POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Analisi e modellazione preliminare di processi di separazione e recupero della CO_2.

Relatore:
Prof. Massimo Santarelli
Correlatori:
Ing. Luca Piantelli

Candidato:
Alberto Cresta

Marzo 2021

Abstract

Gran parte dell'energia a livello globale viene fornita attraverso centrali elettriche a combustibili fossili, che rilasciano elevate quantità di anidride carbonica in atmosfera. Tale modello energetico, tuttavia, è causa dell'aumento delle emissioni di CO_2, che si accumula nell'atmosfera accentuando l'effetto serra e determinando il surriscaldamento del clima terrestre. Quest'ultimo, a sua volta, comporta squilibri nel comparto atmosferico, idrico e biologico, con conseguenze prospetticamente sempre più rilevanti per l'uomo. La concentrazione di CO_2 nell'atmosfera ha attualmente superato la soglia dei 415 ppm (parti per milione), con un ritmo di crescita di 2,5 ppm annue. Pertanto, la finalità di questa Tesi è quello di sviluppare un'analisi di fattibilità tecnica circa l'installazione di unità di cattura della CO_2 (processo comunemente noto come Carbon Capture) per il successivo stoccaggio o riutilizzo. Nello specifico, sono state investigate tre tipologie di cattura differenti basate sull'utilizzo di solventi, quali la monoetanolammina (MEA) e i liquidi ionici, e di membrane; l'obiettivo è quello di valutare l'impatto dovuto all'impiego di tali processi in termini di consumi energetici. Per sviluppare tale studio di fattibilità sono stati elaborati tre diagrammi di flusso su excel, dove si evidenziano i singoli componenti di ciascuna delle suddette tecnologie e, successivamente, sono stati calcolati i rispettivi consumi. I parametri di input che determinano l'intero processo sono: potenza elettrica netta dell'impianto senza cattura, portata di fumi con le rispettive condizioni termodinamiche, composizione dei fumi in ingresso, condizioni termodinamiche della CO_2 prodotta, rendimento meccanico delle pompe e, infine, condizioni termodinamiche dell'acqua di raffreddamento. Se si considera, per esempio, una centrale elettrica supercritica alimentata a carbone bituminoso da 500 $MW_{e,}$ con una portata di fumi pari a 580 kg/s (13% in massa di CO_2), emerge che l'utilizzo di liquidi ionici presenta le migliori prestazioni, con una penalità energetica che si assesta intorno al 25% (a differenza della MEA o delle membrane caratterizzate da un valore, rispettivamente, del 30% e del 28%). Ciò si spiega grazie ad una ridotta richiesta di energia per la rigenerazione del solvente (rispetto al caso con la MEA) e ad una maggiore maturità della tecnologia (rispetto all'impiego delle membrane).

INDICE

1) La risposta globale al cambiamento climatico.....6
1.1) L'impatto della CO_2 sull'ambiente.....6
1.2) Conference Of the Parties (COP).....7
1.3) Regolamenti e normative adottate nell'Unione Europea.....8
1.4) Finanziamenti europei.....11
1.4.1) Green Deal.....11
1.4.2) Horizon Europe.....13
1.4.3) Innovation Fund.....14
1.4.4) Next Generation EU (o Recovery Fund).....15
1.5) I programmi nazionali di Germania e Italia.....17
1.5.1) Klimaschutzprogramm 2030.....17
1.5.2) Piano Nazionale Integrato Per l'Energia E il Clima.....18

2) La cattura della CO_2.....21
2.1) Perché catturare la CO_2.....21
2.2) Le tecnologie di cattura della CO_2.....22
2.3) Analisi metodi post-combustione.....25
2.3.1) Absorbimento liquido.....25
2.3.2) Adsorbimento solido.....29
2.3.3) Membrane.....32
2.3.4) Processi criogenici.....35
2.4) Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS).....36
2.5) Costi di investimento e costi operativi.....38

3) Panoramica impianti esistenti con cattura della CO_2.....46

4) Studio fattibilità tecnico: Identificazione di uno o più casi studio di interesse e valutazione comparativa su fattibilità tecnica.....52
4.1) MEA – Processo di absorbimento.....53
4.1.1) Contestualizzazione.....53
4.1.2) Ipotesi semplificative del modello.....53
4.1.3) Descrizione del modello.....54
4.1.4) Input del modello.....54
4.1.5) Output del modello.....55
4.1.6) Validazione.....56
4.2) Liquidi ionici – Processo di absorbimento.....57
4.2.1) Contestualizzazione.....57
4.2.2) Ipotesi semplificative del modello.....57
4.2.3) Descrizione del modello.....58

4.2.4) Input del modello 58
4.2.5) Output del modello.....59
4.2.6) Validazione 59
4.3) Membrane – Separazione della CO_2.....61
4.3.1) Contestualizzazione.....61
4.3.2) Ipotesi semplificative del modello.....61
4.3.3) Descrizione del modello.....61
4.3.4) Input del modello 62
4.3.5) Output del modello.....63
4.3.6) Validazione 66
4.4) Conclusioni.....64
4.4.1) Costi energetici ed economici.....64
4.4.2) Pro e contro delle diverse tecnologie di cattura 64
4.5) Confronto delle diverse tecnologie applicate a uno stesso impianto .66

Simboli ed abbreviazioni

CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture Utilization
CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage
COP	Conference Of the Parties
CRC	Canion Reef Carriers
CSA	Concentration Swing Adsorption
DAC	Direct Air Capture
EIC	European Innovation Council
EOR	Enhanced Oil Recovery
ETS EU	European Union Emission Trading Scheme
EUA	European Union Allowances
EUA A	European Union Allowances Aviation
FEED	Front End Engineering Design
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GWP	Global Warming Potential
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JPSC	Joint Procurement Steering Committee
LNG	Liquefied Natural Gas
MEA	Monoetanolammina
MOF	Metal Organic Framework
NER 300	New Entrants' Reserve
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PSA	Pressure Swing Adsorption
SNG	Synthetic Natural Gas
SRCCS	Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage
TRL	Technology Readiness Levels
TSA	Temperature Swing Adsorption
UE	Unione Europea
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VSA	Vacuum Swing Adsorption

1. La risposta globale al cambiamento climatico

1.1 L'impatto della CO_2 sull'ambiente

Dagli inizi del 1800 ad oggi, ma soprattutto in questi ultimi 50 anni, le emissioni di CO_2 connesse alle attività umane sono progressivamente aumentate, portando ad un accumulo nell'atmosfera che accentua l'effetto serra e determina il riscaldamento del clima terrestre. Questo, a sua volta, è causa di squilibri nel comparto atmosferico, idrico e biologico, con conseguenze prospetticamente sempre più rilevanti per l'uomo. La concentrazione di CO_2 nell'atmosfera ha attualmente superato la soglia dei 415 ppm (parti per milione), con un ritmo di crescita di 2,5 ppm annue.

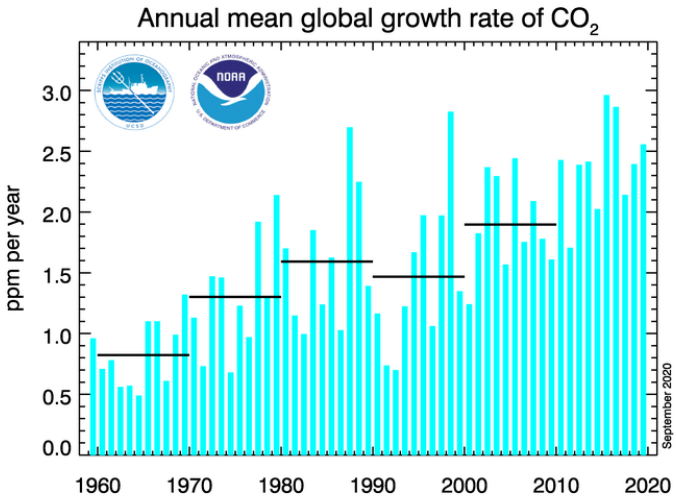

Figura 1. Concentrazione di CO_2 in ppm nell'atmosfera.
Fonte: [1]

Dall'analisi della distribuzione delle emissioni per Paese emerge che il principale responsabile è la Cina, con circa il 28% delle emissioni totali, seguita dagli Stati Uniti, con il 15%, dall'Europa, con il 9%, dall'India (7%), dalla Russia (5%) e dal Giappone (3%).

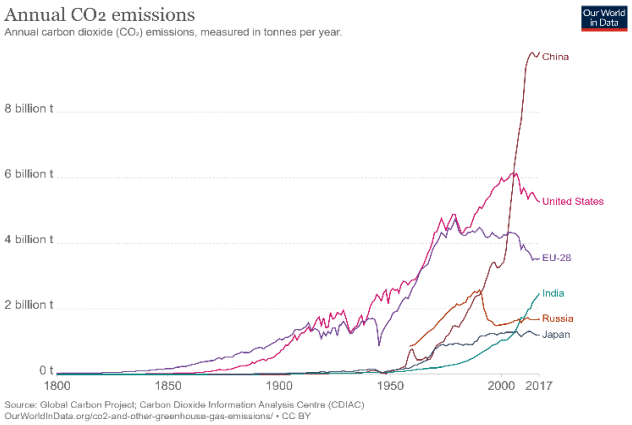

Figura 2. Trend emissioni di CO_2 dal 1800 al 2017.
Fonte: [2]

Tuttavia, come si evince dalla Figura 2 Stati Uniti ed Europa, negli ultimi anni, hanno ridotto le emissioni adottando due strategie: da una parte la progressiva sostituzione di combustibili ad alto contenuto di carbonio (es. carbone) con altri più nobili (es. gas metano) e con fonti rinnovabili, dall'altra l'efficientamento degli impianti "tradizionali".

1.2 Conference Of the Parties (COP)

Il riscaldamento globale è diventato argomento di larga e rigorosa discussione solo a partire dagli anni '90, con negoziati e accordi internazionali con l'obiettivo di stabilire limiti sulle emissioni di gas serra da parte dei paesi firmatari. Tra i più significativi summit internazionali sul clima (COP, ovvero Conference Of the Parties) si ricordano:

1. **Rio De Janeiro (1992) – COP 1**

   La Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) è stato il primo trattato internazionale che si poneva come obiettivo *"la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera ad un livello abbastanza basso per prevenire interferenze antropogeniche dannose per il sistema climatico" [4]*. Questo accordo non aveva un carattere vincolante dal punto di vista legale ma includeva la possibilità che le parti firmatarie adottassero, in successive conferenze, ulteriori protocolli che avrebbero posto i limiti obbligatori di emissioni. Il principale di questi è il protocollo di Kyoto.

2. **Protocollo di Kyoto (1997) – COP 3**

   È il primo documento internazionale ad aver imposto l'obbligo di riduzione o limitazioni quantitative delle emissioni di gas serra ai paesi maggiormente sviluppati con la possibilità di utilizzare un sistema di scambio delle quote di emissioni. Tuttavia, gli Stati Uniti non lo hanno mai ratificato, il Canada si è ritirato, mentre India, Cina e altri Paesi in via di sviluppo sono stati esonerati dall'obbligo di ridurre le emissioni di anidride carbonica in quanto non annoverati tra gli emettitori di gas serra nel periodo di industrializzazione.

3. **Accordo di Parigi (2015) – COP 21**

   È la ventunesima riunione sul clima a cui hanno partecipato 195 stati, oltre a molte organizzazioni internazionali. L'accordo è stato raggiunto il 12 dicembre 2015, con l'impegno di mantenere l'innalzamento della temperatura sotto i 2 °C e, se possibile, sotto 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali fino al 2050. Per raggiungere tale obiettivo bisognerà tuttavia attendere un'emissione antropica di gas serra pari a zero, da raggiungere durante la seconda metà del XXI secolo. *"L'accordo entrerà in vigore quando almeno 55 paesi lo avranno ratificato e sarà assicurata una copertura delle emissioni globali pari almeno il 55% (quota corrispondente ai principali emettitori, ovvero*

Cina, USA, Unione Europea, Giappone, Brasile e India)" [5]. Un ulteriore punto fondamentale riguarda il sostegno finanziario e tecnologico deciso a Parigi, in quanto è la chiave per garantire una transizione verso economie a basso tenore di carbonio. *"L'accordo è stato firmato da 177 paesi, compresa l'Italia, il 22 aprile 2016 a New York, nella sala dell'assemblea generale delle Nazioni Unite" [5]*. L'UE ha formalmente ratificato l'accordo il 5 ottobre 2016, consentendo in tal modo la sua entrata in vigore il 4 novembre 2016.

La conferenza di Bonn (2017) – COP 23

A Bonn si è tenuta la ventitreesima conferenza annuale delle Nazioni Unite con la partecipazione di 194 paesi. È stata la prima volta in cui l'assemblea è stata presieduta da un piccolo stato insulare, le Isole Fiji.
"Tra i principali risultati della Cop 23 si registra l'avvio del "Talanoa Dialogue", che ha lo scopo di valorizzare gli sforzi collettivi delle parti verso gli obiettivi di mitigazione indicati dall'Accordo di Parigi, e una ulteriore definizione del set di regole da usare per attuare l'Accordo di Parigi. La Conferenza ha anche consentito di continuare la discussione sull'attuazione degli accordi sul clima nel periodo precedente al 2020 (anno dal quale si farà riferimento all'Accordo di Parigi)" [6].
Gli Stati Uniti sono intervenuti, seppur in disaccordo con il presidente Trump (che si è svincolato dagli Accordi di Parigi). Hanno inoltre aderito Cina e India.

1.3 Regolamenti e normative adottate nell'Unione Europea

Uno degli strumenti utilizzati per ridurre in maniera economicamente efficiente l'emissione di gas serra è il sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione Europea (ETS EU) è attivo dal primo gennaio 2005. Questo, in conformità del protocollo di Kyoto, prevede che venga applicato ai settori maggiormente energivori per contrastare i cambiamenti climatici. Il sistema opera secondo il principio di limitazione e di scambio delle emissioni, tale per cui viene fissato un tetto alla quantità di gas serra che gli impianti possono emanare. Questo tetto si riduce nel tempo in modo tale da diminuire le emissioni totali, mantenendo così un solido prezzo della CO_2 e favorendo investimenti in tecnologie pulite e a basso contenuto di carbonio.
Il sistema ETS EU è attivo in 31 paesi (i 28 dell'UE più Islanda, Liechtenstein e Norvegia) e coinvolge oltre 11.000 impianti ad alto consumo, annettendo in tal modo circa il 45% delle emissioni di gas ad effetto serra dell'UE.
Le imprese ricevono o acquistano quote di emissione, la cui compravendita avviene sul mercato o mediante accordi privati ed è inoltre possibile acquistare quantità limitate di crediti di emissione non europei provenienti da progetti di riduzione delle emissioni in tutto il mondo. Al termine di ogni anno le società hanno l'obbligo di restituire un numero di quote congruo alla copertura delle loro emissioni per non incombere in pesanti multe. Qualora un'azienda riesca a ridurre le proprie emissioni, può mantenere le quote

inutilizzate per coprire il fabbisogno futuro oppure venderle a imprese che invece ne hanno necessità.
La partecipazione è obbligatoria per impianti industriali al di sopra di una certa taglia ad alta intensità energetica quali raffinerie di petrolio, acciaierie, prodotti chimici su larga scala, per il settore della produzione di energia elettrica e termica e per l'aviazione civile (fino al 2023 vengono incluse esclusivamente le compagnie che collegano i 31 paesi che hanno aderito al sistema). Inoltre, i soggetti finanziari, quali banche, società di investimento e intermediari finanziari, contribuiscono ad aumentare la liquidità del mercato. Si sono potuti avvalere della possibilità di esonero ospedali e "piccoli emettitori", quali impianti con emissioni inferiori alle 25.000 tonnellate di CO_2 equivalente e, per gli impianti a combustione, con potenza termica nominale inferiore ai 35 MW (escluse le emissioni da biomassa).
Il sistema ETS EU si è rivelato un progetto efficiente e attualmente, tenendo presente che il quantitativo delle quote in circolazione è fissato a livello europeo in base agli obiettivi stabiliti, risulta già possibile vedere i primi risultati: nel 2020 si è registrato un -20% di emissioni rispetto al 1990 e, nel 2030, nel quadro del sistema modificato, l'intento è quello di ridurle del 40% rispetto al 2005. Per attuare ciò dal 2021 si passa a un fattore annuo del -2,2%, il che comporta una riduzione di circa 55 milioni di quote l'anno.
Il sistema ETS EU è attualmente alla terza fase (periodo 2013-2020), la quale risulta significativamente differente dalle prime 2. Le principali modifiche includono:

- l'applicazione di un tetto unico per tutta l'Unione Europea anziché tetti nazionali;
- la vendita all'asta diventa il metodo comune di assegnazione delle quote anziché l'assegnazione a titolo gratuito, mentre alle quote ancora assegnate gratuitamente si applicano norme armonizzate;
- l'ampliamento del numero di settori contemplati, fra cui: gli impianti ad alto consumo di energia (centrali energetiche, impianti industriali) e le compagnie aeree che operano unicamente tra aeroporti situati nello Spazio economico europeo. Inoltre, è contemplato l'incremento del numero di gas di cui è possibile effettuare misurazioni, relazioni e verifiche con un elevato grado di precisione, in particolare: l'anidride carbonica (CO_2), l'ossido di azoto (N_2O) derivante dalla produzione di acido nitrico, adipico, gliossilico, gliossale e i perfluorocarburi (PFC) derivanti dalla produzione di alluminio;
- l'istituzione del programma NER 300 (New Entrants' Reserve) che prevede la vendita ai nuovi entranti di 300 milioni di quote per finanziare la diffusione di tecnologie innovative per le energie rinnovabili e la cattura e l'immagazzinamento della CO_2.

Per quanto concerne il quadro legislativo del sistema ETS EU per la quarta fase (2021-2030), sono state apportate alcune modifiche per conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni dell'UE per il 2030, in linea sia con il quadro delle politiche per il clima e l'energia per quell'anno, sia con l'accordo di Parigi del 2015. Tali modifiche comportano quanto segue:

- rafforzare il sistema come stimolo per investimenti, aumentando il ritmo delle riduzione annuali delle quote al 2,2% a partire dal 2021 e rafforzando la riserva stabilizzatrice del mercato (il meccanismo istituito dall'UE nel 2015 per ridurre l'eccedenza di quote di emissioni nel mercato del carbonio e migliorare la resilienza dell'ETS dell'UE agli shock futuri);
- proseguire con l'assegnazione gratuita di quote a garanzia della competitività internazionale dei settori industriali esposti al rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, garantendo al tempo stesso che le regole per determinare l'assegnazione gratuita siano mirate e riflettano il progresso tecnologico;
- aiutare l'industria e il settore energetico a rispondere alle sfide dell'innovazione e degli investimenti richiesti dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio attraverso i vari meccanismi di finanziamento.

Il GSE è l'organo interministeriale che svolge la funzione di Autorità nazionale competente per la gestione della Direttiva ETS in Italia, fornisce supporto tecnico alla regolazione internazionale ed europea di riferimento e nel suo recepimento nazionale. Il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare presiede tale organo mentre la vicepresidenza è riservata al Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE è il responsabile del collocamento delle quote di emissione italiane sulla piattaforma comune europea ed esprime un membro nazionale nel Joint Procurement Steering Committee (JPSC): si tratta di un Comitato costituito dagli stati membri e responsabile delle procedure di gara e della gestione dei rapporti contrattuali con la piattaforma comune. Il meccanismo di assegnazione delle quote di emissione avviene, dal 2013, tramite aste. Queste sono utilizzate per collocare il 50% delle European Union Allowances (EUA), per adempiere agli obblighi di compensazione delle emissioni di tutti gli operatori ETS, e il 15% delle European Union Allowances Aviation (EUA A), utilizzabili solo dagli operatori aerei. Annualmente, i quantitativi delle quote da collocare sono resi pubblici dal gestore della piattaforma, previa consultazione della Commissione e, una volta quantificate le quote da collocare gratuitamente, attraverso la pubblicazione di calendari d'asta: entro il 30 settembre per la piattaforma comune ed entro il 30 ottobre per le piattaforme nazionali.
Dal rapporto GSE sulle aste di quote europee di emissione (II trimestre 2020) emerge che il prezzo medio delle quote è stato influenzato dalla crisi internazionale legata al COVID, segnando una riduzione del 17% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno sebbene, a partire dalla metà di maggio, l'andamento delle quotazioni sia stato rialzista. Infatti, i prezzi delle quote sono variati tra circa 17 € e 25 €, con un prezzo medio ponderato di 20,9 €, in calo rispetto ai 25,3 € relativi allo stesso trimestre del 2019.

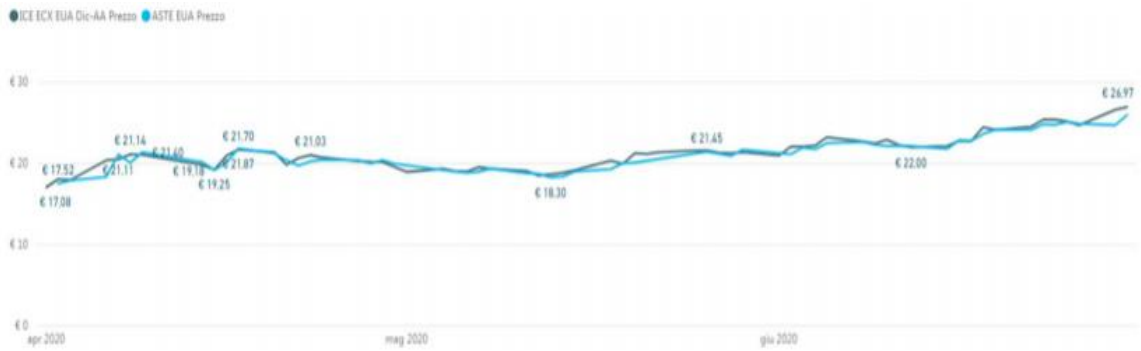

Figura 3. Trend EUA nel II trimestre del 2020.
Fonte: [9]

1.4 Finanziamenti europei

1.4.1 Green Deal

Il Green Deal rappresenta un progetto molto ambizioso volto a trasformare l'UE in una società a impatto climatico zero, dotata di un'economia di mercato moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e meno dannosa per l'ambiente. Concretamente, prevede una serie di misure e di iniziative strategiche (fra cui nuove leggi e investimenti) che saranno realizzate nei prossimi trent'anni con l'obiettivo di azzerare l'emissione di gas a effetto serra entro il 2050, raggiungendo così la neutralità climatica.

