

La strategia di decarbonizzazione Eni nel contesto dei possibili futuri sviluppi del Cambiamento Climatico

Addendum

Relazione tecnico-scientifica
redatta nell'interesse di Eni SpA
nel contenzioso promosso da
Greenpeace Onlus, Recommon APS et al.
presso
Tribunale di Roma, sez II Civile
G.I. dott. Corrado Cartoni - R.G. N. 26468/2023

prof. Stefano Consonni
Ordinario di *Sistemi per l'Energia e l'Ambiente*
nel Politecnico di Milano

Piacenza
05 febbraio 2024

Indice

Premessa	3
1 CO2 Capture & Storage (CCS)	4
1.1 Perché la CCS ?	4
1.2 Terminologia e rappresentazione nella strategia Eni	5
1.3 Potenzialità e costi della CCS	5
1.3.1 Premessa: incertezze e incognite dello sviluppo tecnologico	5
1.3.2 Potenzialità della CCS	5
1.3.3 Costo della CCS	6
1.3.4 Costo dell'implementazione della CCS su larga scala	7
1.4 Ubicazione dei siti di stoccaggio e trasporto	7
1.5 Fabbisogno di energia per la CCS	8
1.6 CCS e inquinamento	9
1.7 Rischi della CCS	9
1.7.1 Rischi di rilascio	10
1.7.2 Rischio sismico	10
1.8 La posizione delle agenzie / istituzioni internazionali	13
1.9 Il presunto fallimento della CCS	17
1.9.1 Investimenti nella CCS	17
1.9.2 Quantità di CO2 sequestrata in depositi geologici	17
1.9.3 La modesta diffusione della CCS	17
1.10 I presunti casi di insuccesso	18
1.10.1 Shute Creek	18
1.10.2 Gorgon	18
1.10.3 Petra Nova	18
1.11 Risultati conseguiti e prospettive della CCS	18
1.12 Stato dei progetti CCS e CO ₂ catturabile	19
1.13 Stato dei progetti partecipati da Eni	20
1.14 Incoerenza delle argomentazioni degli attori	21
2 GWP, entità ed impatto delle emissioni climalteranti	22
2.1 Potenziale di riscaldamento (GWP) del metano	22
2.2 "Emissioni fuggitive" di Eni	23
3 Strategia di Decarbonizzazione Eni	24
3.1 Produzione Oil & Gas	24
3.2 Allocazione dei flussi di cassa	25
3.3 Obiettivi di decarbonizzazione	25
Rettifiche alla relazione dello scrivente in data 04.01.2024	25

Premessa

Questa integrazione è stata redatta dallo scrivente Stefano Consonni, Ordinario di *Sistemi per l'Energia e l'Ambiente* nel Politecnico di Milano, su incarico di Dentons Europe Studio Legale Tributario (di seguito "Dentons") nel contesto dell'incarico di assistenza e difesa conferito da Eni S.p.A. a Dentons nel giudizio di primo grado davanti al Tribunale di Roma - R.G. n. 26468/2023 -instaurato da RcCommon APS e Greenpeace Onlus, unitamente a 12 persone fisiche, contro Eni, nonché contro Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e il Ministero dell'Economia e delle Finanze (il "Giudizio").

L'oggetto dell'incarico conferito allo scrivente consiste, in particolare, nella replica alle osservazioni di natura tecnico/scientifica svolte dalle controparti mediante la produzione dei documenti nn. 16, 17 e 18 depositati dagli Attori con la memoria n.2, più segnatamente:

- relazione a firma dott. Nicola Armaroli su "Sequestro e cattura del CO2 (CCS). Stato e prospettive";
- relazione a firma ing. Domenico Gaudio su "Scenari delle emissioni climalteranti, inventari delle emissioni e raggiungimento degli obiettivi di riduzione dell'Accordo di Parigi";
- relazione Reclaim Finance riportante le analisi e le ricerche di Louis-Maxence Delaporte e Henri Her su "Assessment of Eni's Climate Strategy".

Le considerazioni qui esposte nella relazione sono basate su informazioni e dati pubblicamente disponibili nella letteratura tecnico-scientifica, nei siti web di agenzie / enti / soggetti pubblici o privati a vario titolo coinvolti o interessati ai temi trattati, nonché nei documenti ufficiali Eni.

1 CO2 Capture & Storage (CCS)

Come già riportato nella precedente relazione del 04.01.2024 (par. 6.4, pagg. 51-52), la Cattura e lo Stoccaggio di CO₂ (e ove possibile il suo utilizzo) è una opzione di decarbonizzazione che può giocare un ruolo cruciale nella transizione dall'attuale dipendenza dai combustibili fossili all'obiettivo *Net Zero Emission* (NZE). La CCS offre infatti la possibilità di ridurre drasticamente le emissioni di CO₂ sia nell'industria – in particolare nei settori “*hard to abate*” (difficile da abbattere) nei quale non esistono opzioni alternative – sia nel settore elettrico, nella produzione di idrogeno e, a tendere, per il conseguimento di emissioni negative mediante la rimozione di CO₂ dall'atmosfera (CDR = Carbon Dioxide Removal). Dove le soluzioni CDR si articolano a loro volta in cattura di CO₂ dall'atmosfera (DAC = Direct Air Capture) e cattura di CO₂ in processi alimentati con biomasse (BECCS = Bio-Energy Carbon Capture & Storage)

Diversamente da quanto affermato da dott. Armaroli (cfr pag. 11 di all. 16 alla seconda memoria degli attori del 25.01.2024), la CCS è ben di più di una “curiosità scientifica”. Ferme restando le intrinseche incognite e le sfide che contraddistinguono lo sviluppo di ogni nuova tecnologia, la CCS resta un tassello fondamentale del mosaico di opzioni per fronteggiare il cambiamento climatico. Nel seguito si spiegano i motivi, con ciò rispondendo anche alle immotivate e capziose argomentazioni avanzate dagli attori.

1.1 Perché la CCS ?

Obiettivo della CCS è disaccoppiare l'utilizzo dei combustibili fossili dalle emissioni di CO₂, cosicché nel tempo inevitabilmente necessario per svincolare il sistema socio-economico mondiale dai combustibili fossili sia possibile ridurre le emissioni in tempi brevi.

Ovvero **la CCS ha l'obiettivo di:**

- (i) **nel breve termine, accelerare la riduzione delle emissioni, guadagnando tempo per lo sviluppo di tecnologie low- o zero-carbon che consentiranno di fare a meno dei combustibili fossili;**
- (ii) **nel medio-lungo termine, ridurre le emissioni che non risultano tecnicamente e/o economicamente comprimibili, oppure compensare tali inevitabili emissioni con soluzioni CDR**

La CCS non è quindi un'alternativa ad altre opzioni di decarbonizzazione come rinnovabili o nucleare. È una opzione aggiuntiva e complementare, che consente di abbattere le emissioni provenienti da processi che non possono essere elettrificati o da processi che necessariamente comportano emissioni di CO₂, come quelli dei settori *hard to abate*¹

Il sesto rapporto dell'IPCC dichiara in più passaggi (Summary for Policy Makers; Technical Summary, par. 5.5; full report, par. 6.4.2.7 e par. 3.3.2.4) che **per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo e contenere quindi l'aumento delle temperature a 1.5°C le tecnologie di cattura e stoccaggio saranno imprescindibili, sia per ridurre significativamente le emissioni residuali dei processi industriali hard to abate altrimenti non eliminabili, sia in chiave di riduzione delle concentrazioni di anidride carbonica accumulata in atmosfera (CDR)**. IPCC ha vagliato oltre 2000 scenari climatici e la CCS è una delle leve di decarbonizzazione fondamentali nella maggior parte degli scenari che limitano il riscaldamento globale a massimo 2°C. In particolare, tra i 97 scenari che con “alta probabilità” permetteranno di contenere l'aumento delle temperature al di sotto degli 1,5°C (obiettivo della COP di Glasgow), la CCS fornisce un contributo importante in termini di emissioni evitate: a seconda dello scenario, tra 5 e oltre 20 miliardi di tonnellate al 2050².

Nel recente rapporto IEA “*Net Zero Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. 2023 Update*” (Settembre 2023), a proposito della CCUS si afferma a pag. 102 che “*Se tutta la capacità di cattura annunciata sarà realizzata e l'attuale tendenza alla crescita continuerà, nel 2030 la capacità di*

¹ *Hard to abate* = difficile da abbattere, ovvero processi che comportano intrinsecamente emissioni di CO₂ a prescindere dall'utilizzo di combustibili fossili: produzione di cemento, acciaio o alcuni prodotti chimici.

² L'intervallo è desumibile dal grafico a pag. 333 del rapporto del WG III AR6.

*cattura globale potrebbe raggiungere i livelli NZE*³ In tal caso, il contributo della CCUS alla riduzione cumulativa di emissioni avrà raggiunto l'8% del totale.

1.2 Terminologia e rappresentazione nella strategia Eni

Diversamente da quanto riportato da dott. Armaroli, gli acronimi CCS (CO₂ Capture & Storage = cattura stoccaggio della CO₂), CCU (Carbon Capture & Utilization = cattura e utilizzo della CO₂) e CCUS (cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂) hanno un significato preciso e una loro distinzione è doverosa – perlomeno auspicabile. Certamente tali termini non sono usati in modo intercambiabile da Eni. E certamente l'utilizzo non coincide con la produzione assistita di petrolio (Enhanced Oil recovery = EOR), come sembra assumere dott. Armaroli. In aggiunta all'EOR, la CO₂ catturata può essere catturata per una varietà di applicazioni, dall'industria chimica all'alimentare.

Nella fattispecie, **la strategia di Eni prevede obiettivi definiti sulla CCS, ovvero su filiere nella quali il destino finale della CO₂ è lo stoccaggio nel sottosuolo.** Ciò non esclude che la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie per l'utilizzo della CO₂ siano comunque prese in considerazione.

Il contributo della CCS alla riduzione delle emissioni previsto dalla strategia di decarbonizzazione Eni è quantificato in 10 milioni di tonnellate nel 2030, 35 milioni di tonnellate nel 2040, 50 milioni di tonnellate nel 2050⁴. Ovvero rispettivamente il 2%, 6,9% e 10% dei 505 milioni di tonnellate emesse nel 2018, in linea con la percentuale di riduzione delle emissioni ascrivibili alla CCS che si possono desumere elaborando fonti IPCC ed IEA.

1.3 Potenzialità e costi della CCS

1.3.1 Premessa: incertezze e incognite dello sviluppo tecnologico

La potenzialità e i costi stimati della CCS si confrontano con quelli di un'ampia varietà di misure alternative (rinnovabili, bio-combustibili, efficienza energetica, nucleare, etc.) e saranno determinati dalla competizione tecnologica, dal contesto normativo e dal sistema di incentivazione, dalla scala e dall'intensità (i.e. frazione della CO₂ catturata) alla quale la CCS sarà implementata, etc.

Per questo motivo assumere in questa fase storica una potenzialità "alta" o "bassa" oppure un costo "alto" o "basso" ha scarso significato.

Una valutazione fondata di potenzialità e costi potrà essere generata solamente dopo aver maturato una maggiore esperienza con impianti / sistemi dimostrativi, che è esattamente uno dei primari obiettivi di recenti, importanti finanziamenti UE – alcuni dei quali a consorzi partecipati da Eni. Questo processo di "apprendimento" è peraltro un passaggio indispensabile per ogni nuova tecnologia, a partire da quelle che ancora dovranno essere sviluppate per realizzare la transizione energetica.

