

AIDIC

Position Paper

EFFICIENZA IMPIANTISTICA E CCUS



Novembre 2024

AIDIC

Introduzione: indice del documento

Indice

1) Introduzione

2) Efficienza impiantistica

2.1) Petrolchimica e Raffinazione

2.2) Acciaierie

2.3) Cementifici

3) CCS

3.1) Cattura

3.2) Trasporto

3.3) Stoccaggio Geologico

3.4) Costi e liabilities

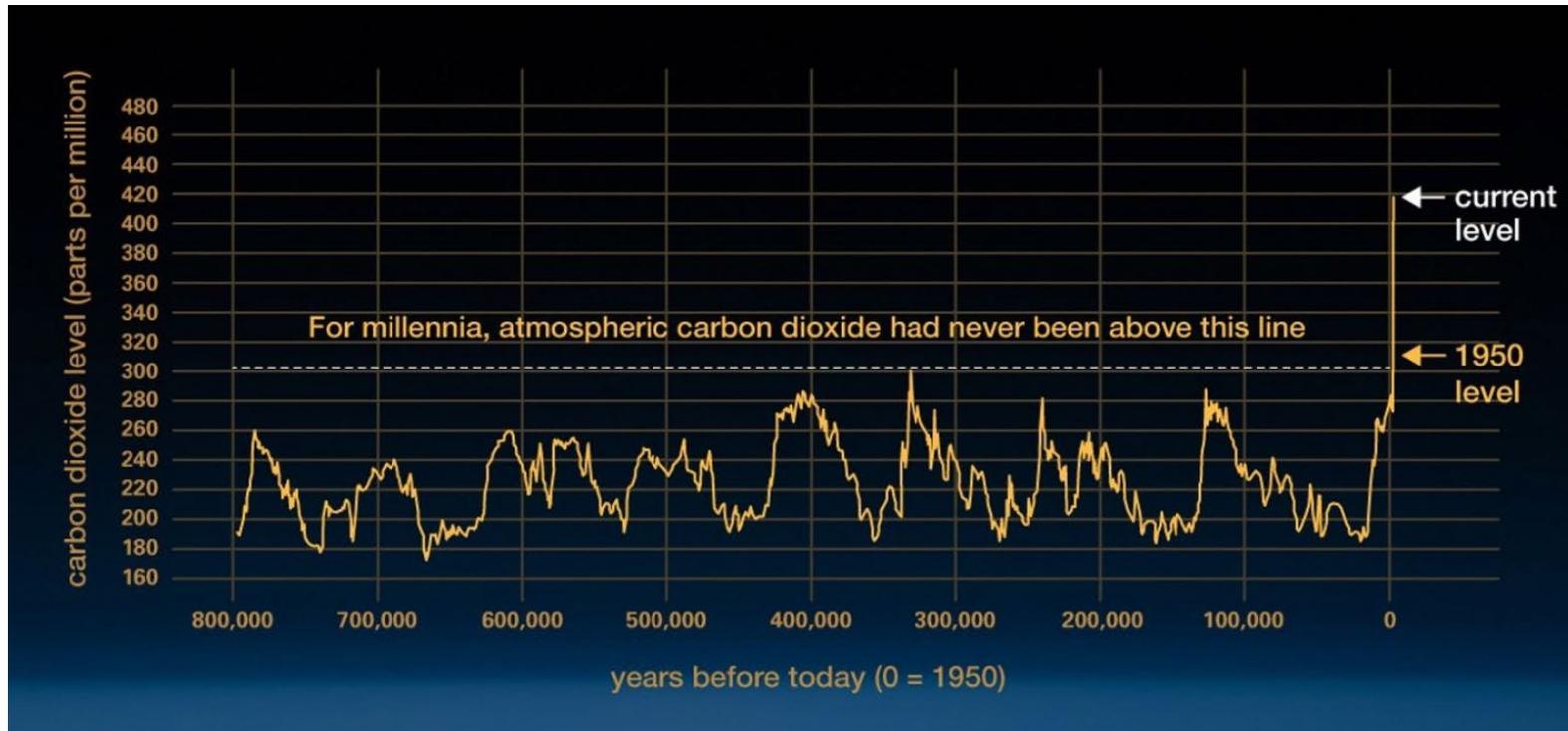
3.5) Accettabilità sociale

3.6) Legislazione e situazione Italiana

4) CCU

5) Conclusioni

1.0 Introduzione: concentrazione di CO₂ in atmosfera



- L'andamento della concentrazione della CO₂ depone chiaramente per un forte ruolo delle attività umane nell'andamento osservato [1,2].
- Prudentemente dobbiamo associare l'aumento di temperatura osservato nell'ultimo secolo all'aumento della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera. Dobbiamo trovare quindi una soluzione che ci consenta di contenere questo aumento. La conferenza di Parigi del 2016 ha fornito indicazioni di massima in merito [3].

[1] <https://science.nasa.gov/resource/graphic-the-relentless-rise-of-carbon-dioxide/>

[2] <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2020.560849/full>

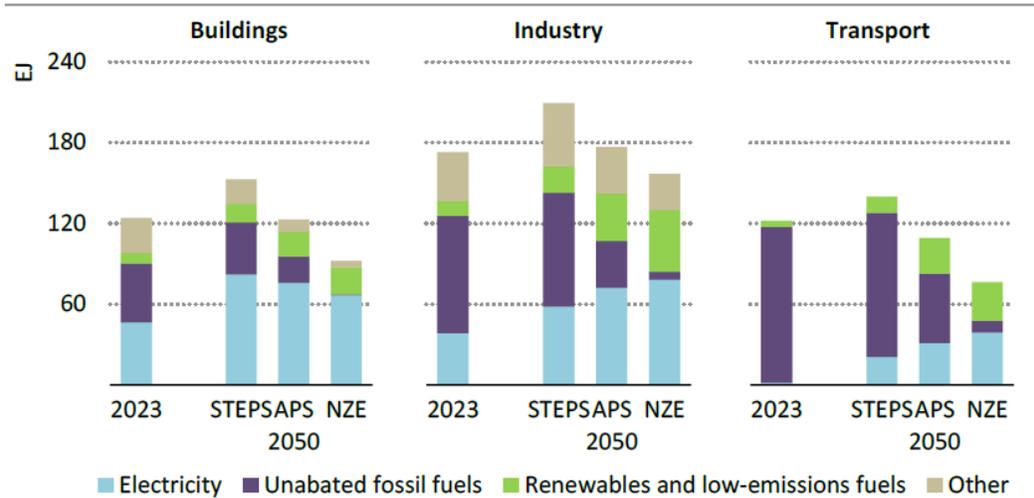
[3] https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

1.0 Introduzione: le opzioni disponibili

- La riduzione delle emissioni antropogeniche di CO₂, si può raggiungere attraverso diversi percorsi.
- La via maestra è la sostituzione di fonti di energia primaria che emettono CO₂ per la produzione energetica e di commodities, con fonti rinnovabili.
- Oggi non siamo ancora in grado di fermare l'uso delle fonti fossili, maggiori responsabili delle emissioni di GHG, e di sostituirle con fonti rinnovabili poiché i vettori energetici derivanti da queste fonti non sono competitivi in tutte le aree geografiche e per tutte le differenti tipologie di impieghi.
- Peraltro l'impiego di nuovi vettori energetici (elettricità, idrogeno, ecc.), se derivati da fonti fossili, non impatta direttamente sulla riduzione dei gas serra, perché quelle che impattano sono le fonti stesse.
- Per esempio i cosiddetti settori «hard to abate», industria pesante e trasporti pesanti su lunga distanza, risultano ancora non svincolabili dall'uso delle fonti fossili. Nei paesi in via di sviluppo e quelli che stanno uscendo dalla povertà energetica il concetto si estende in molti casi anche in situazioni in cui oggi si potrebbero utilizzare tecnologie per fonti non fossili.

1.0 Introduzione: proiezioni per il futuro

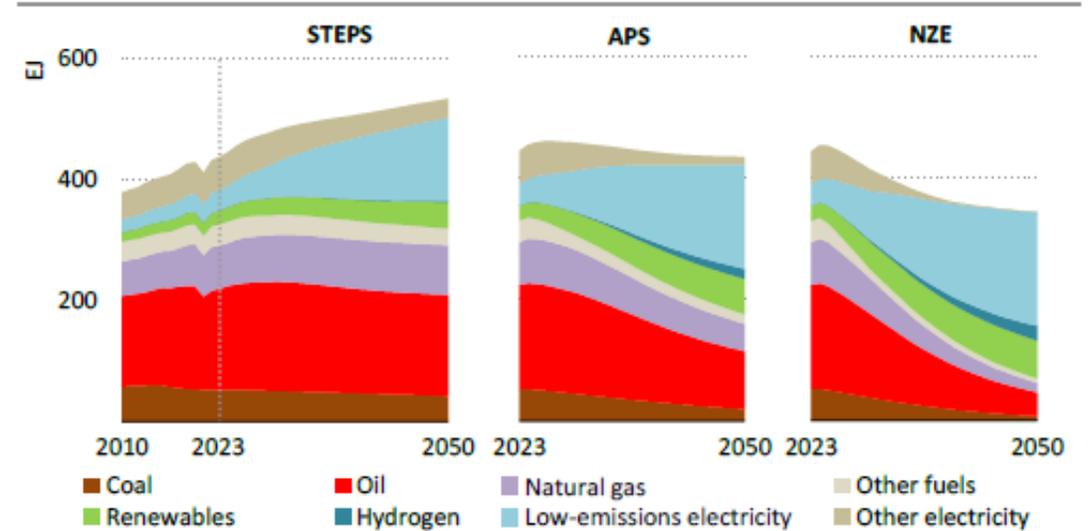
Figure 1.3 ▶ Total final consumption by energy source in selected sectors by scenario, 2023 and 2050



IEA. CC BY 4.0.

Electricity increases its share of TFC in all sectors, while additional efficiency measures in the APS and NZE Scenario hold down overall demand growth, and in some cases reverse it

Figure 3.7 ▶ Total final consumption by fuel and scenario, 2023-2050



IEA. CC BY 4.0.

The share of fossil fuel use in final consumption declines this decade in all scenarios, and falls from 66% today to 55% in 2050 in the STEPS, declining faster in other scenarios

- In ognuno degli scenari IEA: evoluzione tendenziale (STEPS - Stated Policies Scenario), evoluzione applicando immediatamente le migliori tecnologie disponibili (APS - Announced Pledges Scenario), evoluzione per raggiungere il target di emissioni di CO2 nulle al 2050 (NZE – Net Zero Emission by 2050), anche nell'ipotesi più ottimistica, il contributo delle fossili alla domanda globale di energia sarà ancora molto rilevante e, prudentemente, questo rende urgente la necessità di ridurre l'impatto carbonico delle fonti fossili.

1.0 Introduzione: quale soluzione ?

Da quanto esposto risulta evidente la necessità di intervenire urgentemente sulla riduzione immediata delle emissioni di CO₂ dalle fonti fossili e sullo sviluppo graduale di un sistema energetico sostenibile e basato su fonti rinnovabili.

In un'ottica di necessaria gradualità della transizione verso la neutralità carbonica la 2050, bisognerà muoversi in parallelo su diverse direttrici:

- Riduzione dell'utilizzo del carbone e del petrolio a vantaggio del gas naturale, soluzione che tuttavia, ad eccezione del biometano, può aiutare ad un decremento ma non ad una eliminazione delle emissioni;
- Aumento dell'efficienza dei processi di produzione soprattutto per le industrie rientranti nell'ambito delle attività con emissioni «hard to abate»;
- Sequestrazione geologica della CO₂ prodotta da fonti fossili;
- Utilizzo della CO₂ nella produzione di beni che consentano una riduzione delle emissioni protratta nel tempo.

In accordo con questa impostazione abbiamo preparato un documento che affronta i temi indicati, riportando oltre alle semplici informazioni alcune conclusioni e suggerimenti da adottare nelle varie filiere sottostanti.