Figura 4. Obiettivo europeo per il 2050.
Fonte: [10]

Da tale intento principale, a cascata, ne derivano altri più specifici. Il più rilevante è quello di rendere più pulita la produzione di energia elettrica, attualmente responsabile dell'emissione del 75% di gas inquinanti (in misura maggiore anidride carbonica), potenziando la diffusione delle energie rinnovabili e cessando di incentivare l'uso di combustibili fossili. Grande attenzione dovrà essere riservata ai paesi dell'Est Europa, dove la diffusione di energie rinnovabili è ancora limitata e la costruzione di centrali a energia solare o eolica è praticamente nulla: la Polonia, ad esempio, ancora oggi si avvale del carbone, uno dei combustibili più nocivi ancora in circolazione, per ottenere l'80% della propria energia elettrica. In secondo luogo, è necessario rendere più sostenibili una serie di attività umane, dispendiose dal punto di vista energetico e deleterie per l'ambiente. Sarà pertanto opportuno introdurre nuove regole per la costruzione o la

ristrutturazione di case e industrie, rendere meno inquinanti i processi produttivi, potenziare i trasporti pubblici e su rotaia, promuovere la biodiversità (proteggendo boschi e specie animali a rischio di estinzione), favorire l'economia circolare e riservare una quota stabilita dei fondi europei per iniziative ecosostenibili.
Nelle conclusioni tratte nel mese di giugno 2019, il Consiglio europeo ha concordato un'agenda strategica 2019-2024 per l'UE, ponendo in rilievo l'importanza di intensificare l'azione globale per il clima in linea con gli impegni internazionali assunti nel quadro dell'accordo di Parigi, anche proseguendo gli sforzi volti a limitare l'aumento della temperatura a 1,5 ºC rispetto ai livelli preindustriali.
Per ogni obiettivo del Green Deal, la Commissione diffonderà dapprima un piano strategico e poi un'azione concreta per cercare di raggiungerlo; le misure di cui si sta discutendo maggiormente sono la Legge sul Clima, volta ad ufficializzare l'intenzione di azzerare le emissioni nette in tutta l'Unione entro il 2050, e il Fondo per una transizione giusta. Quest'ultimo riguarda il coinvolgimento di investimenti pubblici e fondi privati per fornire sostegno pratico e finanziario alle regioni europee più arretrate e vulnerabili che potrebbero subire ingenti perdite di lavoro nel corso della transizione da un'economia basata sulla manifattura pesante e la produzione a combustibili fossili verso fonti che nel breve termine saranno meno bisognose di forza lavoro. Nel periodo 2021-2027 il Fondo mobiliterà circa 100 miliardi di euro, che nelle intenzioni della Commissione dovranno diventare 143 entro il 2030. Tale somma verrà elargita attingendo da fondi strutturali europei già esistenti da programmi di cofinanziamento degli stati, da prestiti a interessi di favore della Banca Europea degli Investimenti, e da una parte del fondo InvestEU. Secondo le regole del Fondo, per ogni euro che l'Unione Europea verserà a ciascun paese, il governo nazionale dovrà impegnare fra 1,5 e 3 euro per cofinanziare quei progetti e rendere noto alla Commissione in che modo questi soldi verranno spesi attraverso dei piani territoriali, che verranno preparati da Regione, governo nazionale e aziende e associazioni locali. Nel caso dell'Italia, ciò significa che se il governo deciderà di investire il minimo richiesto per il cofinanziamento (1,5 euro per ogni euro del Fondo) avrà comunque un miliardo di euro da spendere per interventi nelle regioni più problematiche (fra le proposte l'Ilva di Taranto, in Puglia, e, per la chiusura e la bonifica delle centrali a carbone, la Sardegna).
Attualmente è ancora presto per delineare il reale impatto che il Green Deal europeo avrà sull'ambiente, soprattutto se si considera che a livello globale il ritiro degli Stati Uniti dall'Accordo di Parigi renderà ancora più complicato contenere l'aumento della temperatura entro gli 1,5 gradi centigradi. L'obiettivo potrebbe tuttavia risultare più concretizzabile se la Cina rispetterà i suoi impegni e soprattutto se l'UE riuscirà ad adeguare alle ultime previsioni le proprie misure strategiche, includendo queste ultime nella Legge sul Clima, la direttiva europea vincolante che renderà obbligatorio raggiungere l'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050.
Da un piano tanto urgente quanto ambizioso come questo scaturiscono inevitabilmente dubbi e perplessità, come quelli che riguardano i fondi necessari per sostenerlo. Innanzitutto, i mille miliardi rappresentano una stima dei soldi che potrebbero provenire

in misura minore da fondi europei e in gran parte da privati "indirizzati" dai bandi, dai cofinanziamenti e dai prestiti europei. Questo perché, idealmente, tutte le misure avviate con un cofinanziamento europeo dovrebbero diventare sostenibili in maniera autonoma; inoltre, i fondi che l'Unione Europea decide di stanziare al di fuori del budget ufficiale non sono particolarmente cospicui e i governi nazionali sono sempre molto restii ad accogliere richieste sul loro eventuale incremento. L'unica certezza, per ora, riguarda i 7,5 miliardi di euro che la Commissione propone di versare nel Fondo per la transizione giusta dal 2021 al 2027, adunati probabilmente a partire dal Fondo europeo di sviluppo regionale e dal Fondo di sviluppo sociale, cioè due dei cosiddetti "fondi strutturali europei" che finanziano soprattutto progetti nelle periferie dell'Unione. Tutti gli altri soldi con cui la Commissione intende sovvenzionare il Green Deal sono già in qualche modo inclusi nel budget a lungo termine dell'Unione Europea (il cosiddetto quadro finanziario pluriennale) e l'ultima proposta avanzata dal Consiglio prevede 1085 miliardi. Considerando le innumerevoli altre voci di spesa che ha l'Unione, il margine è estremamente scarso.

L'espediente con cui si arriva alla cifra di 1000 miliardi è quello di riservare alcune quote per iniziative sostenibili nei programmi già esistenti: la Banca Europea per gli investimenti intende incrementare tali quote dal 25 al 50% dei progetti totali. Anche Horizon, il principale programma della Commissione Europea per finanziare la ricerca, a partire dal 2021 concentrerà un terzo delle proprie risorse totali per sostenere progetti in grado di aiutare i paesi europei a raggiungere i propri obiettivi sul clima e l'ambiente.

Certamente, la Commissione non potrà agire autonomamente, ma avrà bisogno della collaborazione delle altre istituzioni europee e degli stati nazionali, soprattutto in sede di definizione del budget pluriennale. Per essere applicato in maniera efficace, infine, il Green Deal dovrà essere recepito anche da aziende private.

Ciò nonostante, non si esclude che la riuscita di questo complesso e delicato progetto possa essere inficiata da diversi fattori, quali il rifiuto da parte degli stati nazionali di applicare le misure europee più ambiziose o il raggiungimento di un compromesso al ribasso fra Parlamento e Consiglio, spesso coinvolti in diverbi che potrebbero complicare ulteriormente l'iter legislativo delle varie direttive. Infine, alcune aziende potrebbero adottare, per soddisfare i propri interessi, strategie di comunicazione volte a renderle particolarmente sensibili al tema dell'ambiente, sottraendo fondi e attenzioni ad aziende di gran lunga più sostenibili.

1.4.2 Horizon Europe

Horizon Europe è il prossimo Programma Quadro Europeo per la ricerca e l'innovazione per il periodo 2021-2027, che succederà ad Horizon 2020 (2014-2020). L'inizio di tale ambizioso programma è previsto per il 1° gennaio 2021 con un budget di circa 100 miliardi di euro, il 35% dei quali destinato al finanziamento delle tecnologie rispettose del clima.

L'obiettivo generale è quello di supportare l'UE nelle sfide globali rafforzando la scienza e la tecnologia in Europa attraverso investimenti in ricerca d'avanguardia e personale

altamente specializzato, in modo tale da adempiere alle priorità dell'Europa, affrontare le sfide globali che incidono sulla qualità della vita e, infine, incoraggiare la competitività industriale europea sostenendo l'innovazione. Inoltre, sono state introdotte le seguenti novità:

I. European Innovation Council (EIC) – La Commissione istituirà un referente unico per portare sul mercato le innovazioni tecnologiche più promettenti e rivoluzionarie, ponendosi come obiettivo primario l'individuazione di innovazioni ad alto rischio, in rapida evoluzione e con un elevato potenziale di mercato.
II. Nuove missioni UE per la ricerca e l'innovazione –Le missioni di ricerca e innovazione avranno come finalità la competitività industriale e nuove sfide per la società, con obiettivi ambiziosi volti ad affrontare i problemi che incidono sulla nostra vita quotidiana: dalla lotta contro il cancro ai trasporti puliti o alla rimozione della plastica dagli oceani.
III. Massimizzazione del potenziale di innovazione in tutta l'UE – È previsto un raddoppio nel sostegno fornito agli Stati membri indietro con gli sforzi per sviluppare il proprio potenziale nazionale di ricerca e innovazione. Inoltre, grazie alle nuove sinergie coi Fondi strutturali e di coesione, sarà più agevole combinare e coordinare i finanziamenti aumentando la propensione delle Regionali ad accogliere l'innovazione.
IV. Maggiore apertura – Rafforzamento della politica "open science", al fine di promuovere e agevolare l'accesso alle pubblicazioni e ai dati.
V. Una nuova generazione di partenariati europei e una maggiore collaborazione con gli altri programmi UE – Si vuole ottimizzare il numero di partenariati che l'UE programma o finanzia al fine di aumentare l'efficacia e l'impatto nel conseguimento delle priorità d'intervento dell'Europa. Si prevede dunque di incentivare collegamenti efficaci e operativi con altri programmi futuri dell'UE, come la politica di coesione, il Fondo europeo per la difesa e il programma Europa digitale, nonché con il progetto internazionale per l'energia da fusione ITER.

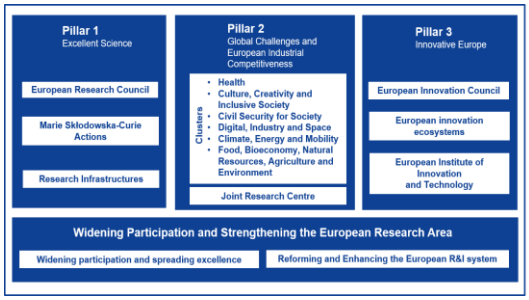

Figura 5. Preliminary structure of Horizon Europe 2021-2027.
Fonte: [14]

1.4.3 Innovation Fund

L'Innovation Fund è un fondo creato per sostenere le tecnologie altamente innovative che

possono portare a riduzioni significative delle emissioni in vari settori. Si tratta tuttavia di progetti promettenti e abbastanza evoluti per il mercato come idrogeno pulito, cattura e utilizzo del carbonio, accumuli di energia e altre soluzioni a bassa emissione di carbonio per industrie ad alta intensità energetica. I criteri di valutazione per il finanziamento di tali misure sono la capacità di evitare le emissioni di gas serra, il potenziale di innovazione e della maturità finanziaria e tecnica, i mezzi di espansione e di efficienza sotto il profilo dei costi. Il sostegno arriverà fino al 60% del capitale aggiuntivo e dei costi operativi legati all'innovazione, principalmente tramite sovvenzioni erogate in maniera flessibile sulla base delle esigenze di mercato e dell'attività. Sono stati predisposti circa 10 miliardi di euro provenienti dalla vendita all'asta di quote di emissione UE, oltre agli importi non utilizzati del programma NER 300 (iniziativa nata con lo scopo di finanziare progetti in opposizione al cambiamento climatico con i proventi della vendita di 300 milioni di quote di emissione). Non si esclude comunque la possibilità combinare l'Innovation Fund con altri programmi di supporto quali Horizon Europe, InvestEU oltre, ovviamente, a capitali privati.

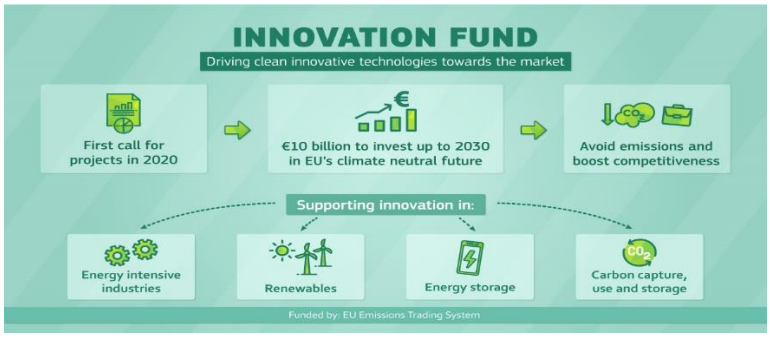

Figura 6. Innovation Fund.
Fonte: [15]

1.4.4 Next Generation EU (o Recovery Fund)

Per contribuire a riparare i danni economici e sociali causati dalla pandemia di coronavirus, rilanciare la ripresa in Europa, proteggere l'occupazione e creare posti di lavoro, il 26 maggio 2020 la Commissione europea ha proposto un piano di ampio respiro da 750 miliardi di euro, il Next Generation EU, incorporato in un bilancio a lungo termine rinnovato, moderno e sostenibile. Una parte dei fondi è destinata a due strategie a favore dell'energia pulita: l'integrazione del sistema energetico e l'idrogeno.
La prima prevede di creare nuovi collegamenti intersettoriali e di sfruttare i progressi tecnologici, sovvertendo il modello attuale in cui ogni settore costituisce un compartimento stagno di consumo energetico con catene del valore, norme, infrastrutture, pianificazioni e operazioni proprie. Ciò si traduce nella necessità di integrare il sistema energetico, ossia di pianificarlo e gestirlo nel suo insieme, collegando diversi vettori energetici, infrastrutture e settori di consumo. Un sistema così flessibile risulterà più efficiente e ridurrà i costi per la società: ciò significa, ad esempio, che l'energia elettrica che alimenta le auto europee potrebbe arrivare dai pannelli solari sui tetti, mentre le

abitazioni potrebbero essere riscaldate dal calore generato da una fabbrica nelle vicinanze, la quale a sua volta si servirebbe dell'idrogeno pulito prodotto grazie all'energia eolica off-shore. La strategia si basa su tre pilastri portanti:

- un sistema energetico più circolare, imperniato sull'efficienza energetica e sull'utilizzo efficace delle fonti di energia locali. Esiste un notevole potenziale di riutilizzo del calore di scarto proveniente da siti industriali, centri dati o altre fonti, come pure dell'energia prodotta a partire da rifiuti organici o negli impianti di trattamento delle acque reflue. L'ondata di ristrutturazioni sarà una parte importante di queste riforme;
- una maggiore elettrificazione diretta dei settori d'uso finale. Poiché l'energia elettrica vanta la quota più consistente di fonti rinnovabili, bisognerà prediligerla laddove possibile: ad esempio per le pompe di calore negli edifici, per i veicoli elettrici nei settori dei trasporti o per i forni elettrici in determinate industrie. Ciò si tradurrà in una rete di un milione di punti di ricarica per veicoli elettrici, che affiancherà l'espansione dell'energia solare ed eolica;
- l'utilizzo di combustibili puliti nei settori difficili da elettrificare, fra cui l'idrogeno rinnovabile, i biocarburanti e i biogas sostenibili. La Commissione proporrà una nuova classificazione e un sistema di certificazione per i combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio.

La strategia elenca ulteriori azioni, tra cui si annoverano la revisione della normativa vigente, il sostegno finanziario, la ricerca e l'introduzione di nuove tecnologie e strumenti digitali. Vengono inoltre proposti orientamenti guida agli stati membri per l'elaborazione di misure fiscali e per la graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili. Infine, sono state varate una riforma della governance del mercato, una pianificazione infrastrutturale e una migliore informazione rivolta ai consumatori.

La strategia dell'UE per l'idrogeno, invece, si prefigge di concretare la decarbonizzazione dell'industria, dei trasporti, della produzione di energia elettrica e dell'edilizia attraverso investimenti, regolamentazioni, creazione di un mercato, ricerca e innovazione. Al fine di compensare la variabilità dei flussi delle energie rinnovabili, l'idrogeno si configura come la soluzione più idonea grazie alla possibilità di stoccaggio, purché ci sia un'azione coordinata a livello dell'UE tra settore pubblico e privato. La priorità è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, prodotto usando principalmente energia eolica e solare, ma nel breve e nel medio periodo servono altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio per promuovere la creazione di un mercato redditizio e ecosostenibile. Questa transizione graduale richiederà un approccio in diverse fasi:

- tra il 2020 e il 2024 è prevista l'installazione di almeno 6 gigawatt di elettrolizzatori nell'UE e la produzione fino a un milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile;
- tra il 2025 e il 2030 l'idrogeno dovrà entrare a pieno titolo nel sistema energetico integrato, con almeno 40 gigawatt di elettrolizzatori e la produzione fino a dieci milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE;
- tra il 2030 e il 2050 le tecnologie basate sull'idrogeno rinnovabile dovrebbero

raggiungere la maturità e trovare applicazione su larga scala in tutti i settori difficili da decarbonizzare.

Per contribuire al successo della strategia, la Commissione ha varato l'alleanza europea per l'idrogeno pulito, che riunisce esperti del settore, esponenti della società civile, ministri nazionali e regionali e rappresentanti della banca europea per gli investimenti. L'alleanza creerà un portafoglio di investimenti finalizzati a incrementare la produzione e sosterrà la domanda di idrogeno pulito nell'UE.

Nell'intento di orientare il sostegno verso le tecnologie più pulite disponibili, la Commissione si adopererà per introdurre norme tecniche, una terminologia e un sistema di certificazione comuni basati sulle emissioni di carbonio nel ciclo di vita, ancorati nella legislazione vigente in materia di clima ed energia e in linea con la tassonomia dell'UE per gli investimenti sostenibili. Proporrà misure politiche e di regolamentazione volte a fornire certezze agli investitori, agevolare la diffusione dell'idrogeno, promuovere le infrastrutture e le reti logistiche necessarie, adeguare gli strumenti di pianificazione infrastrutturale e favorire gli investimenti, in particolare attraverso Next Generation EU.

1.5 I programmi nazionali di Germania e Italia

Di seguito sono riportati due programmi nazionali per il clima, rispettivamente della Germania e dell'Italia, rappresentativi in quanto in linea con il regolamento europeo sulla governance dell'unione dell'energia e dell'azione per il clima. Esso costituisce lo strumento attraverso il quale ogni stato, in coerenza con le regole europee vigenti e con i provvedimenti attuativi del pacchetto europeo Energia e Clima 2030, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili. Tra le iniziative in fase di discussione si citano, ad esempio, il pacchetto di proposte sull'economia circolare e quello relativo alle proposte sulla mobilità sostenibile. Di fondamentale importanza è il fatto che la proposta di piano nazionale per l'energia e il clima si debba conformare anche alla strategia comunitaria per il rispetto dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, che stabilisce un obiettivo a lungo termine in linea con il proposito di mantenere l'aumento della temperatura media mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, contenendolo possibilmente a 1,5 °C.

1.5.1 Klimaschutzprogramm 2030

Il governo tedesco ha presentato un piano per il clima da circa 100 miliardi di euro fino al 2030: l'obiettivo principale è la riduzione del 55% delle emissioni di gas serra entro i prossimi 10 anni. Tra le varie misure si trovano anche incentivi per la mobilità sostenibile, per il miglioramento dell'efficienza energetica delle abitazioni e un sistema di tassazione fissa sulle emissioni di anidride carbonica che incoraggi i consumatori a optare per soluzioni meno inquinanti.

A beneficiare maggiormente delle nuove tasse sui combustibili fossili saranno i mezzi di spostamento sostenibile: il treno in primis. Si prevede l'introduzione di ingenti tasse su mezzi ad alti livelli di emissione e bonus per l'acquisto di auto elettriche, mentre le case

automobilistiche tedesche dovranno necessariamente introdurre una quota di e-car nella propria produzione. Vi sono anche numerosi incentivi per rendere efficiente l'eventuale ristrutturazione della propria abitazione, in maniera tale da includere, per esempio, un migliore isolamento termico o l'installazione di nuovi sistemi di riscaldamento, con il bando per quelli a gasolio per edifici costruiti a partire dal 2025.
Il piano per il clima prevede inoltre il superamento di alcuni limiti relativi all'installazione di impianti fotovoltaici e la possibilità di acquisire quote di partecipazione finanziarie in nuovi progetti eolici onshore, con l'obiettivo di far salire la quota di energia green nella produzione di elettricità nazionale dal 40% al 65% entro il 2030. È stato anche stabilito di abbandonare totalmente il carbone entro il 2038, anche se deve essere ancora programmata la chiusura delle miniere e delle centrali. Infine, come già deciso nel 2011 sulla scia della catastrofe di Fukushima, è prevista l'uscita dal nucleare entro il 2022.

1.5.2 Piano Nazionale Integrato Per l'Energia E il Clima

La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) inviata dal governo a Bruxelles all'inizio dell'anno con orizzonte 2030 prevede investimenti quantificabili in circa 110 miliardi di euro. L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale, accompagnando tale transizione. Il Piano si struttura in cinque linee d'intervento:

1) **decarbonizzazione**: l'obiettivo è l'abbandono del carbone per la produzione elettrica. Ciò presuppone la realizzazione di impianti e infrastrutture sufficienti per sostituire la corrispondente produzione energetica e per mantenere in equilibrio il sistema elettrico. Sul fronte delle fonti rinnovabili, l'obiettivo è stato definito tenendo conto di tre elementi fondamentali:
   a) fornire un contributo all'obiettivo europeo;
   b) accrescere la quota dei consumi coperti da fonti rinnovabili nei limiti di quanto possibile, considerando, nel settore elettrico, la natura intermittente del fonti con maggiore potenziale di sviluppo (eolico e fotovoltaico) e, nel settore termico, i limiti all'uso delle biomasse, conseguenti ai contestuali obiettivi di qualità dell'aria;
   c) l'esigenza di contenere il consumo di suolo: ciò ha condotto a definire un obiettivo di quota dei consumi totali coperti da fonti rinnovabili pari al 30% al 2030.

   Si tratta di un obiettivo assai impegnativo, che comporterà, nel settore elettrico, oltre che la salvaguardia e il potenziamento del parco installato, una diffusione rilevante principalmente di eolico e fotovoltaico, con un installato medio annuo dal 2019 al 2030 pari a circa 3200 MW e 3800 MW rispettivamente, a fronte di un installato medio complessivo degli ultimi anni di 700 MW. Questa diffusione di eolico e fotovoltaico richiederà anche molte opere infrastrutturali e il ricorso massivo a sistemi di accumulo distribuiti e centralizzati, sia per esigenze di

sicurezza del sistema, sia per evitare di dover fermare gli impianti rinnovabili nei periodi di consumi inferiori alla produzione.

Importanti sforzi saranno richiesti anche per incrementare il consumo di energia rinnovabile per il riscaldamento e raffrescamento, soprattutto in termini di diffusione di pompe di calore, e per i trasporti.

Da ricordare che, ai fini della decarbonizzazione, sussiste un obiettivo nazionale vincolante che consiste nel ridurre, entro il 2030, del 33% le emissioni di CO_2 nei settori non ETS, rispetto a quelle del 2005, risultato che può essere raggiunto attraverso diversi interventi, sia nazionali che comunitari, soprattutto in termini di efficienza energetica e fonti rinnovabili.

2) **Efficienza energetica**: sussistono diversi obiettivi da raggiungere, tutti derivanti dalle regole europee. Il primo consiste nella riduzione del fabbisogno di energia primaria europeo del 32,5% entro il 2030.

   Molto impegnativo è l'obiettivo di ridurre, in ciascuno degli anni dal 2021 al 2030, i consumi finali di energia di un valore pari allo 0,8% dei consumi annui medi del triennio 2016-18, mediante politiche attive. Questo obiettivo equivale ad una riduzione di 0,93 Mtep/anno, e, confrontato con il consumo finale del 2016 di 115,9 Mtep, evidenzia il grande sforzo che richiederà, anche in settori "difficili" come l'edilizia e i trasporti.

   Fondamentale sarà la penetrazione dell'elettricità nei trasporti: si mira a raggiungere una quota pari a 1,6 milioni di auto elettriche pure, 4,5 milioni di auto ibride, su un parco auto circolante nelle stesso anno di 37 milioni di veicoli.

3) **Sicurezza energetica**: si punta a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento incrementando le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica e diversificando le fonti di approvvigionamento. Esemplificativo di quest'ultimo aspetto è il ricorso al gas naturale, eventualmente tramite LNG, avvalendosi di infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050.

   Ai fini della sicurezza sarà necessario il coordinamento dei piani di emergenza nazionali con quelli degli altri paesi che sono collegati ai medesimi corridoi di approvvigionamento fisico.

   Fra le misure innovative per gli impianti a gas, si annoverano carburanti come il biometano e l'integrazione con il sistema elettrico, volto a trasformare l'energia da fonti rinnovabili non immediatamente consumata in combustibili gassosi.