Quale sarà esattamente il ventaglio e il ruolo delle tecnologie e delle opzioni che popoleranno il futuro Net Zero è ancora incerto. Come richiamato al punto 2.12 della relazione dello scrivente del 04.01.2024, nel World Energy Outlook 2023 IEA assume che **il 35% della riduzione di emissioni necessaria per raggiungere l'obiettivo Net Zero al 2050 sia conseguito con tecnologie ancora non disponibili commercialmente.** Come è naturale che sia, **il percorso per arrivare a tale disponibilità sarà costellato di insuccessi e di successi, ma proprio per questo sarebbe avventato escludere preventivamente opzioni con attributi così interessanti e congeniali alla transizione come la CCS.**

1.3.2 Potenzialità della CCS

Diversamente da quanto sostenuto da dott. Armaroli, la letteratura scientifica e delle agenzie internazionali abbondano di documenti che sostengono e motivano il ruolo cruciale della CCS (o CCUS, ove possibile) nella transizione energetica. A titolo esemplificativo ma assolutamente non esaustivo

³ *"If all announced CO₂ capture capacity is realised and the current growth trend continues, global capacity could reach NZE levels by 2030."*

⁴ Presentazione Eni Capital Market Day 2023.

vedasi il rapporto speciale IEA “*Energy Technology Perspectives 2020: Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions*”, oltre che i rapporti pubblicati annualmente dal Global CCS Institute⁵. La potenzialità e l’importanza di CCS e CCUS sono considerate inoltre in modo sistematico da una serie di associazioni / agenzie no-profit che lavorano sui più rilevanti temi ambientali e sociali del nostro tempo: vedasi ad esempio il rapporto “*An Industry’s Guide to Climate Action*” pubblicato nel 2018 da Bellona Europa⁶.

1.3.3 Costo della CCS

Ferme restando le premesse di cui sopra, i costi di cattura⁷ stimati da IEA nel 2020 sono tra 30 e 120 US\$ per tonnellata⁸, mentre un più recente rapporto⁹ fornisce costi per tonnellata di CO₂ evitata tra 40 e 170 US\$. Stante che per una stessa situazione i costi della CO₂ evitata sono necessariamente maggiori dei costi della CO₂ catturata, i due intervalli sono coerenti e apparentemente allineati con il generale incremento dei costi riscontrato a livello mondiale nella fase post-covid.

L’ultima edizione 2023 del rapporto sullo stato della CCS edito dal Global CCS Institute¹⁰ include un approfondimento sulla potenzialità in Egitto, per il quale la Figura 1 dà un’idea dei costi attesi per i vari hub (centri di raccolta della CO₂ catturata) ipotizzati e del contributo al costo totale delle operazioni che compongono la filiera: cattura, compressione a monte, trasporto via tubo, etc. Come si vede, il costo totale atteso raggiunge circa 150 US\$ per tonnellata solo nella situazione più sfavorevole, mentre nei casi più favorevoli è ben al di sotto di 80 US\$ per tonnellata.

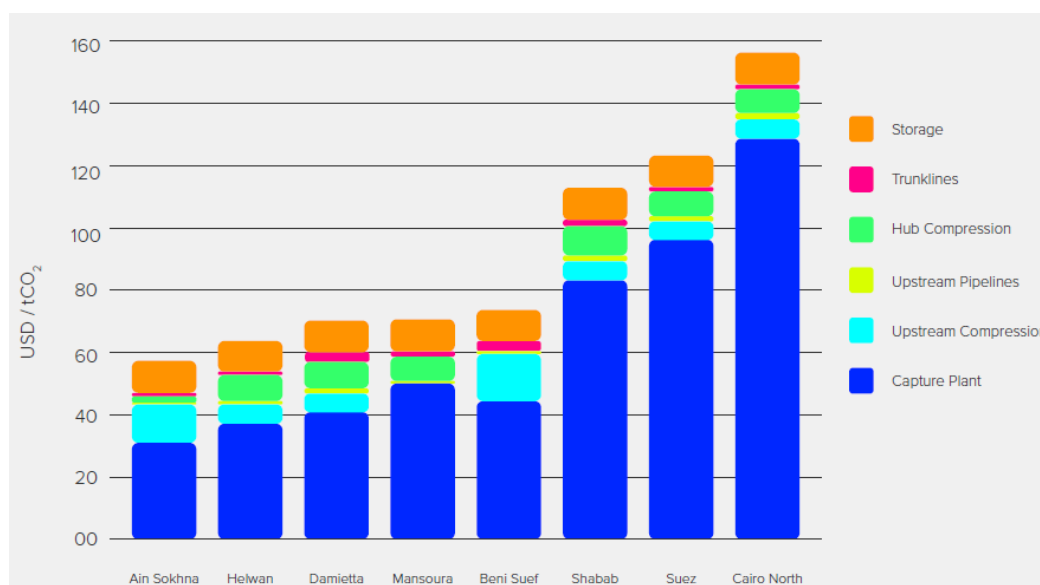


Figura 1: Costo attualizzato di tutta la filiera CCS (cattura, trasporto, stoccaggio) per una varietà di situazioni analizzate dal Global CCS Institute per l’Egitto.

⁵ <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/>

⁶ <https://bellona.org/publication/an-industrys-guide-to-climate-change>

⁷ I costi sono solitamente espressi in € (o US\$) per tonnellata di CO₂ catturata o evitata. Stante che la quantità di CO₂ catturata è maggiore della quantità di CO₂ evitata (cioè della riduzione di emissioni) la distinzione può essere rilevante.

⁸ <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>, dove si riportano dati reperibili anche nel rapporto IEA “*Energy Technology Perspectives 2020: Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions*”.

Il campo 30-120 US\$ per tonnellata di CO₂ catturata non include la cattura diretta dall’aria per la quale, stante lo stadio di sviluppo ancora molto precoce, le previsioni dei costi sono estremamente incerte, oltre che più elevate.

⁹ IEA “*CCUS Policies and Business Models*”, Nov 2023.

¹⁰ <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/>

Dott Armaroli fa riferimento ad altra fonte¹¹, riportando un intervallo di 75-250 € per tonnellata¹². Tuttavia tale intervallo è fuorviante, poiché il software sviluppato dal Clean Air Task Force (CATF) con il quale è stato generato esprime un costo al variare del volume di CO₂ catturabile. Il valore di 250 €/ton si riferisce ad un solo progetto a cui è associato un volume di CO₂ catturabile pari allo 0,02% del totale. Dallo stesso software CATF emerge che per l'80% del totale della CO₂ catturabile il costo ricade nell'intervallo 75 – 175 €/ton, mentre per il 65% del totale della CO₂ catturabile il costo ricade nell'intervallo 75 – 130 €/ton.

Inoltre, il pur fuorviante intervallo riportato da dott. Armaroli è ristretto ai soli siti di stoccaggio attualmente programmati. La stessa fonte citata da dott. Armaroli afferma che in uno scenario di lungo termine la situazione cambierebbe completamente: *“Passando allo scenario a lungo termine la situazione cambia completamente. Ad un prezzo del carbonio di 90 € per tonnellata per quasi metà [delle fonti di emissione considerate] avrebbe senso installare la cattura”*¹³

1.3.4 Costo dell'implementazione della CCS su larga scala

Sempre a proposito di costi della CCS, la prima memoria degli attori del 05.01.2024 riporta che (pag. 22) *“L'IEA ha inoltre stimato che saranno necessari 3,5 trilioni di dollari di investimenti ogni anno da oggi al 2050 per la mitigazione tramite la CCS per la produzione di petrolio e gas – una somma che è pari alla media degli ultimi anni del totale annuo delle entrate di tutto il settore petrolifero.”*

Ma questa citazione travisa completamente lo spirito del passaggio del rapporto IEA¹⁴, che è quello di mettere in guardia da eccessive aspettative sulla CCUS, prefigurando per assurdo quanto sarebbe necessario per catturare tutta la CO₂ emessa nel caso in cui l'industria Oil & Gas proseguisse nella tendenza attuale. La quale ipotesi per assurdo fa riferimento (necessariamente, stante che sarebbe difficile fare altrimenti) alla massiccia introduzione di cattura diretta dall'aria (DAC = Direct Air Capture), una tecnologia di cattura ad uno stato ancora relativamente embrionale, con costi e consumi energetici particolarmente elevati.

Quindi **il significato del passaggio citato dagli attori non è quello di prevedere i costi della CCS, bensì di sottolineare come la sola CCS non potrebbe consentire di affrontare adeguatamente la sfida della decarbonizzazione. Esattamente la stessa posizione adottata da Eni.**

1.4 Ubicazione dei siti di stoccaggio e trasporto

Il fatto che i siti di stoccaggio di CO₂ possano essere ubicati anche a notevole distanza dai siti ove la CO₂ viene catturata non pone problemi rilevanti né dal punto di vista tecnico né economico. **Il trasporto via tubo di fluidi su distanze di centinaia di km è infatti pratica comune nell'industria.** Il gasdotto Greenstream che collega la Libia all'Italia ha una lunghezza di 520 km. Nel caso specifico del trasporto di CO₂, negli Stati Uniti esiste da decenne un'ampia rete di trasporto di CO₂ che si sviluppa per una distanza complessiva di oltre 8000 chilometri.

E' pur vero che negli Stati Uniti un progetto di gasdotto per CO₂ è stato cancellato nel 2023 per l'opposizione della popolazione¹⁵, ma tale circostanza non è inusuale per le grandi infrastrutture e non può essere certo considerata una legittima argomentazione contro la validità del trasporto di CO₂ via tubo. Un esempio eloquente è rappresentato dalle proteste contro i parchi eolici nella regione del

¹¹ Clean Air Task Force, Mapping the cost of carbon capture and storage in Europe, 2023, <https://www.cao.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>

¹² Più precisamente, la fonte citata nella relazione Armaroli riporta l'intervallo 70-250 € / tonnellata.

¹³ *“Switching to the long term scenario completely changes the picture: at a carbon price of 90 € per tonne, it could make sense for nearly half the facilities to install carbon capture”*

¹⁴ IEA, *“The Oil and Gas Industry in Net Zero Transition”*, Nov. 2023, pag. 16.

¹⁵ <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/navigator-co2-ventures-cancels-carbon-capture-pipeline-project-us-midwest-2023-10-20/>

Fosen in Norvegia¹⁶, che di per sé non inficia la validità e l'importanza dell'energia eolica per la transizione energetica.

Circa le modalità del trasporto della CO₂ via tubo, dott. Armaroli indica erroneamente che la CO₂ viene preferibilmente trasportata in forma liquida a basse temperature. In realtà, la modalità di trasporto oggi più accreditata è quella in fase gassosa ad alta densità, a temperatura prossima alla temperatura ambiente - fermo restando che la modalità di trasporto ottimale (pressione, temperatura e quindi densità) varia con la distanza da coprire, i volumi da trasportare e la struttura della rete di trasporto. In ogni caso **i consumi di energia associati al trasporto e all'iniezione, per quanto non trascurabili, non sono tali da inficiare la validità e i vantaggi che la filiera CCS comporta**. Per quanto l'applicazione a casi di specie richieda una certa elaborazione, vedasi ad esempio Jackson (2020)¹⁷.

1.5 Fabbisogno di energia per la CCS

La separazione della CO₂ dal flusso di gas in cui è contenuta va contro la spontanea tendenza dei gas a miscelarsi, piuttosto che a separarsi. Tale spontanea tendenza dei gas a miscelarsi è ascrivibile al Secondo Principio della Termodinamica, per contrastare il quale è necessario fornire energia. Il quantitativo di energia necessario può variare in misura molto significativa con le caratteristiche del flusso dal quale si vuole estrarre la CO₂, le condizioni operative (pressione, temperatura) e soprattutto la tecnologia di cattura, per la quale esiste un ventaglio molto ampio di opzioni: solventi fisici, solventi chimici, ossi-combustione, membrane, *chemical looping*, adsorbimento, etc.