2.1 Petrolchimica e Raffinazione

- Petrolchimica e raffinazione sono industrie collegate tra di loro per:
 - analogia di processi chimici impiegati nelle lavorazioni
 - materia prima per la produzione di alcuni composti chimici primari (etilene, propilene, BTX) fornita da raffinazione (nafta, aromatici)
 - alcuni chemicals prodotti direttamente da raffinazione (es. propilene da FCC, aromatici da Nafta Reformer)
- Tuttavia, le due industrie presentano ipotesi di sviluppo opposte:
 - La petrolchimica è prevista in espansione nei prossimi decenni (fonte IEA) per far fronte ai bisogni della popolazione mondiale prevista in aumento sia come numero che come esigenze di consumo Nel 2050 si prevede aumento di produzione pari a
 - + 40% rispetto al 2017 secondo scenario IEA – CTS (Clean Technology Scenario) [1].
 - + 30% secondo le scenario più severo IEA Netzeroby2050 [2].
 - Per la raffinazione è prevista invece una forte contrazione della lavorazione dovuta alla riduzione dell'uso dei carburanti fossili per autotrazione:
 - Gli scenari più severi prevedono una riduzione di lavorazione di petrolio da ca. 100 (dato 2019) a 24 milioni di barili (riduzione 75%) [2]

[1] <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

[2] <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

2.1 Petrolchimica: emissioni di CO₂

Le emissioni totali di CO₂ del settore chimico ammontano a [1]:

- ✓ 1,5 Gt/a di CO₂ di cui 1,3 dovuti a energia utilizzata nei processi di produzione e 0,2 derivanti dal processo stesso (differenza di contenuto di carbonio tra carica e prodotti)
- ✓ di questi, la produzione di chemicals primari rappresenta circa il 60%, a sua volta ripartito tra: Ammoniaca 49%, HCV 27%, Metanolo 24%

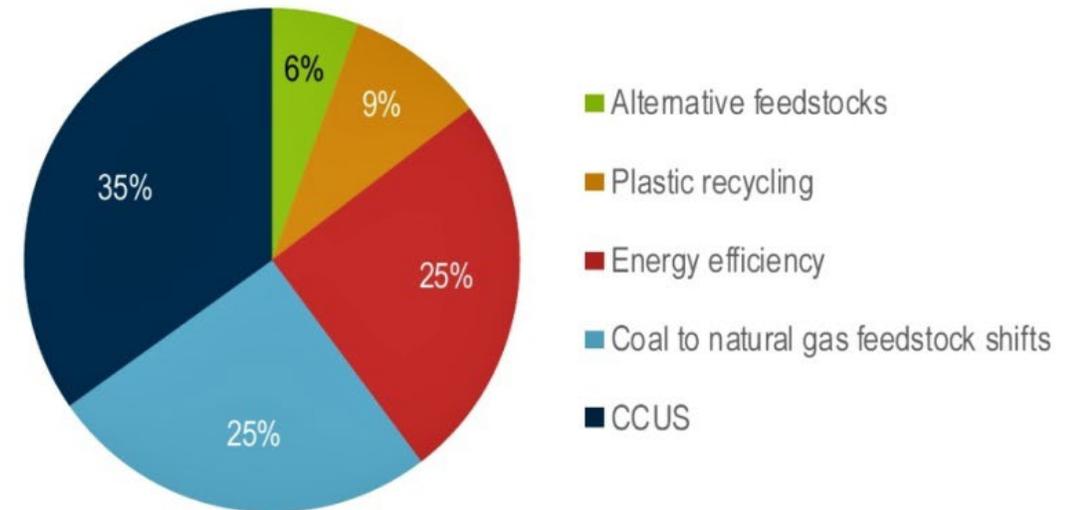
L'aumento della produzione deve pertanto essere accompagnato da interventi volti a ridurre drasticamente le emissioni (vedi figura a fianco) al fine di scongiurare l'aumento delle emissioni (senza interventi arriverebbero a 2,1 Gt/a)

Lo scenario IEA-CTS prevede un riduzione a 0,67 Gt/a nel 2050 [2].

[1] <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

[2] <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

Figure 5.8 • Cumulative direct CO₂ emission reductions in the CTS



Nello scenario pubblicato nel 2021 (Netzeroby2050), che mira a raggiungere quasi zero emissioni nel 2050, IEA sposta l'obiettivo a 0,067 Gt/a nel 2050, dove il contributo principale diventa il recupero di CO₂ dagli attuali processi di produzione.

2.1 Petrolchimica: soluzioni innovative

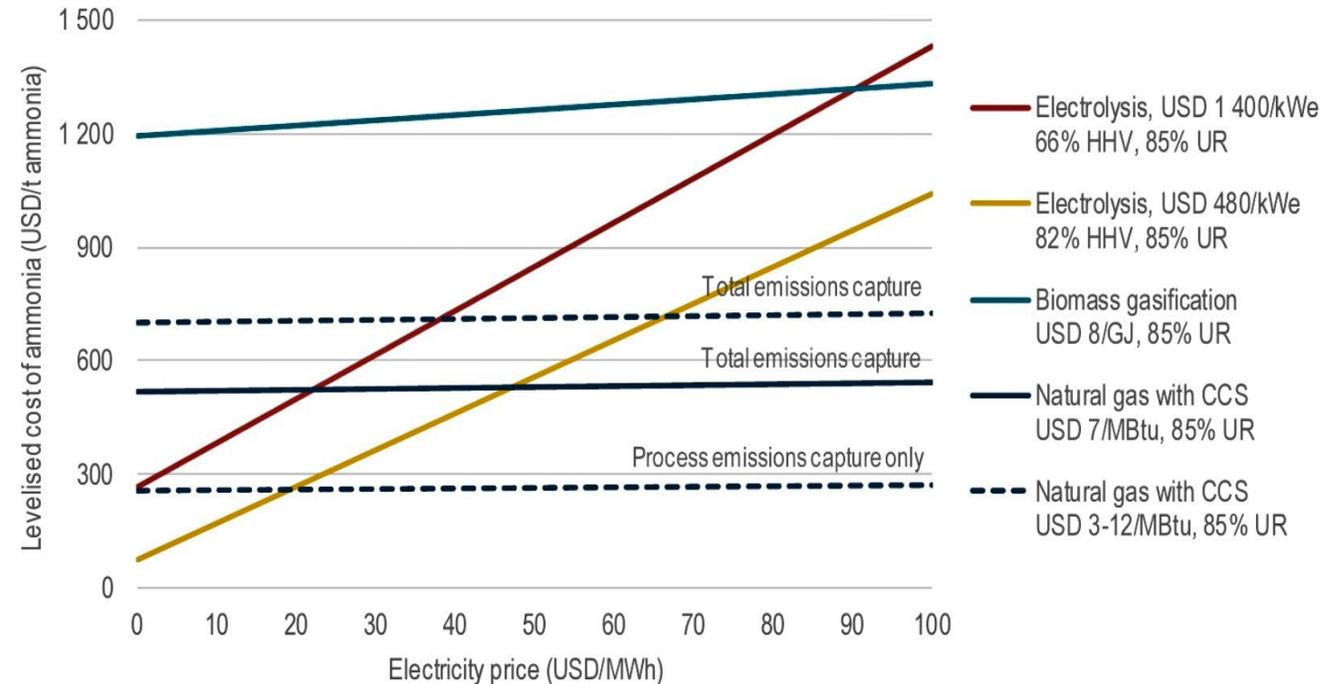
L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta costi superiori alle fonti fossili [1]

L'uso di energia elettrica sembrerebbe essere più conveniente rispetto alle biomasse.

Da considerare anche i costi energetici: produrre 1 Kg di idrogeno via elettrolisi consuma circa 50 kWh, che in un impianto a ciclo combinato richiedono circa 6 Kg di metano. Con questo metano in uno Steam Reformer si produrrebbero 1,8 Kg di idrogeno.

Quindi, finché le fonti fossili saranno in uso occorre cautela nel destinare l'energia rinnovabile all'elettrolisi, perché globalmente si aumentano le emissioni di CO₂ (o si aumenta la quantità destinata a sequestro).

La produzione di idrogeno andrebbe riservata alle situazioni in cui si dispone di extra produzioni di energia elettrica non assorbibile dalla rete (es campi eolici).



[1] <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

2.1 Petrolchimica e Raffinazione: possibile evoluzione

Si prevede una riduzione dei carburanti per passare a prodotti non destinati a combustione:

- Feedstock per petrolchimica (ca. 30% della slate)
 - Asfalti, lubrificanti, cere
 - Alcuni carburanti di difficile sostituzione (jet fuel, gasoli marini)
- La possibile evoluzione dell'industria di raffinazione sembra essere quella di una forte integrazione con la petrolchimica.
 - Il concetto di raffinazione stand-alone dovrebbe essere superato per far posto ad un impianto integrato in cui la produzione di chemicals ha il sopravvento rispetto ai carburanti: «Crude Oil to Chemicals»
 - Per limitare i punti di emissione di CO₂ si può prevedere l'elettificazione dei principali consumi, come i forni elettrici al posto dei forni a gas e i ribollitori a pompe di calore invece che con hot oil, riducendo pure la quantità di CO₂ emessa se la fornitura elettrica proviene da fonti rinnovabili.

2.2 Il settore industriale e emissioni di CO₂

Il settore industriale globale ad alta intensità energetica contribuisce per il 21% alle emissioni globali di GHG. Le emissioni industriali globali sono cresciute da 5,4 Gt CO₂eq nel 1970 a 8,8 GtCO₂eq nel 2010 o circa il 63%. Le emissioni del settore industriale ad alta intensità energetica comprendono principalmente emissioni dirette legate all'energia, emissioni indirette dalla produzione di elettricità e calore, emissioni di processo e una piccola percentuale da rifiuti/acque reflue.

I combustibili fossili rappresentano rispettivamente il 74%, l'85% e l'85% del consumo energetico delle industrie siderurgiche, del cemento e della chimica. L'alluminio è l'unico sotto-settore industriale ad alta intensità energetica che si basa principalmente sull'elettricità come fonte di energia (European Green House Gas) [1].

| Sub-Sector | Total Emissions (in MtCO ₂) | % of Industry Emissions |
|--|---|-------------------------|
| Iron and Steel | 2410 | 24.05 per cent |
| Cement (as part of non-metallic minerals) | 1910 | 19.06 per cent |
| Chemicals | 1880 | 18.76 per cent |
| Aluminium (as part of non-ferrous metals) | 690 | 6.89 per cent |

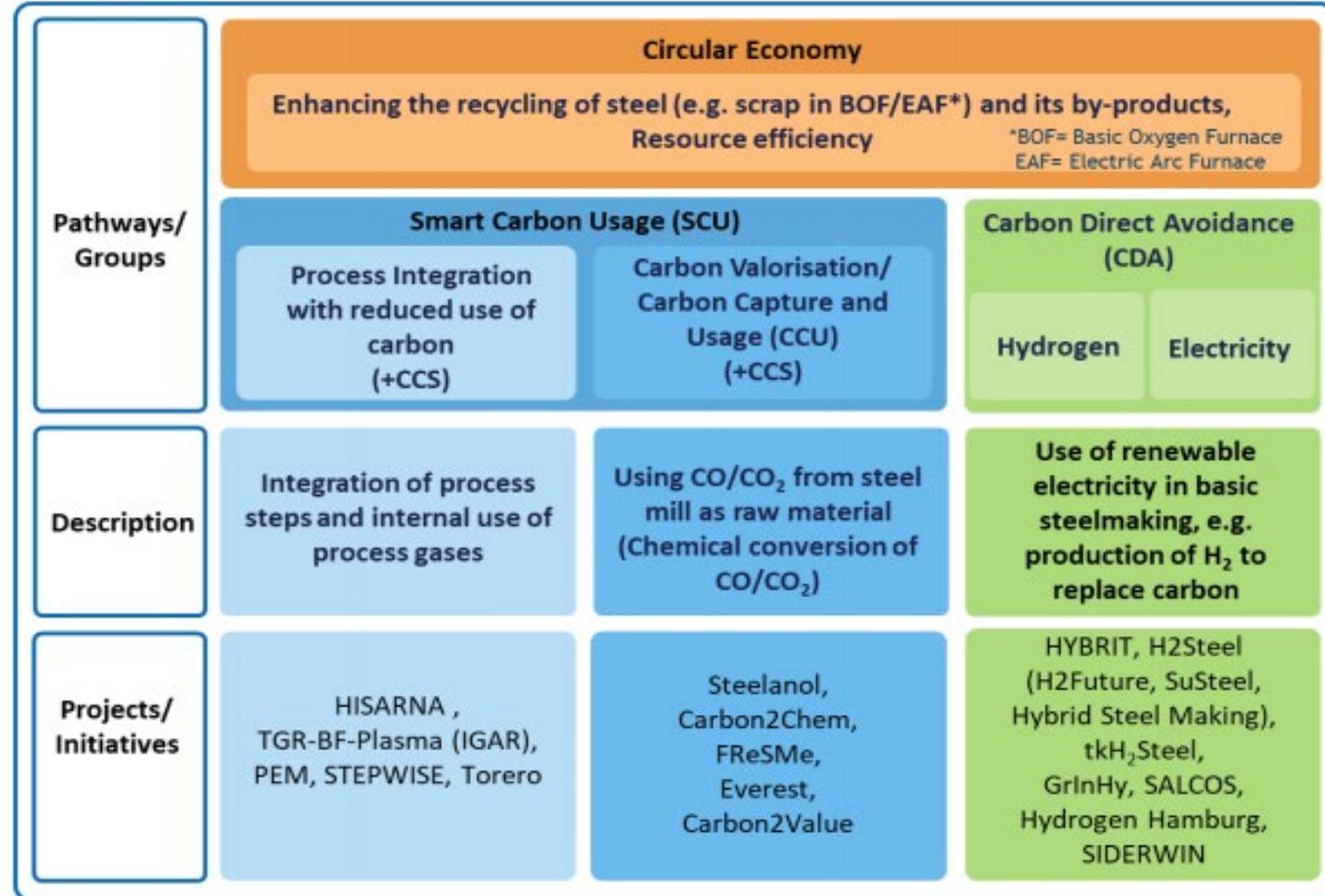
EGHG Emissioni totali settori ad alta intensità nel 2010

[1] <https://www.eea.europa.eu/media/newsreleases/higher-eu-greenhouse-gas-emissions>

2.2 Linee guida per la decarbonizzazione

Nel 2020, in media, ogni tonnellata di acciaio prodotto ha portato all'emissione di 1,85 tonnellate di CO₂. Nel 2020, le emissioni dirette totali sono state dell'ordine di 2,6 miliardi di tonnellate, che rappresentano tra il 7% e il 9% della emissione di CO₂ antropogenica globale [1].

