



Energia per l'Italia

Ambiguità, rischi e illusioni della CCS-CCUS

Criticità connesse allo sviluppo in Italia di una tecnologia più rischiosa che utile

Maggio 2021

Ambiguità, rischi e illusioni della CCS-CCUS

Criticità connesse allo sviluppo in Italia di una tecnologia più rischiosa che utile

Contents

EXECUTIVE SUMMARY	2
1 IL RUOLO DELLA CCS NELLA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI	3
1.1 I risultati della CCS per ora sono quantitativamente poco rilevanti	3
1.2 Il potenziale della CCS non è significativo.....	3
2 I COSTI DELLA CCS-CCUS SONO PROIBITIVI	3
2.1 La gestione della CCS aggiunge costi e rischi	5
2.2 La CCS non contribuisce a obiettivi secondari.....	5
2.3 Stoccaggio: un rinvio alle prossime generazioni	5
2.4 La CCS è peggio di altre soluzioni di sink	6
3 LA CCS È LEGATA ALLA FILIERA FOSSILE.....	6
4 LE ESPERIENZE PREGRESSE IN ITALIA DIMOSTRANO L'INCERTEZZA LEGATA ALLA CCS	6
4.1 Cortemaggiore	7
5 ALCUNI PROGETTI NEL MONDO	7
5.1 Il progetto HyNet nella baia di Liverpool.....	8
5.2 Climeworks Orca in Islanda	8
6 IL PROGETTO ENI RAVENNA	8
6.1 Il progetto	9
6.2 Risorse pubbliche a un progetto merchant?.....	9
6.3 Nuovi autotreni di CO ₂ ?	9
7 BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI.....	10

Executive summary

La CCS-CCUS (*Carbon Capture and Storage – Carbon Capture Usage and Storage*) non rappresenta un'opzione significativa nella strategia di decarbonizzazione nelle quantità e nei tempi richiesti dall'accordo di Parigi. È da ritenere una soluzione marginale nelle strategie di decarbonizzazione sulla quale non è opportuno indirizzare risorse pubbliche.

Le esperienze fino a oggi e le evidenze scientifiche fanno inquadrare la CCS-CCUS tra le soluzioni che non risultano quantitativamente rilevanti né economicamente competitive, né in grado di offrire maggiori prospettive di sviluppo rispetto alle soluzioni di decarbonizzazione attraverso l'annullamento delle emissioni climalteranti alla fonte.

Nel documento che viene presentato vengono sottolineate le maggiori criticità connesse all'opzione di decarbonizzazione legata a progetti di CCS: potenziali inadeguati, costi esorbitanti, rischi di difficile gestione, impatti occupazionali irrilevanti. Tali criticità devono essere approfondite e questo va fatto prima di presentare la CCS-CCUS come una soluzione per la decarbonizzazione.

Non vi è alcuna evidenza che l'opzione CCS-CCUS sia una risposta adeguata per l'azzeramento delle emissioni nei settori *hard-to-abate*, dove al contrario è fondamentale indirizzare risorse per l'abbattimento diretto delle emissioni attraverso lo sviluppo delle rinnovabili e l'innovazione dei processi produttivi.

La CCS-CCUS rientra nel dibattito sulla decarbonizzazione unicamente per i forti legami che questo processo ha con l'industria fossile.

Tali considerazioni preliminari suggeriscono di riportare il tema della CCS-CCUS alle reali e limitate potenzialità di tale opzione e suggeriscono di escludere il ricorso alla CCS-CCUS quale soluzione per la strategia di decarbonizzazione di lungo periodo.

La *Long Term Strategy* nazionale ne identifica un contributo dai 25 ai 45Mt/a al 2050, ma tale potenziale non sembra supportato dall'evidenza scientifica né da un'accurata analisi dei costi, dei rischi e degli impatti di tale opzione rispetto alle soluzioni alternative.

Gli unici esempi di applicazioni relativamente mature della CCS-CCUS riguardano unicamente l'industria dell'*upstream* petrolifero, un settore per il quale è importante gestire il *phase-out* più che indirizzare nuove risorse.

La costruzione di un'industria CCS-CCUS è inevitabilmente associata, per sinergie tecniche ed economiche, alla filiera del fossile. Questo legame implica che il sostegno alla CCS-CCUS rischi di essere un modo per tenere in vita le filiere delle fossili compensandone solo in maniera poco significativa le emissioni-serra.