   Per quanto riguarda i prodotti petroliferi, che continueranno ad essere necessari per i trasporti, sarà favorita l'evoluzione in senso green delle infrastrutture esistenti, fra cui le raffinerie.

   Sul fronte del sistema elettrico, sarà importante promuovere la realizzazione di infrastrutture e di sistemi di accumulo necessari per tener conto dell'evoluzione del mix produttivo, basato su rinnovabili intermittenti.

4) **Mercato interno**: si vuole garantire maggiore flessibilità del sistema elettrico, ampliando le risorse che potranno fornire i servizi necessari all'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta. Contemporaneamente, le regole del mercato

dovranno evolvere in modo da favorire l'integrazione della crescente quota di rinnovabili.

Opportuni sviluppi della rete di trasmissione interna e con paesi terzi e l'accoppiamento del mercato elettrico nazionale con quello di altri stati concorreranno ad avvicinare i prezzi italiani dell'energia elettrica a quelli europei.

Importante sarà la tutela dei consumatori, sia promuovendo un loro ruolo attivo sul mercato, sia attraverso una maggiore trasparenza in tutte le fasi, in particolare quella della vendita.

Occorrerà comunque introdurre meccanismi di mercato per garantire anche l'adeguatezza del sistema, vale a dire la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità.

5) **Ricerca, innovazione e competitività**: l'obiettivo è quello di migliorare la capacità della ricerca di sviluppare tecnologie essenziali per la transizione energetica, favorendo l'introduzione di sistemi e modelli organizzativi e gestionali.

   Gli strumenti principali consisteranno in direttive per monitorare la domanda e l'offerta di prodotti e tecnologie, in modo che il sistema produttivo ritenga conveniente evolvere in senso coerente con le esigenze del futuro sistema energetico.

2. La cattura della CO_2

2.1 Perché catturare la CO_2

La CO_2 (anidride carbonica o biossido di carbonio) è un gas inerte, inodore ed incolore, naturalmente presente in atmosfera in concentrazioni limitate.
Una volta generata tramite respirazione cellulare, combustione o decomposizione delle molecole organiche, viene immessa nel comparto atmosferico dove permane per lungo tempo contribuendo all'effetto serra, ossia il fenomeno di termoregolazione della Terra che grazie ad un complesso bilancio termico mantiene una temperatura relativamente omogenea e costante su tutta la crosta terrestre. Tuttavia, l'emissione antropica di CO_2 e degli altri gas ad effetto serra, derivante dall'ossidazione (combustione) dei combustibili fossili, determina un riscaldamento non naturale del clima globale. Oltre alla CO_2, i principali gas climalteranti, coinvolti negli obiettivi di riduzione collegati al Protocollo di Kyoto, sono:

- il CH_4 (metano), prodotto dalle discariche dei rifiuti, dagli allevamenti zootecnici, dalle coltivazioni di riso e da eventuali perdite nel trasporto e nella trasformazione;
- l'N_2O (protossido di azoto), prodotto nel settore agricolo e nelle industrie chimiche;
- gli HFC (idrofluorocarburi), impiegati nelle industrie chimiche e manifatturiere, dove vengono utilizzati, ad esempio, per la refrigerazione e la climatizzazione;
- i PFC (perfluorocarburi), impiegati nelle industrie chimiche e manifatturiere. La loro particolare struttura (costituita da legami carbonio-fluoro) li rende idrofobici e lipofobici, proprietà che hanno consentito un ampio utilizzo nei settori più disparati tra cui: refrigerazione, elettronica, produzione di medicinali, tessuti, …;
- l'SF_6 (esafluoruro di zolfo), impiegato nelle industrie chimiche e manifatturiere, in particolare si applica come gas tracciante per esperimenti, per la produzione di alluminio e magnesio, nella fabbricazione di semiconduttori, nell'ambito della propulsione di siluri, ….

Ciascuno di questi gas ha un proprio e specifico GWP (Global Warming Potential), che sostanzialmente corrisponde alla "capacità serra" di quel composto in relazione a quella della CO_2, convenzionalmente posta =1.

Greenhouse gases	Atmospheric lifetime (year)	GWP_{100}
CO_2	50-200	1
CF_4	50000	6500
C_2F_6	10000	9200
SF_6	3200	23900
C_3F_8	2600-7000	7000
CHF_3	250-390	11700
C_4F_8	3200	8700
CH_4	12	21
N_2O	120	310
NF_3	50-740	8000

Tabella 1. GWP a 100 anni e permanenza in atmosfera di ciascun gas. Fonte: [19]

Nonostante tutti gli altri gas abbiano un "potere climalterante" molto più alto di quello della CO_2 (come riportato in Tabella 1), dovuto all'effetto combinato del tempo di permanenza in atmosfera di ciascuno di essi e la relativa efficacia specifica nell'assorbimento della radiazione infrarossa emessa dalla Terra, attualmente l'anidride carbonica risulta essere il principale e più rilevante gas ad effetto serra (contribuendo per oltre il 55% all'effetto serra odierno).
Da queste considerazioni emerge pertanto la necessità di un sistema energetico a zero emissioni nette, il quale richiede una profonda trasformazione del modo in cui si produce e si utilizza l'energia; questa transizione può essere ottenuta solo avvalendosi di tutte le tecnologie possibili, comprese quelle dedicate alla cattura della CO_2.

2.2 Le tecnologie di cattura della CO_2

Per CCS (Carbon Capture and Storage) si intende un insieme di tecnologie che consentono la riduzione delle emissioni in atmosfera di CO_2 provenienti da grandi sorgenti stazionarie per mezzo della sua cattura e il successivo stoccaggio, solitamente in una formazione geologica sotterranea. Nello specifico, consiste nella separazione del biossido di carbonio contenuto in flussi gassosi o combustibili, in maniera tale da sottrarlo alla quota rilasciata in atmosfera. Per tale ragione si configura come un'opzione di mitigazione importante nella transizione globale verso un'economia sostenibile low-carbon, sia nel settore della produzione di energia che nell'industria.
L'intero processo CCS si compone di tre fasi: cattura, trasporto e stoccaggio. Seppur ogni stadio del CCS sia tecnicamente disponibile e utilizzato in differenti settori commerciali da anni, l'applicazione congiunta di queste tecnologie a sorgenti di emissione di CO_2 è ancora troppo penalizzante in termini energetici ed economici, limitandone quindi l'impiego su vasta scala. Recentemente, un'ulteriore opportunità correlata a CCS, ovvero il Carbon Capture and Utilization (CCU), ha iniziato ad attirare l'attenzione mondiale perché in grado di trasformare le emissioni di CO_2 di scarico in sostanze chimiche e combustibili. L'obiettivo principale di questa tecnologia è quello di ottenere un prodotto di valore commerciale in grado di bilanciare i costi necessari per la cattura e la

conversione della CO_2, anche se questi attualmente risultano molto elevati e dunque inappetibili in termini di mercato.
L'applicazione più rilevante per la produzione di combustibili prevede certamente la sintesi di quelli direttamente utilizzabili, fra cui il metano, derivante, ad esempio, dalla riduzione della CO_2 con H_2 prodotto dall'elettrolisi dell'acqua (alimentata da fonte rinnovabile o da esuberi energetici della rete), il metanolo o il dimetil-etere (DME). Sempre nell'ambito dei combustibili gassosi riveste particolare interesse la produzione di Synthetic Natural Gas (SNG) da CO e CO_2 contenuti nel syngas proveniente dalla gassificazione di carbone e/o biomasse, mediante un processo catalitico di idrogenazione degli stessi.
Per quanto concerne la prima fase del processo CCS, ossia la cattura, esistono sostanzialmente quattro diverse tipologie di sistemi di cattura della CO_2 a livello industriale da sorgenti puntuali concentrate:

1. **Post-combustione**: la CO_2 può essere catturata dai fumi di combustione esausti venendo assorbita in un solvente chimico o in un sorbente solido predisposti. La CO_2 viene poi separata dal solvente e compressa per poter essere trasportata e stoccata. Altri metodi di separazione post-combustione sono per filtrazione tramite membrana ad alta pressione o separazione criogenica. Nonostante gli elevati costi, si tratta di una tecnica preferibilmente applicata su impianti già esistenti, in quanto non prevede consistenti modifiche alla centrale.

2. **Pre-combustione**: il combustibile viene convertito prima della combustione in una miscela di idrogeno e anidride carbonica usando un processo chiamato gassificazione. L'anidride carbonica può essere poi trasportata e stoccata, mentre l'idrogeno, miscelato con l'aria, può essere usato come combustibile per fini energetici. Un tipico esempio di questo processo è un impianto a ciclo combinato a gassificazione integrata (*IGCC*) nel quale il carbone viene trasformato in syngas prima della combustione. Tale processo è ideale per impianti di nuova generazione.

3. **Ossi-combustione** o **combustione in ossigeno**: questo processo prevede l'utilizzo di ossigeno puro, o aria altamente arricchita, in camera di combustione. Questo tipo di combustione produce principalmente vapore e anidride carbonica concentrata, più semplice da trattare e inviare allo stoccaggio, minimizzando la produzione di ossidi d'azoto e semplificando la separazione di eventuali inquinanti presenti in concentrazioni maggiori.

4. **Processi industriali:** questo metodo prevede la cattura di CO_2 da processi industriali, quali la purificazione di gas naturale e la produzione di gas di sintesi contenenti idrogeno. Negli esempi precedenti molte delle tecniche adottate sono riconducibili a quelle della pre-combustione. Ulteriori processi industriali dai quali è possibile catturare la CO_2 consistono nella produzione di cementi e metalli o nella fermentazione per la produzione di cibi e bevande, per i quali è possibile

adottare tecniche di cattura simili alla pre-combustione, alla post-combustione e all'ossi-combustione.

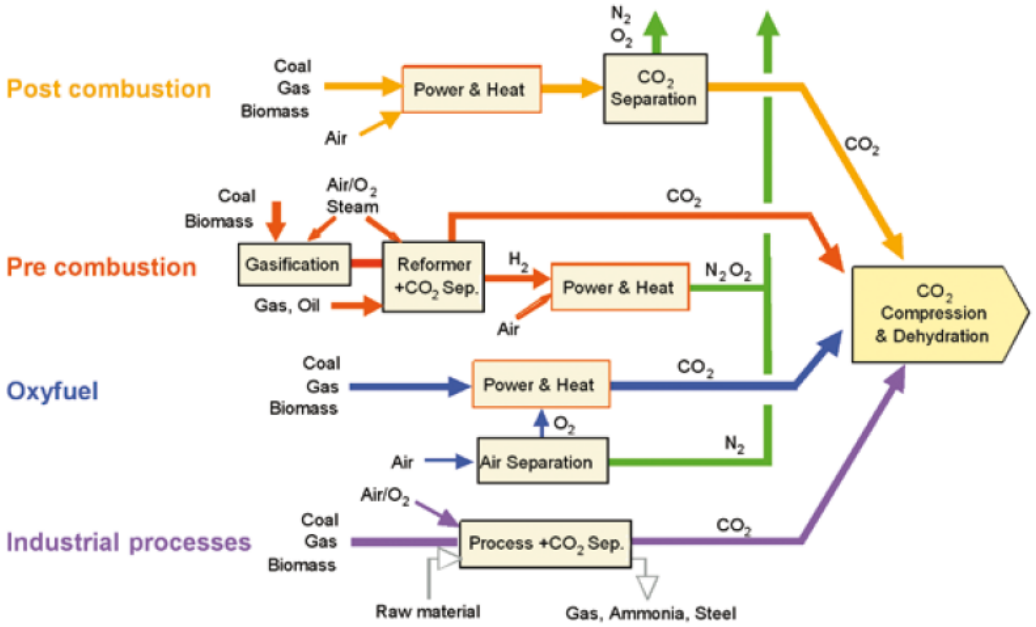

Figura 7. Cattura carbonio.
Fonte: [22]

In alternativa alla cattura a partire da grandi sorgenti stazionarie, la cosiddetta "direct air capture technology" (DAC) offre la possibilità di catturare l'anidride carbonica direttamente dall'aria (~ 415 ppm) generando un flusso concentrato di CO_2 (>90%) per il suo successivo sequestro o riutilizzo (Technology Readiness Levels, TRL 6). Appartiene ad un gruppo di tecnologie ad emissioni negative; fra i presunti vantaggi vi è in primo luogo l'aggiustamento della concentrazione di CO_2 in atmosfera, volto ad attenuare le dannose conseguenze dell'effetto serra e ad abbassare i valori di anidride carbonica sotto i livelli soglia tollerati. Inoltre, offre la possibilità di catturare la CO_2 da fonti mobili o distribuite, come veicoli o industrie geograficamente isolate, dove l'integrazione di un sistema CCS risulterebbe impraticabile e/o dispendioso. Tuttavia, la necessità di catturare considerevoli volumi d'aria per ottenere un così alto grado di purezza implica elevati consumi energetici, con inevitabile e conseguente incremento dei costi operativi. Ci sono attualmente 15 impianti DAC operativi a livello globale, in grado di catturare più di 9000 tCO_2/anno, ma l'obiettivo è di raggiungere 10 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030. Ciò richiederà ulteriori impianti dimostrativi su larga scala al fine di raffinare la tecnologia e ridurne i costi.

2.3 Analisi metodi post-combustione

I principali processi alla base del meccanismo di cattura della CO_2 post-combustione operano con quattro diversi approcci:

1. absorbimento liquido;
2. adsorbimento solido;
3. utilizzo di membrane;
4. separazione criogenica.

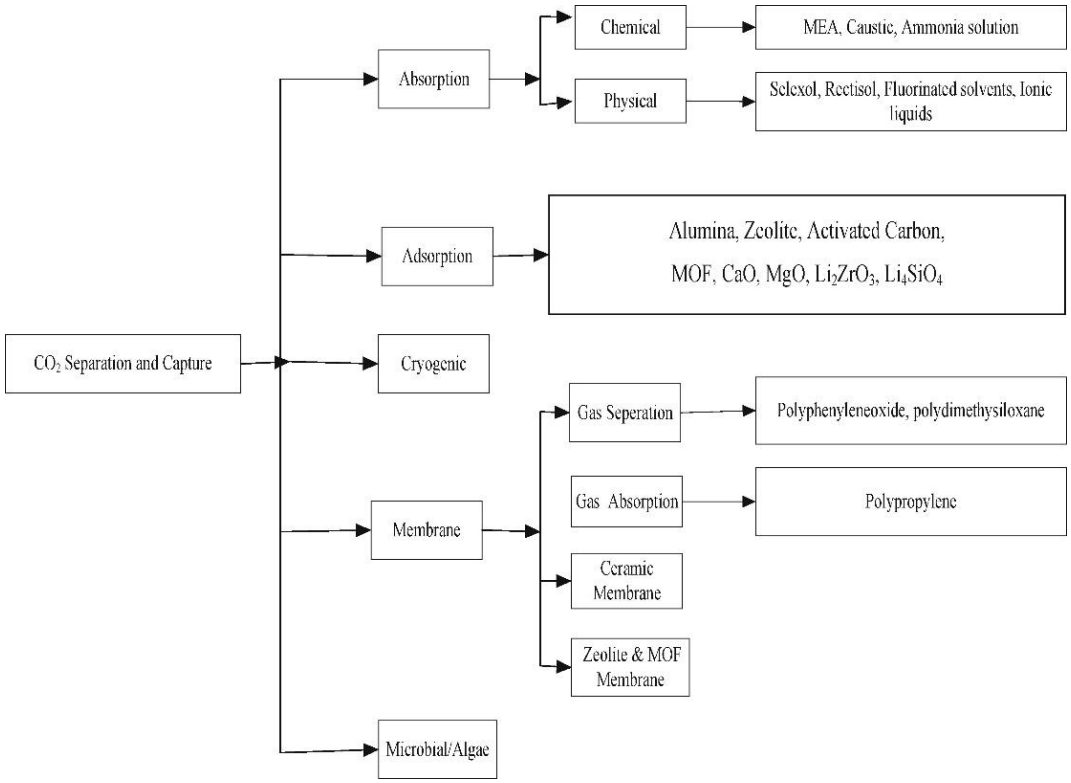

Figura 8. Processo di cattura della CO_2.
Fonte: [25]

2.3.1 Absorbimento liquido [23, 24, 26, 43]

Il processo di cattura si basa su uno specifico tipo di processo di absorbimento chimico chiamato 'lavaggio chimico': esso consente la separazione della CO_2 dalla miscela gassosa grazie al contatto tra i gas e un solvente liquido particolarmente affine alla CO_2. A tal fine, la doppia colonna di absorbimento e desorbimento con ricircolo del solvente si configura come la tecnologia di maggiore interesse in campo applicativo. Lo schema del processo di absorbimento è composto da un *absorber*, dove si realizza il lavaggio chimico dei fumi esausti, e da uno *stripper*, dove si rigenera il solvente. I gas combusti in uscita, contenenti CO_2 in quantità variabili, attraversano dal fondo all'apice la colonna di assorbimento e collidono, lungo il tragitto, con una serie di piastre forate o pellet di materiale resistente all'eventuale azione corrosiva del solvente. Quest'ultimo, invece, scorre in contro-corrente dalla testa della colonna. La miscela gassosa quasi totalmente privata della CO_2 iniziale può essere reimmessa in atmosfera oppure ricircolata e

miscelata con i fumi di processo. La soluzione ad alto contenuto di CO_2 viene inviata alla colonna di rigenerazione, nella quale il rilascio di CO_2 è ottenuto mediante lo stripping termico, ovvero rompendo, grazie all'apporto continuo di calore da parte del *reboiler*, i legami chimici che si erano creati nella colonna di assorbimento. La CO_2 fuoriesce dalla testa della colonna e indirizzata ad un separatore, dove viene prelevata con un elevato grado di purezza per le successive operazioni. Il solvente rigenerato viene reindirizzato verso l'*absorber* per essere riutilizzato in un nuovo ciclo: è necessario introdurre periodicamente nuova soluzione assorbente per compensare sia eventuali perdite per trascinamento o evaporazione sia il decadimento della soluzione dovuto alle temperature di rigenerazione (degradazione termica) e alla presenza, seppur piccole quantità, di Nox e Sox, i quali reagiscono con le ammine in maniera pressoché permanente, ostacolandone la rigenerazione (degradazione chimica). Fra le due colonne è interposto uno scambiatore con la funzione primaria di provvedere al raffreddamento del fluido rigenerato dallo *stripper*, garantendo contemporaneamente il riscaldamento di quello proveniente dall'*absorber*.

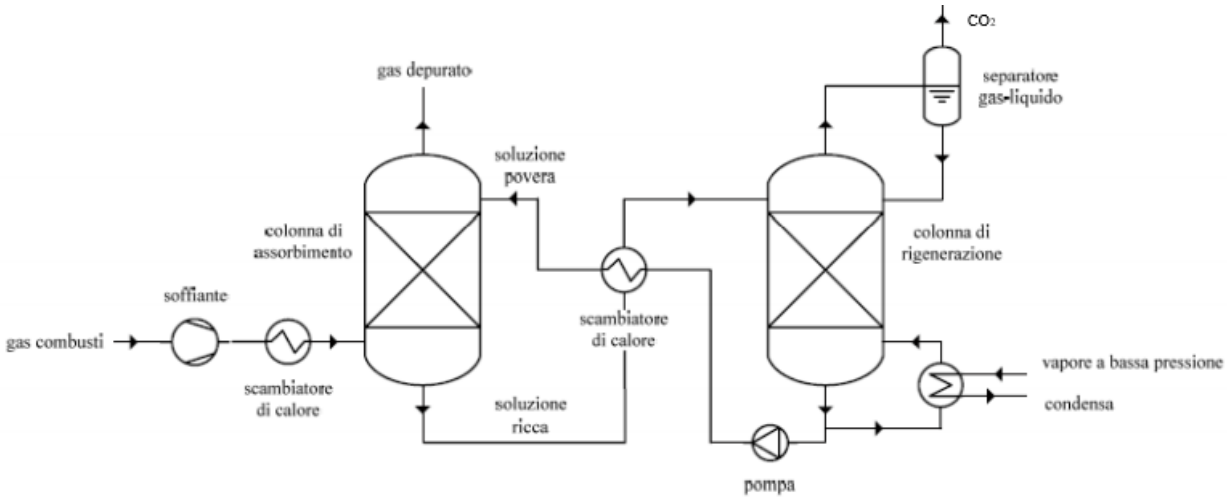

Figura 9. Rappresentazione schematica del processo di cattura della CO_2 mediante scrubbing con ammine. Fonte: [26]

La tecnologia a doppia colonna presenta tuttavia un grosso svantaggio: al fine di garantire una buona prestazione necessita di un ingente quantitativo di solvente per il sequestro dell'anidride carbonica prodotta nel processo. Ciò comporta un significativo aumento dei costi di installazione e di esercizio, oltre ad un rilevante impatto in termini di efficienza energetica dell'intera filiera.

Diverse tipologie di solvente sono attualmente in studio: spesso si ricorre a soluzioni acquose contenenti ammine, ossia composti organici molto simili all'ammoniaca, in cui uno o più atomi di idrogeno vengono sostituiti con altrettanti gruppi idrocarburici. In particolare, quella maggiormente utilizzata per la modellazione e la valutazione delle prestazioni dei sistemi di cattura è la soluzione di monoetanolammina (MEA) al 30% in peso, grazie alla quale è possibile ottenere una buona solubilità della CO_2 anche a basse pressioni (TRL 9-11). A causa dell'elevata volatilità della MEA si prediligono soluzioni acquose che ne impediscono l'allontanamento del solvente durante le varie fasi. Le ammine, inoltre, reagiscono con l'acciaio al carbonio che costituisce i componenti fisici

del sistema, rendendone di conseguenza necessaria la sostituzione con materiali inerti.
Fra i solventi alternativi vi sono i liquidi ionici, ossia Sali che si presentano allo stato liquido a temperatura ambiente e che grazie alla loro polarità influenzano le proprietà del liquido. Sono dotati di caratteristiche che li rendono idonei al processo di cattura con doppia colonna, fra cui: una notevole stabilità termica (con una temperatura di decomposizione tipicamente maggiore di 160 °C), una ridotta richiesta di energia per la loro rigenerazione, semplicità nel riciclaggio e una bassa tensione di vapore. Quest'ultima proprietà deriva dalla forte interazione elettrostatica fra cationi e anioni che contribuisce a diminuire la probabilità di contaminazione dei gas in uscita dalle colonne. Per ovviare alla loro elevata viscosità si ricorre alla diluizione in altri solventi, ad esempio acqua o altre sostanze ad elevata temperatura di ebollizione. In merito alla solubilità dell'anidride carbonica è stato dimostrato come la presenza di atomi di fluoro influisca sulla stessa, motivo per cui la scelta dell'anione gioca un ruolo principale rispetto al catione. Infatti, anioni fluorati come tetrafluoroborato (BF_4^-) ed esafluorofosfato (PF_6^-) si prestano bene ad interazioni non covalenti con l'anidride carbonica.
Vengono di seguito riportati alcuni fra i principali fornitori di liquidi ionici e MEA.