I due principali percorsi tecnologici per la riduzione della CO₂ nel settore siderurgico sono **Smart Carbon Usage (SCU)** e **Carbon Direct Avoidance (CDA)** [2].

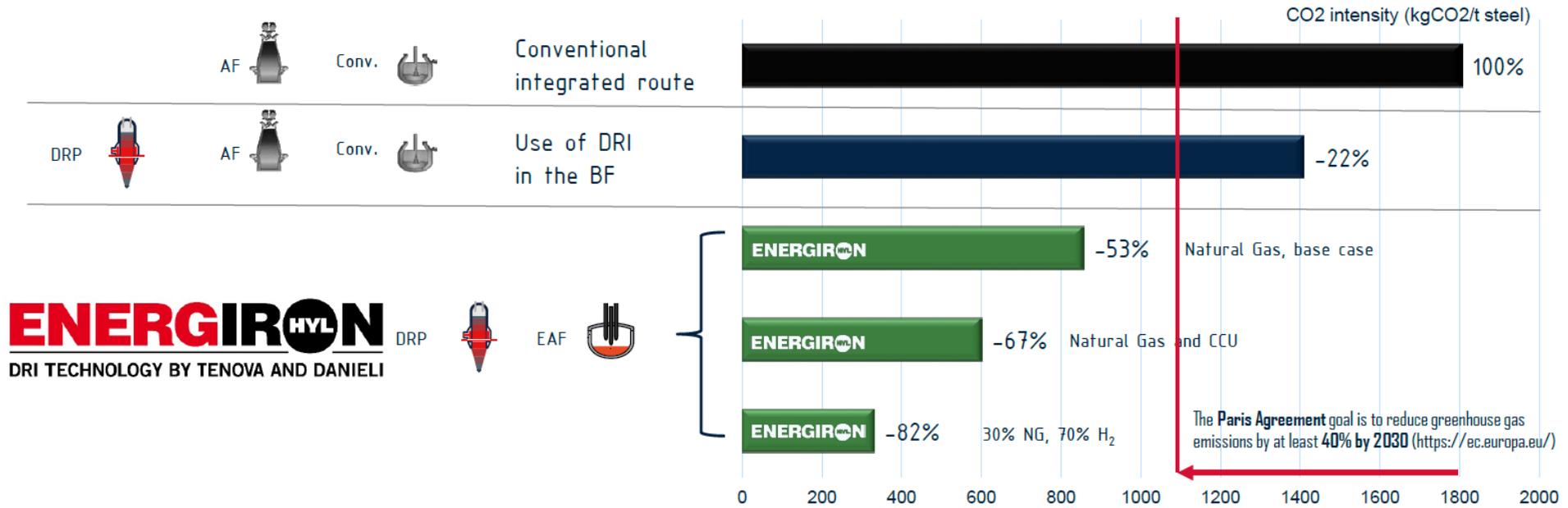


[1] WORLDSTEEL ASSOCIATION, Public policy paper “Climate change and the production of iron and steel” 2021 https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:228be1e4-5171-4602-b1e3-63df9ed394f5/worldsteel_climatechange_policy%2520paper.pdf

[2] <https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO2-neutral-European-Steel-Industry.pdf>

2.2 Comparazione delle tecnologie e scenari futuri

Courtesy of **tenova**



ENERGIRON^{HYL}
 DRI TECHNOLOGY BY TENOVA AND DANIELI

© 2021 Tenova S.p.A. Confidential. All rights reserved.

8

AF = air furnace EAF = electric arc furnace DRP = direct reduction process

2.3 Maturità tecnologica nella produzione di cementi

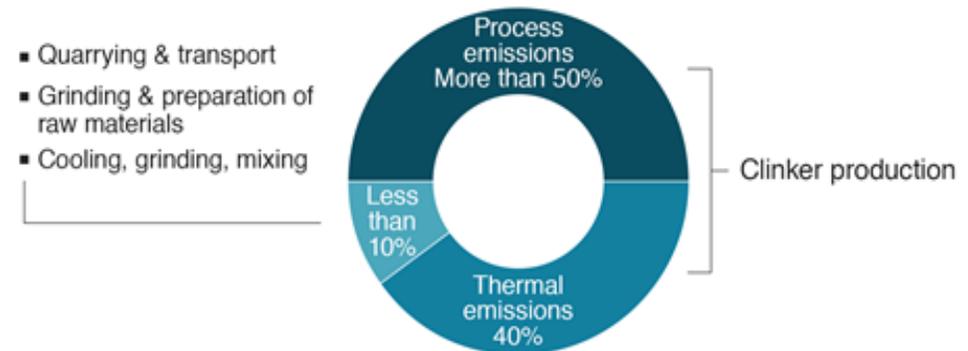
La chimica del processo di produzione del cemento è basata sulla decomposizione del CaCO_3 , a ca. $900\text{ }^\circ\text{C}$, per formare CaO e liberare CO_2 : questo processo prende il nome di calcinazione. La fase successiva è costituita dalla clinkerizzazione nella quale l'ossido di calcio reagisce ad alta temperatura ($1400\text{-}1500\text{ }^\circ\text{C}$) con silice, allumina e ossido ferroso per formare silicati, alluminati e ferriti di calcio che compongono il clinker. Questo viene infine frantumato o macinato assieme al gesso e ad altre aggiunte per produrre il cemento.

Da questa breve introduzione sulla tecnologia si evince che le elevate emissioni di CO_2 in queste produzioni sono dovute principalmente al clinker/calcinatore [2-3].

Stante l'incidenza di questo comparto sulla emissione globale di CO_2 (circa il 6% nell'anno 2017 [1]), appare urgente individuare nuove soluzioni tecnologiche in grado di ridurle drasticamente.

Diverse aziende stanno studiando nuove vie che consentano di ottenere prodotti con specifiche adeguate all'utilizzo, ma con una drastica riduzione delle emissioni di CO_2 .

The production of “clinker” accounts for most of the CO_2 emissions of cement production



Source: Chatham House



[1] IEA, World Energy Outlook 2018, p. 46-47.

[2] <https://www.bbc.com/news/science-environment-46455844>

[3] Michael J. Gibbs, Peter Soyka and David Conneely (ICF Incorporated); https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/3_1_Cement_Production.pdf

2.3 Trend evolutivi nella produzione di cementi

Di seguito si riportano alcuni esempi dei nuovi sviluppi in corso presso diverse aziende.

Solidia E' una start-up che da alcuni anni ha portato alla scala industriale una tecnologia basata su due approcci [1]:

- Una tecnologia di produzione del cemento sostenibile, che impiega i tradizionali forni di calcinazione, ma alimentando anche CO₂ al forno e utilizzando tra le materie prime anche silicato di Calcio . Questo permette di ridurre l'emissione di gas serra del 30-40 % rispetto alle tecnologie convenzionali.
- Una tecnologia sostenibile per la polimerizzazione del calcestruzzo utilizzando CO₂ anziché acqua, inglobando ca. 240 Kg di CO₂/t di prodotto e risparmiando quantità importanti di acqua dolce.

Carboncure CarbonCure technologies è una società canadese con sede a Dartmouth in Nova Scotia [5]. La tecnologia di cui dispone, consiste nel miscelare una quantità dosata di CO₂ pura con il cemento fresco direttamente in una betoniera appositamente attrezzata. La CO₂ reagisce con Sali di calcio o ossido di calcio presente nel cemento formando carbonato di calcio e fissandosi [2].

Eni SpA E' noto che i silicati naturali di Calcio e Magnesio, possono reagire con CO₂ per formare i rispettivi carbonati e silice amorfa. Dopo la sintesi questa miscela ha scarse proprietà pozzolaniche, ma se viene lavata con acqua per eliminare le tracce di sodio e potassio, le proprietà pozzolaniche aumentano, generando un prodotto con caratteristiche simili a quelle del cemento Portland. Il processo in corso di sviluppo, consiste nel macinare i minerali fino a $d_{90} \leq 120 \mu\text{m}$, formare uno slurry con questi, acqua e tracce di un bicarbonato alcalino, riscaldare lo slurry a 120-170 °C in CO₂ con $\text{PCO}_2 \geq 2 \text{ MPa}$. Lo slurry filtrato viene poi lavato con acqua per eliminare i metalli alcalini, ottenendo così un materiale con ottime proprietà pozzolaniche [3].

Da una preliminare analisi LCA, si evince che rispetto alla tecnologia convenzionale, questa può consentire un risparmio di circa:

$$1 \text{ t}_{\text{CO}_2} / \text{t}_{\text{cemento}}$$

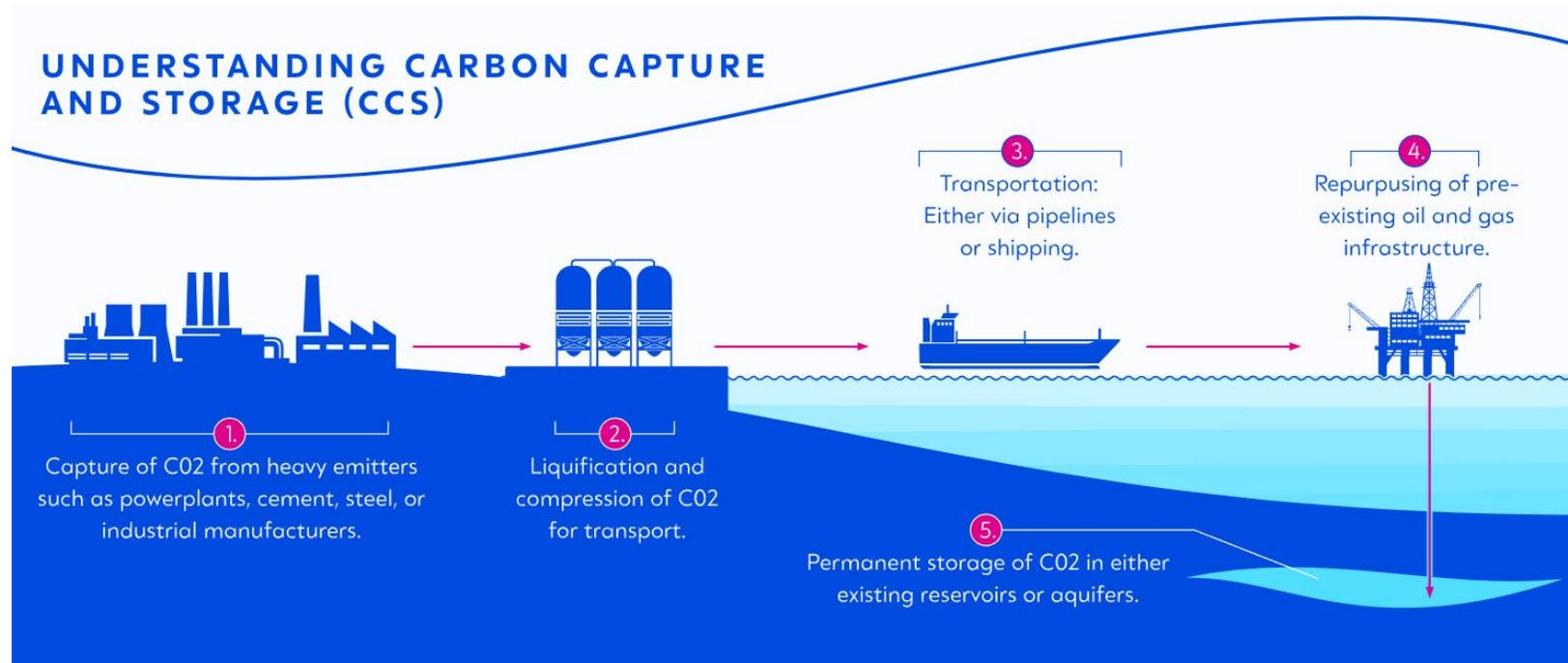
[1] <https://www.solidiatech.com/>

[2] www.carboncure.com

[3] R. Millini, M. Bellettato, G. Bellussi, Pat. Appl. WO 2021074886A1, 22/04/2021

3.0 Introduzione alla Carbon Capture and Storage (CCS)

«Per CCS si intende un insieme di tecnologie mirate alla cattura e allo stoccaggio geologico, permanente di CO₂»



Da esperienze condotte negli ultimi anni anche nel nostro Paese, si è osservato che la CCS suscita timori e perplessità, soprattutto nella popolazione, per il timore di rilasci improvvisi di CO₂ dai siti di stoccaggio a causa di possibili eventi geologici, tecnico-manutentivi o dolosi[1].