Più che un'opzione per la decarbonizzazione, la CCS-CCUS rappresenta quindi un'estensione delle attività dell'industria fossile con la prospettiva di procrastinare il *decommissioning* di impianti della propria filiera, e con esso le bonifiche relative. Del resto, l'unico sbocco economicamente sensato per la CO₂ catturata è funzionale – ed è così da decenni – con le attività di estrazione dell'idrocarburo (*Enhanced Oil Recovery*). Insomma: si afferma che la CCS-CCUS serve a decarbonizzare, ma la CCS-CCUS sembra commercialmente proponibile solo in funzione della sopravvivenza dell'industria – quella petrolifera - il cui *phase-out* è indispensabile alla decarbonizzazione.

Dal momento che le risorse e il tempo per gestire la crisi climatica sono limitati, la CCS-CCUS, e in particolare il sostegno pubblico alla CCS, risulta un'opzione che ostacola tecnologie e soluzioni significative per la decarbonizzazione. L'abbandono dalle energie fossili, infatti, comporta la sicurezza, non garantita dalla CCS, di riduzione e azzeramento delle emissioni anche in merito a considerazioni legate agli impatti positivi in termini di riduzione dell'inquinamento locale e impatto occupazionale.

Il progetto di CCS-CCUS a Ravenna esemplifica tutte queste contraddizioni.

Dedicare risorse pubbliche al CCS-CCUS rappresenta una soluzione altamente inefficiente da un punto di vista economico e contraddittoria rispetto alla strategia complessiva di decarbonizzazione.

1 Il ruolo della CCS nella lotta ai cambiamenti climatici

La CCS non è un'opzione significativa nella strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici, ha un'incidenza irrisoria rispetto al fabbisogno di riduzione delle emissioni, e ad oggi i progetti realizzati sia in Italia che all'estero non hanno dato alcun risultato rilevante a fronte di elevati costi.

1.1 I risultati della CCS per ora sono quantitativamente poco rilevanti

Il contributo a oggi delle diverse tecnologie e soluzioni riconducibili a CCS e CCUS risulta irrilevante rispetto alla lotta ai cambiamenti climatici.

Dopo decenni di sviluppo la cattura della CO₂ ha raggiunto capacità del tutto insufficienti alla dimensione del problema. Se guardiamo agli impianti di cattura diretta dall'atmosfera (l'applicazione forse più emblematica del rischio di tecno-ottimismo riguardo alla possibilità di risolvere un danno ormai fatto annullandone gli effetti *ex post*) siamo addirittura nell'ordine di grandezza di una decina di migliaia di Tonnellate di CO₂/a (9 – tab. 2.5), circa 1 su 300 mila di quel che servirebbe in UE, US e Cina (6) per raggiungere gli obiettivi di Parigi rispetto alle misure già messe in campo al momento della COP21. Complessivamente, nel 2019 secondo IEA (9 – fig. 1.1) il totale delle emissioni climalteranti di industria e energia ammontava a circa 35 miliardi di t CO₂/a.

In termini quantitativi, tale impatto può essere messo a confronto con il contributo delle sole fonti rinnovabili. Nel 2019 nel mondo sono stati installati circa 200 GW di nuove centrali di generazione di elettricità da fonti rinnovabili (1). Ipotizzando una producibilità media di 1400 ore all'anno di questi impianti e un'emissione evitata di 0,49 t CO₂/MWh rispetto all'uso di combustibili fossili (4), le sole fonti rinnovabili elettriche costruite nel 2019 permettono un risparmio di 137 milioni di tonnellate di CO₂, quasi 11mila volte di più di tutto il CCS artificiale mai fatto negli ultimi 20 anni al mondo fino a oggi.

1.2 Il potenziale della CCS non è significativo

Il potenziale delle soluzioni CCS appare poco significativo rispetto allo sforzo complessivo necessario alla decarbonizzazione.

Le emissioni-serra riconducibili all'attività umana sono state pari a circa 43 miliardi di t di CO₂ equivalente nel 2019 (5). La riduzione di emissioni addizionale necessaria per raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi ammonta al 2030 a ben più di 1 miliardo di t CO₂/a per le sole Cina e UE e a oltre 1,4 miliardi per gli USA (6) in termini di differenza tra gli impegni portati a Parigi e lo scenario *business as usual* al momento della COP21.

La IEA, in suoi *Outlook* del passato (7), ha dichiarato che la CCS su larga scala avrebbe ridotto le chance di un'effettiva decarbonizzazione e avrebbe introdotto effetti ambientali negativi anche diversi da quelli relativi ai cambiamenti climatici, mentre oggi gli attribuisce un ruolo nel lungo periodo di poco meno di un miliardo di t di CO₂ nel 2050 (9). L'IPCC, malgrado includa tra i suoi scenari una incidenza relativamente ampia di CCUS (5 miliardi di tonnellate di CO₂ nel 2050), ha anche dichiarato che esso è un rischio rispetto alle *chance* di stare all'interno degli obiettivi di Parigi, in quanto tecnologia non testata in dimensioni rilevanti. Il suo sviluppo, comunque, avverrebbe perlopiù dopo il 2050.

