POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT | energy&strategy

OSSERVATORIO
ZERO CARBON TECHNOLOGY PATHWAYS

Zero Carbon Technology Pathways

REPORT 2025

Catturare la CO_2: sfide e prospettive per il futuro

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT | energy&strategy

OSSERVATORIO
ZERO CARBON TECHNOLOGY PATHWAYS

Zero Carbon Technology Pathways

REPORT 2025

Catturare la CO_2: sfide e prospettive per il futuro

Partner


alperia


BROKEN POT


EDISON


ELETTRICITÀ
FUTURA
imprese elettriche italiane


eni


GETEC


GREENTHESIS
GROUP


Heidelberg
Materials

Partner


GRUPPO
HERA


MARCEGAGLIA


mce
mostra convegno
expocomfort


MOST
CENTRO NAZIONALE PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE


NEXTCHEM


RSE
we move
rsearch


snam


Terna
Driving Energy

Il team di lavoro

TEAM DI RICERCA

Vittorio Chiesa
Project Leader

Francesco Dalpasso
Project Manager

Davide Guelfi
Analista

Luca Pedicone
Analista

GRAFICA E IMPAGINAZIONE

Arianna Fietta
Graphic Designer

Nicolás Peña
Graphic Designer

Tommaso Spadaro
Graphic Designer

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa
Davide Chiaroni
Federico Frattini
Josip Kotlar

Indice

Executive Summary **10**

1 La cattura della CO_2 13

2 La normativa di riferimento e i progetti di CCUS 29

3 I business model dei progetti e l'analisi economica della cattura 53

4 Il possibile schema incentivante italiano 83

Aziende Partner **107**

Executive Summary

L'Unione Europea ha definito obiettivi climatici estremamente ambiziosi, prevedendo una riduzione significativa delle emissioni di CO_2 al 2030 e al 2040, fino al raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050. Le politiche di efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi finali e la diffusione delle fonti rinnovabili hanno già consentito una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari a circa il 37% rispetto ai livelli del 1990. Tuttavia, tali leve, pur rimanendo centrali nel percorso di decarbonizzazione, mostrano limiti strutturali nei settori industriali cosiddetti *hard-to-abate*, caratterizzati da vincoli tecnologici all'elettrificazione e da una quota rilevante di emissioni di processo non eliminabili.

In questo contesto, la cattura della CO_2 (Carbon Capture and Storage/Utilisation – CCUS) emerge come una tecnologia abilitante e, in molti casi, necessaria per conseguire gli obiettivi climatici europei. Nei settori industriali ad alta intensità emissiva, la cattura della CO_2 rappresenta spesso l'unica soluzione tecnicamente praticabile per la riduzione delle emissioni.

Le soluzioni di cattura applicabili all'industria rientrano prevalentemente nella categoria della *Point Source Capture*, in cui la CO_2 viene separata direttamente nei punti di emissione. Le tecnologie disponibili si differenziano sia per l'approccio di integrazione nei processi industriali, sia per i meccanismi chimico-fisici di separazione della CO_2 dai fumi. Tra le opzioni tecnologicamente più mature figurano l'assorbimento chimico e fisico tramite solventi, l'adsorbimento e la separazione mediante membrane. Ciascuna tecnologia presenta specifici punti di forza, criticità e livelli di maturità, con impatti differenziati sui costi di cattura a seconda del settore industriale di applicazione.

La cattura della CO_2 non può tuttavia prescindere dallo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Il trasporto via pipeline rappresenta la soluzione più efficiente per la gestione di grandi volumi di CO_2 su distanze medio-brevi, mentre il trasporto via nave risulta essenziale per collegamenti su lunghe distanze. Per quanto riguarda lo stoccaggio, in Italia è attualmente consentito esclusivamente l'utilizzo di giacimenti esauriti di idrocarburi. A livello europeo, tuttavia, gli acquiferi salini mostrano un potenziale di capacità di stoccaggio nettamente superiore e costituiscono una delle principali opzioni già operative nel Nord Europa. Parallelamente, sono in fase di sviluppo soluzioni alternative, quali la mineralizzazione della CO_2 e il suo utilizzo in prodotti a lunga durata, in linea con una progressiva evoluzione verso un'economia circolare.