Fornitori di liquidi ionici [31]**:**

Azienda: IoLiTec	**Sede principale:** Heilbronn (Germania)
Descrizione prodotti principali: Può fornire una gamma di oltre 250 liquidi ionici standard per diverse applicazioni e più di 30 prodotti intermedi.	
Quantità/capacità di fornitura: È in grado di fornire ogni liquido ionico patent-free noto da letteratura o sintetizzabile in scale da 50 g a 10 kg su richiesta del cliente. Tutte le sostanze di prima sintesi sono analizzate mediante spettroscopia NMR e spedite con certificato d'analisi.	
Schede tecniche/link a datasheet: Esempio di scheda del [Bpy][BF4] usato nelle simulazioni: https://iolitec.de/index.php/en/products/ionic_liquids/catalogue/pyridinium-based/il-0089-hp	

Azienda: Proionic	**Sede principale:** Raaba-Grambach (Austria)
Descrizione prodotti principali: Permette lo sviluppo di tecnologie innovative offrendo ai propri clienti l'opportunità di sviluppare nuovi prodotti per il mercato, usando liquidi ionici e il know-how acquisto.	
Quantità/capacità di fornitura: Frutto della sua esperienza, Proionic può vantare il processo CBILS®, una tecnologia per la produzione efficiente, sicura, priva di alogenuri e scarti di liquidi ionici dalla scala di pochi kilogrammi fino alla tonnellata.	
Schede tecniche/link a datasheet: Specializzata nella produzione di liquidi ionici a base imidazolio, come Emim e Bmim (min. 1 kg). Portfolio dei liquidi ionici: https://www.proionic.com/downloads/files/proionic-downloads/proionic-Ionic-Liquid-portfolio-2019.pdf	

Azienda: Ionic Liquid Chemicals LLC	**Sede principale:** Boulder (Colorado, US)
Descrizione prodotti principali: Ionic Liquid Chemicals LLC sviluppa e vende liquidi ionici e reagenti intermedi a base di ammonio, imidazolio e fosfonio	
Quantità/capacità di fornitura: È in grado di produrre liquidi ionici su scala da pochi kilogrammi a diverse tonnellate.	
Schede tecniche/link a datasheet: Portfolio dei liquidi ionici: http://ionicliquidchemicals.com/English/Products.html	

Azienda: Merck	**Sede principale:** Ufficio commerciale in Italia: Milano, via Monte Rosa 93
Descrizione prodotti principali: Merck offre un ampio range di liquidi ionici a base di ammonio, imidazolio, fosfonio, piridinio, pirrolidinio e solfonio.	
Quantità/capacità di fornitura: La capacità di produzione in diversi impianti multi-prodotto assicura una fornitura affidabile e ampia disponibilità.	
Schede tecniche/link a datasheet: Portfolio dei liquidi ionici: https://www.sigmaaldrich.com/chemistry/chemistry-products.html?TablePage=16255866 Ionic liquids as enabling technologies: https://www.sigmaaldrich.com/content/dam/sigma-aldrich/docs/Aldrich/Brochure/al_chemfile_v5_n6.pdf	

Fornitori di MEA [31]**:**

Azienda: BASF SE	**Sede principale:** Centro direzionale in Italia: Cesano Maderno
Descrizione prodotti principali: Il portafoglio prodotti è organizzato in sei segmenti, tra i quali Chemicals e Materials. http://www.intermediates.basf.com/chemicals/ethanolamines-ethyleneamines/index	
Quantità/capacità di fornitura: La capacità di produzione in diversi impianti multi-prodotto assicura una fornitura affidabile e ampia disponibilità.	
Schede tecniche/link a datasheet: Catalogo: http://www.intermediates.basf.com/chemicals/web/en/function/conversions:/publish/content/news-and-publications/brochures/download/BASF_Intermediates_Productcatalogue.pdf Portafoglio delle ammine: http://www.intermediates.basf.com/chemicals/ethanolamines-ethyleneamines/portfolio	

Azienda: Merck	**Sede principale:** Ufficio commerciale in Italia: Milano, via Monte Rosa 93
Descrizione prodotti principali: Fornitori internazionali di materiali di laboratorio e tecnologie per la ricerca e la produzione tecnologica.	
Quantità/capacità di fornitura: La capacità di produzione in diversi impianti multi- prodotto assicura una fornitura affidabile e ampia disponibilità.	
Schede tecniche/link a datasheet: Prodotti disponibili: https://www.sigmaaldrich.com/catalog/substance/ethanolamine610814143511?lang=it&region=IT	

Azienda: Vladachem GmbH	**Sede principale:** Malsch (Germania)
Descrizione prodotti principali: Il portafoglio di Vladachem include composti organici, inorganici, composti organometallici, metalli, elementi puri e leghe, terre rare, standard d'analisi e altri servizi, con la possibilità di sintesi di prodotti fuori catalogo su richiesta del cliente.	
Quantità/capacità di fornitura: Dal loro sito e-commerce, è possibile acquistare MEA in lotti che vanno da 500 ml fino a 25 litri cadauno.	
Schede tecniche/link a datasheet: Lotti disponibili di MEA consultabili usando lo strumento "Search" sul sito.	

Azienda: Carbosynth	**Sede principale:** Compton (UK)
Descrizione prodotti principali: Sono fornitori per molte istituzioni nel settore farmaceutico, scientifico, agroalimentare, cosmetico e diagnostico di chemicals di propria produzione, come carboidrati, nucleosidi, antimicrobici, APIs, substrati enzimatici, prodotti naturali e fine chemicals come la MEA: https://www.carbosynth.com/carbosynth/search.nsf/search?open&term=Monoethanolamine&searchtype=1	

Quantità/capacità di fornitura: I laboratori R&D e gli stabilimenti di produzione hanno una capacità che va dal milligrammo alla tonnellata.
Schede tecniche/link a datasheet: Lotti disponibili di MEA: https://www.carbosynth.com/carbosynth/website.nsf/(w-productdisplay)/D06E901627C0507148257B560015D889

2.3.2 Adsorbimento solido [27, 28, 29, 30, 43]

Si tratta di un metodo di cattura della CO_2 che sfrutta le interazioni superficiali (forze di Van der Waals) che si instaurano tra il gas e un elemento solido, evitando il problema della corrosione (TRL 9-11).
A seconda della tipologia di adsorbimento, vi sono diversi parametri da considerare per garantire un'elevata qualità del prodotto:

- grado di recupero della specie adsorbita;
- grado di purezza del prodotto;
- efficienza energetica di adsorbimento e rigenerazione;
- Servizi (energia elettrica e/o energia termica e livello termico).

La Temperature Swing Adsorbtion (TSA) è uno dei processi di maggiore interesse che permette di sfruttare direttamente energia termica a basse temperature per rigenerare il solido. Il calore può essere fornito in maniera diretta (es. vapore) nel caso di impianti di larga scala, mentre su quelli di piccola taglia sono sufficienti sistemi di riscaldamento indiretto (es. serpentine). Ciononostante, per garantire una maggiore efficienza di scambio termico e una riduzione del tempo di riscaldamento, è opportuno provvedere all'approvvigionamento di 'sweep gas' nella colonna anche con metodi di riscaldamento indiretti.

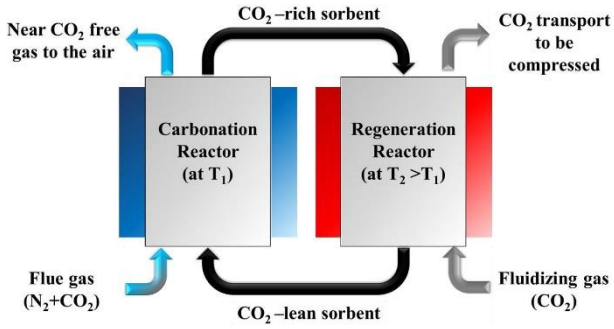

Figura 10. Rappresentazione schematica di un processo di Temperature Swing Adsorbption per la cattura della CO_2. Fonte: [28]

Una seconda tipologia di adsorbimento che si basa invece sulla variazione della pressione è la Vacuum/Pressure Swing Adsorbtion (V/PSA), a seconda che si operi rispettivamente in vuoto o in pressione. L'adsorbimento si realizza ad una pressione maggiore di quella di desorbimento, con conseguente variazione della pressione parziale della specie da adsorbire.
Se, invece, si intende rimuovere il componente adsorbito durante la fase rigenerativa del

solido attraverso una corrente di 'sweep gas', si ricorre alla Concentration Swing Adsorbtion (CSA).
Al fine di ottenere il maggior grado di purezza possibile si può operare combinando le diverse tecnologie di adsorbimento/rigenerazione, tenendo però conto dei costi operativi che un impianto di questo tipo comporterebbe.
Per quanto riguarda la configurazione reattoristica, esistono principalmente due modelli di colonne di adsorbimento: a letto fisso o a letto fluidizzato. Il primo di essi, semplice e flessibile, prevede l'utilizzo di due o più colonne e consta di quattro fasi: adsorbimento, riscaldamento, desorbimento e raffreddamento. I parametri più rilevanti sono la velocità di filtrazione, il tempo utile della colonna e la quantità di CO_2 prodotta. L'altro sistema, invece, è più complesso da un punto di vista fluidodinamico e operazionale, in quanto volto alla fluidizzazione del letto; in questo caso ci si avvale di due colonne in cui il letto adsorbente è fluidizzato dal gas in ingresso (adsorbimento) e dallo 'sweep gas' (rigenerazione). Le due colonne possono essere costituite da più letti fluidizzati e il solido viene continuamente trasportato dalla colonna di adsorbimento a quella di rigenerazione e viceversa, ragion per cui il processo risulta senza interruzioni.

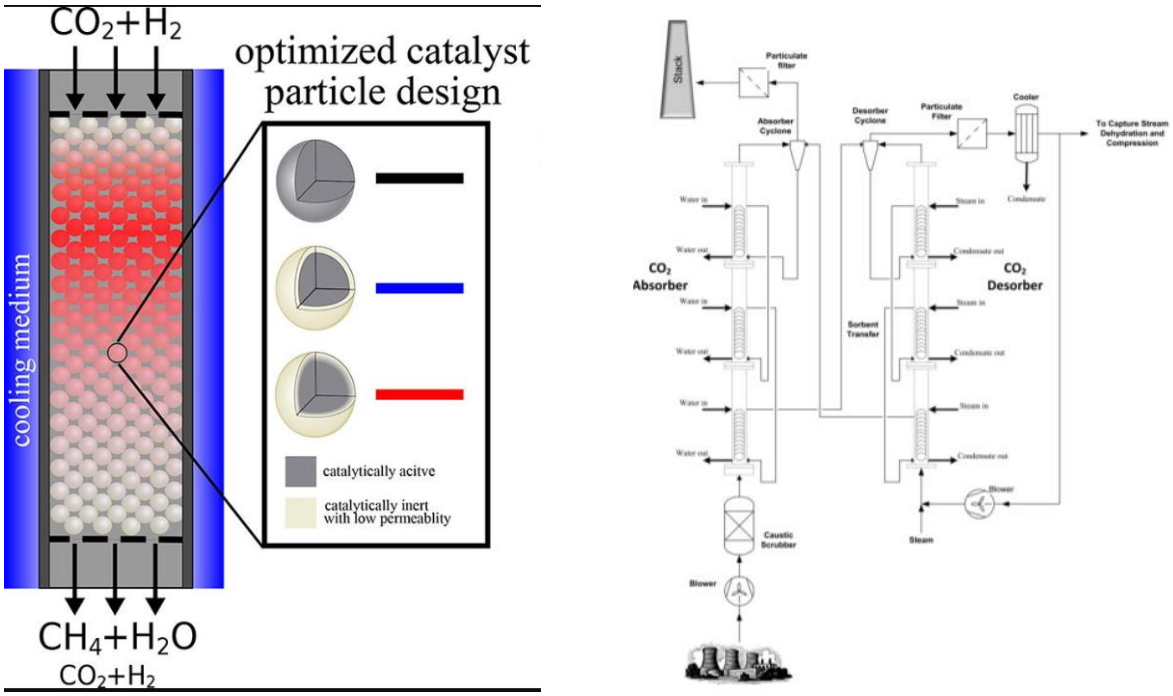

Figura 11. Schema delle colonne di adsorbimento a letto fisso (a sinistra) e a letti multipli fluidizzati (a destra)
Fonti: [29 e 30]

A seconda della tipologia di adsorbente solido si distinguono:

- Adsorbimento fisico:

la cattura è dovuta alla formazione di legami deboli fra la superficie solida e la CO_2 che garantiscono un minimo apporto energetico nella fase rigenerativa. Aspetti da considerare sono la selettività nei confronti dell'anidride carbonica, necessaria per garantire una maggiore efficienza, e l'interazione con l'umidità; quest'ultima può essere infatti elevata al punto tale da rendere necessaria un trattamento di allontanamento del vapore dalla

miscela gassosa prima della fase di adsorbimento. Gli adsorbenti attualmente più utilizzati sono i carboni attivi, dati il basso costo, l'elevata stabilità e la bassa sensibilità all'umidità, e le zeoliti, ossia minerali, naturali o artificiali, a base di alluminosilicati con una struttura altamente cristallina. In particolare, le zeoliti 5° e 13X sono quelle più promettenti, in quanto caratterizzate da un'elevata capacità di assorbimento della CO_2 a bassa pressione, proprietà che le rende ottime candidate per la cattura della CO_2 dai gas esausti. Tuttavia, le zeoliti sono generalmente idrofile: la presenza di acqua induce un'alterazione del campo elettrico riducendo la forza di interazione tra il quadripolo di CO_2 e i cationi, con conseguente riduzione di assorbimento.
Una terza possibilità è offerta dai cosiddetti MOF (Metal Organic Framework), ossia solidi cristallini derivanti dalla combinazione di uno ione metallico (o cluster metallici) e di una molecola organica. Rispetto alle zeoliti, sono più economici e facilmente riproducibili, dal momento che vi è la possibilità di ingegnerizzarli per modificare l'affinità nei confronti di diversi gas, raggiungendo così efficienze di assorbimento maggiori.
Vengono di seguito riportati alcuni fornitori di zeolite e MOF.

Fornitori di zeolite:

Azienda: REDIBIS ITALIA	**Sede principale:** RHO, Milano via Togliatti, 48
Descrizione prodotti principali: Include uno staff di specialisti nel settore del vuoto, nelle tecnologie avanzate, nella manutenzione e nella ricerca scientifica.	
Quantità/capacità di fornitura: È in grado di fornire confezioni da 1 l (730 g) a 5 l (3630 g).	
Schede tecniche/link a datasheet: Descrizione e caratteristiche tecniche al link: https://redibisitalia.it/product/setacci-molecolari-zeolite-13x/	

Azienda: KOSURCEEP	**Sede principale:** Pingxiang (Cina)
Descrizione prodotti principali: È un fornitore su larga scala di prodotti chimici dedicati alla protezione dell'ambiente. Provvedono all'approvvigionamento di impianti petroliferi, chimici, metallurgici, centrali elettriche, …	
Quantità/capacità di fornitura: Dal loro sito e-commerce è possibile acquistare fino a 5 kg di zeolite 13X e 5°.	
Schede tecniche/link a datasheet: Descrizione e caratteristiche tecniche ai link: https://www.ksourcepacking.com/product/13X_Molecular_Sieve/13X_Molecular_Sieve.html https://www.ksourcepacking.com/product/5A_Molecular_Sieve/5A_Type_Molecular_Sieve.html	

Fornitori di MOF:

Azienda: novoMOF	**Sede principale:** Zofingen (Svizzera)
Descrizione prodotti principali: Compagnia nel settore di materiali innovativi, specializzata nella sintesi e nella produzione di MOFs.	
Quantità/capacità di fornitura: -	
Schede tecniche/link a datasheet: Catalogo: https://novomof.com/metal-organic-frameworks/	

- Adsorbimento chimico:

il processo avviene grazie alla formazione di legami covalenti reversibili sulla superficie dell'adsorbente, la rottura dei quali ne consente la rigenerazione. Esistono diverse tipologie di adsorbenti chimici, tra cui quelli a base di ammine e di Litio.

2.3.3 Membrane [32, 33, 34, 43]

Le membrane sono composti semi-permeabili sotto forma di film sottili, aventi la capacità di separare i componenti di una miscela gassosa sotto l'effetto di un gradiente di pressione parziale. A seconda del tipo di applicazione e combustibile impiegato presentano diversi TRL: l'ambito maggiormente investigato è il trattamento del gas naturale, il quale è in fase dimostrativa (TRL 6-7).
In particolare, la separazione può essere diretta se avviene in base alle diverse dimensioni delle molecole che costituiscono la miscela, o inversa, se sfrutta l'interazione tra la barriera e i gas permeanti; in quest'ultimo caso la solubilità e la selettività consentono a molecole specifiche, anche se di dimensioni maggiori, di oltrepassare la membrana.

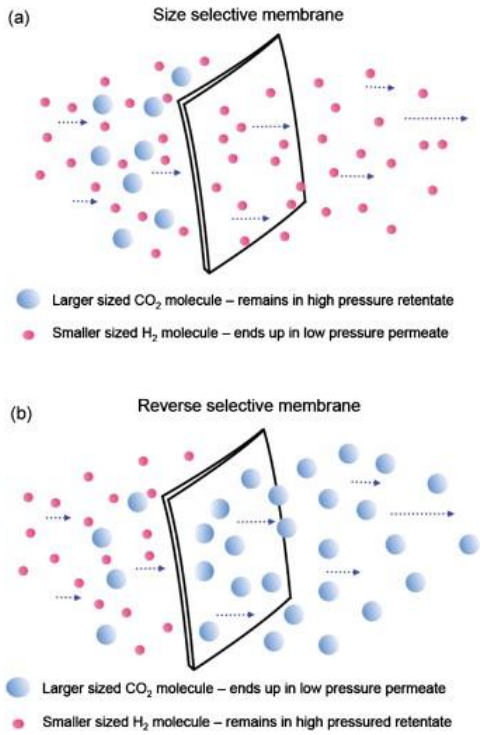

Figura 12. Meccanismo di separazione diretta (sopra) e inversa (sotto).
Fonte: [33]

Sono preferibili quelle di natura polimerica in quanto, nonostante una minore resistenza chimica e fisica delle membrane inorganiche e metalliche, presentano un costo ridotto e una maggiore semplicità di fabbricazione, fattori che consentono una produzione su larga scala. Inoltre, l'energia necessaria alla rigenerazione del sistema è bassa in confronto alle tecnologie precedentemente descritte e tale processo non produce scarti di alcun tipo.
Uno dei criteri di classificazione riguarda le tecnologie impiegate, che possono essere di

tre tipologie:

- *Tramite contatto non dispersivo*: in questo sistema la membrana divide la miscela gassosa da un assorbente liquido. Due aspetti ricoprono un ruolo fondamentale: il primo riguarda la porosità della membrana, volta ad ampliare la superficie di contatto tra le due fasi; il secondo è correlato all'affinità dell'assorbente in grado di catturare rapidamente e selettivamente la CO_2. Analizzando efficacemente le dimensioni dei pori, la morfologia della membrana, le proprietà del liquido assorbente e le interazioni gas-liquido è possibile determinare e modificare il trasferimento massico. Tale processo consente di ottenere una riduzione dei consumi energetici di rigenerazione e la membrana garantisce che il liquido assorbente non venga disperso. Permangono tuttavia delle criticità relative alla bagnabilità della membrana, che rallenta il flusso gassoso, e alla bassa stabilità del sistema nel tempo, dovuta alla volatilità dell'assorbente e alle potenziali interazioni membrana-liquido.
- *Tramite permeazione*: in questo caso si tratta di una membrana densa che sfrutta la selettività inversa per la cattura della CO_2. Il principale parametro da considerare è la permeabilità P_z di un gas z all'interno di una membrana polimerica, definita come il rapporto tra la densità di flusso molare del componente, J_z, e il gradiente di pressione parziale del gas in esame, attraverso la membrana di spessore l:

$$P_z = \frac{J_z}{(\Delta p_z/l)} \rightarrow J_z = P_z(\Delta p_z/l)$$

Dal momento che il trasporto di gas nella membrana è un processo di diffusione pura con un trascurabile termine convettivo (data l'elevata diluizione di gas nel polimero), esso è strettamente correlato al coefficiente di diffusione medio del gas nel polimero, $\overline{D_z}$, e al gradiente di concentrazione di gas nella membrana, secondo la legge di Fick:

$$J_z = \overline{D_z}(\Delta C_z/l)$$

A sua volta, essendo il gas permeato un componente disciolto nella membrana densa, è legato univocamente alla pressione parziale del gas a contatto con la membrana da un coefficiente di solubilità $\overline{S_z}$, che è una grandezza termodinamica:

$$\Delta C_z = \overline{S_z}\,\Delta p_z$$

Combinando le equazioni precedentemente enunciate, si ottiene la relazione tra permeabilità, diffusività e solubilità:

$$P_z = \overline{D_z}\,\overline{S_z}$$

Viene in tal modo matematicamente espresso il cosiddetto meccanismo di *soluzione-diffusione* in base al quale il trasporto dei gas attraverso una membrana è legato ad un contributo di natura cinetica e ad uno di natura termodinamica.
Fra le criticità annoveriamo il rendimento, che tuttavia può essere migliorato attraverso la funzionalizzazione della superficie con composti molto affini alla CO_2, fra cui le ammine o i sistemi con liquidi ionici polimerizzati che verranno trattati più dettagliatamente in seguito. Ciononostante, il processo risulta più stabile, dal momento che non è presente una fase liquida di assorbimento con le problematiche che da essa scaturiscono.

- *Tramite supporto liquido*: il meccanismo alla base di questo sistema consiste nel porre una sostanza liquida sulla superficie o all'interno dei pori della membrana, motivo per cui la denominazione più idonea sarebbe "membrane a liquido imprigionato". Tale tecnologia ha suscitato grande interesse in quanto correlata all'utilizzo di liquidi ionici come solventi per la cattura selettiva della CO_2: questa proprietà deriva dall'elevata affinità tra liquido e anidride carbonica che, dopo la sua diffusione attraverso la membrana, viene rilasciata dall'altro lato e asportata da uno "sweep gas" (ad esempio un flusso di azoto puro, N_2) o da un sistema a vuoto. Anche in questo caso il meccanismo di trasferimento di massa *soluzione-diffusione* regola il trasporto delle specie permeanti. Al fine di ottenere un'adeguata stabilità del processo è necessario ponderare la scelta della porosità della membrana, che ne regola la permeabilità. Dal momento che la fase liquida deve rimanere intrappolata all'interno del supporto, la soluzione ottimale è rappresentata dalle membrane polimeriche, le quali rendono maggiormente flessibile il sistema rispetto a quelle che utilizzano composti amminici come assorbenti (ad esempio MEA, DEA, …). Questi infatti, a causa della loro elevata volatilità, tendono ad ostacolare l'imprigionamento della CO_2, ragion per cui è stato proposto l'utilizzo di un flusso di sweep gas umidificato per ridurre al minimo tali problemi di stabilità, rendendo tuttavia necessarie nuove fasi di purificazione. Inoltre, come precedentemente esposto, la forza motrice che regola la separazione è il gradiente di pressione fra il lato permeato e quello alimentato; pertanto, comprimendo il gas di alimentazione o lavorando in condizione di vuoto l'effetto risulterà amplificato. Tuttavia, la prima soluzione incrementa il costo del processo complessivo, mentre la seconda opzione determina l'instabilità della membrana nel tempo a causa della volatilizzazione del solvente.

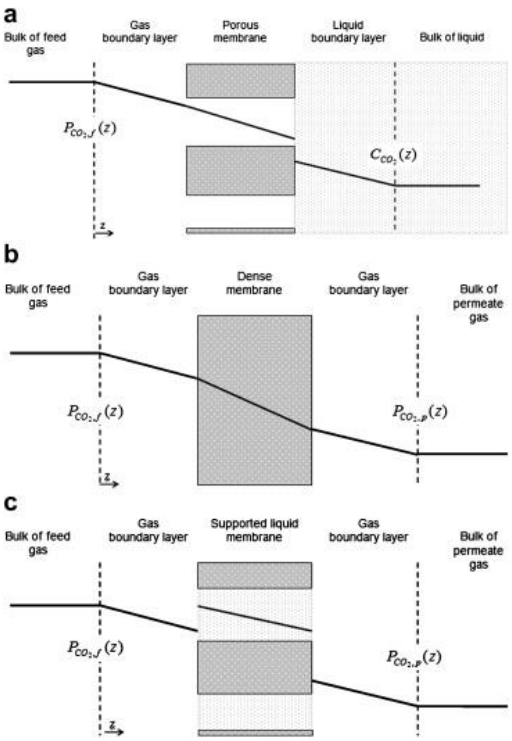

Figura 13. Schema dei processi di separazione: a) tramite contatto non dispersivo in una membrana porosa; b) permeazione; c) attraverso un supporto liquido.
Fonte: [34]

2.3.4 Processi criogenici [35]

I metodi criogenici (TRL 9-11) permettono di ottenere CO_2 in fase liquida ad elevato grado di purezza (> 90%); tali processi non richiedono l'utilizzo di sostanze chimiche altamente volatili (come nell'assorbimento) e vengono condotti sotto l'effetto di moderate pressioni. Risultano semplici dal punto di vista tecnologico, in quanto consistono in due o tre cicli consecutivi di compressione, raffreddamento, espansione e separazione.