Va da sé che i processi / tecnologie di cattura che comportano consumi di energia molto elevati difficilmente saranno buoni candidati per applicazioni industriali. La ricerca e lo sviluppo perseguiti negli ultimi 2-3 decenni hanno portato ad individuare una serie di alternative per le quali la "penalità energetica" del processo è ritenuta accettabile.

Nella fattispecie della cattura in centrali termoelettriche a carbone, negli impianti dimostrativi di Petra Nova¹⁸ (Texas, USA) e Boundary Dam¹⁹ (Canada) è stata rilevata una riduzione dell'energia netta prodotta rispettivamente del 22% e 20%- in linea con l'intervallo del 20-30% atteso per le tecnologie post-combustione ivi adottate²⁰.

Sempre per centrali termoelettriche, dott. Armaroli riporta consumi del processo di separazione del 30-60%, che sono tuttavia al di fuori non solo di quanto rilevato sperimentalmente e citato da una varietà di pubblicazioni, ma che non si ritrovano nelle due pubblicazioni (17 e 18 nell'elenco in calce alla sua relazione) da lui stesso citate a supporto della sua affermazione. Senza contare che la ref. 18 dell'elenco in calce alla relazione Armaroli si riferisce alla cattura diretta dall'aria (DAC), una tecnologia di cattura ad uno stato di sviluppo ancora precoce²¹, con consumi energetici e costi per sua natura elevati e che non costituisce certo l'attuale riferimento per la CCS.

¹⁶ <https://www.reuters.com/business/energy/dispute-over-norway-wind-farm-continues-despite-partial-deal-2023-12-19/#:~:text=Norway's%20supreme%20court%20ruled%20in,process%20to%20implement%20the%20ruling>.

¹⁷ Jackson S., "Development of a Model for the Estimation of the Energy Consumption Associated with the Transportation of CO₂ in Pipelines", *Energies* **2020**, 13, 2427; doi:10.3390/en13102427.

¹⁸ <https://www.powermag.com/capturing-carbon-and-seizing-innovation-petra-nova-is-powers-plant-of-the-year/>

¹⁹ Howard J. Herzog, Edward S. Rubin, and Gary T. Rochelle, "Comment on 'Reassessing the Efficiency Penalty from Carbon Capture in Coal-Fired Power Plants,'" *Environmental Science and Technology*, vol. 50 (May 12, 2016), pp. 6112-6113.

²⁰ GCCSI – Carbon Capture Technologies: Post Combustion Capture (Jan 2012)

²¹ A significare la posizione di una tecnologia lungo il percorso di sviluppo verso la disponibilità commerciale si usa spesso il termine TRL =Technology Readiness Level = livello di sviluppo tecnologico. Il TRL della cattura dall'aria é ancora lontano da quello che contraddistingue le tecnologie commerciali.

Sempre a proposito dei consumi energetici della CCS, la prima memoria degli attori del 05.01.2024 riporta che (pag. 22) *“Per l’IEA, la CCS è “una tecnologia essenziale per raggiungere le emissioni nette zero in alcuni settori e circostanze, ma non è un modo per mantenere lo status quo”. Se il consumo di petrolio e gas naturale si evolverà come previsto dalle attuali politiche, l’IEA ritiene che ciò richiederà l’“inconcepibile”, cioè 32 miliardi di tonnellate di CCUS entro il 2050. Questo includerebbe circa 23 miliardi di tonnellate sequestrate dalle tecnologie di cattura diretta dell’aria, che a loro volta richiederebbero circa 26.000 terawattora di produzione di elettricità per funzionare nel 2050, una quantità superiore alla domanda mondiale di elettricità nel 2022.”*

Trattasi del passaggio già discusso in precedenza al punto 1.3.4²², del quale gli attori travisano completamente (e capziosamente) il significato. Obiettivo dell’affermazione IEA non è quello di stimare il fabbisogno di energia della CCS bensì di sottolineare, con una valutazione per assurdo, come la sola CCS non potrebbe consentire di affrontare adeguatamente la sfida della decarbonizzazione. Esattamente la stessa posizione adottata da Eni.

1.6 CCS e inquinamento

Per quanto la cattura di CO₂ non sia diretta a rimuovere eventuali inquinanti, al contrario di quanto affermato nelle considerazioni conclusive di dott. Armaroli e a pag. 23 della prima memoria degli attori del 05.01.2024, **la CCS tendenzialmente riduce le emissioni di inquinanti.**

Infatti, per poter esser realizzata la cattura di CO₂ richiede necessariamente la pulizia spinta dei prodotti di combustione. Nella fattispecie delle tre principali configurazioni della tecnologia di cattura:

- nella cattura “post-combustione” è indispensabile rimuovere dai prodotti di combustione – a monte della cattura della CO₂ – composti acidi (ossidi di zolfo e di azoto), particolato e se del caso metalli volatili per scongiurare la contaminazione del solvente usato per catturare la CO₂
- nella cattura “ossi-combustione” è possibile addirittura eliminare il camino dell’impianto, dal quale fuoriesce solamente il flusso della CO₂ catturata e il flusso dell’acqua generata con l’ossidazione dell’idrogeno nel combustibile
- nella cattura “pre-combustione” il combustibile viene convertito quasi totalmente in idrogeno previa rimozione, oltre che del carbonio, di zolfo, azoto, metalli, particolato. Cosicché la combustione avviene con un combustibile (prevalentemente idrogeno) particolarmente “pulito”, con generazione di inquinanti particolarmente ridotta.

1.7 Rischi della CCS

Oltre alle incertezze e alle incognite commentate al par. 1.3.1, l’introduzione di una nuova tecnologia può comportare un rischio. Posto che **il rischio zero è una circostanza estranea alla condizione umana**, esistono oggi metodologie e un sostanzioso *corpus* di norme, regolamenti, pratiche, riferimenti volti a garantire che il rischio generato da una specifica tecnologia possa essere considerato accettabile.

Nella fattispecie della CCS, gli attori e la relazione di dott. Armaroli presentano lo stoccaggio geologico come un settore inesplorato, senza precedenti e quindi intrinsecamente pericoloso. Le osservazioni che seguono spiegano come la realtà sia completamente diversa. Cosicché, **per quanto oggi conosciuto, è possibile adottare tecniche, procedure, modalità di gestione tali da contenere i diversi rischi della CCS (principalmente rischio di rilascio della CO₂ in atmosfera e rischio sismico) entro gli usuali standard adottati per le attività industriali.**

²² IEA, “The Oil and Gas Industry in Net Zero Transition”, Nov. 2023, pag. 16.

1.7.1 Rischi di rilascio

La sicurezza dei siti di stoccaggio è garantita da un accurato processo di selezione e da apposite normative che in Europa stabiliscono, tra l'altro, che il sito deve trovarsi in zona sismica a rischio basso, come nel caso dei giacimenti esauriti del ravennate che per milioni di anni hanno contenuto gas naturale nonostante la normale attività sismica. Inoltre, la CCUS a fini di stoccaggio geologico di anidride carbonica in giacimenti esauriti ha rilevanti similitudini tecniche con lo stoccaggio strategico di gas naturale, la cui esperienza a livello globale risale addirittura al 1915 con la realizzazione del primo impianto in Canada. Successivamente l'attività si è sviluppato sino a diventare un processo industriale consolidato utilizzato in tutto il mondo. In particolare, in Italia sono attivi 14 siti di stoccaggio di gas naturale e oltre 400 pozzi, per una capacità operativa di oltre 14 miliardi di Sm³, con il primo campo di stoccaggio risalente al 1964.

Alcune delle fonti citate dai ricorrenti sono datate e superate. Per esempio, l'IPCC Special Report on CCUS del 2005 risulta obsoleto rispetto al Sesto Assessment Report on Climate Change – Working Group 3 del 2022, sempre di IPCC23. Al paragrafo 6.4.2.5 di questo recente documento gli scienziati del gruppo intergovernativo giudicano che lo stoccaggio geologico sia affidabile, citando lo stesso studio che i ricorrenti definiscono caratterizzato da “un certo ottimismo” e che vorrebbero far credere lasci aperte delle incertezze. Invece, lo studio “Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation²⁴” dimostra chiaramente e senza alcuna ombra di dubbio tramite approccio statistico come il rischio di perdita da uno stoccaggio geologico offshore in un contesto ben regolato, come quello europeo, sia bassissimo, con una quantità totale di CO₂ persa nell'arco di 10.000 anni che va dallo 0,5% al 6,3% del totale, con una media inferiore all' 1,9%. Ciò significa che, statisticamente, oltre il 98% della CO₂ iniettata in un sito di stoccaggio resta confinata per un tempo di due ordini di grandezza superiore a quello intercorso dalla rivoluzione industriale ad oggi.

Infine, non si ha evidenza dei “rilasci improvvisi che avrebbero effetti catastrofici”, paventati dai ricorrenti senza alcuna referenza o studio a supporto.

1.7.2 Rischio sismico

Anche in questo caso gli attori dipingono una situazione che è totalmente diversa dalla realtà. Proprio uno degli studi citati da dott. Armaroli (Global review of human-induced earthquakes)²⁵ dimostra come lo stoccaggio geologico sia una delle operazioni meno rischiose tra tutte quelle che possono avere un'influenza sul sottosuolo. Lo studio effettuato dai ricercatori riporta infatti solo 2 casi di eventi legati allo stoccaggio geologico. Consultando il database online aggiornato²⁶ sulla base del quale è stato compilato lo studio, si evince che alla CCS vengono attribuiti lo 0,4% dei 1303 terremoti potenzialmente indotti (quindi 5 casi in totale). Per quanto riguarda poi la magnitudo²⁷, essa non è superiore a 5 come erroneamente riportato nella relazione Armaroli; lo stesso studio citato da dott. Armaroli chiarisce

²³ Mitigation of Climate Change - Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

²⁴ Alcalde et al. (2018) - Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation – Nature Communications 2018 (9) - DOI: 10.1038/s41467-018-04423-1

²⁵ Foulger et al. (2018) - Global review of human-induced earthquakes, Earth Sci. Rev., 2018, 178, 438-514

²⁶ <https://inducedearthquakes.org/>

²⁷ La magnitudo di un terremoto è una misura quantitativa della intensità del terremoto basata sulla registrazione delle onde sismiche con opportuni sensori detti sismometri. La scala della magnitudo è logaritmica per cui ogni punto di magnitudo corrisponde ad un aumento della intensità del terremoto di 10 volte, e.g. un terremoto con M=5 è 100 volte più “forte” di uno con M=3.

Esistono diverse scale di magnitudo, che sono utilizzate a seconda del contesto tettonico/geologico e dell'entità dei terremoti stessi. La più nota è la magnitudo Richter o magnitudo locale.

La magnitudo 3 è considerata convenzionalmente la soglia della percezione umana. Al di sotto di tale valore i sismi sono rilevati solo strumentalmente.

infatti come la CCS sia l'attività meno impattante da questo punto di vista, con una magnitudo massima degli eventi inferiore a 2. Per mettere tale valore in prospettiva, è importante rilevare che i terremoti con magnitudo inferiore a 3 non sono percepiti, ma sono rilevati solo strumentalmente.

G.R. Foulger et al.