2 I costi della CCS-CCUS sono proibitivi

I costi della CCS sono proibitivi. La filiera della CCS-CCUS è fatta di tecnologie quasi completamente immature, anche se nell'ultimo decennio sono fioriti prototipi su scala dimostrativa, in diversi casi finanziati da soggetti pubblici. Queste tecnologie non danno segno per ora di diventare commerciabili se non in casi isolati. Oggi appare insensato dare supporto pubblico a progetti commerciali di CCS-CCUS. Nella stima dei costi sono da considerare il rischio connesso allo stoccaggio e i costi futuri per le prossime generazioni, sia nella gestione del rischio che nella manutenzione e monitoraggio dei siti, che andrebbe calcolato a parte in una logica corretta di analisi costi/benefici.

Il costo del CCS-CCUS è costituito da tre fasi distinte: la cattura per separazione dal combustibile o dai fumi della combustione, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂.

Le uniche due **tecnologie di separazione** oggi mature secondo la IEA sono l'assorbimento chimico di CO₂ da parte di amine in fase di postcombustione e il processamento di gas naturale in giacimenti ove l'idrocarburo esce alla bocca di pozzo mescolato con grandi quantità di CO₂. Nessuna tecnica di cattura da fumi o aria è considerabile matura malgrado le lunghe sperimentazioni, compreso l'assorbimento chimico di CO₂ dai fumi di centrali a carbone – fase di adozione iniziale - adottato nel prototipo di Brindisi poi apparentemente abbandonato.

Per quanto riguarda il trasporto della CO₂, la tecnologia più matura è quella delle *pipeline* con il possibile impiego di tratte impiegate per la distribuzione dei prodotti petroliferi o gas fossile.

In termini di stoccaggio di lungo termine e utilizzo della CO₂, invece, l'unica tecnologia matura lo è perché necessaria nel settore dell'*upstream* petrolifero: la *Enhanced Oil Recovery* (EOR) usata da tempo come tecnica per facilitare la coltivazione di idrocarburi spiazzandoli nei loro giacimenti appunto attraverso l'immissione in pressione di CO₂.

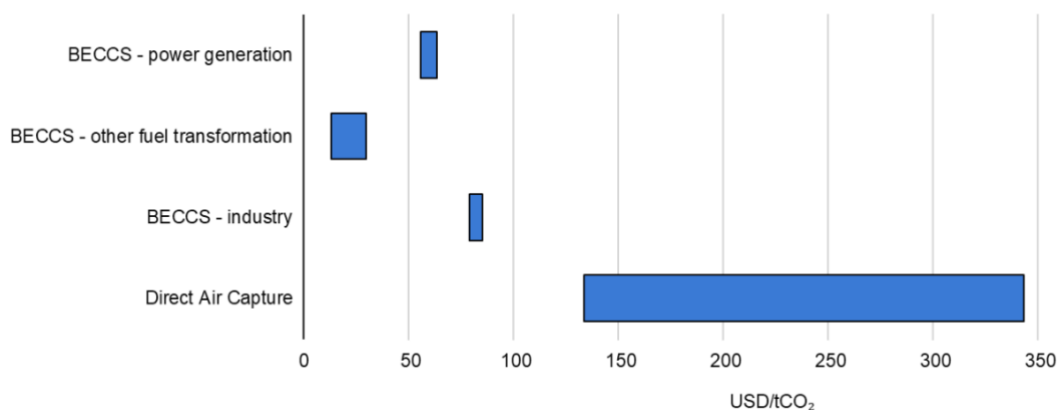
È importante sottolineare come l'unico sistema già ampiamente sperimentato di stoccaggio è contestualmente legato all'estrazione dei combustibili fossili. Questo lega il processo della CCS all'industria ed alla produzione del fossile. L'uso di depositi minerari salini, specifica la IEA, si affaccia come tecnica in fase di adozione iniziale.

La sola separazione di CO₂ dai fumi di una centrale a carbone genera un costo di 50 €/t, maggiori sarebbero i costi della separazione per concentrazioni di CO₂ inferiori. E a questa cifra mancano il trasporto e l'uso/stoccaggio. Secondo fonti riportate da IEA, un ciclo completo di separazione e stoccaggio della CO₂ dall'aria negli impianti oggi esistenti costa da 135 a 345 \$/t CO₂ (9). Tale valore è ampiamente fuori scala rispetto al target price per la CO₂ identificato dall'IMF come funzionale al raggiungimento degli obiettivi di Parigi (75 \$ / t CO₂).