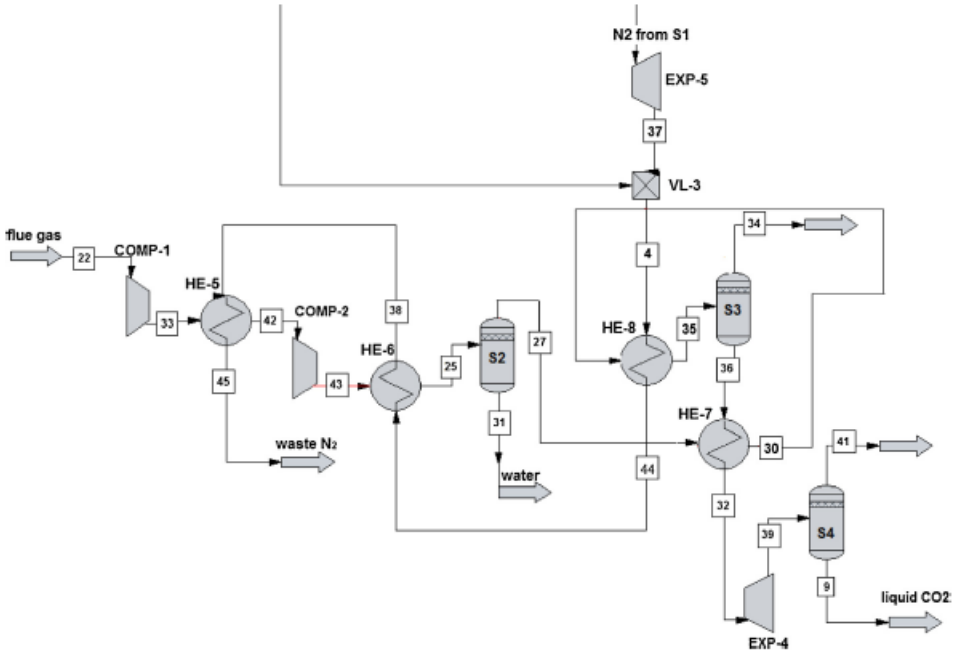

Figura 14. Processo criogenico di liquefazione e separazione della CO_2.
Fonte: [35]

Essenzialmente, l'unica limitazione del processo è l'elevato costo operativo associato al raggiungimento di temperature molto basse. Attualmente, solo poche soluzioni tecniche con un'elevata efficienza di separazione sono state trattate in letteratura, fra le quali la più frequentemente applicata sfrutta la desublimazione per la separazione criogenica della CO_2. Generalmente, il sistema di cattura dell'anidride carbonica è integrato a processi di gassificazione del gas naturale liquefatto (LNG) e/o alla separazione criogenica dell'aria.

2.4 Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)

La CO_2 derivante dal processo di cattura ha due possibili sviluppi: lo stoccaggio o l'utilizzo per la produzione eco-sostenibile di energia. La prima soluzione, se da una parte consente di ridurre le emissioni di anidride carbonica, dall'altra comporta una serie di problematiche concernenti, ad esempio, il trasporto e la scelta di un sito adatto al confinamento della CO_2. Ad aver suscitato grande interesse è il graduale avanzamento di promettenti tecnologie che consentono di riutilizzare la CO_2 catturata, rendendo il processo sostenibile sia dal punto di vista ambientale che economico. Di seguito verranno sinteticamente trattati l'idrogeno a basso contenuto di carbonio ottenuto a partire da processi integrati con sistema CCS, attualmente responsabili di ingenti emissioni di CO_2, e la produzione di metanolo rinnovabile.

Idrogeno

L'idrogeno si configura come la soluzione ideale nel processo di decarbonizzazione industriale per far fronte ai cambiamenti climatici, in quanto non comporta emissioni di gas serra (principalmente CO_2) quando viene utilizzato. Ci si aspetta un forte incremento

della domanda se si considerano gli innumerevoli settori di potenziale applicazione: processi industriali, trasporti, riscaldamento domestico e, possibilmente, per la generazione di elettricità. Le tre principali tecnologie utilizzate per la produzione di idrogeno a basso contenuto di carbonio sono:

- gas reforming (principalmente da steam methane reforming) con il CCS;
- gassificazione del carbone con il CCS;
- elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili.

Al momento si contano a livello globale cinque impianti integrati con CCS che producono idrogeno a basso contenuto di carbonio e tre sono ancora in fase di costruzione. L'attuale capacità di produzione di circa 1,5 milioni di tonnellate è destinata ad aumentare entro il 2050, superando il valore di 530 milioni di tonnellate annue.

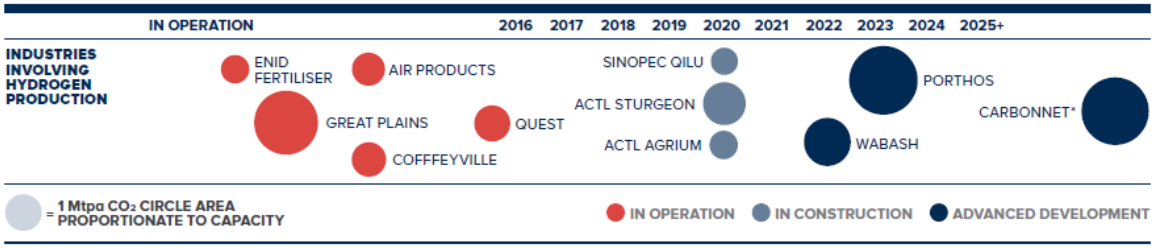

Figura 15. Impianti che includono la produzione di idrogeno con CCS.
Fonte: [37]

Metanolo rinnovabile

Il metanolo, o alcool metilico (CH_3OH), è il più semplice degli alcoli. Oggi è prodotto prevalentemente dal metano e soprattutto dal gas di sintesi derivante dalla gassificazione del carbone, attraverso processi catalitici operanti a temperatura moderata (250-270 °C) e ad alta pressione (50-100 bar). Tuttavia, le preoccupazioni sempre maggiori per i cambiamenti climatici, gli impegni assunti dai vari paesi per una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e il recente sviluppo tecnologico stanno gradualmente spostando l'interesse verso nuove forme di produzione, pienamente compatibili con l'ambiente.

Si parla di metanolo rinnovabile quando è ottenuto a partire da anidride carbonica e idrogeno prodotto dagli eccessi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, permettendo lo stoccaggio di energia altrimenti dissipata in forma chimica e contribuendo così alla stabilizzazione delle reti elettriche. Le potenziali applicazioni sono molteplici: facile da trasportare e stoccare (a differenza ad esempio dell'idrogeno), il metanolo è un ottimo vettore energetico che può essere impiegato come combustibile pulito per i trasporti pesanti (aerei e navale), per l'industria energetica e chimica.

Come riportato nella figura sottostante, le tecnologie sono ormai pronte e la loro affidabilità è dimostrata. Ad esempio, il primo e più importante impianto al mondo su scala commerciale è stato realizzato in Islanda, vicino a Reykjavík, presso il "George Olah Renewable Methanol Plant". In funzione dal 2011 e gestito da Carbon Recycling International, l'impianto converte ogni anno 5500 tonnellate di CO_2 in 4000 tonnellate di metanolo, venduto in diversi paesi del nord Europa. La CO_2 è di origine naturale,

vulcanica, mentre l'idrogeno è prodotto dall'acqua con energia elettrica proveniente dai vicini impianti geotermici.

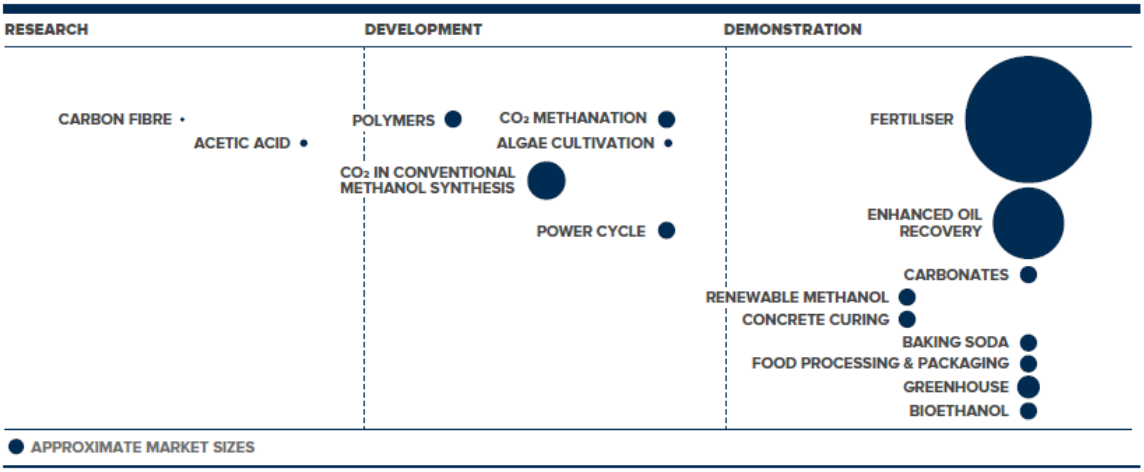

Figura 16. Livello di maturità tecnologica (TRL) e dimensione del mercato delle diverse tecnologie di utilizzo della CO_2.
Fonte: [37]

2.5 Costi di investimento e costi operativi [36, 44]

Nello studio di *Edward S. Rubin, John E. Davison, Howard J. Herzog, "The cost of CO_2 capture and storage", International Journal of Greenhouse Gas Control*, sono stati presi in considerazione diversi impianti (con una capacità di cattura >90%) delle maggiori organizzazioni governative e industriali nel Nord America e in Europa.
Trascurando il trasporto e lo stoccaggio, i costi delle differenti tecnologie di cattura della CO_2 sono stati determinati utilizzando i dati dei tre metodi principali:

1. post-combustione, attraverso sistemi a base di ammine;
2. pre-combustione, attraverso sistemi a base di assorbenti fisici;
3. ossi-combustione.

Questi sono stati successivamente confrontati con i risultati forniti dall'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) nello "Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage" (SRCCS) del 2005; al fine di valutare le variazioni dell'ultimo decennio, i costi sono stati adeguati ad una valuta comune (dollari) nell'anno di riferimento 2013.

- Post-combustione

Questa tecnologia può essere applicata ad impianti di potenza esistenti e di nuova costruzione alimentati, tra gli altri, a carbone polverizzato o a gas naturale.

Performance and Cost Measures for New SCPC Plants w/Bituminous Coal	Current values			Adjusted SRCCS values			Change in Rep. value (Current–Adjusted SRCCS)	
	Range		Rep. value	Range		Rep. value		
	Low	High		Low	High		Δ value	Δ%
Plant performance measures								
SCPC reference plant net power output (MW)	550	1030	742	462	758	587	155	26
Emission rate w/o capture (t CO_2/MWh)	0.746	0.840	0.788	0.736	0.811	0.762	0.03	3
Emission rate with capture (t CO_2/MWh)	0.092	0.120	0.104	0.092	0.145	0.112	−0.01	−7
Percent CO_2 reduction per MWh (%)	86	88	87	81	88	85	2	
Total CO_2 captured or stored (Mt/yr)	3.8	5.6	4.6	1.8	4.2	2.9	1.7	57
Plant efficiency w/o capture, HHV basis (%)	39.0	44.4	41.4	39.3	43.0	41.6	−0.2	−1
Plant efficiency w/capture, HHV basis (%)	27.2	36.5	31.6	28.9	34.0	31.8	−0.2	−1
Capture energy reqm't. (% more input/MWh)	21	44	32	24	40	31	1.1	3
Plant cost measures								
Total capital reqm't. w/o capture (USD/kW)	2313	2990	2618	1862	2441	2040	578	28
Total capital reqm't. with capture (USD/kW)	4091	5252	4580	2788	4236	3333	1247	37
Percent increase in capital cost w/capture (%)	58	91	75	44	73	63	13	
LCOE w/o capture (USD/MWh)	61	79	70	64	87	76	−6	−8
LCOE with capture only (USD/MWh)	94	130	113	93	144	119	−6	−5
Increase in LCOE, capture only (USD/MWh)	30	51	43	28	57	43	0	−1
Percent increase in LCOE w/capture only (%)	46	69	62	42	65	56	5	
Cost of CO_2 captured (USD/t CO_2)	36	53	46	33	58	48	−3	−6
Cost of CO_2 avoided, excl. T&S (USD/t CO_2)	45	70	63	44	86	67	−4	−6

Tabella 2. Performance attuali e passate e stima dei costi per la cattura post-combustione in impianti supercritici a carbone polverizzato utilizzando carbone bituminoso.
Fonte: [36]

Per le centrali a carbone bituminoso, si assume che l'efficienza di cattura post-combustione sia del 90%, come nel 2005. Dai risultati riportati nella Tabella 2 emerge che questa determina un incremento del consumo energetico complessivo dell'impianto del 21-44%, con un valore medio del 32%. Di conseguenza, la riduzione netta delle emissioni di CO_2 è del 86-88% per MWh, ossia più del 2% rispetto al SRCCS.
I costi del capitale degli impianti di riferimento con e senza cattura sono rispettivamente aumentati del 37% e del 28% rispetto al 2005, a causa di un'inflazione generale e di fattori di mercato.
La Figura 17 mostra che per le centrali elettriche a carbone, sulla base del costo del carburante e con 7500 ore equivalenti di funzionamento a pieno carico, l'aggiunta di un sistema di cattura della CO_2 e la successiva elaborazione della stessa per il trasporto, comporta un aumento dell'LCOE da ~48€/MWh a 60-70€/MWh. Quest'ultimo aspetto dipende dalla tecnologia applicata per una centrale di nuova generazione, mentre i costi per i primi impianti sono più elevati. Nonostante il significativo incremento, il costo medio dell'elettricità con o senza la cattura della CO_2 è diminuito rispettivamente del 5% e dell'8%, principalmente a causa dell'aumento del fattore di capacità delle centrali a carbone.
I costi di cattura della CO_2 e di emissioni evitate sono rispettivamente di 46 \$/t CO_2 e di 63 \$/t CO_2, ossia del 6% inferiori rispetto al 2005.

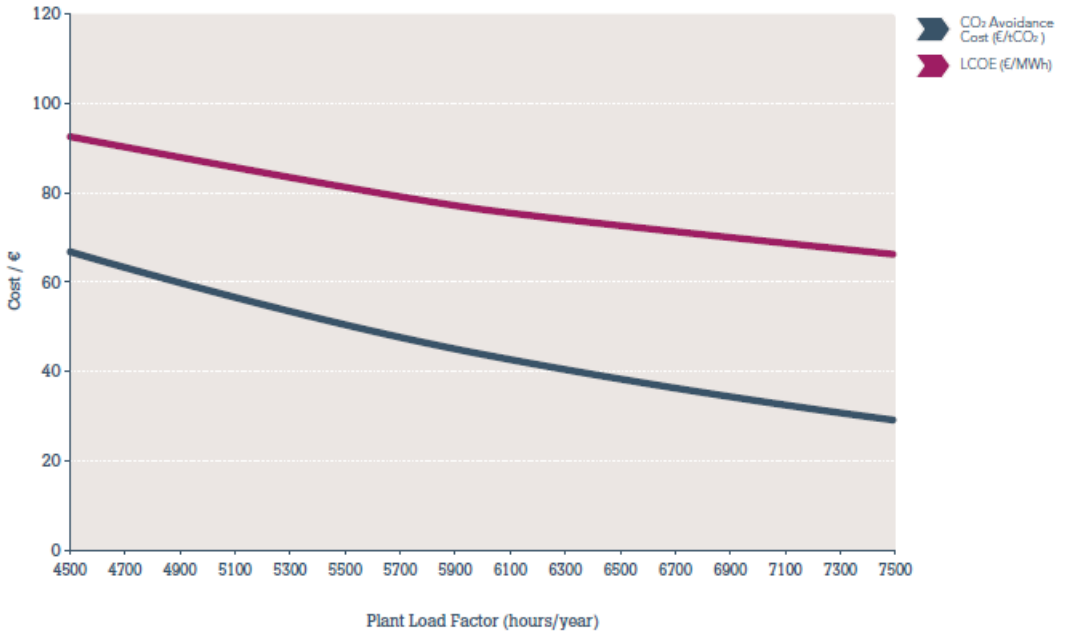

Figura 17. Dipendenza dell'LCOE e dei costi evitati dall'emissione dalle ore di funzionamento per impianti a carbone con cattura della CO_2.
Fonte: [44]

In paesi come gli Stati Uniti è aumentato l'interesse per la CCS in impianti a gas naturale, in quanto il basso prezzo di quest'ultimo ha condotto alla graduale sostituzione degli impianti a carbone polverizzato.

Performance and Cost Measures for New Natural Gas Combined Cycle Plants (NGCC)	Current values			Adjusted SRCCS values			Change in Rep. value (Current –Adjusted SRCCS)	
	Range		Rep. value	Range		Rep. value		
	Low	High		Low	High		Δ value	Δ%
Plant performance measures								
NGCC reference plant net power output (MW)	512	910	661	379	776	549	111	20
Emission rate w/o capture (t CO_2/MWh)	0.348	0.370	0.36	0.344	0.379	0.37	–0.01	-2
Emission rate with capture (t CO_2/MWh)	0.040	0.043	0.04	0.040	0.066	0.05	–0.01	–20
Percent CO_2 reduction per MWh (%)	88	89	88	83	88	86	2.5	
Total CO_2 captured or stored (Mt/yr)	1.1	2.3	1.6	0.7	1.8	1.2	0.4	32
Plant efficiency w/o capture, HHV basis (%)	48.7	53.2	51	45	52	50	1.1	2
Plant efficiency w/ capture, HHV basis (%)	42.4	47.0	44	43	45	43	0.7	2
Capture energy reqm't. (% more input/MWh)	13	18	16	6	22	15	1.4	9
Plant cost measures								
Total capital reqm't. w/o capture (USD/kW)	808	1378	1049	793	1066	889	160	18
Total capital reqm't. with capture (USD/kW)	1422	2626	2061	1381	1856	1562	499	32
Percent increase in capital cost for capture (%)	76	121	96	64	100	76	20	
LCOE w/o capture (USD/MWh)	42	83	64	37	72	55	9	17
LCOE with capture (USD/MWh)	63	115	92	56	102	81	10	13
Increase in LCOE with capture (USD/MWh)	19	40	28	19	36	26	1	5
Percent increase in LCOE for capture (%)	27	61	45	29	92	52	–7	
Cost of CO_2 captured (USD/t CO_2)	48	111	74	53	87	68	6	9
Cost of CO_2 avoided, excl. T&S (USD/t CO_2)	58	121	87	63	113	83	3	4

Tabella 3. Performance attuali e passate e stima dei costi per la cattura post-combustione in impianti a ciclo combinato con gas naturale.
Fonte: [36]

Le ultime due colonne della Tabella 3 mostrano come le performance con e senza cattura non presentino variazioni apprezzabili dal 2005. Le differenze maggiori riguardano un aumento di circa 100 MW nella dimensione media dell'impianto (dovuto all'utilizzo di turbine a gas più grandi) e un incremento di circa il 30% della quantità totale di CO_2 catturata e immagazzinata all'anno (a causa sia di una maggiore dimensione dell'impianto

che ad un aumento del 10% del fattore di capacità).
In termini di costi, oggi si rileva un aumento del 20% del costo del capitale degli impianti senza cattura rispetto alle valutazioni nel SRCCS. Questo suggerisce che potrebbero esserci ulteriori premi per il rischio a favore di questi sistemi durante periodi di fornitura limitata e/o domanda elevata. Dalla Tabella 3 si evince un ulteriore 20% nel costo aggiunto per la cattura della CO_2 rispetto al 2005, giustificato dal fatto che sono state incorporate le modifiche del design dell'impianto.
Il costo medio dell'elettricità e quello per tonnellata di CO_2 evitata sono rispettivamente aumentati del 5% e del 10% rispetto al SRCCS.
Queste stime sono frutto di un mix di studi statunitensi ed europei, dal momento che il costo del capitale è strettamente dipendente dal prezzo del carburante (come mostrato in Figura 18): a differenza dell'Europa, infatti, negli Stati Uniti non emerge un incremento netto, in quanto gli attuali bassi costi del gas non ne determinano una significativa variazione.

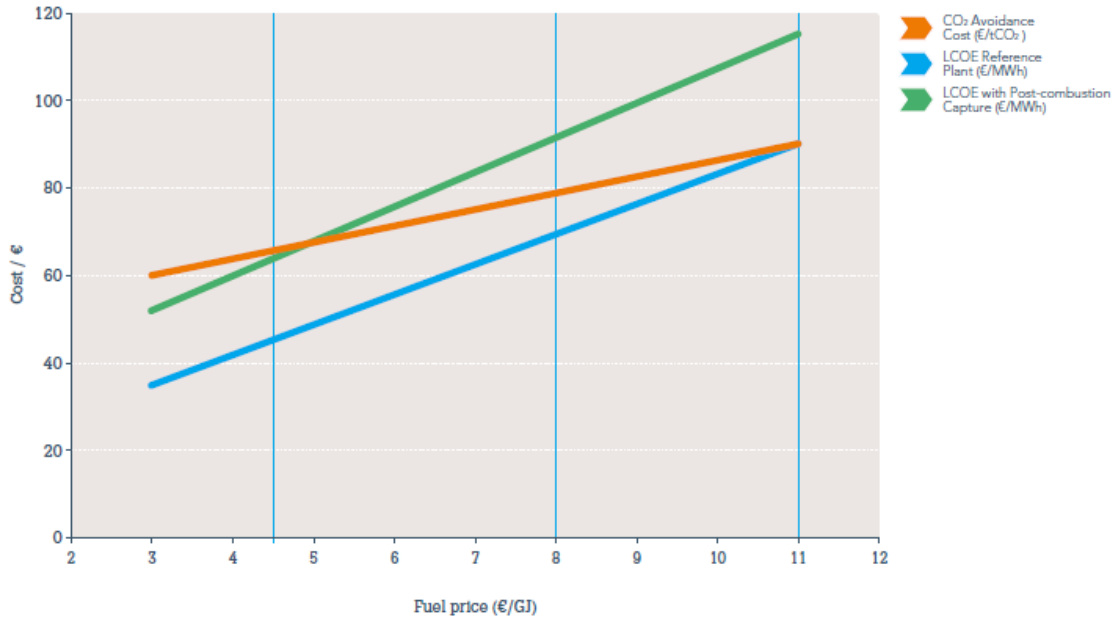

Figura 18. Dipendenza dell'LCOE e dei costi evitati dall'emissione di CO_2 dal prezzo del carburante. Fonte: [44]

I costi per evitare la CO_2 in un impianto a gas naturale sono ancora più che raddoppiati rispetto a quelli di una centrale elettrica a carbone, in parte a causa delle minori quantità di CO_2 da catturare, anche se l'LCOE rimane comunque competitiva con le altre fonti.