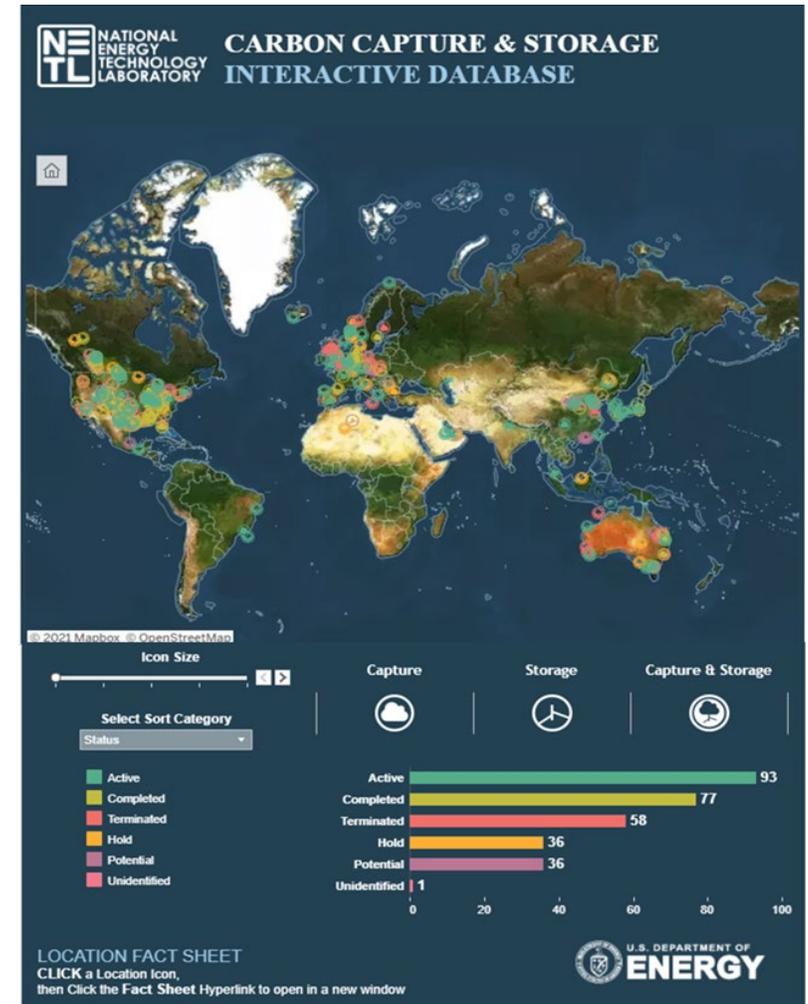
[1] <https://herema.gr/ccs-ugs/carbon-capture-and-storage/>

3.0 La tecnologia CCS:progetti in corso

Il database CCS di NETL fornisce al pubblico informazioni sugli sforzi compiuti da vari settori, gruppi pubblici e governi per lo sviluppo e l'eventuale implementazione della tecnologia CCS.

Ad aprile 2018, il database conteneva 305 progetti CCS totali in tutto il mondo, con 299 siti identificati. I 299 progetti localizzati sul sito includono 76 catture, 76 sequestrazioni e 147 per cattura e sequestrazione in più di 30 paesi in 6 continenti.

Mentre molti dei progetti sono ancora in fase di pianificazione e sviluppo, e molti sono stati completati, 37 stanno attivamente catturando e/o iniettando CO₂ [1].

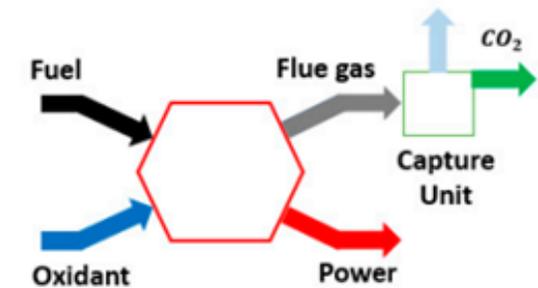
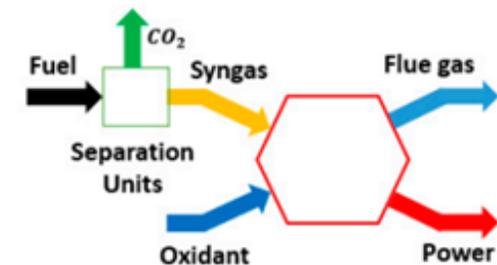
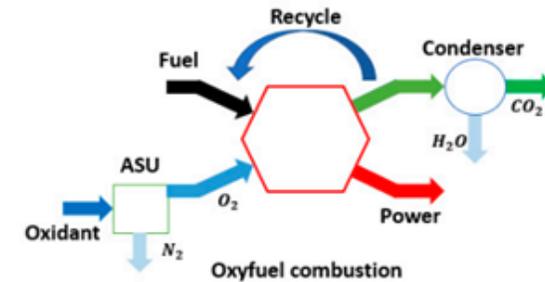


[1] <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/worldwide-ccs-database>

3.1 La cattura della CO₂ : le tecnologie

Ci sono diverse tecnologie per la cattura della CO₂, utilizzate in diversi settori industriali [1]:

- Ossi-combustione: il carburante viene bruciato con ossigeno puro invece che con aria, e se è privo di contaminanti, i fumi risultanti contengono solo anidride carbonica e acqua, facilmente separate da un condensatore ad acqua.
- Pre-combustione: il combustibile viene processato in un reattore gassificatore per produrre un syn-gas ricco di idrogeno e monossido di carbonio. Successivamente, il syn-gas viene trattato in un reattore di Shift per produrre H₂ e CO₂. Il processo finale prevede la separazione della CO₂ e la produzione di idrogeno puro solitamente tramite assorbimento fisico.
- Post-combustione: i fumi prodotti dalla combustione di combustibili convenzionali confluiscono in un'unità di separazione della CO₂. Le procedure utilizzate per sequestrare la CO₂ sono tipicamente assorbimento con l'ausilio di un solvente chimico, adsorbimento e separazione a membrana.



Post-combustion

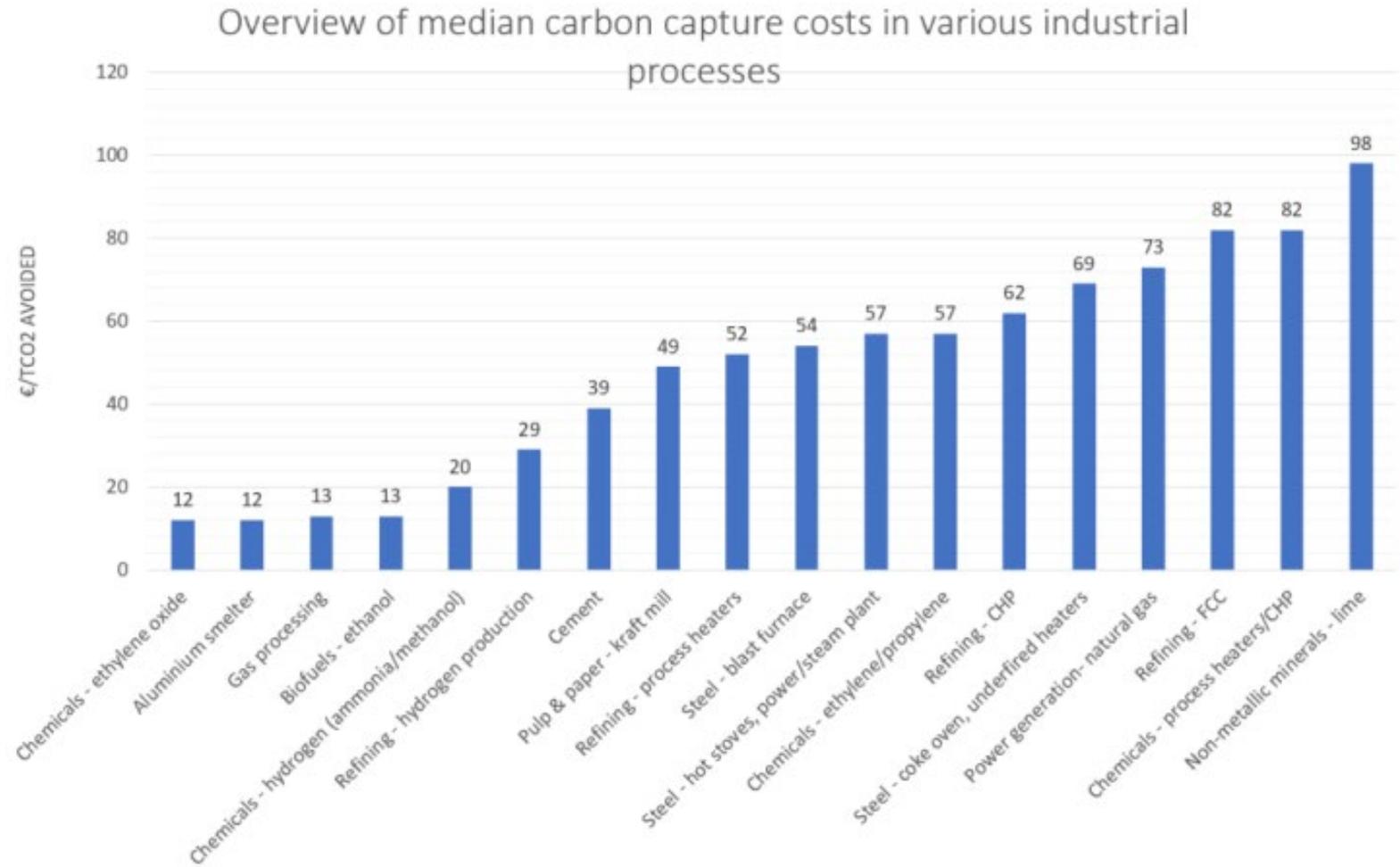
[1] Cannone, S.F.; Lanzini, A.; Santarelli, M. A Review on CO₂ Capture Technologies with Focus on CO₂-Enhanced Methane Recovery from Hydrates. Energies 2021, 14, 387. <https://doi.org/10.3390/en14020387>

3.1 Costi della cattura della CO₂

I costi di un progetto di CCS possono variare su intervalli molto ampi in funzione delle condizioni di produzione e cattura della CO₂, delle condizioni per la compressione e il trasporto e per la tipologia del sito di stoccaggio.

In questo paragrafo cerchiamo di dare una idea almeno a livello comparativo di quali possono essere i costi associati alle varie fasi del processo.

La cattura della CO₂ è uno dei costi più elevati ed è fortemente influenzato dalla concentrazione nel flusso di gas avviato alla separazione; questi costi perciò variano in funzione del processo che ha generato la CO₂ [1].



[1] https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2021/09/IOGP_The-potential-for-CCS-and-CCU-in-Europe_reportstudy.pdf

3.1 La cattura della CO₂: attività di R&D nel mondo

Lo stato delle attività di R&D sulla cattura della CO₂ nel mondo [1]:

Figure 4: Worldwide patent publication trend (2010–2019)