La rilevanza strategica della cattura della CO_2 è stata riconosciuta anche a livello normativo. Con il Net-Zero Industry Act (NZIA), l'Unione Europea ha introdotto per la prima volta un obiettivo vincolante di capacità di stoccaggio della CO_2. Nonostante ciò, permangono significative incertezze regolatorie

e una carenza di meccanismi di supporto lungo l'intera value chain, che rischiano di rallentare lo sviluppo dei progetti necessari a rispettare le tempistiche imposte dagli obiettivi climatici.

Va sottolineato che a livello globale, l'interesse verso la CCUS è in forte crescita: sono attualmente operativi 62 impianti di cattura, con una capacità complessiva di 64 Mtpa, e ulteriori 35 progetti sono in costruzione. Anche in Europa il trend è positivo, ma le proiezioni indicano un possibile disallineamento tra la capacità di cattura e quella di stoccaggio disponibile al 2030, con un rischio concreto di mancato raggiungimento dei target fissati. Parallelamente, si osserva un'evoluzione settoriale dei progetti, con un progressivo spostamento dalla tradizionale applicazione al trattamento del gas naturale verso comparti come cemento, generazione elettrica e trasformazione dei carburanti. Anche la destinazione della CO_2 catturata sta cambiando, con un crescente orientamento verso lo stoccaggio dedicato rispetto alle tradizionali applicazioni di Enhanced Oil Recovery (EOR).

Dal punto di vista dei modelli di business, il mercato della CCUS sta evolvendo da configurazioni "full-chain", in cui un singolo attore gestisce l'intera filiera, verso modelli "partial-chain", caratterizzati da una maggiore specializzazione dei soggetti coinvolti nelle fasi di cattura, trasporto e stoccaggio. Per gli emettitori, risultano centrali due aspetti: la definizione delle tariffe di trasporto e stoccaggio, che possono essere regolate o negoziate bilateralmente, e la possibilità di attivare meccanismi di *revenue stacking*. Oltre al risparmio sui costi ETS, le principali fonti potenziali di ricavo includono la vendita di CO_2 come commodity, i crediti di CO_2 e i prodotti low-carbon venduti con un green premium, sebbene tali mercati presentino oggi un livello di maturità ancora limitato.

Le analisi economiche presentate nel rapporto, condotte sui settori del cemento, della generazione termoelettrica a CCGT e del Waste-to-Energy, evidenziano che, alle condizioni attuali, la CCS non risulta economicamente competitiva rispetto allo scenario senza cattura. I costi di cattura, trasporto e stoccaggio incidono in modo significativo sui costi di produzione finali, determinando aumenti rilevanti dei prezzi di clinker, cemento ed energia. Tuttavia, l'atteso incremento e la crescente volatilità del prezzo delle emissioni ETS potrebbero migliorare nel tempo la competitività relativa della CCS.