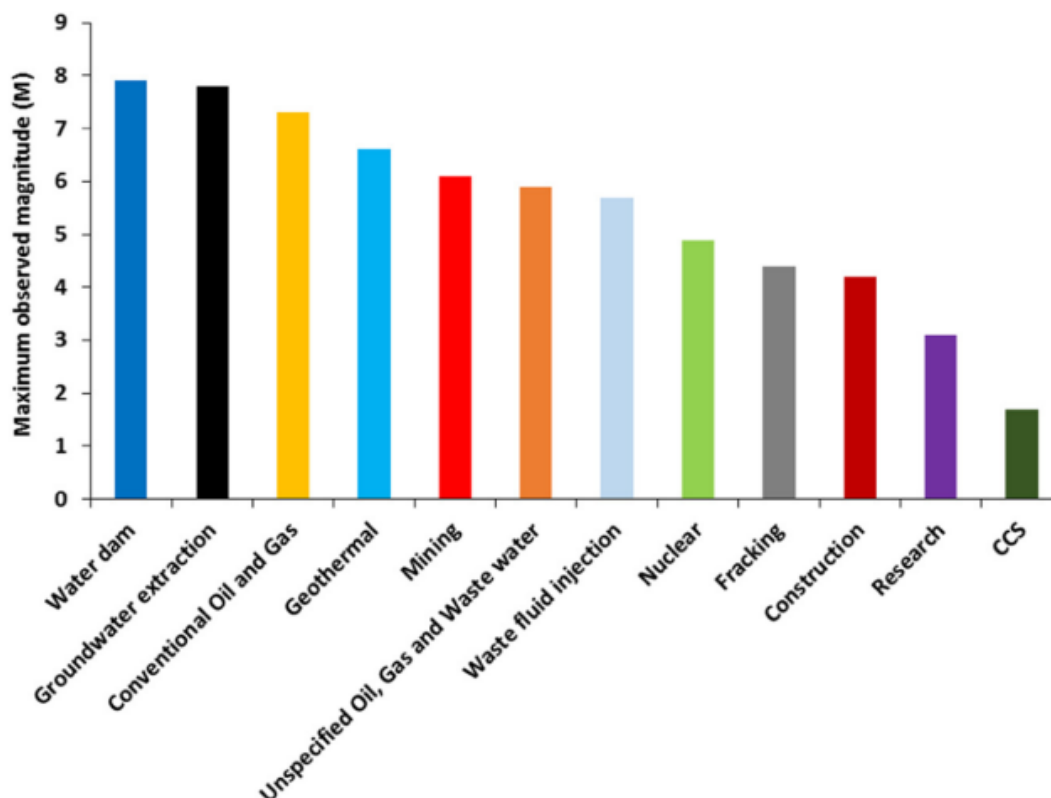


Figura 2: Magnitudo osservata per una varietà di attività (Foulger et al., 2018)²⁸

Per contro, attività come la gestione delle acque tramite dighe (inclusa quindi la generazione idroelettrica), la produzione di acqua dal sottosuolo, le operazioni petrolifere convenzionali e la geotermia hanno generato terremoti molto più forti della CCS. È utile rilevare in Figura 2 anche la posizione dell'attività estrattiva mineraria ("Mining") cruciale per l'industria delle rinnovabili e dello stoccaggio elettrico che gli attori ritengono l'unica percorribile. L'attività mineraria è responsabile del 24%²⁹ dei terremoti potenzialmente indotti, con una magnitudo massima osservata di circa 6.

Sia il decreto energia pubblicato lo scorso novembre 2023 (Dlgs 162/11 e s.m.i., vedasi in particolare art.7, comma 3) sia la letteratura considerano i giacimenti esauriti di estrazione idrocarburi siti potenzialmente idonei per lo stoccaggio di CO₂. L'idoneità del giacimento è comunque soggetta alla conferma del procedimento autorizzativo che regola il rilascio dell'autorizzazione allo stoccaggio permanente di CO₂ da parte delle Autorità competenti. In questa fase sono analizzate le caratteristiche geologiche del giacimento e delle strutture geologiche circostanti, e valutati gli impatti del progetto sulle matrici ambientali; vengono inoltre condotti studi geologici e geomeccanici volti a valutare il rischio di riattivazione delle strutture geologiche ubicate nell'area del giacimento, utilizzando metodologie e strumenti consolidati e riconosciuti a livello internazionale. La normativa richiede altresì

²⁸ Foulger G.R. et al. "Global Review of human induced earthquakes", Earth Science Reviews 178 (2018), 438-514, Elsevier.

²⁹ <https://inducedearthquakes.org/>

la presentazione di un piano di monitoraggio del complesso di stoccaggio che copra anche aspetti ambientali e sismologici, sia nel corso della fase di iniezione di CO₂ sia post chiusura degli impianti.

1.7.2.1 Il caso di Ravenna

Stante i ripetuti riferimenti di dott. Armaroli e la rilevanza per la realtà italiana e mediterranea, è utile richiamare qui alcune specifiche circostanze del progetto Eni di stoccaggio di CO₂ in giacimenti di idrocarburi esauriti nell'area di mare Adriatico antistante Ravenna.

Con decreto D.G.R.E-R n. 1164/2018 riguardante la Classificazione Sismica, la regione Emilia Romagna ha classificato l'area di Ravenna come Zona 3, a basso rischio sismico (vedi Figura 3). L'estensione all'offshore è stata basata sulla mappa di pericolosità sismica (MPS04) elaborata da INGV (Ordinanza PCM 28/04/2006 n. 3519, All. 1b), che mostra per il Ravennate medesimi valori sulla costa e in mare (Figura 4). È utile richiamare che il DL 162/2011 non prevede per la Zona 3 divieti alla realizzazione dello stoccaggio di CO₂.

A significare l'attenzione agli aspetti sismici, da gennaio 2023 è attiva una rete di monitoraggio microsismico composta da 8 stazioni, di cui 5 a mare, che copre l'area di interesse.

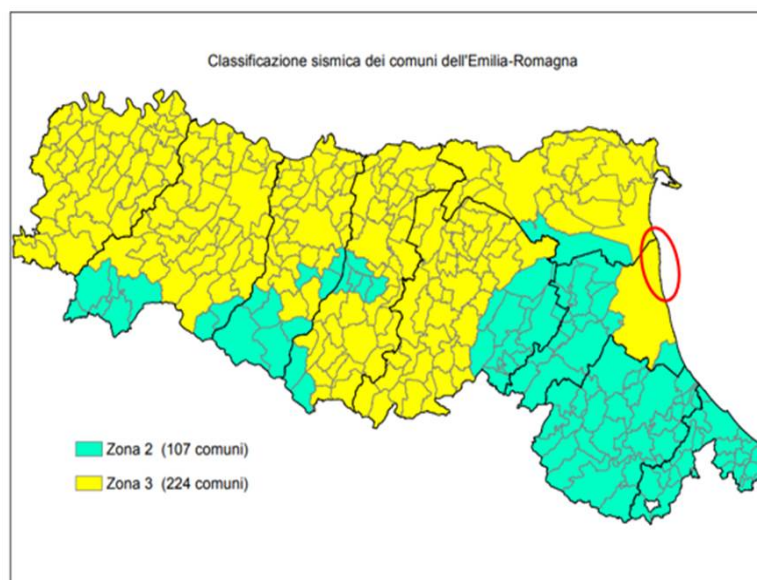


Figura 3: Classificazione sismica dell'Emilia Romagna (Zona 2: medio rischio; Zona 3: basso rischio). Da (D.G.R.E-R n. 1164/2018). Il perimetro rosso identifica l'area del progetto Eni di stoccaggio di CO₂.

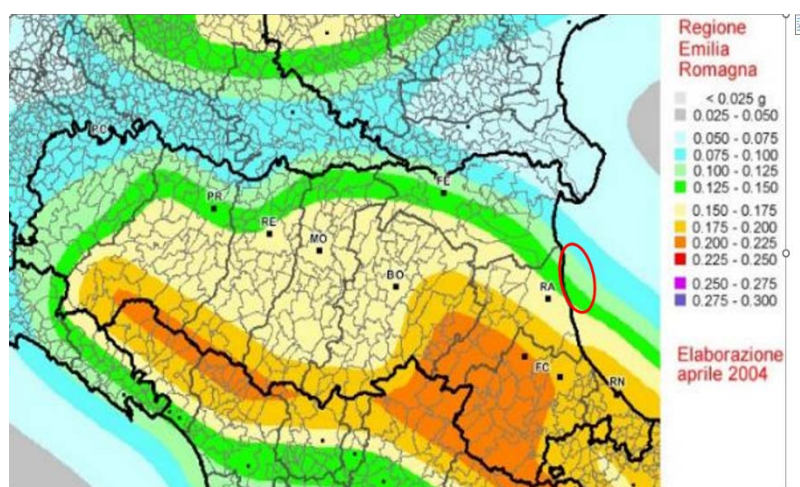


Figura 4: Valori di pericolosità sismica dell'Emilia Romagna (MPS04) elaborata da INGV. Il perimetro rosso identifica l'area di interesse per il progetto Eni di stoccaggio di CO₂.

1.8 La posizione delle agenzie / istituzioni internazionali

Come già citato nella precedente memoria dello scrivente (pagg. 51-52 memoria del 04.01.2024), per lo scenario NZE IEA riporta conclusioni molto simili a quelle di IPCC, stimando che nel 2050 sarà necessario catturare 7,6 Gt all'anno di CO₂ per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette. Nello scenario NZE 2021 il contributo di CCUS, espresso come percentuale delle emissioni ridotte nel periodo 2020-2050, è pari al 12% ed è il terzo più rilevante, dopo quelli relativi all'efficienza energetica e alle energie rinnovabili.

Tutto ciò fermo restando che si esclude l'utilizzo massivo della CCS come unica riposta al problema del cambiamento climatico. La stessa posizione assunta nella strategia ENI che, come riconosciuto anche dagli attori, si basa solo in parte sulla CCS, facendo affidamento su una molteplicità di soluzioni per raggiungere l'obiettivo della completa decarbonizzazione entro il 2050. Su questo tema la strategia ENI è quindi allineata alle raccomandazioni di IEA.

Il ricorso alla CCS è inoltre riconosciuto e auspicato sia dalle politiche energetiche dell'Unione Europea e dell'Italia, sia dalle principali fonti internazionali.

Nel 2022 la Commissione ha dichiarato che i modelli climatici dell'UE mostrano la necessità di catturare e utilizzare o stoccare tra i 300 e i 640 milioni di tonnellate di anidride carbonica all'anno entro il 2050 per raggiungere gli obiettivi climatici. Nel 2023, il piano industriale del Green Deal per l'era "net-zero" ha indicato la cattura e lo stoccaggio del carbonio come una delle tecnologie chiave per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica dell'UE. Fra i pilastri del piano industriale, è stato proposto il Net-Zero Industry Act, che prevede un contesto normativo semplificato per gli investimenti CCS e fissa un obiettivo di capacità operativa annua di iniezione di CO₂ in stoccaggi permanenti nell'UE entro il 2030 pari a 50 milioni di tonnellate.

Viene riconosciuto pertanto il ruolo della cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e della cattura e utilizzo del carbonio (CCU), soprattutto nei settori hard-to-abate, da cui l'impegno a pubblicare una Comunicazione Europea sulla gestione del carbonio industriale, che tracci una strategia per la CCS. Nel corso del 2023 è stata lanciata una consultazione pubblica rivolta a tutti gli stakeholders su questo tema ("Industrial Carbon Management Strategy") che sarà seguita dalla pubblicazione della Comunicazione Europea all'inizio del 2024.