I costi dell'assorbimento di CO₂ direttamente dall'aria sono completamente improponibili (a partire da 130€/t CO₂ la sola rimozione della CO₂, fino a un ordine di grandezza oltre) a causa della necessità di altissime temperature per la tecnologia a fluido (circa 900°C).

Non a caso, gli unici casi di progetto su scala più che dimostrativa sono in luoghi con disponibilità di fonti geotermiche ad alta temperatura (infatti il progetto principale di Climevents, citato anche altrove in questo documento, è in Islanda).

Più interessante la separazione da biocombustibili (come etanolo) prima della combustione. In questi casi, detti BECCS, si può ottenere una riduzione netta di CO₂ (basandosi sull'assunzione che le emissioni da *biofuel* non siano da computare ai fini dei gas-serra) nel caso in cui si utilizzi o stocchi permanentemente quanto separato dal *fuel*.



Costi della separazione della CO₂ per diverse tecnologie, IEA 2021

2.1 La gestione della CCS aggiunge costi e rischi

La CCS è da escludere in tutti i processi per cui sono già evidenti altre soluzioni tecnologiche innovative, in particolare nella produzione dell'idrogeno. In questo caso specifico è del tutto insensato attivare una produzione di idrogeno blu da fonti fossili a causa delle notevoli inefficienze dei processi di trasformazione e dei rischi e costi futuri legati allo stoccaggio di CO₂ a tempo indeterminato.

Puntare sulla separazione e stoccaggio di CO₂, anziché sulla drastica riduzione delle emissioni, comporta affidarsi a un sistema di gestione e controllo complesso sul piano tecnologico, ma anche su quello della *governance*, un sistema delicato in termini di computazione, verifiche quantitative e tecniche. Chi sarebbe responsabile di una mancata separazione o di uno stoccaggio incorretto? Chi di una eventuale fuga di CO₂ stoccata? E quand'anche i controlli e le responsabilità vengano svolti e assegnati correttamente, a quanto ammonterebbero i costi di questa macchina e quanto contribuirebbero all'incertezza nel raggiungimento degli obiettivi? E quando gli obiettivi di riduzione di CO₂ diventeranno legalmente vincolanti, come assicurare che i Governi siano non solo capaci ma anche intenzionati a controllare i siti di CCS?

Se la CO₂ evitata, dunque, non rischia di rimaterializzarsi a causa di errori tecnologici o mancati controlli, né comporta costi di mantenimento, lo stesso non si può dire di quella prima prodotta, poi catturata e stoccata.

2.2 La CCS non contribuisce a obiettivi secondari

Nella valutazione economica della CCS rispetto alle alternative è inoltre utile fare riferimento agli obiettivi ambientali secondari non direttamente ricondotti alla priorità di abbattimento delle emissioni di CO₂.

In Italia muoiono prematuramente secondo l'Agenzia Europea per l'Ambiente circa 80 mila persone all'anno per esposizione a inquinanti dell'aria (soprattutto polveri, ossidi di azoto, ozono) legati con grande prevalenza alla combustione di fonti energetiche fossili.

La lotta ai cambiamenti climatici attraverso minori emissioni, in altri termini, comporta altre ricadute decisive per la vivibilità dell'ambiente. La cattura e lo stoccaggio della CO₂ non comporterebbero questi effetti, vanificando in parte i vantaggi della decarbonizzazione.

2.3 Stoccaggio: un rinvio alle prossime generazioni

Tra non emettere e gestire le emissioni emesse c'è un mare di differenza in termini di rischi spostati sulle prossime generazioni. Un aspetto che non viene considerato nelle comparazioni economiche, e che rende ancora meno proponibili le tecnologie CCS e CCUS artificiali.

Nel futuro eventuale di adozione di impianti di cattura della CO₂, lo stoccaggio geologico improduttivo rimane l'opzione più probabile per gran parte della CO₂ separata. E questa è una pessima notizia.

Così come per il combustibile nucleare irraggiato, **lo stoccaggio minerario della CO₂ attribuisce alle generazioni future un onere a tempo indeterminato in termini di costi di mantenimento e di rischi.**

Rischi che riguardano l'incertezza rispetto alla *governance* e ai costi futuri della gestione (chi garantisce il presidio quando finiscono le concessioni minerarie? Chi garantisce l'inviolabilità dei sistemi di controllo di un sito il cui svuotamento potrebbe vanificare in tempi relativamente brevi il lavoro e i costi di decenni di cattura e stoccaggio?).

A questi si aggiungono i rischi riguardo alla sicurezza geologica: in aree sismiche caratterizzate dalla presenza di faglie note, come la fascia adriatica, non si può escludere che terremoti modifichino la capacità futura di un sito di stoccaggio di trattenere affidabilmente il contenuto.