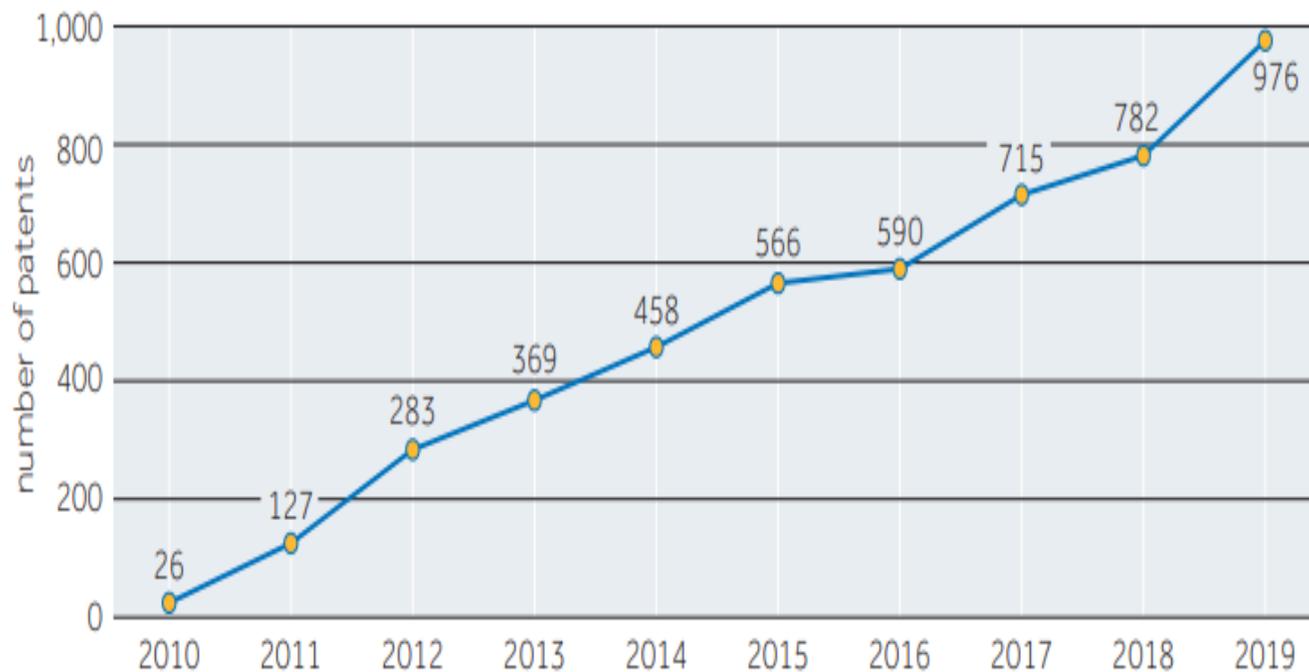
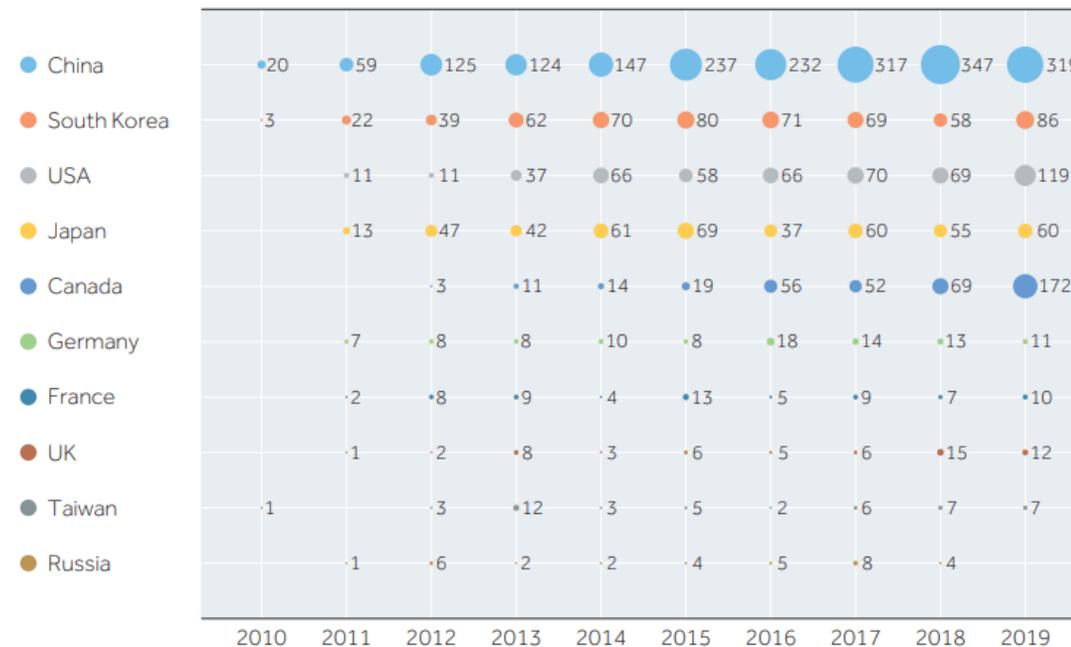


Figure 5: Top 10 countries and their patent filing trends (2010–2019)



Come si vede, le attività di R&D sono incrementate moltissimo negli ultimi anni. Questo è un segnale dell'importanza di migliorare le tecnologie per la cattura della CO₂ al fine di rendere la CCS più attraente.

[1] https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_20-18.pdf

3.2 Trasporto di CO₂: modalità per il trasporto

Mezzi di trasporto [1-3]:

- Strada/ferrovia: adatto solo per piccoli volumi e distanze ridotte; nel caso stradale vi sono inoltre questioni di sicurezza non marginali legate al rischio incidentale;
- Gasdotto: può essere onshore oppure offshore (l'onshore è sempre più economico rispetto all'offshore); vi è considerevole esperienza progettuale e operativa (soprattutto per il trasporto del gas naturale)
- Nave: adatta soprattutto per quantità relativamente piccole trasportate per lunghe distanze o per trasporto collegato a punti di emissione isolati

Condizioni di trasporto della CO₂ [3]:

- Gas compresso: la CO₂ deve essere deidrata per prevenire fenomeni di corrosione, nonostante gli acciai al carbonio-manganese non presentino particolari criticità (in tabella sono riportate le specifiche per il Canyon Reef project, il primo gasdotto di grandi dimensioni per il trasporto della CO₂ costruito in Texas nel 1970)
- Gas liquefatto: utilizzato per il trasporto navale in modo analogo al gas naturale liquefatto (LNG).

Specifiche della CO₂ per trasporto via gasdotto

| <i>Parametro</i> | <i>Specifica</i> |
|--------------------|--|
| CO ₂ | > 95% |
| Acqua (liquida) | 0 |
| Acqua (vapore) | < 0.48 m ⁻³ |
| Solfuro d'idrogeno | < 1500 ppm |
| Zolfo totale | < 1450 ppm |
| Temperatura | < 48.9°C |
| Azoto | < 4% |
| Idrocarburi | < 5% |
| Ossigeno | < 10 ppm |
| Glicoli | < 4·10 ⁻⁵ l·m ⁻³ |

[1] Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., et al., 2018. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. Energy Environ. Sci. 11, 1062–1176

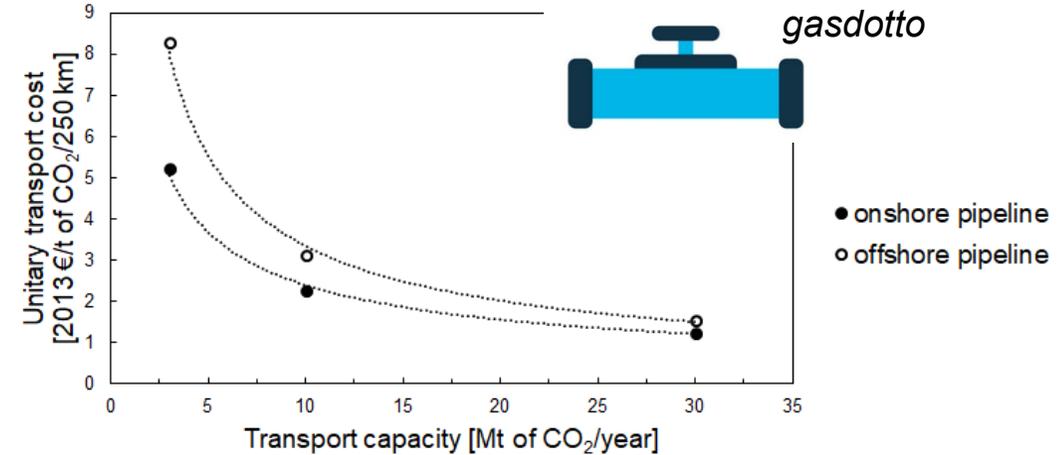
[2] <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/Overall-CO2-Costs-Report.pdf>

[3] https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf

3.2 Trasporto di CO₂: costi

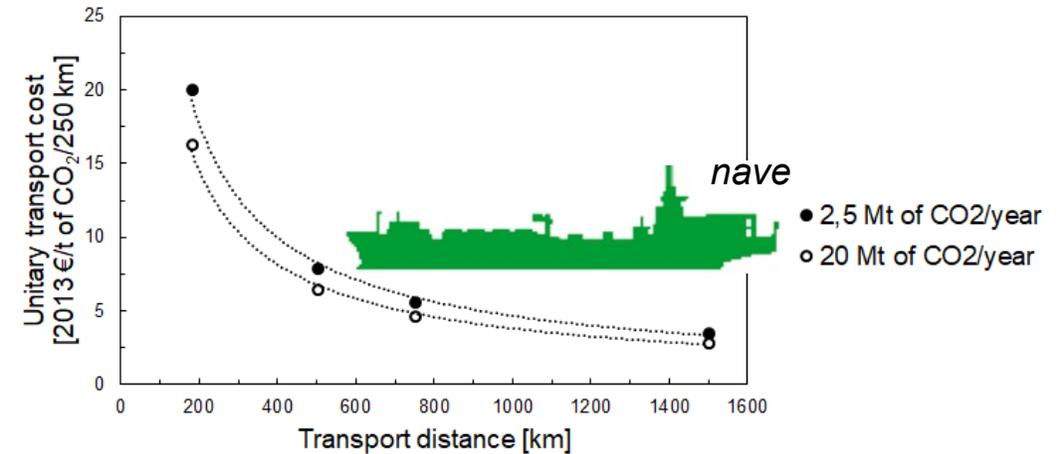
Gasdotti [1,2]

- L'economia di scala ha un impatto rilevante, con i costi unitari di trasporto [€/t] decrescono rapidamente all'aumentare della portata di CO₂;
- L'effetto della distanza da percorrere ha un effetto meno rilevante sui costi unitari di trasporto



Navi [1,2]

- Diversamente dal trasporto via tubazione, il costo unitario per il trasporto navale dipende principalmente dalla distanza complessiva;
- La capacità della nave influenza in modo minore il costo unitario di trasporto.



[1] d'Amore, F., M.C. Romano, F. Bezzo, 2021. Optimal design of European supply chains for carbon capture and storage from industrial emission sources including pipe and ship transport. *Int. J. Greenh. Gas Con.*, 109, 103372

[2] d'Amore, F., M.C. Romano, F. Bezzo, 2021. Carbon capture and storage from energy and industrial emission sources: a Europe-wide supply chain optimization. *J. Clean. Prod.*, 290, 125202

3.3 Capacità mondiale di stoccaggio geologico

Uno studio dell'IPCC stima che la capacità di stoccaggio a livello mondiale in tutti i possibili siti sia quella riportata nella tabella qui sotto [1].

Da essa si evince che la disponibilità è idonea ad accogliere 250 Gt di C per 50 anni a partire dal 2015, che è la quantità stimata di emissioni da ridurre per limitare l'aumento di temperatura media globale a 3°C [2-3].

Table TS.6. Storage capacity for several geological storage options. The storage capacity includes storage options that are not economical.

| Reservoir type | Lower estimate of storage capacity (GtCO ₂) | Upper estimate of storage capacity (GtCO ₂) |
|-----------------------------|--|--|
| Oil and gas fields | 675 ^a | 900 ^a |
| Unminable coal seams (ECBM) | 3-15 | 200 |
| Deep saline formations | 1,000 | Uncertain, but possibly 10 ⁴ |

^a These numbers would increase by 25% if 'undiscovered' oil and gas fields were included in this assessment.

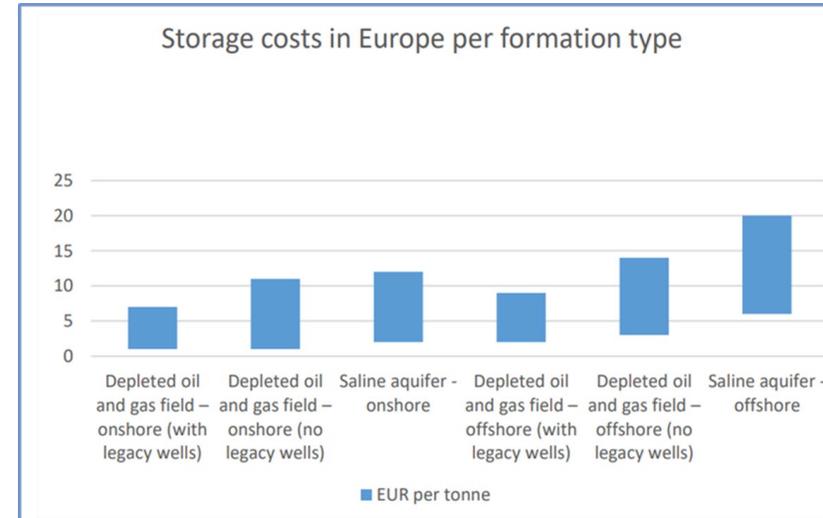
[1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2005), Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 442 pp., Cambridge Univ. Press, Cambridge https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf

[2] Pacala, S., and R. Socolow, Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies, *Science*, 305, (2004) 968–972.

[3] M. A. Celia et al. , *Water Resour. Res.*, 51, 6846–6892, doi:10.1002/2015WR017609.

3.3 Scelta del sito: acquifero salino o giacimento a gas depleto

In un sito di stoccaggio, per la condizione di contenimento, è necessaria l'esistenza di unità rocciose a bassa permeabilità (rocce di copertura o “caprocks”) che impediscano la migrazione verso l'alto e la fuoriuscita della CO₂ iniettata.



A tal proposito, i bacini sedimentari caratterizzati da successioni stratiformi di rocce permeabili, come arenarie e carbonati, ricoperti da rocce compatte come scisti, anidriti e letti di sale, sono idonei allo stoccaggio di CO₂ purché non presentino faglie e/o rocce fratturate poiché le faglie e/o le fratture possono portare a fuoriuscita di fluido o ad un evento sismico indotto significativo. Per questo, i giacimenti esauriti di petrolio e gas e le falde acquifere saline profonde nei bacini sedimentari sono i principali mezzi geologici considerati per lo stoccaggio della CO₂.

I costi di stoccaggio sono molto influenzati dalla scelta e dalle caratteristiche del sito geologico. Pur essendo difficile una generalizzazione, proponiamo la seguente tabella, che è coerente con le informazioni riportate nei precedenti paragrafi [1].

[1] https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2021/09/IOGP_The-potential-for-CCS-and-CCU-in-Europe_reportstudy.pdf - The potential for CCS and CCU in Europe” Report to the thirty second meeting of the european gas regulatory forum 5-6 June 2019.