- Pre-combustione

Come nel 2005, la cattura pre-combustione è incentrata su impianti di gassificazione a ciclo combinato (IGCC). La tecnologia di cattura della CO_2 più utilizzata è quella che prevede il lavaggio del solvente (avvalendosi di assorbenti fisici piuttosto che chimici), sebbene esistano altri metodi innovativi e potenzialmente meno costosi che tuttavia sono ancora in fase di sviluppo.

Performance and Cost Measures for New IGCC Plants w/ Bituminous Coal	Current values			Adjusted SRCCS values			Change in Rep. value (Current – Adjusted SRCCS)	
	Range		Rep. value	Range		Rep. value		
	Low	High		Low	High		Δ Value	Δ%
Plant performance measures								
IGCC reference plant net power output (MW)	600	748	645	401	827	581	63	11
Emission rate w/o capture (t CO_2/MWh)	0.723	0.850	0.777	0.682	0.846	0.773	0.00	1
Emission rate with capture (t CO_2/MWh)	0.093	0.150	0.107	0.073	0.151	0.109	0.00	−1
Percent CO_2 reduction per MWh (%)	82	88	86	81	90	86	0	
Total CO_2 captured or stored (Mt/yr)	3.1	3.3	3.2	1.7	4.7	2.9	0.3	11
Plant efficiency w/o capture, HHV basis (%)	38.3	42.1	40	36.5	45.5	40	0	−1
Plant efficiency w/ capture, HHV basis (%)	29.9	32.6	31	30.0	38.5	34	−3	−8
Capture energy reqm't. (% more input/MWh)	20	35	28	14	25	19	9	49
Plant cost measures								
Total capital reqm't. w/o capture (USD/kW)	2687	3900	3181	1921	2441	2139	1042	49
Total capital reqm't. with capture (USD/kW)	3808	5148	4366	2323	3730	2940	1426	49
Percent increase in capital cost w/ capture (%)	30	47	38	19	66	37	1	
LCOE w/o capture (USD/MWh)	82	99	90	69	103	80	10	12
LCOE with capture only (USD/MWh)	111	130	120	92	133	106	14	13
Increase in LCOE, capture only (USD/MWh)	24	36	30	16	37	26	4	17
Percent increase in LCOE w/ capture only (%)	26	41	34	20	54	33	1	
Cost of CO_2 captured (USD/t CO_2)	28	41	34	20	51	32	2	6
Cost of CO_2 avoided, excl. T&S (USD/t CO_2)	37	58	46	24	62	39	6	16

Tabella 4. Performance attuali e passate e stima dei costi per la cattura pre-combustione in impianti supercritici a carbone polverizzato utilizzando carbone bituminoso.
Fonte: [36]

Come riportato nella Tabella 4, le efficienze e le emissioni per gli impianti di gassificazione a ciclo combinato con e senza cattura sono a grandi linee simili a quelle degli impianti supercritici a carbone polverizzato (Tabella 2). L'efficienza media degli impianti IGCC senza cattura è rimasta immutata dal 2005, mentre quella con cattura si è ridotta di 3 punti percentuali: questo sembra essere dovuto in gran parte al diverso mix di tipologie di gassificatori analizzati nel SRCCS rispetto a quelli più recenti presi in considerazione nel suddetto articolo. Infatti, le differenze di composizione del syngas dei vari gassificatori comporta, a sua volta, diversi requisiti energetici per la cattura. Inoltre, le modifiche del design nelle unità di conversione e separazione della CO_2, oltre che una valutazione maggiormente rigorosa riguardo alle prestazioni delle turbine a gas che utilizzano l'idrogeno come carburante, possono contribuire ad incrementare il fabbisogno energetico per la cattura.

Per i costi del capitale, con e senza cattura, si registra un aumento di circa il 50% rispetto al 2005, probabilmente dovuto ai cambiamenti del design e degli obiettivi degli attuali progetti.

Il prezzo medio dell'elettricità negli impianti IGCC con cattura, paragonato con quello degli impianti supercritici a carbone polverizzato con cattura, risulta essere maggiore del 6%, mentre nel 2005 risultava inferiore dell'11%. Ciò indica una potenziale inversione circa l'interesse economico di queste due tecnologie. Se invece si confronta il prezzo medio dell'elettricità più recente con quello del 2005, si riscontra un incremento medio del 12-13% per gli impianti IGCC con cattura. È inoltre aumentato il costo della CO_2 evitata del 16%, al contrario degli impianti supercritici a carbone i quali presentano una riduzione del 6%.

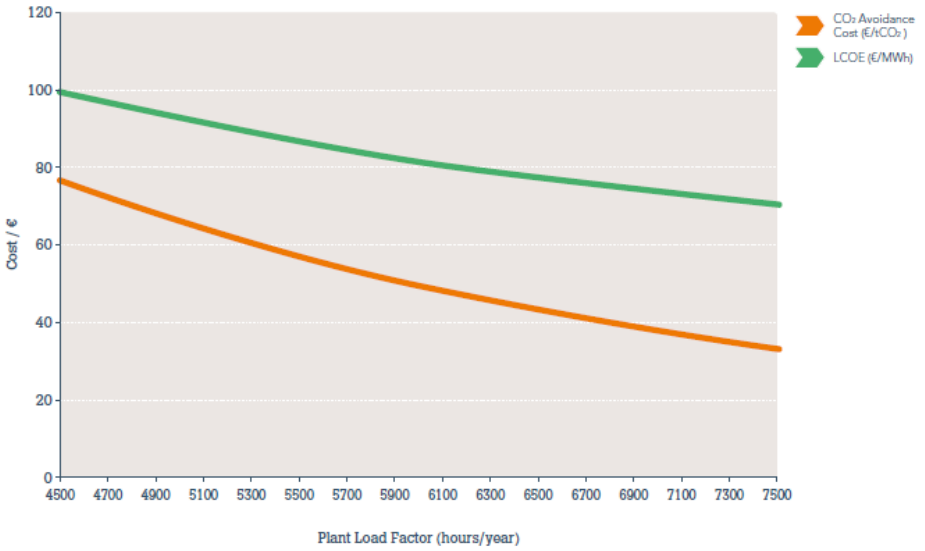

Figura 19. Dipendenza dell'LCOE e dei costi evitati dall'emissione dalle ore di funzionamento per impianti IGCC con cattura della CO_2.
Fonte: [44]

- Ossi-combustione

L'ossi-combustione è una tecnologia alternativa di cattura alla pre/post-combustione che ha subito importanti sviluppi negli ultimi anni. Tuttavia, i costi di tale sistema non sono stati inclusi nel report del 2005, in quanto i dati disponibili non erano ancora sufficienti a fornire un'analisi dettagliata. Per tale ragione nel SRCCS, sono stati perlopiù trattati gli aggiornamenti dell'ossi-combustione applicati a boiler subcritici a carbone polverizzato ed è stato proposto solo uno studio riguardante un'unità supercritica. Al contrario, Rubin et al. Si sono focalizzati principalmente sull'ossi-combustione in nuovi impianti supercritici o ultra-supercritici, in particolare su carboni di basso grado (sub-bituminosi e ligniti). Le centrali e il design di processo sono attualmente più complessi rispetto al 2005, dal momento che spesso includono molteplici flussi di riciclo dei fumi, integrazione di calore e diverse tipologie di unità di rimozione degli inquinanti.

Performance and Cost Measures for New Oxy-Combustion Plants with Subbituminous or Bituminous Coals	Current study values		
	Range		Rep. value
	Low	High	
Plant performance measures			
SCPC/USC reference plant net power output (MW)	550	1030	684
Emission rate w/o capture (t CO_2/MWh)	0.75	0.861	0.83
Emission rate with capture (t CO_2/MWh)	0.017	0.11	0.08
Percent CO_2 reduction per MWh (%)	90	98	92
Total CO_2 captured or stored (Mt/yr)	3.1	5.5	3.9
Plant efficiency w/o capture, HHV basis (%)	38.7	42	39
Plant efficiency w/capture, HHV basis (%)	30.1	34.1	32
Capture energy reqm't. (% more input/MWh)	24	29	25
Plant cost measures			
Total capital reqm't. w/o capture (USD/kW)	2455	2681	2589
Total capital reqm't. with capture (USD/kW)	4278	5372	4939
Percent increase in capital cost w/capture (%)	67	106	91
LCOE w/o capture (USD/MWh)	56	68	64
LCOE with capture only (USD/MWh)	91	121	110
Increase in LCOE, capture only (USD/MWh)	35	56	46
Percent increase in LCOE w/capture only (%)	60	84	72
Cost of CO_2 captured (USD/t CO_2)	36	67	52
Cost of CO_2 avoided, excl. T&S (USD/t CO_2)	45	73	62

Tabella 5. Performance attuali e passate e stima dei costi per la cattura ossi-combustione in impianti supercritici/ultra-supercritici a carbone polverizzato utilizzando carbone sub-bituminoso e bituminoso.
Fonte: [36]

La Tabella 5 riporta le performance e i costi dell'ossi-combustione in nuovi impianti che bruciano carbone sub-bituminoso o bituminoso. A causa della bassa qualità dei carboni, l'efficienza di base degli impianti senza CCS è leggermente inferiore rispetto ai dati relativi ai medesimi della Tabella 2.
Per questo metodo di cattura, si è soliti utilizzare la separazione criogenica dell'aria per la produzione di ossigeno, generando così un flusso di CO_2 altamente puro (>99%), paragonabile a quello ottenuto in pre/post-combustione.
Il consumo energetico per la cattura e la compressione dell'anidride carbonica richiede approssimativamente il 25% in più di carbone di input per MWh di elettricità prodotta.
In termini di costi, la Tabella 5 mostra come i sistemi con ossi-combustione comportino un incremento medio del 91% del costo totale del capitale e del 72% del costo medio dell'elettricità rispetto agli stessi tipi di impianti senza cattura della CO_2. Si evidenzia inoltre su base assoluta che il costo medio dell'elettricità, riferita agli impianti a carbone polverizzato supercritici senza cattura, è di circa il 10% inferiore per l'ossi-combustione (Tabella 5) rispetto alla post-combustione (Tabella 2). Ciò si spiega considerando che l'ossi-combustione è basata principalmente sull'utilizzo di carbone sub-bituminoso, il quale risulta sostanzialmente più economico del carbone bituminoso impiegato nella post-combustione. Pertanto, i valori assoluti del costo medio dell'elettricità degli impianti (Tabella 2 e Tabella 5) non dovrebbero essere direttamente paragonati, dal momento che il tipo di carbone e il rispettivo prezzo differiscono.

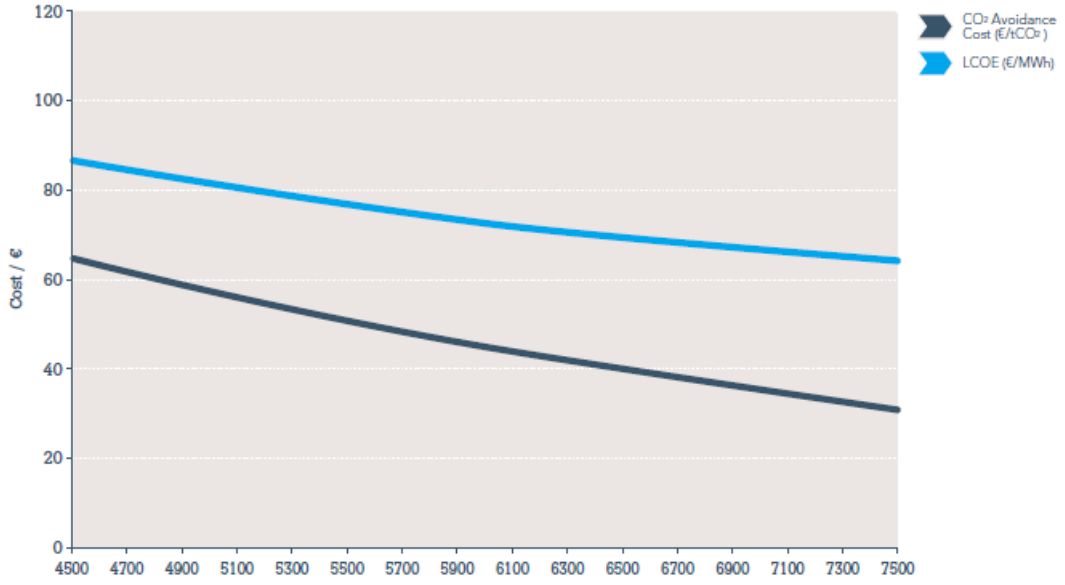

Figura 20. Dipendenza dell'LCOE e dei costi evitati dall'emissione dalle ore di funzionamento per impianti supercritici/ultra-supercritici a carbone polverizzato utilizzando carbone sub-bituminoso e bituminoso con cattura della CO_2.
Fonte: [44]

Tuttavia, è necessario considerare che nel futuro la disponibilità potrà differire leggermente per le diversi tecnologie di cattura e lo sviluppo di energia rinnovabile potrà anche limitare il tempo operativo degli impianti. Un impianto CCS sarà sempre impiegato prima di qualsiasi altra centrale elettrica alimentata a combustibili fossili, a causa dei minori costi operativi variabili (quando i prezzi EUA sono presi in considerazione). Un impianto senza CCS, infatti, soffrirà del costo degli EUA. Per illustrare l'impatto della disponibilità per centrali elettriche con cattura di CO_2, è stato effettuato un calcolo dei costi di generazione come una funzione di ore di funzionamento equivalente (Figura 17, Figura 19 e Figura 20).

Dal momento che i costi per evitare la CO_2 sono alti con una bassa efficienza in impianti di potenza a vapore sub-critici, è necessario che le centrali elettriche europee di nuova costruzione siano impianti a vapore ultra-supercritici all'avanguardia, che possano in futuro essere dotati di CCS, se non costruiti direttamente con CCS.

3. Panoramica impianti esistenti con cattura della CO_2

Applicata su larga scala, la CCS potrebbe ridurre notevolmente le emissioni di gas a effetto serra. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) afferma che gli scenari relativi ai cambiamenti climatici, incluso quello delineato nell'Accordo di Parigi, non possono essere raggiunti senza applicare la CCS alla produzione di energia elettrica e ad altri settori ritenuti vitali per l'economia globale, come l'industria dell'acciaio e del cemento. Ulteriori impianti CCS su larga scala sono quelli adibiti alla raffinazione e alla lavorazione di prodotti chimici, petrolio e gas, nonché alla produzione di fertilizzanti, che producono un flusso di CO_2 pura come sottoprodotto delle proprie lavorazioni.
La nascita della cattura e dello stoccaggio della CO_2 risale a più di 45 anni fa e il primo impianto CCS su larga scala fu quello denominato Val Verde, in Texas. Nel corso degli ultimi anni è cresciuta la presenza di impianti integrati con CCS: quelli operativi e in fase di costruzione detengono la capacità complessiva di catturare e di immagazzinare permanentemente circa 40 milioni di tonnellate di CO_2 ogni anno, anche se questo dato è destinato ad aumentare.
Ad oggi, ci sono 51 strutture a livello globale:

- 19 sono operative;
- 4 in fase di costruzione;
- 10 hanno raggiunto un grado di sviluppo avanzato adottando un approccio di tipo FEED (front end engineering design);
- 18 ancora in fase di sviluppo.

Inoltre, ci sono altre 39 strutture pilota ed impianti dimostrativi e 9 centri che testano le diverse tecnologie CCS.

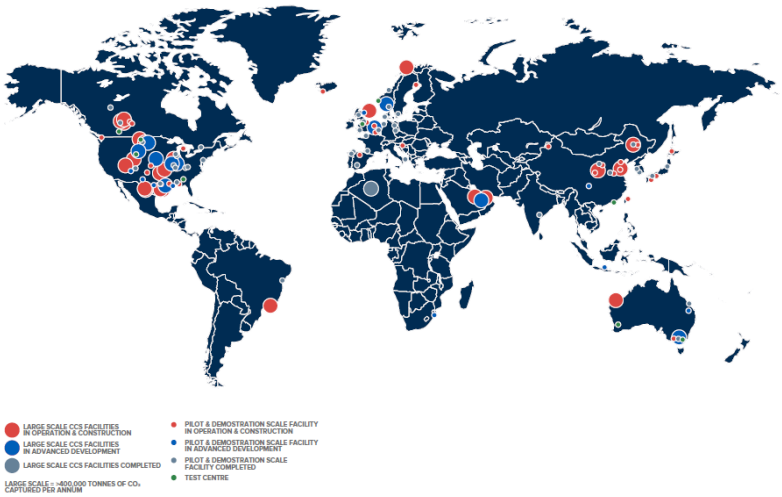

Figura 21. Mappatura impianti CCS nel mondo.
Fonte: [37]

Si riporta qui di seguito un focus su alcuni impianti rappresentativi dal punto di vista della modalità di cattura, della capacità complessiva, degli obiettivi e del grado di

avanzamento.

Figura 22. Val Verde Gas Plants, Texas, US.
Fonte: [40]

Val Verde (1972), il primo impianto su larga scala di trattamento del gas naturale ad aver applicato la CCS in pre-combustione, è situato nei pressi di un giacimento petrolifero in Texas (USA). Il motore principale del suo sviluppo è stato l'*enhanced oil recovery* (EOR), una tecnica che consente di ottimizzare il recupero di petrolio nei giacimenti maturi. L'anidride carbonica viene iniettata nel sottosuolo al fine di estrarre maggiori quantità di petrolio per poi essere stoccata permanentemente nei pori che, in precedenza, contenevano gli idrocarburi. Oggi la CO_2 catturata viene trasportata attraverso la pipeline diretta a McCamey, Texas, dove si collega con quelle di Canion Reef Carriers (CRC) e di Pecos, per essere successivamente distribuita nei giacimenti maturi per l'EOR. L'impianto presenta una capacità di cattura di circa 0,4-0,5 milioni di tonnellate per anno.

Figura 23. Sleipner, Norvegia.
Fonte: [40]

Il primo impianto ad aver utilizzato la tecnologia CCS con l'obiettivo di ridurre le emissioni fu Sleipner (1996), una piattaforma offshore al largo della Norvegia. La CO_2 contenuta nel gas del giacimento sottostante viene separata sulla piattaforma mediante un processo post-combustione di scrubbing con ammina e, successivamente, iniettata in

appositi siti di stoccaggio geologici, ossia serbatoi di arenaria. L'impianto presenta una capacità di cattura di circa 0,85 milioni di tonnellate per anno e, dalla nascita, sono state immagazzinate più di 17 milioni di tonnellate di CO_2.
Una delle grandi sfide del progetto è stata quella di capire come monitorare il "plume" della CO_2 che col tempo si raccoglieva nella formazione rocciosa, per dimostrare che sarebbe rimasto all'interno del deposito senza perdite. Per farlo, sono stati eseguiti rilevamenti di monitoraggio sismico ad intervalli regolari. Questi mostrano che il "plume" permane all'interno della formazione rocciosa, diventando sempre più grande man mano che viene iniettata altra CO_2.
Grazie a questa tecnologia, la compagnia è esente dalla tassa sul carbone della Norvegia del 1991 e riceve crediti di carbonio dall'ETS EU.

Figura 24. Gorgon Injection Project, Australia.
Fonte: [40]

Nel 2019 è stato avviato il più grande sito di stoccaggio geologico al mondo con una capacità complessiva di immagazzinamento di circa 120 milioni di tonnellate: si tratta del Gorgon CO_2 Injection, situato a Barrow Island, una piccola isola al largo dell'Australia occidentale. La CO_2 viene separata e catturata durante l'estrazione di petrolio e gas naturale mediante un processo di scrubbing con ammina, per essere poi compressa e trasportata tramite una pipeline per un breve tratto. Il passaggio successivo prevede l'iniezione a 2 km di profondità in una formazione salina. Le operazioni sono iniziate nell'agosto 2019 e l'attuale capacità di cattura ammonta a 3,4-4 milioni di tonnellate per anno.

Figura 25. Petra Nova CCS project, Texas, US.
Fonte: [41]

L'impianto Petra Nova, operativo dal 2017, è una centrale a carbone con il più grande sistema di cattura post-combustione della CO_2 al mondo. Infatti, l'unità di produzione 8 della centrale W. A. Parish (vicino a Houston) è stata rinnovata per garantire una capacità di cattura di 1,4 milioni di tonnellate per anno. La CO_2 catturata viene trasportata tramite una pipeline in un giacimento petrolifero vicino a Houston per l'EOR. A causa della caduta del prezzo del petrolio, dall'inizio del 2020 le operazioni di cattura sono state sospese in attesa di una ripresa economica.

Figura 26. Tomakomai, Giappone.
Fonte: [42]

Situato al porto di Tomakomai (Hokkaido, Giappone), si tratta di un progetto supportato dal Ministro dell'Economia, dei Trasporti e dell'Industria. Ancora in fase dimostrativa, l'impianto prevede la cattura della CO2 da un'unità di produzione di idrogeno nella raffineria gestita da Idemitsu Kosan e rappresenta il primo sistema CCS a ciclo completo in Asia. Tra il 2016 e il 2018 circa 100000 tonnellate di CO2 per anno sono state iniettate in due siti di stoccaggio limitrofi, sottoposti dopo la procedura a continuo monitoraggio.