La dimensione di queste incognite in termini di durata del presidio necessario (a tempo indeterminato) e difficoltà di controllo dei fattori di rischio impone una logica di cautela: ridurre al massimo la dimensione di criticità ambientali spostate sulle generazioni future.

In altri termini: se liberare CO₂ dai fossili è un pericolo per l'umanità, difficilmente metterla sotto il tappeto risolve la questione in modo sostenibile.

Mentre la CO₂ non emessa evita qualsiasi danno alle prossime generazioni, quella stoccata con sistemi diversi dalla creazione di nuova biomassa con prospettive di rigenerazione permanente o di materiali definitivamente inerti costituisce una "bomba" di instabilità e costi incerti passata alle prossime generazioni, e già per questo le due soluzioni (evitare di liberare CO₂ alla fonte o invece liberarla e catturarla) non dovrebbero essere considerate equiparabili nemmeno a parità di costi correnti (condizione che peraltro pressoché mai raggiungibile allo stato dell'arte per la stragrande maggioranza delle applicazioni, come argomentato nel paragrafo 2).

2.4 La CCS è peggio di altre soluzioni di sink

Le tecnologie di CCS e di CCUS vengono spesso associate al *carbon offsetting* e ai crediti di carbonio. Cioè alla possibilità di raggiungere emissioni nette nulle permettendo a soggetti per cui la riduzione effettiva delle emissioni è molto costosa di supportare economicamente tecnologie di assorbimento. Il ruolo delle opzioni di offsetting deve sempre essere considerato residuale nelle strategie di decarbonizzazione che devono mirare ad un azzeramento delle emissioni di CO₂ attraverso la transizione a fonti rinnovabili e l'innovazione nei processi produttivi a zero emissioni nette.

In nessun modo le soluzioni di offsetting devono essere considerate pertanto alternative alle strategie di mitigazione e azzeramento delle emissioni.

Anche nell'ambito degli offset il CCS risulta l'opzione più costosa, meno efficace, più rischiosa e priva di benefici collaterali, come invece avrebbe ad esempio una strategia di carbon sink naturali. I *carbon sink* naturali hanno generalmente vantaggi in termini di effetti secondari auspicabili: una foresta, per esempio, comporta vantaggi in termini di biodiversità e attività produttive, dal taglio controllato e dall'uso della biomassa.

3 La CCS è legata alla filiera fossile

I progetti di storage artificiale di CO₂ dipendono perlopiù da sinergie con l'industria petrolifera. Un controsenso del processo di decarbonizzazione.

Ad oggi, dopo 20 anni di ricerca e costi, solo una piccola parte della CO₂ isolata attraverso tecniche di separazione ha prospettive di essere impiegata in usi utili. Di questi, la stragrande maggioranza riguarda l'uso nell'industria petrolifera come gas inerte di spiazzamento dell'idrocarburo coltivato (una tecnica vecchia quasi quanto l'estrazione petrolifera).

In generale, lo stoccaggio geologico richiede competenze, e comporta sinergie, legate all'industria dell'*upstream* di petrolio e gas. In uno scenario in cui quest'industria va a ridimensionarsi e scomparire, i costi di tenerne attiva una branca per il solo *storage* di CO₂ potrebbero condurre a un *trend* in aumento – e non riduzione – dei costi di stoccaggio e di monitoraggio. Lo stoccaggio geologico di fatto rappresenta un ulteriore *stranded cost* della decarbonizzazione anziché una soluzione.

La CCS dunque ha bisogno dell'industria del petrolio, ma è ancora più vero l'inverso: **nei progetti industriali di conversione di pozzi, giacimenti e oleodotti a fini CCUS (si veda il paragrafo 5) una delle voci di vantaggio economico sono i costi di *decommissioning* evitati, che includono quelli di bonifica.** Per esempio: costa molto meno convertire a trasporto di CO₂ un gasdotto che smantellarlo, ma questa differenza si deve in buona parte alla mera procrastinazione dei costi di *decommissioning*.

Quindi si accollano alle generazioni future non solo i rischi della CO₂ stoccata, ma anche quelli della bonifica di un'infrastruttura sostanzialmente anacronistica.

4 Le esperienze pregresse in Italia dimostrano l'incertezza legata alla CCS

Del progetto pilota di Brindisi-Cortemaggiore sviluppato nello scorso decennio non si sa nulla. Come mai? Se la sperimentazione non ha portato a progressi nel mostrare fattibilità

ed economicità della tecnologia, le esperienze dovrebbero comunque essere portate a fattore comune per farne tesoro, a maggior ragione visto che i due sponsor sono “campioni nazionali” a controllo pubblico.