3.3 Monitoraggio dell'integrità del pozzo e dei cementi di chiusura nel tempo

Pur non volendo entrare in particolari troppo tecnici, abbiamo ritenuto di accennare a questo argomento poiché riveste una grande importanza sulla prevenzione delle perdite di CO₂ nel tempo.

La tenuta delle barriere di sicurezza dei pozzi rappresenta un aspetto critico in generale e, soprattutto, per i pozzi di stoccaggio della CO₂, la quale deve restare **permanentemente isolata** nel giacimento.

Le principali norme internazionali richiedono che l'integrità del pozzo sia garantita dalla **costante presenza** di almeno due barriere di sicurezza tra il giacimento e la superficie, **indipendenti e testate**.

L'integrità deve essere garantita a due diversi livelli [1]:

- *Well Integrity Assessment*, ovvero la verifica dell'integrità dei pozzi esistenti che afferiscono ai giacimenti di stoccaggio, i quali potrebbero rappresentare dei **percorsi di fuga del gas**.
- *Well Integrity Assurance*, ovvero la definizione di **requisiti ingegneristici specifici per i nuovi pozzi** di stoccaggio, in termini di idoneità delle barriere di sicurezza del pozzo in ambiente CO₂.

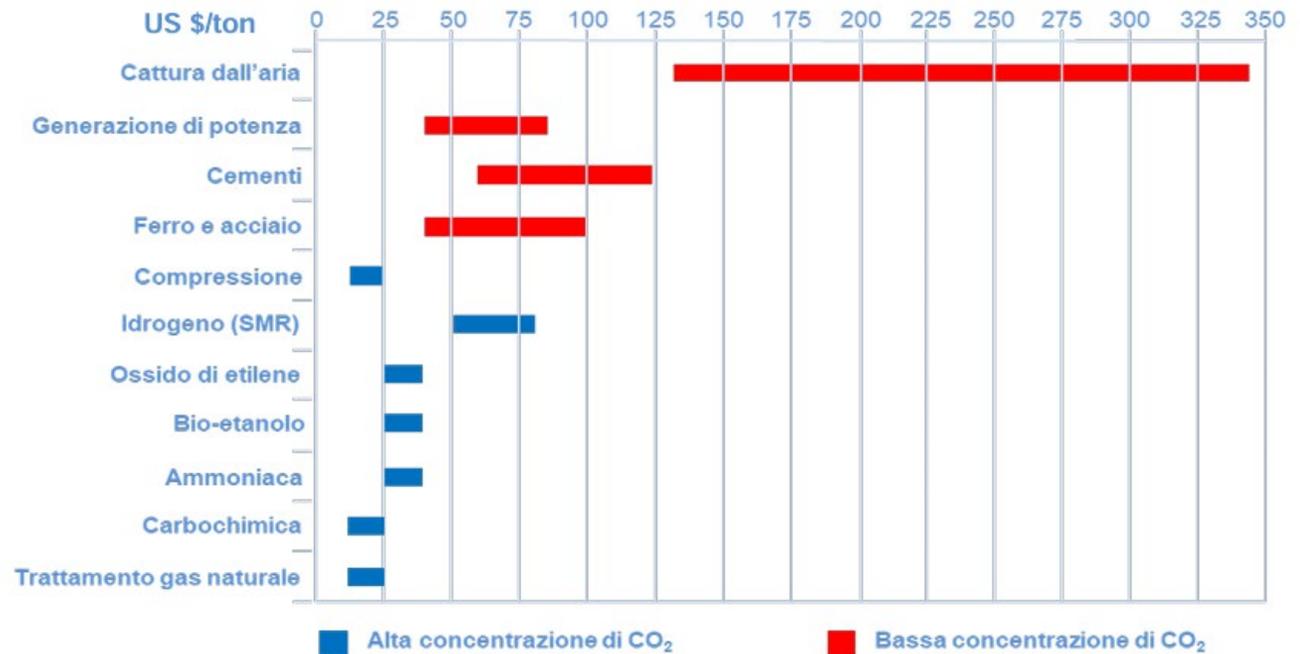
Nota: i giacimenti esausti normalmente includono numerosi pozzi, per i quali occorre eseguire la verifica delle barriere di sicurezza.

[1] Pacala, S., and R. Socolow, Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies, Science, 305, (2004) 968–972.

3.4 Costi per la cattura della CO₂

Nonostante l'importanza della CCUS per il raggiungimento della transizione verso l'energia pulita, l'implementazione è lenta a decollare. Un certo numero di fattori può spiegare la lenta adozione della CCUS, ma il costo elevato è uno dei più frequenti.

Guardando specificamente alla cattura del carbonio, il costo può variare notevolmente in base alla fonte di CO₂, da un intervallo di 15-25 USD/t CO₂ per i processi industriali che producono flussi "puri" o altamente concentrati di CO₂ (come la produzione di etanolo o la lavorazione del gas naturale) a USD 40-120/t CO₂ per processi con flussi di gas "diluiti", come la produzione di cemento e la produzione di energia. Catturare la CO₂ direttamente dall'aria è attualmente l'approccio più costoso [1].

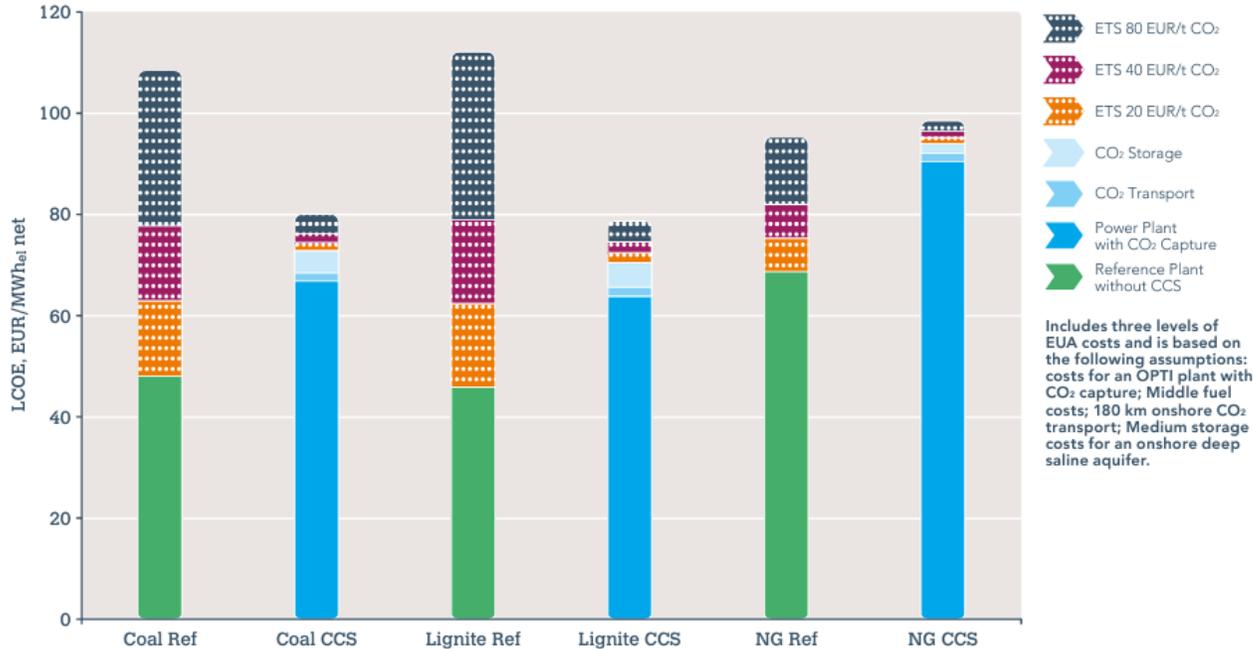


IEA, "Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration", 2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>

3.4 Costi e liabilities: costi totali

I costi complessivi per un impianto CCS abbinato ad una centrale elettrica, portano ad un aumento del costo complessivo dell'energia, come riportato nella figura seguente [1].

Figure 1: The Levelised Cost of Electricity (LCOE) of integrated CCS projects (blue bars) compared to the reference plants without CCS (green bars)



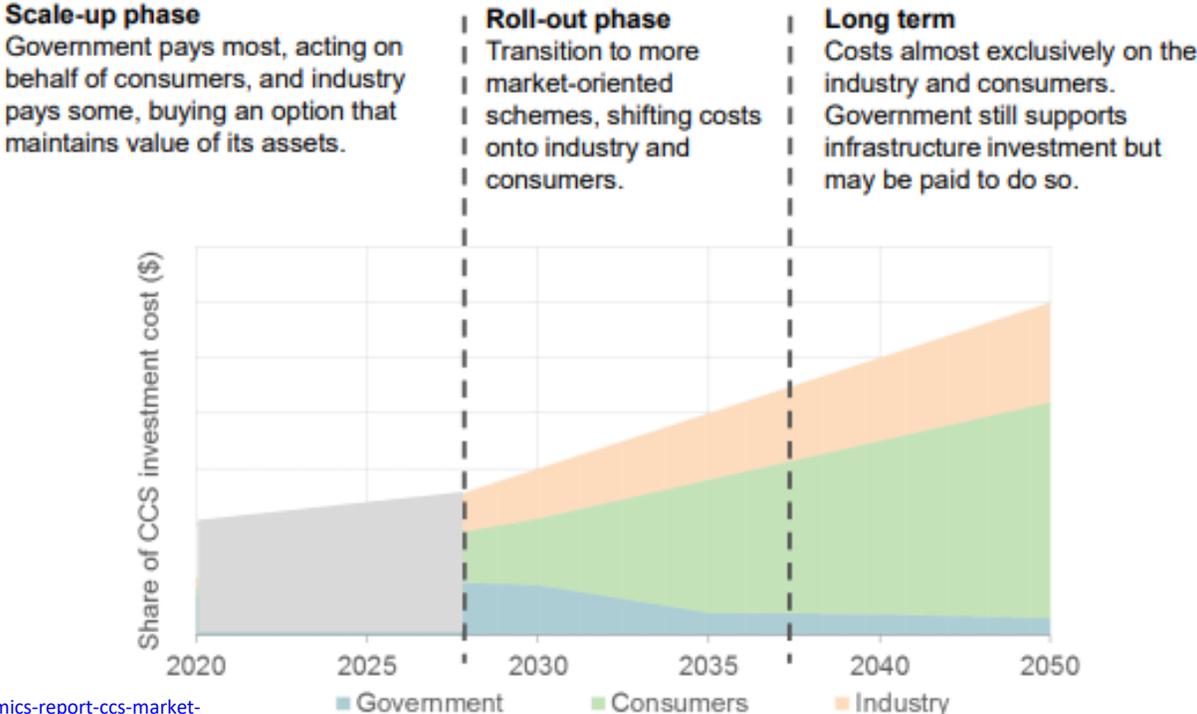
⁶ http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm
⁷ www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf

[1] <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/17011/costs-co2-capture-transport-and-storage.pdf> p-5

3.4 Costi e liabilities

La cattura della CO₂ deve avvenire da correnti con una concentrazione di CO₂ superiore alle 5000 ppm. Per queste concentrazioni, possono essere applicate le tecnologie di cattura della CO₂ già sviluppate alla scala industriale. Concentrazioni inferiori di CO₂ nei gas da trattare, come ad esempio l'aria con ca. 450 ppm di CO₂ comportano costi molto più alti, che rendono la soluzione economicamente inaccettabile, come riportato prima, nel capitolo sulle tecnologie di cattura della CO₂. Correnti concentrate di CO₂ provengono di necessità da attività industriali come la produzione di energia, di acciai o di cementi.

Da quanto esposto si deriva immediatamente che la cattura e la sequestrazione geologica della CO₂ genera un costo aggiuntivo che nelle prime fasi di un progetto di sequestrazione non può essere lasciato a carico dei soggetti industriali produttori di CO₂, ma deve richiedere l'intervento di uno stato in grado di farsi carico di costi. Ad esempio, in uno studio di Vivid Economics del 2018 [1] viene riportata una proposta su come dovrebbero essere allocati i costi di un progetto di CCS nel periodo 2020 – 2050.



[1] <https://www.erm.com/contentassets/553cd40a6def42b196e32e4d70e149a1/element-energy-vivid-economics-report-ccs-market-mechanisms.pdf> p.35

3.5 Accettabilità sociale

Il problema dell'accettabilità sociale è diventato sempre più critico nei progetti CCS/CCU [1-4].

Da un lato, il trasporto e sequestro della CO₂ è percepito come un processo pericoloso in grado minacciare la salute della popolazione e la salvaguardia dell'ambiente.

Dall'altro, la questione è più sottile e l'opposizione sociale può essere riassunta attraverso due concetti fondamentali:

- La CCS è una soluzione 'end-of-the-pipe' che non cambia il paradigma tecnologico: tecnologie e processi a bassa impronta di carbonio dovrebbero essere implementate sostituendo quelle esistenti
- La CCS è l'ennesimo inganno dell'industria dei combustibili fossili per giustificare la propria esistenza e prolungare le proprie attività

Studi recenti mostrano come analizzare e comprendere la percezione da parte dei cittadini delle infrastrutture di CCS sia di fondamentale importanza per riuscire a realizzare progetti di grande scala [1-3,5].