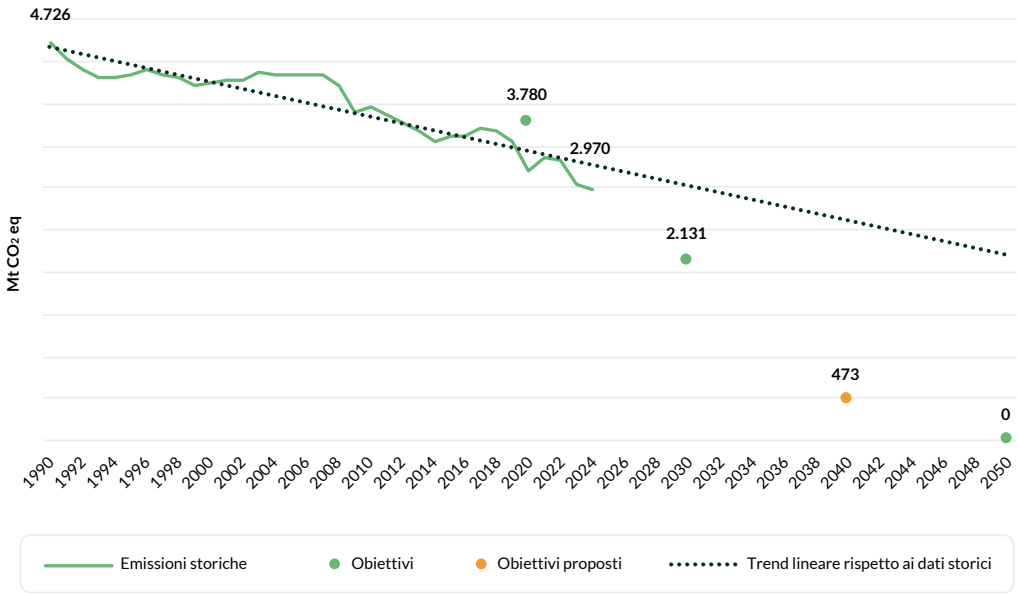
Alla luce di queste evidenze, emerge la necessità di schemi incentivanti dedicati. Le ipotesi di supporto analizzate prevedono meccanismi di tipo Contract for Difference (CfD), eventualmente affiancati da contributi in conto capitale nella fase iniziale di sviluppo della filiera. In termini di impatto, il fabbisogno complessivo stimato per sostenere la CCS nei settori analizzati al fine di garantirne la completa decarbonizzazione è compreso tra 1,6 e 3,1 miliardi di euro annui, un impegno significativo ma comparabile a quello già previsto per il supporto alle fonti rinnovabili elettriche nel medio-lungo periodo. In assenza di tali strumenti, il contributo della cattura della CO_2 agli obiettivi climatici europei rischia di rimanere largamente insufficiente.

1.
La cattura della CO_2

Introduzione

Con la **Legge Europea sul Clima**[1], l'Unione Europea ha fissato l'obiettivo di raggiungere le **zero emissioni nette al 2050**. A tal proposito, sono stati introdotti degli **obiettivi intermedi** al 2020 (-20% rispetto al 1990) e **al 2030** (**-55%** rispetto al 1990). Inoltre, la Commissione ha **proposto** di raggiungere **al 2040** una riduzione del **-90%** rispetto ai livelli di emissione al 1990. Tale obiettivo risulta **molto sfidante**, considerando che negli ultimi 35 anni le emissioni sono state ridotte del 37%, e che servirà raggiungere una riduzione di un ulteriore 18% nei prossimi 5 anni. Come mostrato in Figura 1.1, è **necessario accelerare l'andamento di riduzione delle emissioni** per raggiungere gli obiettivi futuri.

Figura 1.1: L'andamento delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) in Unione Europea, confrontato con gli obiettivi futuri definiti attraverso la Legge Europea sul Clima (al 2020 e al 2030) e gli obiettivi proposti (al 2040). (Nota: Con riferimento alle emissioni nel perimetro della Legge Europea sul Clima. Fonte: European Environment Agency (EEA)).



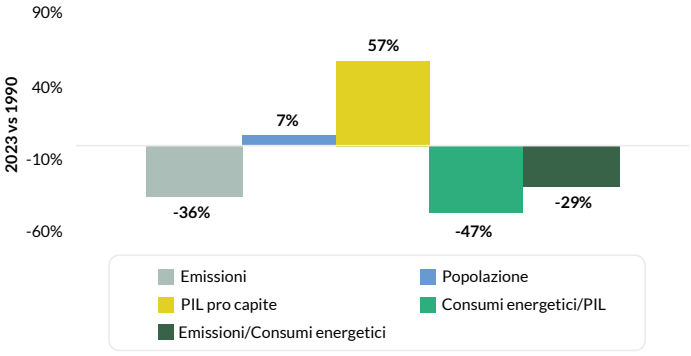
1 Stabilita attraverso il Regolamento (UE) 2021/1119.