4.1 Cortemaggiore

Un decennio fa Enel progettava di trasformare a carbone la centrale di Polesine Camerini (chiamata di solito Porto Tolle, in pieno parco del delta del Po), una delle tante grandi centrali elettriche convenzionali che le normative ambientali non permettevano più di esercire a olio combustibile e la cui scarsa efficienza rendeva impossibile la concorrenza con i cicli combinati a gas. La convenienza sarebbe però tornata attraverso il “carbone pulito” grazie a un programma di separazione e stoccaggio della CO₂ dai fumi, nel frattempo sperimentato altrove.

Dieci anni dopo, nel 2020, Salvatore Bernabei, numero 1 di Enel Green Power, avrebbe dichiarato in un’intervista a Standard & Poors che quella della CCS per Enel è una stagione finita.

Cos’era successo nel frattempo?

Nel frattempo si era svolto un progetto pilota che coinvolgeva Enel e Eni e avrebbe dovuto dimostrare la fattibilità di quella stessa separazione e stoccaggio da applicare poi all’impianto veneto.

Si trattava di separare una piccola quantità di CO₂ dai fumi della centrale a carbone Enel di Brindisi (8 mila t/anno di CO₂ sequestrata secondo i dati del portale sulla *carbon sequestration* del Massachusetts Institute of Technology, nel frattempo non più aggiornato, una quantità trascurabile ma maggiore di buona parte degli impianti dimostrativi oggi nel mondo) con un tecnica con uso di ammine, un metodo con post-combustione, in cui il solvente liquido viene utilizzato per lavare i gas di scarico dopo la combustione del carbone, in modo da rimuovere l’anidride carbonica.

La CO₂ veniva poi trasportata lungo gran parte della penisola con autobotti (privi di separazione della CO₂ allo scarico, sospettiamo) fino a Cortemaggiore, nel piacentino, per essere iniettata all’interno di un sito di stoccaggio geologico di Stogit (il gestore degli stoccaggi gas).

I test sono iniziati nel marzo 2011, ma ben presto le informazioni pubbliche si sono perse. Secondo quanto reperibile in rete, l’ARPA Emilia-Romagna, probabilmente in collaborazione con l’INGV, era tenuta a monitorare il sito di stoccaggio almeno fino al 2016.

La Libertà, storico quotidiano di Piacenza, nel 2015 scriveva che “Stogit ha presentato in Provincia richiesta di riesame dell’autorizzazione integrata ambientale (Aia) per l’impianto di compressione e stoccaggio di gas naturale in Comune di Cortemaggiore e in Comune di Besenzone, dove si cita ancora l’impianto di iniezione di anidride carbonica, del quale si erano perse le tracce dal 2012. Eppure, solo quattro anni fa, Cortemaggiore, Besenzone e Brindisi erano diventati luoghi simbolo dell’innovazione con il primo impianto pilota italiano, secondo in Europa, di CCS per eliminare la CO₂ immessa nell’atmosfera dagli impianti di produzione di energia da carbone; il progetto, realizzato nell’ambito di un accordo con Eni, prevedeva trasporto e stoccaggio dell’anidride carbonica catturata a Brindisi fino al sito di Cortemaggiore della società petrolifera, dove sarebbe dovuta essere iniettata e immagazzinata nel sottosuolo, in un giacimento di gas esaurito. Ma nulla si è poi saputo, se non fosse che, ora, il progetto rientra ancora nella richiesta di Stogit di rinnovare la Aia”.

Ora: a cosa dovrebbe servire un progetto pilota svolto dai due “campioni nazionali” dell’energia se non a diffonderne i risultati per alimentare decisioni razionali sulle scelte future?

Cosa ci indica l’incredibile silenzio sul progetto Brindisi-Cortemaggiore? Semplicemente un divorzio nelle strategie delle due aziende controllate dallo Stato o anche risultati fallimentari in termini di *economics*?

5 Alcuni progetti nel mondo

I due progetti descritti in questo paragrafo sono emblematici dei filoni in cui la CCS oggi può essere una realtà: 1) impianto di dimensione commerciale (ma comunque poco significativo in termini di capacità rispetto ai fabbisogni climatici) asservito alla continuità di siti di

coltivazione di idrocarburi che altrimenti dovrebbero essere correttamente disattivati e bonificati, 2) minuscolo impianto pilota – in questo caso di cattura diretta dall’aria – reso possibile da condizioni pressoché uniche di disponibilità di energia e calore.