Il coinvolgimento della popolazione e azioni di corretta informazione scientifica possono essere di grande aiuto per l'implementazione della CCS. Alcuni studi indicano anche come accoppiare l'utilizzo della CO₂ possa aiutare l'accettabilità sociale di infrastrutture per il trasporto e il sequestro [6]. Opportuni strumenti di supporto economico-finanziario possono avere un effetto positivo [1].

In generale, vi sono aspetti socio-culturali a carattere locale (diversi quindi da nazione a nazione e da regione a regione) che possono influire notevolmente sull'accettabilità di determinate scelte tecnologiche da parte della popolazione [7], ad esempio la conoscenza delle tecnologie impiegate, la fiducia nelle istituzioni, l'attitudine alla trasparenza, il livello economico e culturale, la percezione di benefici e rischi [8-10].

[1] L'Orange Seigo, S., Dohle, S., Siegrist, M., 2014. Public perception of carbon capture and storage (CCS): a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 38, 848

[3] Ashworth, P., Bradbury, J., Wade, S., Ynke Feenstra, C.F.J., Greenberg, S., Hund, G., Mikunda, T., 2012. What's in store: lessons from implementing CCS. *Int. J. Greenh. Gas Control* 9, 402

[4] Braun, C., 2017. Not in my backyard: CCS sites and public perception of CCS. *Risk Anal.* 37, 2264

[5] Terwel, B.W., ter Mors, E., 2015. Host community compensation in a carbon dioxide capture and storage (CCS) context: comparing the preferences of Dutch citizens and local government authorities. *Environ. Sci. Policy* 50, 15

[6] Arning, K., Offermann-van Heek, J., Linzenich, A., Kaetelhoeven, A., Sternberg, A., Bardow, A., Ziefle, M., 2019. Same or different? Insights on public perception and acceptance of carbon capture and storage or utilization in Germany. *Energy Policy* 125, 235

[7] Hofstede, G., Hofstede, G.J., Minkov, M., 2010. *Cultures and Organizations, Software of the Mind, Intercultural Cooperation and its Importance for Survival*. MacGraw-Hill, New York, U.S.A.

[8] Eurobarometer, 2011. *Public Awareness and Acceptance of CO₂ Capture and Storage*. Bruxelles, Belgium.

[10] d'Amore, F., L. Lovisotto, F. Bezzo, 2020. Introducing social acceptance into the design of carbon capture and sequestration supply chains: a case study at a European level. *J. Clean. Prod.*, 249, 119337

3.6 Legislazione e situazione italiana

Il disciplinare relativo ai progetti di CCS è contenuto nella seguente Direttiva Europeo 2009/31 del 23 Aprile 2009 [1], recepita dalla legislazione italiana nel D.lgs 162/2011 [2-3]

Lo schema indicato dal decreto legislativo citato sopra, prevede che le attività relative ai progetti di CCS, siano svolte a seguito della concessione di licenze di esplorazione e concessioni di stoccaggio, al termine delle quali è prevista l'autorizzazione alla chiusura del sito e il trasferimento di responsabilità dal gestore allo stato. Questo in parte chiarisce la responsabilità delle liabilities di lungo termine.

Tra i contenuti della direttiva si possono citare [4]:

- Definizione dell'autorità competente;
- Individuazione delle aree nelle quali dovranno essere scelti i siti da adibire a stoccaggio;
- Costituzione di una banca dati delle attività di stoccaggio;
- Definizione delle procedure di conferimento delle autorizzazioni all'attività di stoccaggio e alle eventuali attività preliminari finalizzate alla definizione dell'idoneità del sito;
- Obblighi per la chiusura e post-chiusura degli impianti. Garanzie finanziarie;
- Verifica della capacità necessaria da parte dei soggetti proponenti;
- Attività di monitoraggio e ispezioni;

[1] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0031&from=EN>

[2] <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2011/10/04/231/sg/pdf>

[3] <https://www.minambiente.it/pagina/comitato-nazionale-la-gestione-della-direttiva-200387ce-e-supporto-gestione-delle-attivita-di>

[4] <https://www.certifico.com/ambiente/356-news-ambiente/13490-cattura-e-stoccaggio-geologico-di-biossido-di-carbonio>

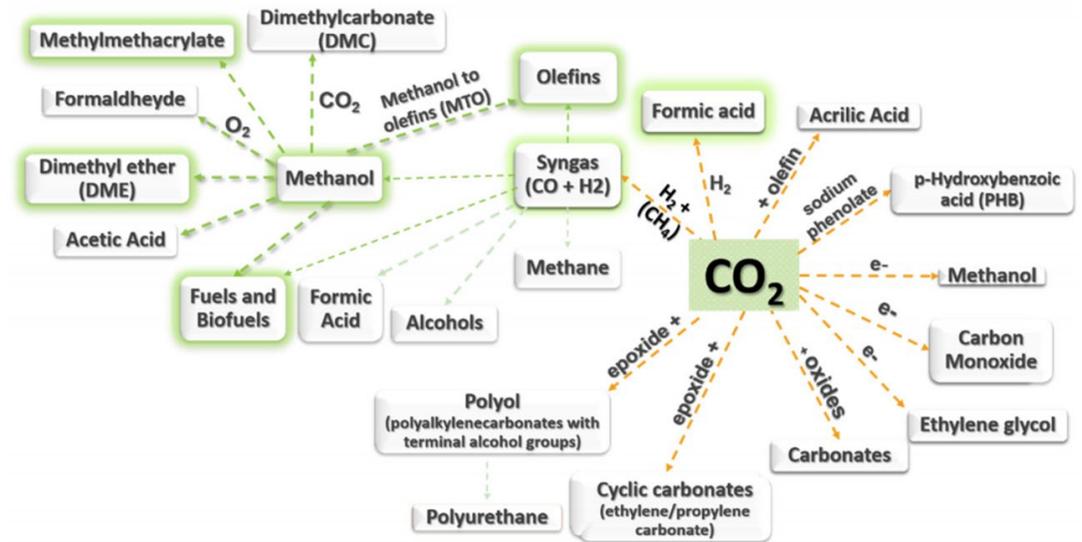
4.0 Utilizzi della CO₂

La CO₂ è una materia prima flessibile per la produzione di diversi prodotti, penalizzata dalla sua stabilità termodinamica che rende fortemente endotermiche le sue trasformazioni. Molte di queste sono rese possibili dall'utilizzo di energie rinnovabili, ma il costo della trasformazione va sempre considerato come un fattore critico.

Un altro importante aspetto per l'utilizzo della CO₂ in un'ottica di riduzione dei GHG è l'orizzonte temporale della sequestrazione. Mentre lo stoccaggio geologico può essere considerato un sistema di sequestrazione per tempi lunghissimi, l'utilizzo della CO₂ per produrre beni e commodities deve essere considerato come stoccaggio temporaneo con durata diversa a seconda dell'utilizzo e della natura del prodotto finale.

Altre trasformazioni della CO₂ possono invece essere considerate neutrali se tra la CO₂ utilizzata come materia prima e la CO₂ emessa dall'utilizzo (ad esempio nei carburanti prodotti da CO₂) non esistono sbilanciamenti nei processi di produzione grazie all'uso di energie rinnovabili.

Il quadro globale delle trasformazioni possibili è riportato nel diagramma sopra [1].



[1] Pires da Mata Costa, L et al., " Capture and Reuse of Carbon Dioxide (CO₂) for a Plastics Circular Economy: A Review. Processes ", 2021, 9, 759.
https://www.researchgate.net/publication/351148449_Capture_and_Reuse_of_Carbon_Dioxide_CO2_for_a_Plastics_Circular_Economy_A_Review

4.0 Utilizzi biologici della CO₂

Un grande insegnamento che viene dalla natura è il processo mediante il quale la CO₂ viene trasformata in zuccheri con liberazione di ossigeno, che è alla base della vita sul nostro pianeta: la fotosintesi clorofilliana:



Numerosi studi sono in corso per sviluppare utilizzi industriali della fotosintesi clorofilliana, tramite alghe o batteri, con lo scopo di utilizzare la CO₂ e produrre materie prime utilizzabili in campo chimico o energetico. Uno schema concettuale di un possibile processo di questo tipo è riportato di seguito [1]:

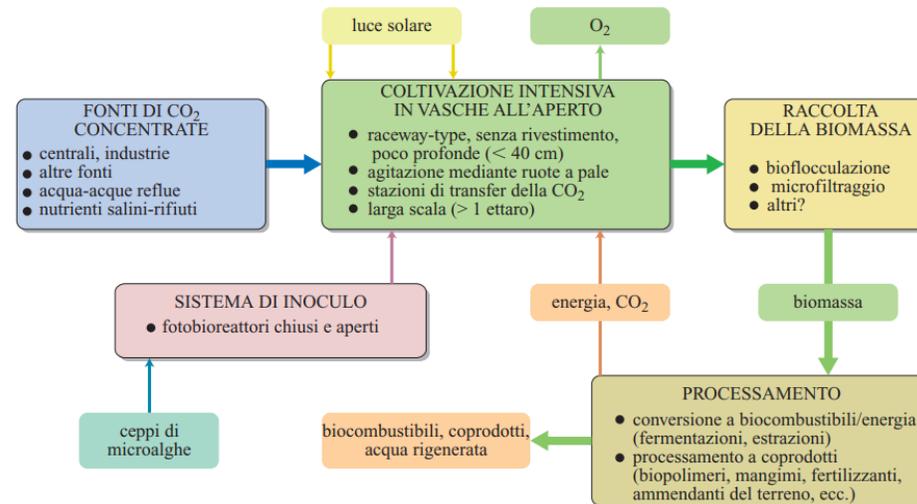


fig. 3. Schema del processo di biofissazione del CO₂ e della riduzione dei gas serra mediante microalghe.

[1] J. R. Benemann, P. Pedroni, Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani, Vol. III pag. 839.

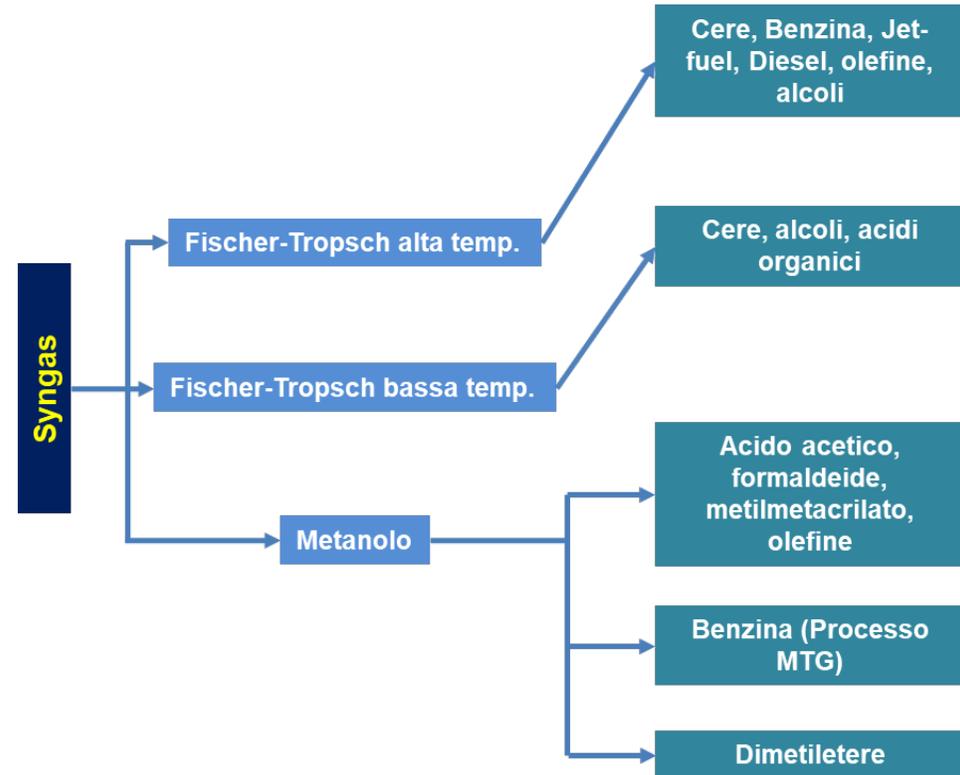
4.0 Utilizzi della CO₂: la produzione di e-fuels

Una via molto versatile per l'utilizzo della CO₂ è quella che utilizza idrogeno per la riduzione della CO₂ a CO. Tramite questa via è possibile produrre syngas, cioè una miscela di CO e idrogeno di origine rinnovabile.

Dal syngas è poi possibile ottenere numerosi prodotti utilizzabili in campo chimico o energetico. I prodotti per uso energetico ottenuti per questa via sono neutri rispetto alle emissioni di CO₂ e diventano negativi qualora la CO₂ generata sia sequestrata mediante CCS.