Inoltre, la Comunicazione della Commissione del 2021 sui cicli sostenibili del carbonio ("Sustainable Carbon Cycles") ha sottolineato la necessità di catturare, utilizzare o immagazzinare la CO₂ per raggiungere la neutralità climatica. Questa stabilisce l'obiettivo ambizioso di rimuovere e immagazzinare in modo permanente almeno 5 milioni di tonnellate di CO₂ dall'atmosfera utilizzando soluzioni tecnologiche entro il 2030.

Infine, nel 2022, la Commissione ha invitato gli Stati Membri ad aggiornare i propri Piani Nazionali Energia e Clima per esprimere maggiore ambizione nel processo di transizione verso la neutralità climatica, in linea con la legge sul clima, il pacchetto Fit for 55 e REPowerEU. Nei Piani aggiornati è richiesto di includere obiettivi specifici e contributi per consentire e facilitare lo sviluppo di CCUS, BECCS e DACS. L'Italia è fra gli Stati che hanno incluso nel proprio PNIEC degli obiettivi di cattura della CO₂, sottolineando l'importanza dell'applicazione della CCUS, specialmente nei settori hard-to-abate, ai fini della decarbonizzazione del sistema energetico e italiano industriale, insieme a tutte le altre leve.

Una eloquente dimostrazione dell'impegno UE a perseguire lo sviluppo e il raggiungimento della maturità commerciale della CCS è fornito dai sostanziali finanziamenti Horizon, Horizon Europe e Innovation Fund a progetti focalizzati su questa tema, per gli anni recenti riepilogati in Tabella 1 e 2. Trattasi di finanziamenti per oltre 300 milioni di Euro per i progetti Horizon di ricerca e ricerca applicata, e di oltre 3 miliardi di Euro per i progetti Innovation Fund miranti a dimostrare la fattibilità industriale su grande scala. Ad essi si aggiungono poi finanziamenti erogati attraverso altri canali quali i progetti Life, PNRR e altri.

NAME	TOPIC	PERIOD	EU contribution
POLICY-NEAR CCUS ACTIONS			
CCUS ZEN	Zero Emission Network to facilitate CCUS uptake in industrial clusters	2022-2025	1,782,627.50 €
SSZEPIWG9	Support stakeholders on Carbon Capture Utilisation and Storage of ETIP ZEP and IWG9	2022-2025	989,649.00 €
n° of project: 2			2,772,276.50 €
INDUSTRIAL CCUS PROJECTS			
CHEERS	Chinese-European Emission-Reducing Solutions Chemical-looping combustion, petroleum refineries, TRL 5,6,7.	2017-2023	9,727,105.00 €
3D	DMX Demonstration in Dunkirk - DMXTM CO2 capture technology, steel mill, TRL 7	2019-2024	14,739,369.91 €
LEILAC2	LOW EMISSIONS INTENSITY LIME AND CEMENT 2: DEMONSTRATION SCALE	2020-2025	15,994,730.00 €
MOF4AIR	Metal Organic Frameworks for carbon dioxide Adsorption processes in power production and energy Intensive industries	2019-2024	9,947,143.16 €
REALISE	Demonstrating a Refinery-Adapted Cluster-Integrated Strategy to Enable Full-Chain CCUS Implementation	2020-2023	6,444,163.75 €
C4U	Advanced Carbon Capture for steel industries integrated in CCUS Clusters DISPLACE and CASOH solid sorbent technologies iron and steel industry, TRL7	2020-2024	12,499,083.00 €
ConsenCUS	CarbOn Neutral cluSters through Electricity-based iNnovations in CCUS - Absorption of CO2 in KOH and electrochemical regeneration	2021-2025	12,862,331.00 €
ACCSESS	Providing access to cost-efficient, replicable, safe and flexible CCUS Rotary packed bed absorber, enzymatic solvent, pulp and paper, cement, TRL7.	2021-2025	14,983,874.00 €
CaLby2030	CALCIUM LOOPING TO CAPTURE CO2 FROM INDUSTRIAL PROCESSES BY 2030	2022-2026	15,026,220.75 €
HiRECORD	SCALING-UP OF A HIGHLY MODULAR ROTATING PACKED BED PLANT WITH AN EFFICIENT SOLVENT FOR CAPTURE COST REDUCTION	2022-2026	6,330,101.25 €
AURORA	Accelerated deployment of integrated CCUS chains based on solvent capture technology	2023-2026	12,196,763.33 €
HERCCULES	HERCCULES: HEROES IN SOUTHERN EUROPE TO DECARBONIZE INDUSTRY WITH CCUS	2022-2027	29,632,076.48 €
n° of project: 12			160,382,961.63 €
CO2 UTILISATION/ALTERNATIVE FUELS PROJECTS			
COZMOS	Efficient CO2 conversion over multisite Zeolite-Metal nanocatalysts to fuels and OlefinS	2019-2023	3,997,163.75 €
C2FUEL	Carbon Captured Fuel and Energy Carriers for an Intensified Steel Off-Gases based Electricity Generation in a Smarter Industrial Ecosystem	2019-2023	3,999,840.00 €
CO2FOKUS	CO2 utilisation focused on market relevant dimethyl ether production, via 3D printed reactor- and solid oxide cell based technologies	2019-2023	3,994,950.00 €
eCOCO2	Direct electrocatalytic conversion of CO2 into chemical energy carriers in a co-ionic membrane reactor	2019-2023	3,949,978.75 €
GICO	Gasification Integrated with CO2 capture and conversion	2020-2024	3,928,257.50 €
EcoFuel	Renewable Electricity-based, cyclic and economic production of Fuel CO2 direct air capture, direct electro-catalytic CO2 reduction to hydrocarbons	2021-2023	4,858,547.50 €
TAKE-OFF	Production of synthetic renewable aviation fuel from CO2 and H2	2021-2024	4,998,788.25 €
LAURELIN	Selective CO2 conversion to renewable methanol through innovative heterogeneous catalyst systems optimized for advanced hydrogenation technologies	2021-2025	4,448,838.75 €
4AirCRAFT	Air Carbon Recycling for Aviation Fuel Technology	2021-2024	2,239,591.25 €
FRESH	Formate for Renewable Energy Storage	2022-2025	2,689,252.25 €
ALL-IN ZERO	Renewable and flexible fuel power generation technology enabling the multi-sectorial decarbonization with Zero emissions	2022-2026	2,529,167.25 €
E-TANDEM	HYBRID TANDEM CATALYTIC CONVERSION PROCESS TOWARDS HIGHER OXYGENATE E-FUELS	2022-2026	3,334,885.00 €
DESIRED	Direct co-processing of CO2 and water to sustainable multicarbon energy products in novel photocatalytic reactor	2022-2026	3,058,752.50 €
n° of project: 13			48,028,012.75 €

Tabella 1: Riepilogo recenti progetti europei Horizon focalizzati su CCS e/o CCUS (cont.)

NAME	TOPIC	PERIOD	EU contribution
ALTERNATIVE FUELS/ARTIFICIAL PHOTOSYNTHESIS PROJECTS			
SUN2CHEM	Novel photo-assisted systems for direct Solar-driven redUction of CO2 to energy rich CHEMicals	2020-2024	2,998,445.00 €
METHASOL	International cooperation for selective conversion of CO2 into METHAnol under SOLar light	2021-2024	3,999,633.75 €
NEFERTITI	Innovative photocatalysts integrated in flow photoreactor systems for direct CO2 and H2O conversion into solar fuels	2021-2025	3,844,427.50 €
Photo2Fuel	Artificial PHOTOSynthesis to produce FUELS and chemicals: hybrid systems with microorganisms for improved light harvesting and CO2 reduction	2022-2025	2,493,171.25 €
SOREC2	SOLar Energy to power CO2 REduction towards C2 chemicals for energy storage	2022-2025	3,084,266.00 €
	n° of project: 5		16,419,943.50 €
OTHER PROJECTS ON CCUS			
CEMCAP	CO2 capture from cement production	2015-2018	8,778,701.00 €
CLEANKER	CLEAN clinker production by Calcium looping process CO2 capture from cement production with Calcium looping process	2017-2023	8,972,201.25 €
LEILAC1	Low Emissions Intensity Lime and Cement	2016-2021	11,932,231.00 €
NanoMEMC2	NanoMaterials Enhanced Membranes for Carbon Capture	2016-2019	4,990,815.25 €
GRAMOFON	New process for efficient CO2 capture by innovative adsorbents based on modified gra	2016-2020	4,188,253.75 €
FReSMe	From residual steel gasses to methanol	2016-2021	11,406,725.00 €
ROLINCAP	Systematic Design and Testing of Advanced Rotating Packed Bed Processes and Phase-c	2016-2019	3,089,845.00 €
	n° of project: 7		53,358,772.25 €
OTHER PROJECTS ON CO2 STORAGE			
Enos	ENabling Onshore CO2 Storage in Europe	2016-2020	12,485,258.75 €
STOREandGO	Innovative large-scale energy STORagE technologies AND Power-to-Gas concepts after	2016-2020	17,937,358.63 €
PILOTstrategy	CO2 Geological Pilots in Strategic Territories - PilotSTRATEGY	2021-2026	10,022,547.50 €
CORE	sCience and human factOr for Resilient sociEty	2021-2024	4,971,091.25 €
ECCSELER/	ECCSEL ERIC – accelerating user access, growing the membership and positioning interr	2020-2023	3,529,568.75 €
	n° of project: 5		48,945,824.88 €
TOTAL			
	Total n° of project: 44		329,907,791.51 €

Tabella 1: (segue) *Riepilogo recenti progetti europei Horizon focalizzati su CCS e/o CCUS*

Progetti INNOVATION FUND UE					
N.	Nome progetto / sede		Finanziamento (M\$) e anno		Oggetto
1	BECCS@STHLM	Svezia	180	2021	Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS)
2	SHARC	Finlandia	88	2022	Green hydrogen via electrolysis and blue hydrogen via carbon capture
3	KAIROS@C	Belgio	357	2020	Carbon capture and storage (CCS) value chain to capture, liquefy, ship and permanently store CO2.
4	K6 Program	Francia	153	2022	Cement plant with cryogenic carbon capture technology
5	AIR	Svezia	97	2023	Combination of a carbon capture and utilisation (CCU) process for converting CO2, residue streams, renewable hydrogen and biomethane into sustainable methanol
6	ANRAV	Bulgaria	190	2023	Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) value chain in Eastern Europe
7	C2B	Germania	110	2023	Innovative carbon capture technology at Holcim Germany's cement plant in Lägerdorf, Germany
8	CalCC	Francia	125	2023	Pathway for decarbonisation in the European lime industry.
9	Coda	Islanda	115	2022	Carbon mineral storage terminal, providing a new, safe and scalable method of permanent CO2 storage
10	GO4ECOPLANET	Polonia	228	2022	Decarbonise cement production at the plant in Kujawy (Poland)
11	HYSKIES	Svezia	80	2023	Contribute to aviation industry's decarbonisation with synthetic sustainable aviation fuel (SAF) production, including carbon capture
12	GeZero	Germania	191	2024	Entire value-chain and full-scale deployment of CCS in the Geseke cement plant
13	IFESTOS	Grecia	234	2024	Zero-emission cement and concrete through carbon capture
14	IRIS	Grecia	127	2024	CO2 captured and green electrolytic hydrogen to produce e-methanol
15	KODECO NET ZERO	Croazia	117	2024	First permanent offshore geological storage in the Mediterranean Sea
16	EVEREST	Germania	229	2024	Carbon capture for the largest lime plant in Europe
17	GO4ZERO	Belgio	230	award 2023	A CCS project that will allow for a carbon-negative large-scale clinker plant.
18	eM-Rhone	Francia	115	2024	Combination of carbon capture and utilisation from a cement plant and renewable hydrogen for the production of e-methanol
19	Columbus	Belgio	69	award 2023	Combination of captured CO2 from lime production and green hydrogen to produce e-methane
20	TRISKELION	Spagna	49	2024	CO2 captured from an existing co-generation plant for the production of Green Methanol
TOTALE FINANZIAMENTI, M€			3084		

Tabella 2: Riepilogo recenti progetti europei Innovation Fund focalizzati su CCS e/o CCUS

1.9 Il presunto fallimento della CCS

Nel tentativo di dimostrare il fallimento industriale degli investimenti nella CCS, gli attori affermano che solo una frazione molto piccola dei progetti CCS ha raggiunto la decisione finale di investimento, che la quota di CO₂ sequestrata in depositi geologici è solo lo 0,12% delle emissioni annuali globali (cfr considerazione conclusiva della relazione Armaroli) e che l'attuale diffusione della CCS è molto modesta (pag. 21 della memoria attori del 05.01.2024).