NO.	TITLE	STATUS	COUNTRY	OPERATION DATE	INDUSTRY	CAPTURE CAPACITY (Mtpa)	CAPTURE TYPE	STORAGE TYPE
1	GORGON CARBON DIOXIDE INJECTION	Operating	Australia	2019	Natural Gas Processing	3.4 - 4.0	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
2	JILIN OIL FIELD CO_2-EOR	Operating	China	2018	Natural Gas Processing	0.6	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
3	ILLINOIS INDUSTRIAL CARBON CAPTURE AND STORAGE	Operating	United States of America	2017	Ethanol Production	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
4	PETRA NOVA CARBON CAPTURE	Operating	United States of America	2017	Power Generation	1.4	Post-combustion capture	Enhanced Oil Recovery
5	ABU DHABI CCS (PHASE 1 BEING EMIRATES STEEL INDUSTRIES)	Operating	United Arab Emirates	2016	Iron and Steel Production	0.8	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
6	QUEST	Operating	Canada	2015	Hydrogen Production for Oil Refining	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
7	UTHMANIYAH CO_2-EOR DEMONSTRATION	Operating	Saudi Arabia	2015	Natural Gas Processing	0.8	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
8	BOUNDARY DAM CCS	Operating	Canada	2014	Power Generation	1	Post-combustion capture	Enhanced Oil Recovery
9	PETROBRAS SANTOS BASIN PRE-SALT OIL FIELD CCS	Operating	Brazil	2013	Natural Gas Processing	3	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
10	COFFEYVILLE GASIFICATION PLANT	Operating	United States of America	2013	Fertiliser Production	1	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
11	AIR PRODUCTS STEAM METHANE REFORMER	Operating	United States of America	2013	Hydrogen Production for Oil Refining	1	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
12	LOST CABIN GAS PLANT	Operating	United States of America	2013	Natural Gas Processing	0.9	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
13	CENTURY PLANT	Operating	United States of America	2010	Natural Gas Processing	8.4	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
14	SNØHVIT CO_2 STORAGE	Operating	Norway	2008	Natural Gas Processing	0.7	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
15	GREAT PLAINS SYNFUELS PLANT AND WEYBURN-MIDALE	Operating	United States of America	2000	Synthetic Natural Gas	3	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
16	SLEIPNER CO_2 STORAGE	Operating	Norway	1996	Natural Gas Processing	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
17	SHUTE CREEK GAS PROCESSING PLANT	Operating	United States of America	1986	Natural Gas Processing	7	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
18	ENID FERTILISER	Operating	United States of America	1982	Fertiliser Production	0.7	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
19	TERRELL NATURAL GAS PROCESSING PLANT (FORMERLY VAL VERDE NATURAL GAS PLANTS)	Operating	United States of America	1972	Natural Gas Processing	0.4 - 0.5	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery

NO.	TITLE	STATUS	COUNTRY	OPERATION DATE	INDUSTRY	CAPTURE CAPACITY (Mtpa)	CAPTURE TYPE	STORAGE TYPE
1	GORGON CARBON DIOXIDE INJECTION	Operating	Australia	2019	Natural Gas Processing	3.4 - 4.0	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
2	JILIN OIL FIELD CO_2-EOR	Operating	China	2018	Natural Gas Processing	0.6	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
3	ILLINOIS INDUSTRIAL CARBON CAPTURE AND STORAGE	Operating	United States of America	2017	Ethanol Production	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
4	PETRA NOVA CARBON CAPTURE	Operating	United States of America	2017	Power Generation	1.4	Post-combustion capture	Enhanced Oil Recovery
5	ABU DHABI CCS (PHASE 1 BEING EMIRATES STEEL INDUSTRIES)	Operating	United Arab Emirates	2016	Iron and Steel Production	0.8	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
6	QUEST	Operating	Canada	2015	Hydrogen Production for Oil Refining	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
7	UTHMANIYAH CO_2-EOR DEMONSTRATION	Operating	Saudi Arabia	2015	Natural Gas Processing	0.8	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
8	BOUNDARY DAM CCS	Operating	Canada	2014	Power Generation	1	Post-combustion capture	Enhanced Oil Recovery
9	PETROBRAS SANTOS BASIN PRE-SALT OIL FIELD CCS	Operating	Brazil	2013	Natural Gas Processing	3	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
10	COFFEYVILLE GASIFICATION PLANT	Operating	United States of America	2013	Fertiliser Production	1	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
11	AIR PRODUCTS STEAM METHANE REFORMER	Operating	United States of America	2013	Hydrogen Production for Oil Refining	1	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
12	LOST CABIN GAS PLANT	Operating	United States of America	2013	Natural Gas Processing	0.9	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
13	CENTURY PLANT	Operating	United States of America	2010	Natural Gas Processing	8.4	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
14	SNØHVIT CO_2 STORAGE	Operating	Norway	2008	Natural Gas Processing	0.7	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
15	GREAT PLAINS SYNFUELS PLANT AND WEYBURN-MIDALE	Operating	United States of America	2000	Synthetic Natural Gas	3	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
16	SLEIPNER CO_2 STORAGE	Operating	Norway	1996	Natural Gas Processing	1	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
17	SHUTE CREEK GAS PROCESSING PLANT	Operating	United States of America	1986	Natural Gas Processing	7	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
18	ENID FERTILISER	Operating	United States of America	1982	Fertiliser Production	0.7	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery
19	TERRELL NATURAL GAS PROCESSING PLANT (FORMERLY VAL VERDE NATURAL GAS PLANTS)	Operating	United States of America	1972	Natural Gas Processing	0.4 - 0.5	Industrial separation	Enhanced Oil Recovery

NO.	TITLE	STATUS	COUNTRY	OPERATION DATE	INDUSTRY	CAPTURE CAPACITY (Mtpa)	CAPTURE TYPE	STORAGE TYPE
37	THE CLEAN GAS PROJECT	Early development	United Kingdom	2024-2025	Power generation	1.7 - 2.0	Post-combustion capture	Dedicated Geological Storage
38	CALEDONIA CLEAN ENERGY	Early development	United Kingdom	2025	Power generation	3.00	Post-combustion capture	Dedicated Geological Storage
39	OXY AND CARBON ENGINEERING DIRECT AIR CAPTURE AND EOR FACILITY	Early development	United States of America	2025	N/A	1.0	Direct Air Capture	Enhanced Oil Recovery
40	SOUTH WEST HUB	Early development	Australia	2025	Fertiliser production and power generation	2.50	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
41	HYNET NORTH WEST	Early development	United Kingdom	Mid-2020's	Hydrogen production	2.00	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
42	PROJECT ECO2S: EARLY CO_2 STORAGE COMPLEX IN KEMPER COUNTY	Early development	United States of America	2026	In Evaluation	3.00	In Evaluation	Dedicated Geological Storage
43	NORTHERN GAS NETWORK H21 NORTH OF ENGLAND	Early development	United Kingdom	2026 - 2028	Hydrogen production	1.5 - 20	Industrial separation	Dedicated Geological Storage
44	ERVIA CORK CCS	Early development	Ireland	2028	Power generation and hydrogen production	2.50	Under Evaluation	Dedicated Geological Storage
45	CHINA RESOURCES POWER (HAIFENG) INTEGRATED CARBON CAPTURE AND SEQUESTRATION DEMONSTRATION	Early development	China	2020's	Power generation	1.00	Post-combustion capture	Dedicated Geological Storage
46	HUANENG GREENGEN IGCC PROJECT (PHASE 3)	Early development	China	2020's	Power generation	2.00	Pre-combustion capture (gasification)	Under evaluation
47	KOREA-CCS 1 & 2	Early development	South Korea	2020's	Power generation	1.00	Post-combustion capture	Dedicated Geological Storage
48	SHENHUA NINGXIA CTL	Early development	China	2020's	Coal-to-liquids (CTL)	2.00	Industrial separation	Under evaluation
49	SINOPEC SHENGLI POWER PLANT CCS	Early development	China	2020's	Power generation	1.00	Post-combustion capture	Enhanced oil recovery
50	NET ZERO TEESSIDE	Early development	United Kingdom	2020's	Various	0.8 - 10	Various	Dedicated Geological Storage
51	ACORN SCALABLE CCS DEVELOPMENT	Early development	United Kingdom	End-2020's	Various	3.0 - 4.0	Under Evaluation	Dedicated Geological Storage

Figura 27. Impianti su larga scala integrati CCS in operazione, in costruzione, in fase di sviluppo avanzato o iniziale. Fonte: [37]

4. Studio fattibilità tecnico: Identificazione di uno o più casi studio di interesse e valutazione comparativa su fattibilità tecnica

In questo studio sono stati analizzati tre diversi processi di separazione e cattura della CO_2:

1. absorbimento tramite monoetanolammina (MEA);
2. absorbimento tramite una miscela di MEA e liquidi ionici;
3. membrane.

Per ciascuna delle suddette tecnologie i parametri di input che determinano l'intero processo sono: potenza elettrica netta, portata di fumi con le rispettive condizioni termodinamiche, composizione dei fumi in ingresso, condizioni termodinamiche della CO_2 prodotta, rendimento meccanico delle pompe e infine condizioni termodinamiche dell'acqua di raffreddamento.

DATI IMPIANTO								
	DATI INPUT							
Potenza elettrica netta	-	MW_e						
Portata fumi	-	kg/s	-	m^3/s				
Pressione fumi ingresso	-	bar				PM CO_2	44	g/mol
Temperatura fumi	-	°C				PM fumi	-	g/mol
Concentrazione CO_2	-	%_vol				densità fumi (0 °C)	-	kg/m^3
CO_2	-					densità fumi (T_fumi)	-	kg/m^3
N_2	-					densità CO_2 (T_fumi)	-	kg/m^3
O_2	-					calore specifico fumi	1100	J/kg/K
H_2O	-							
	-							
CO_2								
Pressione CO_2 compressa	-	bar						
Temperatura CO_2 compressa	-	°C						
η_{pompa}	-							
Pressione acqua	-	bar						
Temperatura acqua ingresso	-	°C						
ΔT	-	°C						
Temperatura acqua uscita	-	°C						

Figura 28. Dati di input.
Fonte: [45]

Il fine ultimo è quello di calcolare le portate circolanti nel sistema e i consumi dei singoli componenti, per poter successivamente determinare la penalità energetica definita come:

$$Penalità\ energetica = 1 - \frac{\dot{P_{CCS}}}{\dot{P}_{out,ref}}$$

dove $\dot{P}_{out,ref}$ è la potenza in uscita dall'impianto di riferimento, mentre $\dot{P}_{CCS}$ è la potenza richiesta per la cattura della CO_2. Quest'ultimo comprende i consumi delle pompe, dei compressori e, ove presente, del *reboiler*. Tale equazione permette di valutare l'impatto a livello energetico che le diverse tecnologie per la cattura dell'anidride carbonica hanno sull'impianto.

4.1 MEA – Processo di absorbimento [45, 46, 47]

4.1.1 Contestualizzazione

Il processo di absorbimento tramite MEA rappresenta una delle scelte più mature e affidabili dal punto di vista tecnologico, incorporato con successo per decenni nella separazione della CO_2 da varie miscele di gas industriali. Esso si basa sull'affinità del solvente con l'anidride carbonica, disciolta nella fase liquida, mentre gli altri componenti del gas (principalmente N_2 e O_2) rimangono nella fase gassosa. Infatti, in numerosi casi la CO_2 presenta elevata purezza nel prodotto finale e ciò indica alta selettività del processo di absorbimento. Il solvente può essere scelto da un'ampia gamma di candidati, tuttavia le ammine (come la monoetanolammina) sono quelle più sviluppate e maggiormente efficaci, impiegate per la cattura post-combustione indipendentemente dal fatto che siano poco ecocompatibili e corrosive per le apparecchiature.
La maggior preoccupazione di tale processo riguarda l'elevata richiesta di energia per la rigenerazione del solvente, stimata tra i 3,5-4,5 GJ/ton di CO_2, ossia più del 50% della spesa energetica totale di cattura.

4.1.2 Ipotesi semplificative del modello

Tramite la consultazione di articoli di letteratura scientifica, nel modello proposto sono stati preimpostati i seguenti parametri:

- composizione del solvente in peso: 30% MEA e 70% acqua;
- percentuale di cattura di CO_2: 90%;
- energia richiesta per la rigenerazione del solvente: 4,5 GJ/ton di CO_2;
- portata specifica di solvente: 2,7 kg/kg $_{\text{gas di scarico}}$;
- vapore richiesto per la rigenerazione del solvente: 1,5 kg/kg $_{CO2}$;
- perdita di solvente: 0,665 kg/kg $_{CO2}$;
- rendimento isentropico di compressione: 1.
- $W_{el,reboiler} = \eta_{eff} * \phi_{th,reboiler} * (1 - \frac{T_{condenser}}{T_{reboiler}+10})$
  $\eta_{eff} = (0{,}7855 + 1{,}485 * 10^{-4} * p_{steam})$
  dove $W_{el,\,reboiler}$ rappresenta l'equivalente elettrico del calore per la rigenerazione del solvente, $\phi_{th,reboiler}$ è il calore richiesto dal *reboiler* (MW_{th}), $T_{condenser}$ e $T_{reboiler}$ sono le temperature, espresse in Kelvin, rispettivamente della parte superiore e inferiore della colonna mentre p_{steam} è la pressione (kPa) del vapore inviato al *reboiler*.

Infine, gli scambiatori di calore sono adiabatici e si presume che il gas di combustione venga pretrattato per la rimozione di ceneri e gas acidi (come SO_2 e NO_x) prima di entrare nel processo di cattura della CO_2.

4.1.3 Descrizione del modello

Il modello si compone di:

- due compressori, rispettivamente per i gas d'alimentazione e per la CO_2 prodotta;
- tre scambiatori di calore: due ad acqua, rispettivamente per i gas d'alimentazione e per il solvente povero, mentre il terzo è uno scambiatore a flussi incrociati tra il solvente ricco e quello povero;
- una colonna di assorbimento;
- una pompa;
- una colonna di rigenerazione;
- un *reboiler*;
- un mixer;
- un condensatore.

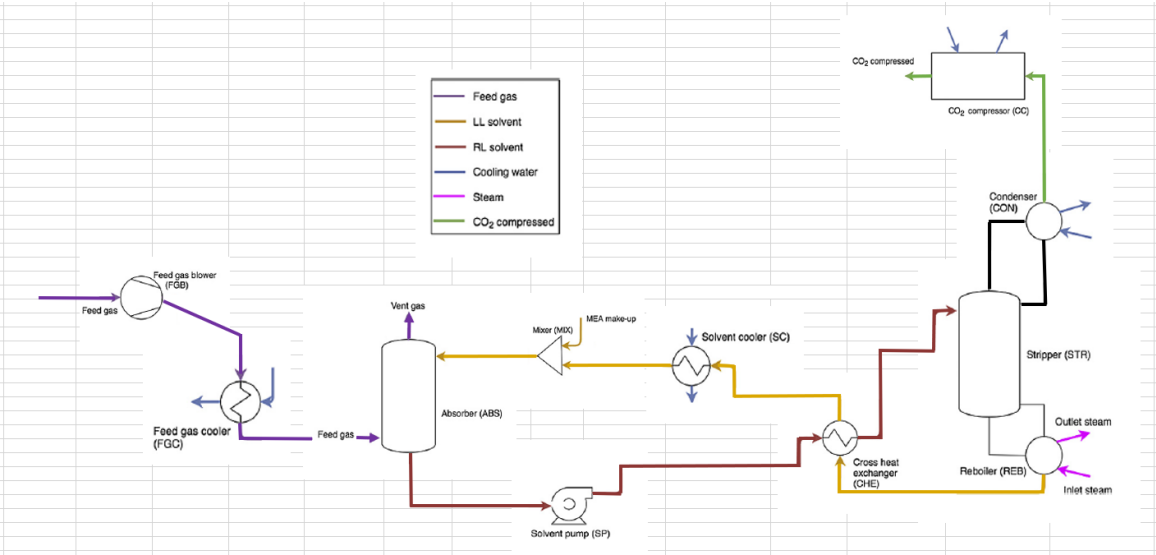

Figura 29. Diagramma di flusso del modello di absorbimento tramite MEA.
Fonte: [45]

Si assume che la colonna di assorbimento e la colonna di rigenerazione operino, rispettivamente, ad una pressione di 1 e 1,6 bar e una temperatura di 40 e di 120 °C. Sono state poste due cadute di pressione da 0,5 bar all'uscita sia della colonna di assorbimento che di quella di rigenerazione; quest'ultima tiene conto anche delle perdite attraverso le tubazioni e lo scambiatore a flussi incrociati. Il vapore che entra nel *reboiler* è vapore saturo a 5,1 bar e 150 °C.

4.1.4 Input del modello

Per questo caso studio è stato preso in considerazione come base di riferimento per le emissioni un impianto supercritico a carbone con una produzione di potenza netta pari a 500 MW_e. La portata di fumi che entra nel processo di cattura è di 580 kg/s (1 bar e 40 °C) e presenta la seguente composizione in volume: 0,13 CO_2, 0,75 N_2, 0,05 O_2 e 0,07 H_2O. La CO_2 estratta da tale processo, per garantirne la condizione di liquido supercritico, viene compressa a 150 bar con una temperatura pari a 40 °C.

DATI IMPIANTO				
	DATI INPUT			
Potenza elettrica netta	500	MW_e		
Portata fumi	580	kg/s	503,88	m^3/s
Pressione fumi ingresso	1	bar		
Temperatura fumi	40	°C		
Concentrazione CO_2	13	%_vol		
CO_2	0,13			
N_2	0,75			
O_2	0,05			
H_2O	0,07			
	1			
CO_2				
Pressione CO_2 compressa	150	bar		
Temperatura CO_2 compressa	40	°C		
η_{pompa}	0,92			
Pressione acqua	1	bar		
Temperatura acqua ingresso	25	°C		
ΔT	10	°C		
Temperatura acqua uscita	35	°C		

PM CO_2	44	g/mol
PM fumi	29,58	g/mol
densità fumi (0 °C)	1,320	kg/m^3
densità fumi (T_fumi)	1,151	kg/m^3
densità CO_2 (T_fumi)	1,712	kg/m^3
calore specifico fumi	1100	J/kg/K

Figura 30. Dati input del caso di cattura tramite MEA.
Fonte: [45]

4.1.5 Output del modello

Nella Figura 31 sono riportati i risultati ottenuti dallo studio di fattibilità: questi sono stati suddivisi tra flussi massici, nello specifico MEA, CO_2 e acqua, e flussi energetici.
La richiesta d'acqua di raffreddamento per l'intero sistema si assesta a circa 7606 kg/s.
Dai risultati emerge che il compressore dei gas d'alimento e quello della CO_2 sono responsabili di circa il 99 % dell'energia richiesta dai componenti dell'impianto, mentre la quota rimanente è assorbita dalla pompa del solvente. Inoltre, l'equivalente elettrico del calore consumato per la rigenerazione è pari a 84,32 MW_e. La penalità energetica che ne deriva è del 30,42 %.

RISULTATI		
MEA		
portata solvente circolante	1566	kg/s
portata di solvente da re-iniettare	67,13	kg/s
CO_2		
pressione CO_2 compressa	150	bar
temperatura CO_2 compressa	40	°C
portata CO_2 catturata	100,94	kg/s
Acqua		
portata al refrigeratore gas alimento	480,41	kg/s
portata al condensatore	5493,66	kg/s
portata al refrigeratore solvente	1632,06	kg/s
totale utilizzo acqua	7606,13	kg/s
Energia utilizzata		
compressore gas alimento	20,11	MW
compressore CO_2	47,52	MW
pompa del solvente	0,17	MW
equivalente elettrico del calore consumato	84,32	MW
totale potenza elettrica consumata	152,12	MW
totale potenza in uscita con CCS	347,88	MW
penalità energetica	30,42	%

Figura 31. Dati di output del caso di cattura con MEA.
Fonte: [45]

4.1.6 Validazione

Nella tabella sottostante viene riportato il confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo di riferimento.

	Studio di fattibilità	[46]
Portata di MEA circolante (kg/s)	1566	1566
Portata di solvente da re-iniettare (kg/s)	67,13	77
Portata di CO_2 catturata (kg/s)	100,94	101
Richiesta totale acqua di raffreddamento (kg/s)	7606,13	7973
Richiesta di potenza ausiliaria (MW_e)	67,8	65,6
Equivalente elettrico del calore consumato (MW_e)	84,32	87,0
Penalità energetica (%)	30,42	32

Tabella 6. Confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo [46].

4.2 Liquidi ionici – Processo di absorbimento [45, 48, 49, 50]

4.2.1 Contestualizzazione

Una valida alternativa all'impiego della sola MEA (30% in peso) è una miscela composta da acqua (40%), MEA (30%) e liquidi ionici (30%), ossia sali che si presentano allo stato liquido a temperatura ambiente, le cui proprietà chimico-fisiche sono influenzate dalla loro polarità. Sono dotati di caratteristiche che li rendono idonei al processo di cattura con doppia colonna, fra cui: una notevole stabilità termica (con una temperatura di decomposizione tipicamente maggiore di 160 °C), semplicità nel riciclaggio e una ridotta richiesta di energia per la loro rigenerazione (tra i 2,5-3,5 GJ/ton di CO_2), rispetto alla soluzione con solo MEA, attribuita ai seguenti fattori:

1. minore capacità termica del solvente;
2. minore portata di solvente circolante nell'impianto;
3. minore calore di vaporizzazione a causa della ridotta quantità d'acqua.

Tali proprietà rendono il processo con la miscela di liquidi ionici una soluzione ottimale per la cattura della CO_2.

4.2.2 Ipotesi semplificative del modello

Tramite la consultazione di articoli di letteratura scientifica, nel modello proposto sono stati preimpostati i seguenti parametri:

- composizione del solvente in peso: 30% MEA, 30% [Bpy][BF4] e 40% acqua;
- percentuale di cattura di CO_2: 90%;
- energia richiesta per la rigenerazione del solvente: 3,2 GJ/ton di CO_2;
- portata specifica di solvente: 2 kg/kg $_{\text{gas di scarico}}$;
- vapore richiesto per la rigenerazione del solvente: 1,5 kg/kg $_{CO2}$;
- perdita di solvente: 0,329 kg/kg $_{CO2}$;
- rendimento isentropico di compressione: 1.
- $W_{el,reboiler} = \eta_{eff} * \phi_{th,reboiler} * (1 - \frac{T_{condenser}}{T_{reboiler}+10})$
  $\eta_{eff} = (0{,}7855 + 1{,}485 * 10^{-4} * p_{steam})$
  dove $W_{el,\,reboiler}$ rappresenta l'equivalente elettrico del calore per la rigenerazione del solvente, $\phi_{th,reboiler}$ è il calore richiesto dal *reboiler* (MW_{th}), $T_{condenser}$ e $T_{reboiler}$ sono le temperature, espresse in Kelvin, rispettivamente della parte superiore e inferiore della colonna mentre p_{steam} è la pressione (kPa) del vapore inviato al *reboiler*.

Infine, gli scambiatori di calore sono adiabatici e si presume che il gas di combustione venga pretrattato per la rimozione di ceneri e gas acidi (come SO_2 e NO_x) prima di entrare nel processo di cattura della CO_2.

4.2.3 Descrizione del modello

Il modello proposto è lo stesso descritto nel caso con la MEA.

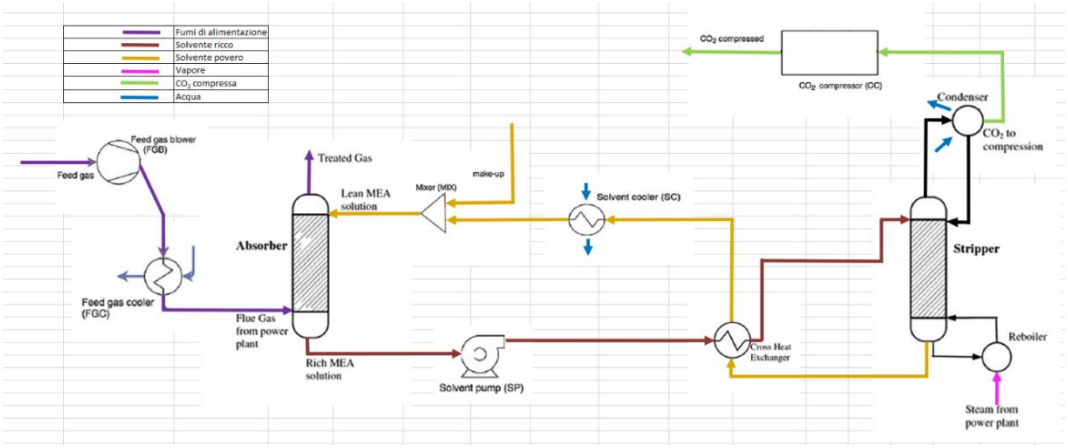

Figura 32. Diagramma di flusso del modello di absorbimento tramite una miscela di liquidi ionici e MEA. Fonte: [45]

Si assume che la colonna di assorbimento e la colonna di rigenerazione operino, rispettivamente, ad una pressione di 1,1 e 1,8 bar e una temperatura di 40 e di 110 °C. Sono state poste due cadute di pressione da 0,5 bar all'uscita sia della colonna di assorbimento che di quella di rigenerazione; quest'ultima tiene conto anche delle perdite attraverso le tubazioni e lo scambiatore a flussi incrociati. Il vapore che entra nel *reboiler* è vapore saturo a 3 bar e 140 °C.

4.2.4 Input del modello

Il modello è stato applicato alle emissioni tipiche di un impianto supercritico a carbone polverizzato con una produzione di potenza netta pari a 650 MW_e per la cattura della CO_2 dai fumi esausti. La portata di fumi entrante nel processo di cattura è pari a 776 kg/s, ad una temperatura di 40 °C e una pressione di 1 bar, e presenta la seguente composizione in volume: 0,12 CO_2, 0,76 N_2, 0,05 O_2 e 0,07 H_2O.