Microsoft ha stabilito all’inizio del 2020 di darsi un obiettivo di emissioni nette negative entro il 2030 e per ottenerlo svolge ricerche su progetti a emissioni negative di cui contrattualizzare parte della capacità. In un documento del 2021 (8) l’azienda elenca le iniziative che ha contrattualizzato (e quindi finanziato) e nota come solo 2 su 15 di esse si riferiscano a soluzioni meramente artificiali (“ingegnerizzate”, come dice il report), mentre tutte le altre sono *carbon sink* naturali generalmente legati a opportuna gestione di foreste o biomasse.

Le due eccezioni sono il sito di cattura dall’aria in Islanda descritto più sotto e un sito di BECCS (cattura da biomasse e stoccaggio), contrattualizzate a un costo per t di CO₂ segregata, dichiara Microsoft, oltre 50 volte più alto di quello della maggior parte dei *carbon sink* naturali.

Il potenziale (per ora sulla carta) di CO₂ rimossa che Microsoft ha acquisito in questi due progetti ammonta rispettivamente a 1400 e 2000 t di CO₂/a, quantità risibili anche solo rispetto all’*offset* di emissioni già oggi contrattualizzate dalla sola Microsoft, che ammonta a circa 1,3 milioni di t di CO₂/a.

5.1 Il progetto HyNet nella baia di Liverpool

Nella baia di Liverpool è progettato un sito diffuso di produzione di idrogeno da gas naturale con iniezione della CO₂ separata in un giacimento di idrocarburi esaurito in concessione a Eni non lontano. L’idrogeno verrà quindi in parte distribuito in una rete locale per usi industriali, in parte inserito nella rete del metano in concentrazioni tali da non alterarne il normale utilizzo (*blending*). La capacità di separazione di CO₂ del progetto è prevista in 1 milione di t/a (tutte le informazioni sono tratte dal sito web del progetto (10) e da quello di Eni) e il costo complessivo delle opere di poco inferiore al miliardo di £.

Il progetto riceverà aiuti alla ricerca britannici per 33 milioni di £ e la decisione di investimento potrebbe essere presa, secondo un comunicato del 17/3/2021 di Eni, nel 2023.

Si tratta di un caso evidente in cui parte dell’incentivo per gli sponsor è evitare il *decommissioning* delle infrastrutture per idrocarburi dell’area, in quella sorta di circolo vizioso che non mira a soluzioni nuove con una prospettiva di validità commerciale, bensì al procrastinamento della trasformazione di cespiti aziendali in puri costi di dismissione.

5.2 Climeworks Orca in Islanda

Nei pressi del grande impianto geotermoelettrico di Hellisheidi, non lontano dalla capitale islandese, è in costruzione un impianto di separazione diretta dall’aria che sarà alimentato da fonte rinnovabile (geotermica, appunto) e avrà, secondo il gestore (Climeworks), una capacità di separazione annuale di circa 4 mila tonnellate di CO₂/a. Una dimensione irrisoria, che però, secondo i gestori, non pregiudica la significatività del progetto, grazie alla modularità della tecnologia.

Come abbiamo visto, la cattura diretta dall’aria richiede temperature di processo elevatissime oltre che notevoli disponibilità di elettricità. Il sito in questione, dove OM, che gestisce l’impianto geotermico, fornisce sia elettricità che calore ad alta temperatura, presenta quindi condizioni favorevoli ma poco o per nulla riproducibili altrove.

Altro partner del progetto è Carbofix, titolare della tecnologia che permetterà, secondo i promotori, di stoccare la CO₂ separata attraverso una rapida mineralizzazione sotterranea.

6 Il progetto Eni Ravenna

Destinato secondo i progetti a diventare uno degli impianti CCS più grandi del mondo, il sistema di separazione e stoccaggio che coinvolgerebbe inizialmente siti chimici ed energetici del gruppo Eni si configurerebbe come un grande progetto commerciale che, se finanziato con denaro pubblico, porterebbe al doppio dividendo di vantaggi dalla

certificazione delle mancate emissioni e dagli incentivi ricevuti. Con i camion di CO₂ in coda sulla statale Romea?

6.1 Il progetto

Si tratta di un polo di separazione di CO₂ da attività energetiche e chimiche almeno inizialmente dell'area del gruppo Eni e sua iniezione in giacimenti gas esauriti del medio Adriatico.

Sulla base del sito Eni e soprattutto delle informazioni diffuse da Eni alla stampa (12) anche con interviste dello stesso CEO Claudio Descalzi (11) perlopiù nel corso dell'estate 2020, si possono evincere le seguenti caratteristiche del progetto:

- La dimensione obiettivo ne farebbe “uno dei più grandi hub del mondo di CCS” con una capacità a regime fino a 5 milioni di t CO₂/a;
- La capacità di storage del medio Adriatico è stimata tra 300 e 500 milioni di t/ CO₂;
- Il primo sito di iniezione previsto sarebbe il giacimento di Porto Corsini;
- Le prime attività da cui separare la CO₂ potrebbero essere la centrale di trattamento gas di Casal Borsetti e impianti chimici Versalis (già Enichem) verosimilmente a Mantova; in un secondo tempo potrebbero essere interessati anche la centrale CCGT di Ferrara (controllata dal gruppo Eni) e impianti di terzi nell'area.