1.9.1 Investimenti nella CCS

A pag. 22 della memoria del 05.01.2024 gli attori affermano che *“Secondo l'IEA, nel 2022 sono stati investiti più di 3 miliardi di dollari in progetti CCS, ma solo il 5% delle iniziative ha raggiunto le decisioni finali di investimento, rappresentando solo 10 milioni di tonnellate di cattura e 20 milioni di stoccaggio del carbonio.”*

In primo luogo la fonte IEA di questa affermazione non è chiara. Nel World Energy Outlook 2023 si trova (a pag. 152) il passaggio *“Per la prima volta in un decennio, una serie di progetti CCUS è in costruzione in tutto il mondo. Nel 2022 l'investimento totale ha raggiunto 3 miliardi di dollari. Le prospettive per la CCUS sono di continua crescita”*³⁰. Da un lato, questa situazione di CCUS in crescita è in stridente contrasto con il declino che dott. Armaroli pretende di rappresentare. Dall'altro, non si rileva alcun riferimento a decisioni finali di investimento.

Venendo al merito, è utile osservare che il tempo richiesto per la realizzazione di un progetto CCS varia mediamente tra 4 e 8 anni. All'interno di tale intervallo sono individuabili varie fasi e obiettivi intermedi. Tra essi la decisione finale di investimento (FID), che avviene tendenzialmente 1.5/2 anni prima della fine del percorso.

Ove fosse confermato, il dato del 5% si riferisce presumibilmente alla capacità dei progetti per cui la FID è stata già presa rispetto al totale della capacità prevista al 2030. Ma per un progetto la cui realizzazione è prevista al 2030 è naturale attendersi che la FID non sia ancora stata presa, per cui l'argomentazione degli attori è fuorviante, oltre che di scarso significato e dubbia, stante l'assenza della fonte.

1.9.2 Quantità di CO₂ sequestrata in depositi geologici

Per una tecnologia in fase di sviluppo che ancora non ha raggiunto la maturità commerciale, è ovvio che il contributo alla decarbonizzazione sia allo stato modesto.

Si consideri il parallelo col settore eolico offshore. Nel 2020 la produzione eolica offshore contribuiva per lo 0,35% al fabbisogno mondiale di energia elettrica. Tuttavia, l'eolico off-shore è ritenuto, a ragione, un elemento essenziale della transizione energetica.

1.9.3 La modesta diffusione della CCS

Il fatto che al momento il tasso di diffusione della CCS sia ancora limitato è una conseguenza del fatto che l'utilizzo della CCS a fini esclusivamente ambientali è un mercato ancora emergente, che si prevede in forte sviluppo nel prossimo decennio. Questa non può in alcun modo essere interpretata con un'argomentazione contraria alla validità della soluzione, semmai deve essere letta come un incentivo ad una più rapida diffusione.

A maggior ragione considerando che la CCS non è proposta come “LA” soluzione al problema del cambiamento climatico, bensì come una delle tante opzioni con le quali realizzare la transizione energetica. Anche perché nessuna tecnologia di decarbonizzazione potrebbe realisticamente aspirare a risolvere il 100% del problema

³⁰ *“For the first time in a decade, multiple CCUS projects are in construction around the world. Total investment in projects reached a record USD 3 billion in 2022. The outlook for CCUS is for continued growth.”*

1.10 I presunti casi di insuccesso

1.10.1 Shute Creek

Il progetto Shute Creek non è un progetto di stoccaggio geologico ma un progetto finalizzato alla vendita della CO₂. Di conseguenza le percentuali di CO₂ catturata, venduta o sequestrata sono diretta conseguenza di questo business e non possono in alcun modo venir utilizzate come parametro di riferimento per giudicare l'efficienza della CCUS come leva di decarbonizzazione, che si basa su altre premesse.

Come specificato nel report citato dagli attori³¹, il progetto Shute Creek in Wyoming (USA) nasce per "Sell or Vent CO₂". Il business principale del progetto non è quello di immagazzinare CO₂ nel sottosuolo, bensì quello di immagazzinare e vendere CO₂ oppure liberarla in atmosfera in assenza di acquirenti.

1.10.2 Gorgon

Il progetto Gorgon in Australia ha riscontrato alcuni problemi che hanno portato ad una riduzione dei volumi di CO₂ iniettati rispetto a quelli previsti inizialmente.

I problemi sono ascrivibili a pozzi di re-iniezione dell'acqua di formazione che, per quanto compresi nel processo del progetto Gorgon non sono abitualmente presenti nella gran parte dei progetti CCS. D'altro canto, problematiche di intasamento dei pozzi di iniezione dell'acqua sono relativamente comuni anche in altri settori, come quello del petrolio tradizionale.

In definitiva, le difficoltà del progetto Gorgon rientrano nell'ambito delle normali difficoltà operative che si riscontrano quando si opera nel sottosuolo, come la geotermia, e non sono specifiche alla cattura e stoccaggio³².

1.10.3 Petra Nova

Apparentemente gli attori non sono a conoscenza dell'annuncio da parte di JP Nippon Oil&Gas che l'impianto di cattura CO₂ di Petranova ha ripreso ad operare il 5 settembre 2023³³. L'impianto aveva smesso di operare nel 2020 a causa della pandemia da COVID19 ed al crollo del prezzo del petrolio, che ha reso non più conveniente l'acquisto della CO₂ da parte della società petrolifera che la sfruttava a fini estrattivi (EOR).

Si fa notare, in aggiunta, che prima della sospensione del 2020 il Dipartimento dell'Energia statunitense (DoE) aveva certificato il raggiungimento delle performance attese dall'impianto in 3 anni di funzionamento³⁴.

Tutto questo conferma che il progetto Petranova non è un caso di fallimento ma di revisione del *business model* in conseguenza ad esternalità negative economiche.

1.11 Risultati conseguiti e prospettive della CCS

Fino al 1996 (Sleipner) la CCS è stata unicamente appannaggio dell'industria Oil&Gas, che l'ha utilizzata al fine di incrementare la produzione (EOR = Enhanced Oil Recovery), in quanto gli investimenti sono stati sopportati dall'industria stessa. Solo recentemente, con il riconoscimento del valore ambientale della CCUS, diversi governi hanno iniziato a stanziare fondi di supporto a questa ed altre tecnologie. Alcuni esempi sono il 45Q statunitense (dal 2008), alcuni fondi europei (EEPR/NER300, Horizon 2020,

³¹ pagina 19: <https://ieefa.org/sites/default/files/2022-09/The%20Carbon%20Capture%20Crux.pdf>

³² <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/water-problems-plaque-worlds-largest-ccs-project/2-1-1354833>

³³ https://www.nex.jx-group.co.jp/english/newsrelease/upload_files/20230913EN.pdf

³⁴ US DOE - DOE-PNPH-03311 - W.A. Parish Post-Combustion CO₂ Capture and Sequestration Demonstration Project Final Report

Horizon Europe, Innovation Fund, CEF, PNRR), investimenti statali diretti in alcuni progetti (Petranova USA, Northern Lights Norvegia ed altri), supporti operativi sottoforma di contratti per differenza (SDE++ olandese). Tutti questi supporti sono posteriori all'anno 2008, la maggior parte molto più recente.

I supporti pubblici a sostegno della CCUS, in particolare quelli ai progetti a solo scopo ambientale (stoccaggio geologico) come in Europa, non sono diversi da quelli elargiti a tante altre tecnologie di transizione, come le rinnovabili, l'efficienza energetica, i veicoli elettrici o le pompe di calore. Lo scopo è quello di favorire lo sviluppo tecnologico e la diffusione su larga scala, innescando un meccanismo che porti allo sviluppo di un mercato in grado di auto-sostenersi ed accessibile ad un'ampia platea. Si consideri che solo nel nostro paese secondo GSE (Gestore Servizi Energetici) nel periodo 2015-2021 la spesa per incentivi alle fonti rinnovabili elettriche è stata di 84,4 miliardi di euro. Nello stesso periodo dette fonti rinnovabili hanno evitato emissioni dirette per 383,2 milioni di tonnellate di CO₂, quindi ad un costo di circa 220 euro per tonnellata di CO₂ evitata. Le gare di assegnazione dei fondi pubblici SDE++ olandesi del 2020 e 2022 hanno dimostrato che la CCUS è una soluzione molto competitiva da questo punto di vista, anche con le rinnovabili. Infatti, nell'assegnazione dei fondi in base al principio del minimo costo per i contribuenti olandesi in termini di euro per tonnellata evitata, le tecnologie CCUS sono risultate le migliori in termini di volumi assoluti di CO₂ e tra le prime due in termini di rapporto costo/beneficio.

Limitandoci all'ambito europeo, la maggior parte dei fondi per la transizione energetica inclusi quelli per la CCS sono finanziati dai proventi dall'Emission Trading Scheme (ETS). I primi EEPR e NER300 legavano l'importo del finanziamento al valore delle quote ETS. Come rilevato nel 2018 dalla Corte dei Conti europea questo meccanismo in un contesto di prolungata crisi economica seguente alla crisi dei titoli subprime ha determinato il fallimento di molti dei progetti finanziati da questi programmi, inclusi quelli relativi alla CCS. Tale fallimento quindi non ha nulla a che vedere con problemi tecnici o industriali, ma è legato piuttosto alla mancanza all'epoca di un contesto normativo adeguato e al valore molto basso, meno di 10 €/ton che le quote ETS hanno mantenuto per molto tempo, risultando in un insufficiente incentivo a decarbonizzare. Dal 2022 con una media annuale ETS superiore ad 80 €/ton le condizioni sono significativamente diverse, e i meccanismi di finanziamento europei sono stati modificati per non ripetere gli errori dei programmi EEPR e NER300.

Una tendenza evidente nei nuovi progetti CCS è lo sviluppo di risorse di stoccaggio geologico che hanno esclusivamente fine ambientale, che rappresentano circa il 78% del totale (par. 5.6, pag. 74 dell'ultimo rapporto 2023 del Global CCS Institute). Per quanto riguarda l'Europa tutti i progetti che hanno ricevuto finanziamenti pubblici riguardano esclusivamente lo stoccaggio geologico e non EOR. L'accostamento del finanziamento pubblico e della finalità EOR dei primi progetti CCS è pertanto pretestuoso.

Per quanto riguarda "l'elevato numero" di progetti abbandonati per insostenibilità economica o problemi tecnici, risultano ad oggi:

- 1) i 6 progetti del programma EEPR/NER300, che peraltro hanno speso una parte minima dei fondi perché abbandonati durante le fasi preliminari;
- 2) Progetto Lost Cabin distrutto da un incendio non collegato all'impianto di cattura.