DATI IMPIANTO	DATI INPUT						
Potenza elettrica netta	650	MW_e					
Portata fumi	776	kg/s	678,00	m^3/s			
Pressione fumi ingresso	1	bar			PM CO_2	44	g/mol
Temperatura fumi	40	°C			PM fumi	29,42	g/mol
Concentrazione CO_2	12	%_vol			densità fumi (0 °C)	1,313	kg/m^3
CO_2	0,12				densità fumi (T_fumi)	1,145	kg/m^3
N_2	0,76				densità CO_2 (T_fumi)	1,712	kg/m^3
O_2	0,05				calore specifico fumi	1100	J/kg/K
H_2O	0,07				densità vapore acqueo	0,6	kg/m^3
	1						
CO_2							
Pressione CO_2 compressa	150	bar					
Temperatura CO_2 compressa	40	°C					
η_{pompa}	0,92						
Pressione acqua	1	bar					
Temperatura acqua ingresso	25	°C					
ΔT	10	°C					
Temperatura acqua uscita	35	°C					

Figura 33. Dati input del caso di cattura tramite una miscela di liquidi ionici e MEA. Fonte: [45]

La CO_2 viene estratta da tale processo a 150 bar ad una temperatura di 40 °C, per garantirne la condizione di liquido supercritico.

4.2.5 Output del modello

Nella figura sottostante sono riportati i risultati ottenuti dallo studio di fattibilità suddivisi tra flussi massici, nello specifico solvente, CO_2 e acqua, e flussi energetici.
La richiesta d'acqua di raffreddamento risulta pari a circa 6636 kg/s e la portata di solvente da re-iniettare si assesta intorno a 46 kg/s.
Data la similitudine del layout dell'impianto di cattura con la MEA, il compressore del gas d'alimento e quello della CO_2 ricoprono più del 99% dell'energia richiesta dai componenti dell'impianto, mentre l'equivalente elettrico del calore consumato per la rigenerazione del solvente è pari a circa 75,32 MW. La somma dei consumi determina quindi una penalità energetica del 23,02%.

RISULTATI		
Solvente		
portata solvente circolante	1552,4	kg/s
portata di solvente da re-iniettare	45,84	kg/s
CO_2		
pressione CO_2 compressa	150	bar
temperatura CO_2 compressa	40	°C
portata CO_2 catturata	125,37	kg/s
Acqua		
portata al refrigeratore gas alimento	642,92	kg/s
portata al condensatore	4685,41	kg/s
portata al refrigeratore solvente	1307,78	kg/s
totale utilizzo acqua	6636,11	kg/s
Energia utilizzata		
compressore gas alimento	26,91	MW
compressore CO_2	47,22	MW
pompa del solvente	0,16	MW
equivalente elettrico del calore consumato	75,32	MW
totale potenza elettrica consumata	149,61	MW
totale potenza in uscita w CCS	500,39	MW
penalità energetica	23,02	%

Figura 34. Dati di output del caso di cattura con una miscela di liquidi ionici e MEA. Fonte: [45]

4.2.6 Validazione

Nella tabella sottostante viene proposto il confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo di riferimento, nel quale, tuttavia, non sono state riportate la portata di solvente da re-iniettare e la richiesta d'acqua di raffreddamento.

	Studio di fattibilità	[50]
Portata di solvente circolante (kg/s)	1552,4	1573,97
Portata di CO_2 catturata (kg/s)	125,37	125
Richiesta di potenza ausiliaria (MW_e)	74,29	68,7
Equivalente elettrico del calore consumato (MW_e)	75,32	76,6

Penalità energetica (%)	23,02	22,35

Tabella 7. Confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo [50].

4.3 Membrane – Separazione della CO_2 [45, 51, 52]

4.3.1 Contestualizzazione

La separazione del gas basata sulla tecnologia a membrana, rispetto alle tecniche di separazione convenzionali, può fornire risultati migliori in termini di riduzione delle emissioni di anidride carbonica dalle centrali elettriche, oltre che di riduzione delle perdite di efficienza produttiva. Il processo si basa su dispositivi polimerici o inorganici con un'elevata selettività, volta a garantire il passaggio della CO_2 e a trattenere gli altri elementi che compongono il gas. La forza motrice per far avvenire la separazione è il gradiente di concentrazione o di pressione. Inoltre, tale processo non produce scarti di alcun tipo e non richiede energia per la rigenerazione del solvente, sebbene abbia un minore livello di maturità tecnologica.

4.3.2 Ipotesi semplificative del modello

Tramite la consultazione di articoli di letteratura scientifica, nel modello proposto sono stati preimpostati i seguenti parametri:

- tipo di membrana: Polaris (Gen. 2);
- permeanza CO_2: 1700 GPU (*Gas Permeance Unit*);
- selettività CO_2/N_2: 50;
- rapporto di pressione: 10;
- percentuale di cattura di CO_2: 90%;
- superficie di membrana da impiegare: 292,83 m^2/mol_{CO2};
- rendimento isentropico di compressione: 1;

La superficie della membrana è stata parametrizzata, in base a dati reperiti dalla letteratura, senza poter quindi intervenire sulla permeazione, sulla selettività, sulla configurazione del modello della membrana (*flat*, *spiral*, *hollow fiber*) o sull'accoppiamento dei diversi moduli di membrana (*single stage*, *cascade*, *cascade with recyrcle*, ecc), parametri fondamentali per un'analisi fine delle prestazioni ma non richieste per questo caso studio.
Infine, gli scambiatori di calore sono adiabatici e si presume che il gas di combustione venga pretrattato per la rimozione di ceneri e gas acidi (come SO_2 e NO_x) prima di entrare nel processo di cattura della CO_2.

4.3.3 Descrizione del modello

Il modello si compone di:

- tre compressori, rispettivamente per i gas d'alimentazione, per il flusso separato dopo la prima unità di separazione e per la CO_2 prodotta;
- due unità di separazione della CO_2 tramite membrane;
- due pompe per vuoto.

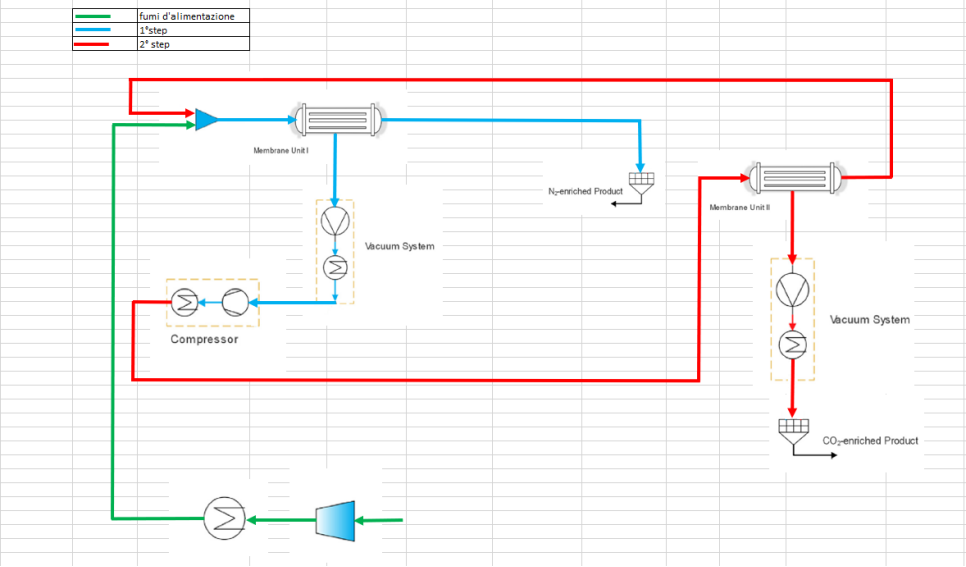

Figura 35. Diagramma di flusso del modello di separazione tramite membrane.
Fonte: [45]

Si assume una temperatura operativa di 40 °C, in quanto le membrane sono sensibili alle alte temperature e presentano un range di funzionamento ottimale tra i 10 e i 50 °C, e, dal momento che gli studi indicano che la superficie di membrana richiesta è ridotta in modo più apprezzabile tra i 2 e i 3 bar, i gas d'alimentazione vengono compressi a 2 bar, valore che garantisce anche una maggiore potenza d'uscita.

4.3.4 Input del modello

Il modello è stato applicato ad un impianto supercritico a carbone polverizzato con una produzione di potenza netta pari a 600 MW_e per la cattura della CO_2 dai fumi esausti. La portata di fumi entrante nel processo di cattura è pari a 616 kg/s, ad una temperatura di 47 °C e una pressione di 1 bar, e presenta la seguente composizione in volume (convertita automaticamente in fumi secchi nel modello): 0,13 CO_2, 0,72 N_2, 0,04 O_2 e 0,11 H_2O.

DATI IMPIANTO	DATI INPUT			
Potenza elettrica netta	600	MW_e		
Portata fumi	616	kg/s	555,39	m^3/s
Pressione fumi ingresso	1	bar		
Temperatura fumi	47	°C		
Concentrazione CO_2	13	%_vol		
CO_2	0,13			
N_2	0,72			
O_2	0,04			
H_2O	0,11			
	1			
CO_2				
Pressione CO_2 compressa	150	bar		
Temperatura CO_2 compressa	40	°C		
η_{pompa}	0,92			
Pressione acqua	1	bar		
Temperatura acqua ingresso	25	°C		
ΔT	10	°C		
Temperatura acqua uscita	35	°C		

PM CO_2	44	g/mol
PM fumi	29,14	g/mol
densità fumi (0 °C)	1,300	kg/m^3
densità fumi (T_fumi)	1,109	kg/m^3
densità CO_2 (T_fumi)	1,675	kg/m^3
calore specifico fumi	1100	J/kg/K
densità vapore acqueo	0,6	kg/m^3

Figura 36. Dati input del caso di separazione tramite membrane.
Fonte: [45]

4.3.5 Output del modello

Nella figura sottostante sono riportati i risultati ottenuti dallo studio di fattibilità suddivisi tra flussi CO_2 catturata, con le rispettive condizioni termodinamiche, e flussi energetici.
In questo caso, rispetto a quelli precedentemente presentati, l'unica spesa in termini di richiesta energetica riguarda compressori e pompe, dal momento che non vi è la necessità di rigenerare il solvente. La somma dei consumi determina una penalità energetica del 26,05%.

RISULTATI		
Membrana		
superficie di membrana impiegata	1,50E+06	m^2
CO_2		
pressione CO_2 compressa	150	bar
temperatura CO_2 compressa	40	°C
portata CO_2 catturata	127,1	kg/s
Energia utilizzata		
compressore gas alimentazione	38,65	MW
Pompa 1° step	37,59	MW
Compressore	21,96	MW
Pompa 2° step	13,71	MW
compressore CO_2 - espansione fumi uscita	44,39	MW
totale potenza elettrica consumata	156,29	MW
totale potenza in uscita con CCS	443,71	MW
penalità energetica	26,05	%

Figura 37. Dati di output del caso di separazione tramite membrane.
Fonte: [45]

4.3.6 Validazione

Nella tabella sottostante viene riportato il confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo di riferimento.

	Studio di fattibilità	[51]
Superficie di membrana impiegata (m^2)	1499704	1514498
Portata di CO_2 catturata (kg/s)	127,1	133,2
Totale potenza elettrica consumata (MW_e)	156,29	150,83
Penalità energetica (%)	26,05	25,13

Tabella 8. Confronto tra i risultati ottenuti nello studio di fattibilità e quelli dell'articolo [51].

4.4 Conclusioni

4.4.1 Costi energetici ed economici

Vengono di seguito riportati i costi della cattura di CO_2 nei tre diversi processi in termini di costi energetici ed economici, quest'ultimi non derivano da un calcolo diretto dello studio di fattibilità bensì dalla letteratura. Si evidenzia dalla tabella sottostante un costo significativamente maggiore della cattura tramite liquidi ionici rispetto alla MEA e, dal momento che il processo è pressoché il medesimo, la motivazione è da ricondursi al prezzo del liquido stesso: 6600 $/ton contro i 1250 $/ton.

	MEA	Liquidi ionici	Membrane
Costo economico CO_2 rimossa ($/ton$_{CO2}$)	30-40	55-65	47-57
Costo economico CO_2 rimossa ($/Nm$^3_{CO2}$)	15,2-20,2	27,9-32,9	23,8-28,8
Costo energetico CO_2 rimossa (kWh/ton$_{CO2}$)	422,5	331,4	341,6
Costo energetico CO_2 rimossa (kWh/Nm$^3_{CO2}$)	213,8	167,7	172,9

Tabella 9. Costi economici ed energetici della cattura della CO_2 per ogni tecnologia.
Fonti: [45,46, 50, 51, 53]

4.4.2 Pro e contro delle diverse tecnologie di cattura

Viene di seguito riportato un riassunto concernente i principali vantaggi e svantaggi dei diversi processi analizzati nello studio di fattibilità.

- MEA

La monoetanolammina, in diverse concentrazioni all'interno di una soluzione acquosa, rappresenta il solvente maggiormente sviluppato. Grazie all'elevata affinità con la CO_2 per anni è stata impiegata come prima scelta nei processi di separazione post-combustione e, attualmente, il suo utilizzo risulta vantaggioso dal punto di vista economico e tecnologico (TRL 9-11) rispetto agli altri due metodi di cattura. Ciononostante, presenta alcune criticità, quali un elevato consumo energetico necessario per la rigenerazione, un'incipiente degradazione del solvente legata alla presenza di SO_2, NO_x, HCl e HF, un'elevata corrosività nei confronti dei componenti fisici del sistema e una scarsa eco-compatibilità.

- Liquidi ionici

Si tratta di liquidi molto versatili (10^{18} combinazioni possibili di anioni e cationi) che sono stati studiati per le loro eccezionali proprietà chimico-fisiche e le applicazioni specificamente nella cattura e separazione della CO_2: infatti, a differenza dei solventi organici comuni, vantano una pressione di vapore trascurabile, stabilità termica e solubilità della CO_2 modulabile in funzione della scelta dell'anione. Anch'essi sono dotati di caratteristiche che li rendono idonei al processo di cattura con doppia colonna, ma, a differenza della MEA, sembrano avere prestazioni migliori in termini di consumi termici per la rigenerazione, caratteristiche di degradazione, volatilità e corrosione, seppur permangano i problemi di tossicità. Inoltre, come precedentemente accennato, presentano ancora notevoli limiti di natura economica, concernenti un costo troppo elevato rispetto alla MEA: 6600 $/ton contro 1250 $/ton.

- Membrane

La separazione della CO_2 basata sulla tecnologia a membrana si candida come una valida alternativa ai metodi di cattura convenzionali nonostante un livello di maturità tecnologica inferiore. Tale processo non richiede energia per la rigenerazione del solvente e non produce scarti di alcun tipo, tuttavia, tipicamente non è possibile raggiungere elevati gradi di separazione, motivo per cui sono generalmente necessari degli stadi multipli oppure una delle correnti prodotte deve essere riciclata. Questo incrementa la complessità del processo, il consumo di energia e, di conseguenza, i costi. Inoltre, i materiali a membrana altamente permeabili mostrano instabilità chimica nei confronti della CO_2 e di altri componenti dei gas effluenti. A seguito di tali considerazioni emerge come sia necessario un maggior sviluppo prima che possano essere utilizzate su vasta scala nelle centrali di produzione dell'energia elettrica.

4.5 Confronto delle diverse tecnologie applicate a uno stesso impianto

Al fine di comparare le diverse tecnologie, è stato preso in considerazione come base di riferimento per le emissioni lo stesso impianto supercritico a carbone del caso della MEA, con una produzione di potenza netta pari a 500 MW_e. La portata di fumi che entra nel processo di cattura è di 580 kg/s (1 bar e 40 °C) e presenta la seguente composizione in volume: 0,13 CO_2, 0,75 N_2, 0,05 O_2 e 0,07 H_2O. Per confrontare le penalità energetiche delle diverse tecnologie nel modo più equo possibile, sono state inoltre impostate le stesse condizioni di estrazione della CO_2.

	MEA	Liquidi ionici	Membrane
Richiesta di potenza ausiliaria (MW_e)	67,8	63	141,5
Equivalente elettrico del calore consumato (MW_e)	84,32	60,64	-
Totale potenza in uscita con CCS (MW_e)	347,88	376,36	358,5
Penalità energetica (%)	30,42	24,73	28,3

Tabella 10. Confronto tra i risultati ottenuti, a parità di dati di input, dalle diverse tecnologie nello studio di fattibilità. Fonte: [45]

Come si apprende dalla Tabella 10, l'utilizzo di liquidi ionici presenta le migliori prestazioni, con una penalità energetica che si assesta intorno al 25% (a differenza della MEA o delle membrane caratterizzate da un valore, rispettivamente, del 30% e del 28%). Ciò si spiega grazie ad una ridotta richiesta di energia per la rigenerazione del solvente (rispetto al caso con la MEA) e ad una maggiore maturità della tecnologia (rispetto all'impiego delle membrane).

BIBLIOGRAFIA

[1] https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/gr.html 31/08/2020

[2] https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country?tab=chart&time=1800..2017 31/08/2020

[3] https://www.ilfattoquotidiano.it/2019/12/07/clima-emissioni-globali-in-salita-nel-2019-in-europa-cala-il-carbone-ma-piu-petrolio-e-gas-il-nodo-economico-dei-paesi-in-via-di-sviluppo/5597171/ 31/08/2020

[4] https://www.minambiente.it/pagina/la-storia-degli-accordi-internazionali-sul-clima 31/08/2020

[5] https://www.minambiente.it/pagina/cop-21-laccordo-di-parigi 31/08/2020

[6] https://www.minambiente.it/pagina/cop-23-la-conferenza-di-bonn 31/08/2020

[7] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_it 1/09/2020

[8] https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2/sistema-eu-ets 1/09/2020

[9] GSE, Rapporto trimestrale, Aste di quote europee di emissione, 2020

[10] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it 2/09/2020

[11] https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/ 2/09/2020

[12] https://www.ilpost.it/2020/02/02/green-deal-europeo/ 2/09/2020

[13] https://news.prodosacademy.com/horizon-europe-2021-2027/ 5/09/2020

[14] https://ec.europa.eu/info/horizon-europe-next-research-and-innovation-framework-programme_en 5/09/2020

[15] https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_it 7/09/2020

[16] https://ec.europa.eu/italy/news/20200708_Commissione_Ue_energia_per_un_economia_climaticamente_neutra_it 7/09/2020

[17] https://www.rinnovabili.it/ambiente/piano-per-il-clima-germania/ 10/09/2020

[18] https://energiaclima2030.mise.gov.it/index.php/il-piano/obiettivi 11/09/2020

[19] Sung-Han Han et al., "Conversion of SF_6 by thermal plasma at atmospheric pressure", ResearchGate, Maggio 2015

[20] ENEA, "Tecnologie di cattura e sequestrazione della CO_2", luglio 2011

[21] CNR, ENEA, "Decarbonizzazione dell'economia italiana: il catalogo delle tecnologie energetiche", pp. 33-38, 2017

[22] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Carbon Dioxide Capture and Storage", 2005

[23] Boot-Handford et al., "Carbon capture and storage update", Energy & Environmental Science, vol. 7, pp. 130-189, 2014

[24] https://it.qwe.wiki/wiki/Ionic_liquids_in_carbon_capture 22/09/2020

[25] L. Yaumi, M. AbuBakar, "Recent advances in functionalized composite solid materials for carbon dioxide capture", Energy, vol. 124, pp. 461-480, 2017

[26] ENEA, "Sperimentazione di sistemi di cattura post-combustione", 2013

[27] Chaitanya Dhoke, Schalk Cloete, Shreenath Krishnamurthy, Hwimin Seo, Ignacio Luz, Mustapha Soukri, Yong-ki Park, Richard Blom, Shahriar Amini,

Abdelghafour Zaabout, “Sorbents screeening for post-combustion CO_2 capture via combined temperature and pressure swing adsorption”, Chemical Engineering Jurnal, vol. 380, 122201, 2020

[28] Seungyeong Choi et al., “Thermal design of dual circulating fluidized bed reactors for a large-scale CO_2 capture system”, Applied Thermal Engineering, vol. 171, 115114, maggio 2020

[29] Ronny Tobias Zimmermann et al., “Optimal catalyst particle design for flexible fixed-bed CO_2 methanation reactors”, Chemical Engineering Journal, vol. 387, 123704, maggio 2020

[30] Thomas O. Nelson et al., “Solid Sorbent CO_2 Capture Technology Evaluation and Demonstration at Norcem's Cement Plant in Brevik, Norway”, Energy Procedia, vol. 63, pp. 6504-6516, 2014

[31] Revisione “Cattura CO_2_Solventi Liquidi_Fornitori”, Giulio Buffo

[32] ENEA, “Preparazione e test di membrane per la separazione della CO_2 e la purificazione del synthetic natural gas”, settembre 2016

[33] Cher Hon Lau et al., “Reverse-selective polymeric membranes for gas separations”, Progress in Polymer Science, vol. 38, issue 5, pp. 740-766, maggio 2013

[34] Patricia Luis, Tom Van Gerven, Bart Van der Bruggen, “Recent developments in membrane-based technologies for CO_2 capture”, Progress in Energy and Combustion Science, vol. 38, issue 3, pp. 419-448, 2012

[35] Ewa Knapik, Piotr Kosowski, Jerzy Stopa, “Cryogenic liquefaction and separation of CO_2 using nitrogen removal unit cold energy”, Chemical Engineering Research and Design, vol. 131, pp. 66-79, 2018

[36] Edward S. Rubin, John E. Davison, Howard J. Herzog, “The cost of CO_2 capture and storage”, International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 40, pp. 378-400, 2015

[37] Global CCS institute, “Global status of CCS”, 2019

[38] https://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/carbon-capture-and-storage-css-emissioni-ambiente/#CCS-Carbon-Capture-and-storage-cos-e 15/09/2020

[39] https://co2re.co/FacilityData 5/10/2020

[40] https://www.carbonbrief.org/around-the-world-in-22-carbon-capture-projects 7/10/2020

[41] https://en.wikipedia.org/wiki/Petra_Nova 7/10/2020

[42] https://www.jgc.com/en/projects/063.html 7/10/2020

[43] IEA, “Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage”, 2020

[44] Zep, “The cost of CO_2 capture, transport and storage”, July 2011

[45] Studio di fattibilità

[46] G. Ferrara, A. Lanzini, P. Leone, M.T. Ho, D.E. Wiley, “Exergetic and exergoeconomic analysis of post-combustion CO_2 capture using MEA-solvent chemical absorption”, Energy, vol. 130, pp. 113-128, 2017

[47] E. Loria, G. Calì, C. Frau, P. Miraglia, “Sperimentazione di sistemi di cattura post-combustione”, ENEA, settembre 2013

[48] Baptiste Zacchello, Eni Oko, Meihong Wang, Aloui Fethi, “Process simulation and

analysis of carbon capture with an aqueous mixture of ionic liquid and monoethanolamine solvent", International journal of coal & technology, vol. 4, pp 25-32, 2017

[49] Toluleke Emmanuel Akinola, Eni Oko, Meihong Wang, "Study of CO_2 removal in natural gas process using mixture of ionic liquid and MEA through process simulation", Fuel, vol. 236, pp. 135-146, 2019

[50] Haibo Zhai and Edward S. Rubin, "Systems Analysis of Ionic Liquids for Post-combustion CO_2 Capture at Coal-fired Power Plants", Energy Procedia, vol. 63, pp. 1321-1328, 2014

[51] Sina Gilassi, Seyed Mohammad Taghavi, Denis Rodrigue, Serge Kaliaguine, "Techno-economic evaluation of membrane and enzymatic-absorption processes for CO_2 capture from flue-gas", Separation and purification technology, vol. 248, 116941, 2020

[52] Tim Merkel, "PILOT TESTING OF A MEMBRANE SYSTEM FOR POSTCOMBUSTION CO_2 CAPTURE", Final Report, September 2016

[53] Ying Huang, Xiangping Zhang, Xin Zhang, Haifeng Dong and Suojiang Zhang, "Thermodynamic Modeling and Assessment of Ionic Liquid-Based CO_2 Capture Processes", Industrial & engineering chemistry research, vol. 53, pp. 11805-11817, 2014