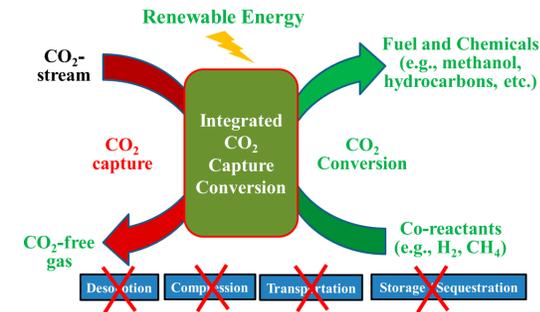
Numerosi studi sono in corso per rendere possibile questo percorso. Il maggiore ostacolo è la produzione di idrogeno rinnovabile. Attualmente questo può essere prodotto o da fonti fossili con cattura e sequestrazione geologica della CO₂, o mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando elettricità da fonti rinnovabili (Da qui il termine e-fuels).

Entrambe le vie sono ancora molto costose, quindi sono necessari ulteriori importanti investimenti in R&D per rendere praticabile il percorso.



4.0 Utilizzi della CO₂: la produzione diretta di fuels

Un approccio estremamente interessante è quello che mira alla produzione di vettori energetici da energia rinnovabile senza passare attraverso la produzione di energia elettrica in un processo integrato di cattura e conversione [1].



A titolo di esempio è interessante analizzare il progetto di sviluppo della società svizzera Synhelion, spin-off del Politecnico di Zurigo, svolto in collaborazione con i partner industriali Wood, Cemex e Eni [2].

La tecnologia è basata sulla proprietà dell'ossido di Cerio (CeO₂) di perdere quantità considerevoli di ossigeno quando sottoposto ad alte temperature (ca. 1400 °C). La stessa riduzione può avvenire quando CeO₂ è posto in contatto con CH₄ a 900 – 1000 °C generando ossido di Cerio ridotto (CeO_{2-d}) e una miscela di CO e idrogeno.

Quando CeO_{2-d} è posto in contatto con CO₂ o H₂O a 900 – 1000 °C, si riforma CeO₂ liberando rispettivamente CO e idrogeno.

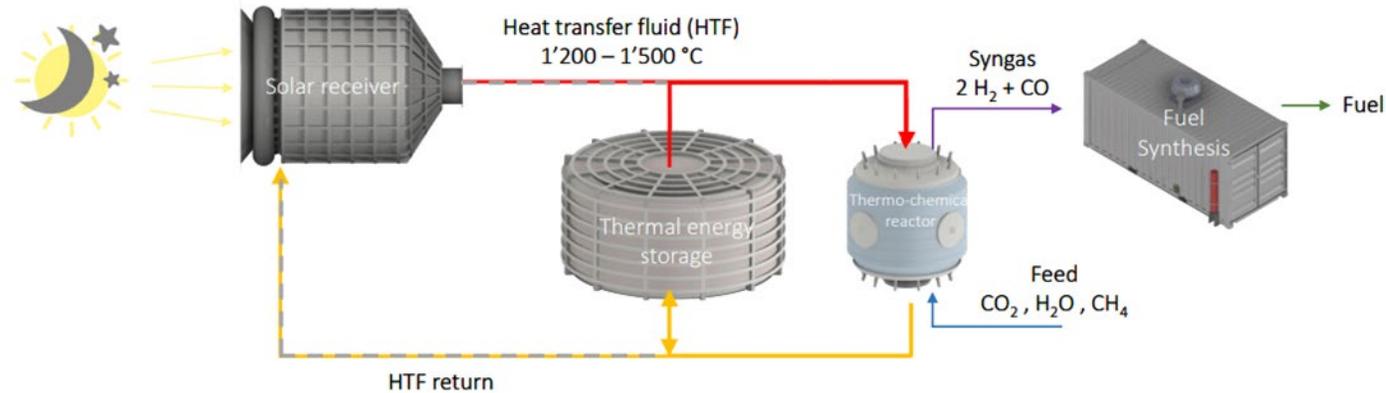
[1] Wang X and Song C (2020) Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. Front. Energy Res. 8:560849.doi:10.3389/fenrg.2020.560849

[2] <https://synhelion.com/>

4.0 Utilizzi della CO₂: la produzione diretta di fuels

Un campo solare termico convoglia i raggi del sole su un receiver che riscalda i gas alla temperatura di stoccaggio. I gas caldi trasferiscono il calore ad un serbatoio di allumina per lo stoccaggio del calore ed entrano nel reattore alla temperatura richiesta, mentre il syngas prodotto viene inviato ad una unità a terra per la produzione del metanolo.

Il dimensionamento dello stoccaggio termico consente di lavorare nelle ore notturne o di bassa insolazione per mantenere la produzione di metanolo a regime costante.



Le funzionalità del receiver e del reattore sono già state sperimentate alla scala pilota.

Questa soluzione, qualora realizzata alla scala industriale sarebbe particolarmente interessante per la transizione energetica, consentendo di rendere disponibile nel breve periodo del metanolo rinnovabile al 25%, con la prospettiva di arrivare al metanolo rinnovabile al 50 % e successivamente al 100%, non appena i progressi della ricerca e l'avanzare delle necessità sul contenimento dei GHG lo consentano.

5.0 Conclusioni generali 1/2

L'aumento di temperatura terrestre è stata fortemente correlata dalla scienza alle emissioni antropiche di gas serra (tra cui la CO₂ costituisce circa l'80%) e richiede interventi di contenimento urgenti delle stesse, che vanno modulati sia sul breve che sul lungo periodo.

Mentre la soluzione di lungo termine per l'approvvigionamento energetico deve essere trovata in un ventaglio di tecnologie, tra cui la produzione da fonti rinnovabili e la fusione nucleare, nel breve-medio periodo occorre avviare una economia del riciclo del Carbonio e ***la CCS si presenta come una opzione fondamentale per contenere le emissioni da settori/utilizzi «hard to abate» ai fini del raggiungimento degli obiettivi di Parigi sul climate change.***

La CCS non va vista come una opzione per garantire una vita più lunga al business delle fonti fossili, ma piuttosto ***come un'opzione disponibile nel medio termine per evitare emissioni connesse alle fonti fossili che in alternativa sarebbero comunque immesse in atmosfera contribuendo al cambiamento climatico.***

La letteratura tecnica sull'argomento è enorme e diversi progetti nel mondo, tra cui alcuni a livello industriale in funzione, stanno dimostrandone la fattibilità.

5.0 Conclusioni generali 2/2

In un'ottica di necessaria gradualità della transizione energetica e tecnologica, per intervenire sulle emissioni di CO₂ **vanno percorse contemporaneamente più strade e soluzioni** che trovano una possibile applicazione in contesti geografici e settoriali diversi:

- ✓ interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica di processi industriali di larga scala particolarmente energivori con emissioni «hard to abate»;
- ✓ utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione e utilizzo diretto di elettricità;
- ✓ sostituzione degli usi del carbone per ora con il gas naturale;
- ✓ sviluppo di tecnologie per la cattura e confinamento geologico della CO₂;
- ✓ sviluppo di nuovi processi per l'utilizzo della CO₂.

In nessuno degli scenari di contenimento della CO₂ coerenti con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi si potranno raggiungere i targets escludendo una o più tra queste opzioni. Tale assunto è ampiamente condiviso dalla scienza e dalle organizzazioni internazionali che elaborano gli scenari energetici più autorevoli e indipendenti.

Per l'industria pesante e tutti quei processi di produzione che utilizzano fonti fossili difficilmente sostituibili (hard to abate) ***non sarà possibile escludere le tecnologie di cattura e confinamento geologico della CO₂ oppure di non sviluppare impieghi innovativi della stessa nei processi industriali o nella produzione di carburanti e altri prodotti, pena l'immissione in atmosfera di gran parte dei gas serra che continueranno ad essere generati da queste industrie.***

5.0 Efficienza impiantistica e nuovi feedstock: raffinazione e petrolchimica

Il futuro delle industrie di Raffinazione e Petrolchimica, in direzioni opposte come ipotesi di sviluppo, sembra essere quello dell'integrazione. E' possibile produrre quasi tutti i composti chimici utilizzando fonti non fossili, con nuovi processi, attraverso la catena:

Elettricità → Idrogeno → metanolo (e ammoniaca) → olefine (e aromatici)

Nel medio periodo, tuttavia, lo sviluppo di questo paradigma presenterà ancora costi elevati sia in termini economici che energetici. Una riduzione significativa delle emissioni si può ottenere intanto con l'eliminazione del carbone e l'uso del gas naturale per la produzione di metanolo e ammoniaca.

Gli sviluppi dei processi (nuovi processi, nuovi catalizzatori, risparmio energetico, ecc.) contribuiscono a ridurre le emissioni ma non sono sufficienti.

Le fonti biologiche (biomasse) potranno essere utilizzate per prodotti specifici (es. etanolo pro etilene, bioplastiche).

Una via da percorrere dovrebbe essere quella di **elettrificare quanto più possibile le unità produttive così da usare direttamente le fonti rinnovabili senza trasformazioni inefficienti.**

5.0 La tecnologia CCUS

La tecnologia di cattura della CO₂, appare critica per lo sviluppo della CCUS a causa della sua elevata incidenza sui costi globali del progetto.

Le tecnologie impiegate attualmente in vari settori industriali sembrano idonee per sostenere i primi progetti di CCS, che però, soprattutto a causa dei costi, si stanno sviluppando lentamente.

Pur tuttavia, ***negli ultimi anni si sono manifestati elementi positivi come la ripresa dei progetti dimostrativi e pre-commerciali e l'evoluzione dei prezzi della CO₂ sui mercati europei*** che rendono ad oggi competitive alcune tipologie di progetti applicati all'industria.

Si richiede uno sforzo nel potenziare le attività di R&D al fine di migliorare o innovare radicalmente le tecnologie che sono già applicate industrialmente e portare rapidamente a sviluppo le nuove tecnologie per la cattura della CO₂.

Con un orizzonte temporale più lungo è necessario studiare tecnologie più efficienti per la cattura diretta della CO₂ dall'aria, che pur essendo molto attraente è oggi la più costosa.

5.0 Sintesi sull'Italia 1/2

Riguardo alla situazione italiana va posto in evidenza che in prospettiva, in un contesto di significativo aumento dei costi delle emissioni di CO₂, **la eventuale impossibilità da parte dei settori «hard to abate» di utilizzare siti di stoccaggio italiani esistenti e già identificati dalla scienza come sicuri, costringerà gli emettitori nazionali ad:**

- a. acquistare crescenti quote di emissioni sui mercati;
- b. esportare la CO₂ verso siti esteri di stoccaggio, con una penalizzazione del sistema industriale italiano e della nostra bilancia dei pagamenti verso l'estero.

Se la scelta politica ricadrà sulla impossibilità di utilizzare i siti di stoccaggio nazionali, non dovrebbe essere precluso il sostegno politico ed economico alla ricerca e sviluppo di tecnologie e impianti che possono catturare e trasportare la CO₂ ai fini di esportazione verso siti di stoccaggio geologico permanente nelle aree geografiche esterne al nostro Paese che potranno contribuire ad evitare le emissioni di CO₂ che inevitabilmente si verificherebbero.

Un tale approccio consentirebbe alle competenze ingegneristiche, chimiche, progettuali, energetiche dell'industria italiana degli idrocarburi di essere valorizzate nella transizione energetica e di proporsi, come da tradizione, con soluzioni tecnologiche di eccellenza che al di fuori dell'Europa sono richieste dai paesi con maggiore crescita dei consumi energetici.

5.0 Sintesi sull'Italia 2/2

Non avere un indirizzo deciso nell'immediato su una delle due direzioni precedentemente descritte esporrà nel medio termine l'Italia e la sua industria «hard to abate»

- a) ad un costo di acquisto della CO₂ sul mercato ETS che è in deciso aumento
- b) ad accumulare un ritardo non più colmabile in futuro per l'avvio di progetti eventuali che volessero rivalutare l'utilizzo dei siti di stoccaggio nazionali o la creazione di una filiera della cattura e trasporto della CO₂.

Sempre in quest'ottica, anche a livello ministeriale, sarebbe necessaria l'istituzione di un comitato di progetto con competenze anche geominerarie e correlate alle scienze geologiche, che in collaborazione con i maggiori soggetti industriali nazionali, possa portare a realizzazione la prima dimostrazione nazionale di questa tecnologia, acquisendo le necessarie esperienze tecniche, ma soprattutto quelle relative alla gestione dell'accettabilità sociale, dei finanziamenti e della direzione progettuale.

Nodi cruciali dei progetti di CCUS restano infatti la gestione dei costi, l'organizzazione dei progetti e le relative responsabilità e la gestione delle operazioni di manutenzione e monitoraggio dei pozzi a valle della chiusura dei progetti. È evidente che, nei primi progetti di CCS, lo Stato dovrebbe assumere un ruolo più importante nella gestione e nei finanziamenti.

5.0 Le frontiere da «oltrepassare»

Nonostante lo sfavore termodinamico, è necessario trovare applicazioni della CO_2 , che permettano di estrarla dall'atmosfera e confinarla per tempi lunghi.

Un filone di ricerca da rafforzare è sicuramente quello dell'utilizzo della CO_2 nella produzione di nuovi composti precursori di prodotti chimici o energetici.

In quest'ottica sono tematiche ***estremamente importanti la rivisitazione della fotosintesi clorofilliana su scala industriale e la produzione di materie prime e vettori energetici da CO_2 e H_2O mediante l'energia solare.***