Come citato al par. 1.10.3, è recentemente uscito da questo elenco l'impianto di Petranova in Texas, che ha ripreso le operazioni di cattura a fine 2023.

1.12 Stato dei progetti CCS e CO₂ catturabile

Citando una fonte IEEFA³⁵, a pag. 9 della sua relazione dott. Armaroli afferma che *"Un elevato numero di progetti CCS sono stati abbandonati in tutto il mondo per insostenibilità economica o problemi tecnici"* Un'affermazione che tuttavia non corrisponde a verità.

I progetti CCS sono progetti di grandi dimensioni, soggetti al pari di altri a possibili ritardi e cancellazioni. Nel corso del 2023 il mercato eolico offshore ha visto numerose cancellazioni di importanti parchi eolici,

³⁵ Institute for Energy Economics and Financial Analysis

come nel caso del gigante del settore Oersted che ha cancellato ad ottobre 2023 i progetti Ocean Wind 1 e 2 (totale 2,2 GW) o della svedese Vattenfall che ha fermato un progetto da 4.2GW nel Regno Unito a luglio dello stesso anno. Se la cancellazione di alcuni progetti dovesse assurgere a parametro per giudicare la validità di una tecnologia se ne dovrebbe concludere per assurdo che le turbine eoliche offshore non siano una tecnologia valida. Guardando invece al numero di progetti operativi ed in sviluppo, **la CCUS conta più di 40 progetti operativi e oltre 350 in sviluppo, parametri che danno il senso dell'interesse e dell'impegno concreto che questa opzione di decarbonizzazione sta suscitando in tutto il mondo**

Circa il riferimento IEEFA si segnala, a prescindere dalla competenza tecnica, la mancanza di neutralità e oggettività sul tema CCUS. IEEFA ha pubblicato negli anni diversi report contro la CCUS, con argomenti spesso pretestuosi come quelli utilizzati a giugno 23 contro i progetti Sleipner e Snøvit nel report "Presentation: Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales?". Sleipner e Snøvit sono i primi 2 progetti europei di CCS, a scopo esclusivamente ambientale e riconosciuti esempi virtuosi e di successo, che operano in sicurezza ed efficienza dal 1996 e dal 2008 rispettivamente e che hanno evitato l'immissione in atmosfera di oltre 20 milioni di tonnellate di CO₂. Il report presenta i contributi allo sviluppo della tecnologia CCS di Sleipner e alcune difficoltà tecniche iniziali di Snøvit, pienamente risolte, come insuccessi o fonti di preoccupazione. È buona e comune pratica nel mondo industriale e scientifico analizzare le normali difficoltà incontrate dagli impianti "first of a kind" per migliorare le prestazioni e i costi dei progetti successivi.

Sempre sul sito di IEEFA si legge che *"Anche se realizzata con il pieno potenziale annunciato, nel 2030 la CCS potrà contribuire alla decarbonizzazione mondiale solamente per il 2,4%"*³⁶. Secondo dati dell'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA) le fonti eoliche offshore nel 2030 dovrebbero produrre tra il 2,75% ed il 4,2% del fabbisogno elettrico globale, percentuale assolutamente confrontabile con quella citata per la CCUS da IEEFA. Se ne dovrebbe dedurre che anche l'eolico offshore sia irrilevante la transizione energetica, e quindi da abbandonare.

Inoltre, IEEFA include le emissioni legate alla produzione di energia necessaria all'operatività dell'impianto di cattura nel calcolo dell'efficienza degli impianti stessi. Queste emissioni sono certamente da minimizzare, e lo sviluppo tecnologico della CCUS sta andando in questo senso implementando soluzioni di efficienza di processo, efficienza energetica, rinnovabili e pompe di calore. Tuttavia anche tenendone conto (si parla in tal caso di CO₂ evitata) la percentuale di CO₂ evitata al singolo punto emissivo si attesta mediamente tra il 70 e l'80%, un valore comunque importante, in particolare per i settori *hard to abate* per i quali non esistono oggi alternative alla cattura.

1.13 Stato dei progetti partecipati da Eni

I progetti CCS partecipati da Eni (Ravenna CCS, Hynet e Bacton) non hanno alcuna criticità ed il loro sviluppo sta procedendo come previsto. Si tratta di progetti industriali che mirano ad eliminare emissioni di milioni di tonnellate di CO₂ ciascuno, quindi certamente non definibili "progetti pilota".

La fase 1 del progetto Ravenna CCS partirà nel 2024. Nel caso di Hynet, ad ottobre 2023 Eni ha concordato con le autorità inglesi anche i termini del futuro modello di business³⁷, primo caso al mondo di business regolato in ambito CCS che potrà orientare l'evoluzione del mercato.

³⁶ *"Even if realized at its full announced potential, CCS will only account for about 2.4% of the world's carbon mitigation by 2030"*

³⁷ <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2023/10/cs-eni-regno-unito-sigliano-accordo-primo-modello-business-ccs.html>

1.14 Incoerenza delle argomentazioni degli attori

L'incoerenza delle argomentazioni degli attori circa la strategia CCS di Eni ne sottolinea la capziosità: infatti da un lato essi criticano la strategia di decarbonizzazione Eni perché troppo basata sulla CCS; dall'altro sostengono che il ruolo della CCS nella strategia stessa è minoritario rispetto al totale delle emissioni da abbattere.

L'articolazione della strategia di decarbonizzazione Eni in una molteplicità di leve, tra le quali la CCS è significativa al pari di tutte le altre, conferisce robustezza e resilienza alla strategia stessa. In tale contesto la CCS può farsi carico in particolare dell'abbattimento delle emissioni residuali dei settori *hard to abate*, per i quali la cattura è l'unica opzione percorribile. Emissioni che, in mancanza di CCS, continuerebbero ad essere scaricate in atmosfera.

2 GWP, entità ed impatto delle emissioni climalteranti

Gli attori riportano affermazioni incongruenti circa il potere climalterante dei gas serra, in particolare del metano. Mentre prof. Gaudioso riporta un potenziale di riscaldamento globale (GWP = Global Warming Potential) del metano pari a 25 (descrizione emissioni Scope 3, pag. 13 della relazione su “Scenari delle emissioni climalteranti, inventari delle emissioni e raggiungimento degli obiettivi di riduzione dell’Accordo di Parigi, all. 17 alla seconda memoria degli attori del 25.01.2024), nella prima memoria del 05.01.2024 gli attori sostengono (pag. 3) che *“il gas di origine antropica rappresenta il 20 per cento circa delle emissioni globali. Inoltre, le cosiddette emissioni “fuggitive” di metano hanno un potenziale di riscaldamento globale ben 80 volte superiore a quello della CO₂ nei primi 20 anni di persistenza in atmosfera”*.

2.1 Potenziale di riscaldamento (GWP) del metano

La Tabella 2 riporta l’evoluzione delle assunzioni circa il GWP del metano negli ultimi Assessment Reports IPCC.

Diversamente da quanto si verifica per altri GHG (non solo N₂O nella tabella, ma anche altri quali CFC, HFCF o SF₆) per il metano l’estensione dell’orizzonte temporale ha un effetto molto rilevante. Ma per un fenomeno epocale come il cambiamento climatico, con dinamiche che si sviluppano su centinaia / migliaia di anni (basti pensare all’inerzia delle masse oceaniche) il periodo di 100 anni appare il più appropriato. Esattamente quanto assunto per l’Accordo di Parigi del 2015 e nel rapporto del WG III per AR6 di IPCC del 2022 (vedi Box TS.2, *Greenhouse Gas (GHG) Emission Metrics Provide Simplified Information About the Effects of Different Greenhouse Gases*, pag. 63).

È pur vero che per alcuni specifiche circostanze GWP 100 (ovvero GWP stimato su 100 anni) può non essere l’indicatore più appropriato. Tuttavia, nello stesso Box TS.2 del rapporto WG III per AR6 si afferma che orizzonti temporali diversi sono contestati e sono supportati da limitata letteratura: *“Tuttavia, la potenziale applicazione [di orizzonti temporali diversi da 100 anni, ndr] in politiche climatiche di ampio respiro (e.g. per sostenere equi ed ambiziosi obiettivi emissivi o per sostenere politiche di mitigazione per specifici settori) è contestata e la pertinente letteratura è ancora limitata”*³⁸

Greenhouse Gas	100-Year Time Period				20-Year Time Period			
	AR4 2007	AR5 2014	AR6 2021		AR4 2007	AR5 2014	AR6 2021	
	Feedback Not Included		Feedback Included		Feedback Not Included		Feedback Included	
CO ₂	1	1	1	1	1	1	1	1
CH ₄ fossil origin	25	28	34	29.8	72	84	86	82.5
CH ₄ non fossil origin				27.2				80.8
N ₂ O	298	265	298	273	289	264	268	273

Tabella 3: Riepilogo dei valori di GWP assunti negli Assessment Reports (AR) IPCC

³⁸ “However, potential application [di orizzonti temporali diversi da 100 anni, ndr] in wider climate policy (e.g., to inform equitable and ambitious emission targets or to support sector-specific mitigation policies) is contested and relevant literature still limited”

2.2 “Emissioni fuggitive” di Eni

Circa le emissioni di metano, si rileva che a partire dal 2015 Eni ha avviato un percorso mirato con l’obiettivo di ridurre entro il 2025 le emissioni fuggitive di metano upstream dell’80% rispetto ai livelli 2014. L’obiettivo è stato raggiunto già nel 2019: vedi Figura 5, cfr. Eni for 2021– Neutralità Carbonica al 2050 - pag. 43³⁹. La Figura mostra anche che negli anni successivi al 2019 la diminuzione delle emissioni fuggitive di metano upstream di Eni è proseguita a ritmo serrato, portando la diminuzione totale dal 2014 (quando si emettevano 2,89 milioni di tonn di CO₂ equivalente) al 2022 (quando si è scesi a 0,20 MtCO_{2eq}) a circa 93%. Tutto ciò in soli otto anni.

Nel contesto della riduzione delle emissioni di metano, un obiettivo di riferimento di settore è stato proposto nel 2018 dalla Oil & Gas Climate Initiative (OGCI), di cui Eni fa parte: riduzione dell’intensità di metano upstream al 2025 “well below 0,2%”, dove tale valore esprime la percentuale di metano emesso rispetto al totale commercializzato. Tale traguardo è stato raggiunto da Eni già nel 2017 (cfr Eni for 2018, tabella “Metriche & Target” a pag. 36), raggiungendo poi il 0,08% nel 2022 (cfr Eni for 2022, box “L’impegno di Eni per la riduzione delle emissioni di metano” a pag. 41).

Inoltre, in ambito OGCI Eni è stata tra i promotori del lancio della *Aiming for Zero Methane Emissions Initiative* di OGCI, che mira al raggiungimento di emissioni pressoché nulle sugli asset operati entro il 2023. Nell’ambito di tale iniziativa Eni si impegna, tra l’altro, nel monitoraggio e nel testing di tecnologie innovative per la misurazione e la mitigazione delle emissioni. Un impegno ribadito anche in occasione dell’ultima COP28, avendo Eni aderito all’iniziativa OGDC⁴⁰, che prevede analogo impegno sul metano al 2030, definendo inoltre la soglia below 0,2% equiparabile ad un valore “near zero”.

