), *Future CCS Technologies*