6.2 Risorse pubbliche a un progetto merchant?

Nell'intervista al Messaggero (11) dell'estate 2020, Claudio Descalzi parla di un lavoro di Eni per proporre progetti al piano europeo di recovery post Covid, che ai tempi dell'intervista aveva appena avuto il via libera dal Consiglio UE, e verosimilmente il progetto di CCS di Ravenna è uno dei principali.

Sarebbe ragionevole attribuire risorse pubbliche a un progetto commerciale *merchant* come quello in esame? No. Vediamo perché.

I vantaggi per chi abbia la disponibilità della capacità di stoccaggio della CO₂ del progetto verosimilmente saranno la possibilità di vendere crediti di carbonio oppure, in una logica integrata, di non pagare i permessi a emettere CO₂ nell'ambito del sistema ETS per le emissioni evitate nei siti in cui avviene la separazione. Gli uni e gli altri sono i meccanismi di mercato con cui, appunto, si intende fornire agli operatori un incentivo alla riduzione o all'*offset* delle emissioni sulla base del valore di mercato (che in concorrenza è anche il costo marginale delle azioni per evitare le emissioni) della CO₂ non emessa.

Se a questo si aggiungesse un trasferimento di denaro pubblico, si configurerebbe almeno potenzialmente un eccesso (sovrapposizione) di sussidio, e poco cambierebbe osservare che i fondi ETS e i *carbon credit* non derivano propriamente da denaro pubblico, visto che acquisiscono il loro valore da sistemi (nel primo caso obbligatori) di regolamentazione ambientale e quindi sono per alcuni versi assimilabili a imposte ecologiche.

In base a tali considerazioni deve essere confermata l'esclusione di progetti CCS-CCUS connessi all'attività fossili da sussidi di natura pubblica, anche e soprattutto nell'eventuale associazione del CCS-CCUS con la produzione di idrogeno da fossile.

6.3 Nuovi autotreni di CO₂?

Abbiamo visto nel paragrafo 4.1 il caso paradossale dei camion di CO₂ in autostrada dal tacco d'Italia alla pianura Padana per portare la CO₂ separata a Brindisi nello stoccaggio Stogit di Cortemaggiore.

Salvo costruzione di nuove *pipeline* o riadattamento di esistenti, nel caso del progetto CCS di Ravenna si configurerebbe la prospettiva di un trasporto verso Ravenna dal NE dell'Emilia o dalla Lombardia della CO₂ dei siti di separazione. Parliamo di strade come la SS 309 Romea, una delle più congestionate e pericolose d'Italia sulla base dei dati disponibili dall'ACI, e parliamo di un'area tra le più pericolose del mondo per quanto riguarda la concentrazione dell'inquinamento locale anche dovuto al traffico.

7 Bibliografia e riferimenti

1. “Renewables 2020 – Global Status Report”, *REN21*.
2. “Il punto sull’eolico”, *GSE*, ottobre 2017.
3. “Rapporto Statistico Solare fotovoltaico 2018”, *GSE*, giugno 2019.
4. “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei”, *ISPRA*, 2019.
5. “Tons of Co2 emitted into the atmosphere”, *The World Counts*.
<https://www.theworldcounts.com/challenges/climate-change/global-warming/global-co2-emissions/story>
6. Estimation of Greenhouse Gas Emissions from the EU, US, China, and to 2060 in Comparison with Their Pledges under the Paris Agreement, Yang Liu 1,2 ID , Fang Wang 1,* and Jingyun Zheng 1,2, in *MDPI*, 2017
7. *World Energy Outlook*, IEA, 2016-2019
8. Carbon removal lessons from an early corporate purchase, Microsoft, 2021
9. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage in clean energy transitions, IEA, 2020
10. Sito web del progetto Hynet di produzione di “blue hydrogen” in prossimità di Liverpool:
<https://hynet.co.uk/>
11. Intervista di Claudio De Scalzi a Osvaldo De Paolini del Messaggero, 17/9/2020,
<https://www.eni.com/it-IT/media/news/2020/09/intervista-claudio-descalzi-messaggero.html>
12. Articolo di Celestina Dominelli del Sole 24 Ore (24/7/2020) sul progetto di “blue hydrogen” di Eni a Ferrara: <https://www.ilsole24ore.com/art/eni-scommette-ravenna-spingere-l-idrogeno-bl-ADuurXf>