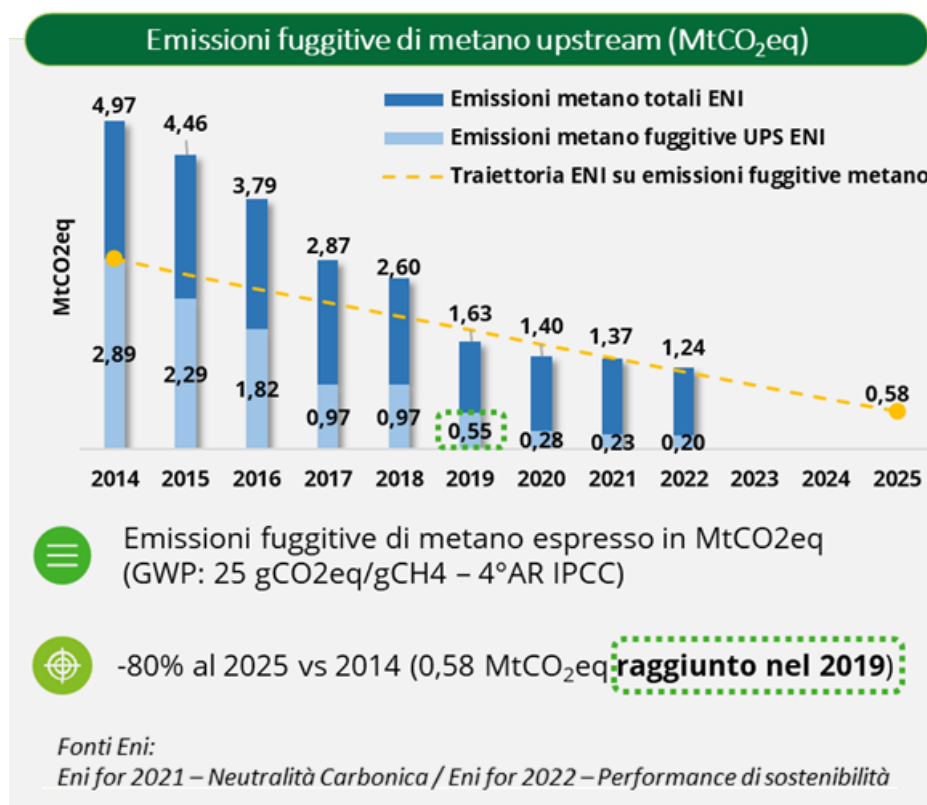


Figura 5: Evoluzione delle emissioni di metano Eni

³⁹ [Eni for 2021 - Neutralità carbonica al 2050](#)

⁴⁰ OGDC = Oil & Gas Decarbonization Charter

3 Strategia di Decarbonizzazione Eni

Con la relazione Delaporte-Her (all. 18 alla seconda memoria del 25.01.2024) gli attori analizzano la strategia climatica (climate plan, ovvero la strategia di decarbonizzazione) di Eni, articolando la discussione su:

- a) coerenza delle traiettorie di produzione di petrolio e gas con l'obiettivo NZE;
- b) piani di espansione per il Gas Naturale Liquefatto (LNG = Liquefied Natural Gas)
- c) allocazione dei flussi di cassa;
- d) obiettivi di decarbonizzazione⁴¹.

L'analisi è tuttavia parziale e fuorviante. Infatti la valutazione della coerenza delle traiettorie di produzione Oil & Gas considera un singolo aspetto della strategia Eni, senza cogliere l'essenziale complementarità delle azioni prefigurate nella strategia stessa. Circa l'allocazione dei flussi di cassa, l'analisi ignora la complessità e l'articolazione della struttura societaria di Eni, che va molto oltre la pur importante controllata Plenitude.

Nei commenti che seguono si raggruppano i primi due punti (produzione petrolio e gas e piano LNG) che attengono entrambi a quella che nella relazione dello scrivente del 04.01.2024 è identificata come leva 1: portafoglio Oil & Gas.

3.1 Produzione Oil & Gas

Già nella precedente relazione dello scrivente del 04.01.2024 si era sottolineato (par. 8.5, pagg. 74-75) come *“ogni strategia globale per la decarbonizzazione deve necessariamente comprendere un complesso di opzioni da perseguire in parallelo, ciascuna “ritagliata” sulle esigenze di singoli settori o singoli Paesi – un concetto ampiamente consolidato in letteratura. Le dimensioni e la difficoltà della sfida da affrontare sono tali che non è possibile permettersi di sottovalutare (o peggio ancora scartare a priori) alcuna opzione”*. Questa considerazione, che nella memoria del 04.01.2024 è riferita a singoli settori o a singoli Paesi, vale anche per singole aziende, in particolare per aziende di grandi dimensioni impegnate su un ampio spettro di attività come Eni. Di qui la necessità – pienamente recepita dalla strategia di decarbonizzazione Eni – di articolare la strategia di decarbonizzazione su più direzioni.

Ne caso di Eni, le direttive di intervento individuate sono le cinque leve descritte al Capitolo 6 della relazione del 04.01.2024:

- 1) portafoglio Oil & Gas;
- 2) rinnovabili (intesi come capacità installata di produzione di elettricità da fonti rinnovabili);
- 3) biocarburanti (intesi come capacità di bioraffinazione);
- 4) CCS (Carbon Capture & Storage);
- 5) NCS = (Nature Climate Solutions = soluzioni naturali per il clima).

Per ognuna di queste leve Eni ha fissato su base volontaria obiettivi di breve, medio e lungo termine, che nel tempo sono diventati sempre più stringenti. L'evidenza dei risultati raggiunti è riportata sistematicamente nel contesto dei Capital Market Day ricorrenti su base annuale, nonché nel reporting annuale di natura finanziaria e non (Relazioni Finanziarie e Eni For).

Stante la complementarità delle cinque leve nelle quali si articola la strategia Eni, la mera valutazione dell'evoluzione prevista per il portafoglio Oli & Gas effettuata da Delaporte-Her è chiaramente inadeguata ad esprimere valutazioni sul merito della strategia nel suo complesso. Senza contare che le assunzioni di Delaporte-Her secondo cui:

- la traiettoria NZE IEA esclude completamente lo sviluppo di nuove produzioni;
- quand'anche così fosse, la traiettoria NZE IEA deve valere anche per una singola azienda come Eni;

⁴¹ Evidentemente per un refuso, nella relazione Delaporte-Her sia la sezione sull'allocazione dei flussi di cassa sia la sezione sugli obiettivi di decarbonizzazione sono contrassegnati dalla lettera c.

sono entrambe erranee, poiché:

- il già citato rapporto IEA *“The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions”* riconosce la necessità di sviluppi aggiuntivi rispetto al presente - in particolare nel gas, per quanto comunque moderati;
- come ampiamente discusso nella relazione del 04.01.2024, a nessun titolo gli scenari IEA sono prescrittivi.

In definitiva, a prescindere dal merito della metodologia adottata da Delaporte-Her, la conclusione secondo cui l’obiettivo di produzione Oil & Gas di Eni è 71% superiore all’obiettivo NZE è totalmente gratuita e non scalfisce quanto ampiamente dimostrato nella precedente relazione del 04.01.2024 (vedi il riepilogo al Capitolo 8 – Raffronti con l’atto di citazione – pag. 69-74). Ovvero che la strategia di decarbonizzazione Eni risulta coerente con i tratti comuni degli scenari internazionali (IPCC e IEA in primis) e gli obiettivi di decarbonizzazione dell’Unione Europea.

3.2 Allocazione dei flussi di cassa

La sezione intitolata *“Cash flow allocation”* discute in realtà la strategia di investimento di Eni, sollevando eccezioni sulla coerenza tra piano di investimenti e strategia di decarbonizzazione.

Nel tentativo di dimostrare l’inadeguatezza degli investimenti in fonti *low carbon*, la relazione si concentra tuttavia sui soli investimenti di Plenitude (società di cui Eni detiene il 100 per cento del capitale) definendola *“la divisione low carbon”* del gruppo. Ma ciò non corrisponde a verità: molte delle attività *low carbon* di Eni, che occupano un posto rilevante nelle strategie del gruppo, sono svolte da altre società, quali:

- Enilive (bioraffinazione, produzione di biometano, soluzioni di *smart mobility*);
- Versalis (chimica sostenibile);
- Eninext (ricerca e innovazione, CCUS).

Complessivamente, si può stimare che gli investimenti *low carbon* di Plenitude rappresentino circa la metà degli investimenti *low carbon* di Eni, che quindi sono pesantemente sottostimati⁴².

3.3 Obiettivi di decarbonizzazione

La valutazione della strategia di decarbonizzazione Eni non può ridursi alla verifica della conformità alle traiettorie NZE di IEA. La realtà e la pratica operativa di una grande azienda come Eni – e la complessità della strategia di decarbonizzazione che Eni ha definito -richiede una valutazione articolata, che consideri l’impegno messo in campo per garantire la fornitura di energia:

- con soluzioni sempre più decarbonizzate;
- con azioni/strumenti che integrano / sostituiscono le fonti tradizionali in modo flessibile;
- sostenendo il percorso di decarbonizzazione di tutti segmenti della clientela (trasporto, industria, civile, commerciale, etc.)

Rettifiche alla relazione dello scrivente in data 04.01.2024

A conclusione della presente integrazione, si precisa quanto segue in relazione a taluni *link* ipertestuali che non risultano correttamente visualizzabili e/o accessibili nella precedente relazione a firma dello scrivente datata 04.01.2024:

- al **par. 4.4, pag. 27**, alla fine del terzo capoverso *“TPI Centre individua 5 livelli di Management Quality (punteggio da 0 a 4): Eni viene valutata come appartenente al Livello 4 (Strategic Assessment), avendo soddisfatto tutti i 19 indicatori presi in considerazione per la valutazione”*, manca il riferimento al link: <https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/eni>;
- al **par. 4.5, pag. 29**, al terzo capoverso, dopo la frase *“In questo contesto, nel luglio 2021 viene proposto dalla Commissione Europea il pacchetto “Fit for 55”, ...”*, non risulta correttamente

⁴² [Decarbonizzazione e Clima | Eni](#)

visualizzabile il seguente link: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>;

- al **par. 5.1, pag. 33**, al termine del secondo capoverso *“A conferma della leadership in questo ambito, Eni è stata inclusa inoltre, per tre anni consecutivi, tra le 10 aziende più performanti per la sua reportistica di sostenibilità nell’analisi del World Business Council for Sustainable Development, che ha valutato 168 compagnie a livello mondiale”*, non risulta correttamente visualizzabile il seguente link: <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/10/eni-tra-10-aziende-top-performer-per-reporting-sostenibilita.html>;
- al **par. 5.1, pag. 33**, al termine del terzo capoverso *“Il ruolo di top performer viene confermato anche nel Reporting Matters 2023”*, non risulta correttamente visualizzabile il seguente link: <https://www.wbcsd.org/Programs/Redefining-Value/Reporting-matters/Resources/RM2023>
- al **par. 5.1, pag. 33**, all’ultimo capoverso, alla fine della frase *“IGI: Eni nel 2023 si è classificata al primo posto secondo l’Integrated Governance Index (IGI)”*, manca il riferimento al link <https://www.eticanews.it/igi-2023-ecco-la-top10/>;
- al **par. 5.2., pag. 38**, nel primo capoverso, dopo la frase *“La risposta a livello comunitario è stata il dimezzamento delle importazioni dalla Russia e la pubblicazione del piano RePowerEU nel maggio 2022 (si faccia riferimento al Paragrafo ...”*, non risulta correttamente visualizzabile il collegamento ipertestuale al par. 4.5 (pag. 28 - 29) della medesima relazione.

Piacenza, lì 05 febbraio 2024