Per comprendere come si possa raggiungere gli obiettivi futuri, risulta necessario osservare su cosa e in che modo si è agito in passato per raggiungere l'odierno livello di riduzione delle emissioni; a tal proposito, l'**identità di Kaya** è uno strumento particolarmente utile. Questa, infatti, permette di **individuare i driver principali delle emissioni** di gas a effetto serra utilizzando la relazione[2]:

$$\text{Emissioni}_{\text{GHG}} = \text{Popolazione} \cdot \frac{\text{PIL}}{\text{Popolazione}} \cdot \frac{\text{Consumi}_{\text{Energia}}}{\text{PIL}} \cdot \frac{\text{Emissioni}_{\text{GHG}}}{\text{Consumi}_{\text{Energia}}}$$

Analizzando i singoli termini della relazione (Figura 1.2), si può evidenziare come la riduzione delle emissioni a livello europeo sia stata determinata prevalentemente da una **diminuzione dell'intensità energetica dell'economia** (identificata dal rapporto $\frac{\text{Consumi}_{\text{Energia}}}{\text{PIL}}$), determinata dalla spinta all'**efficientamento energetico**, e da una **diminuzione dell'intensità carbonica del mix energetico** (identificata dal rapporto $\frac{\text{Emissioni}_{\text{GHG}}}{\text{Consumi}_{\text{Energia}}}$), soprattutto grazie alla sempre **maggior penetrazione di fonti energetiche rinnovabili** (FER) e dall'**elettrificazione** dei consumi.

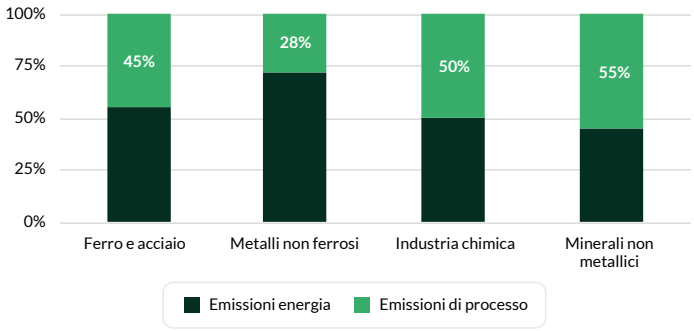
Figura 1.2: Variazione delle emissioni di GHG in Unione Europea tra il 1990 e il 2023 in versione aggregata, e suddivisa (secondo l'identità di Kaya) rispetto ai suoi principali driver: popolazione, PIL pro capite, intensità energetica dell'economia e intensità carbonica del mix energetico.



2 PIL: Prodotto Interno Lordo, che misura il valore della produzione di beni e servizi finali realizzata all'interno del Paese, utilizzato per misurare la dimensione economica di uno Stato.

Queste leve di decarbonizzazione hanno una **scarsa efficacia nei settori hard-to-abate**. Infatti, tali settori sono caratterizzati da particolari **vincoli tecnologici** (ad esempio temperature di processo particolarmente elevate, anche superiori a 1.400°C) e da una quota elevata di **emissioni di processo non evitabili** (Figura 1.3), per le quali l'efficientamento energetico, l'elettrificazione e la penetrazione delle FER hanno un impatto limitato.

Figura 1.3: Incidenza delle emissioni di processo sul totale delle emissioni prodotte nei principali settori delle industrie hard-to-abate: ferro e acciaio, metalli non ferrosi (es. alluminio), industria chimica, minerali non metallici (cemento, calce, ceramica e vetro).



La decarbonizzazione in questi settori richiederà, verosimilmente, l'**adozione di tecnologie ad hoc** come la **cattura e lo stoccaggio della CO_2** (Carbon Capture and Storage, **CCS**). In aggiunta ai settori sopracitati, tale soluzione può essere applicata **anche a settori** per i quali non esistono soluzioni efficaci per la decarbonizzazione, come il settore **termoelettrico** e il **Waste-to-Energy**, ovvero l'incenerimento di rifiuti con recupero di energia.

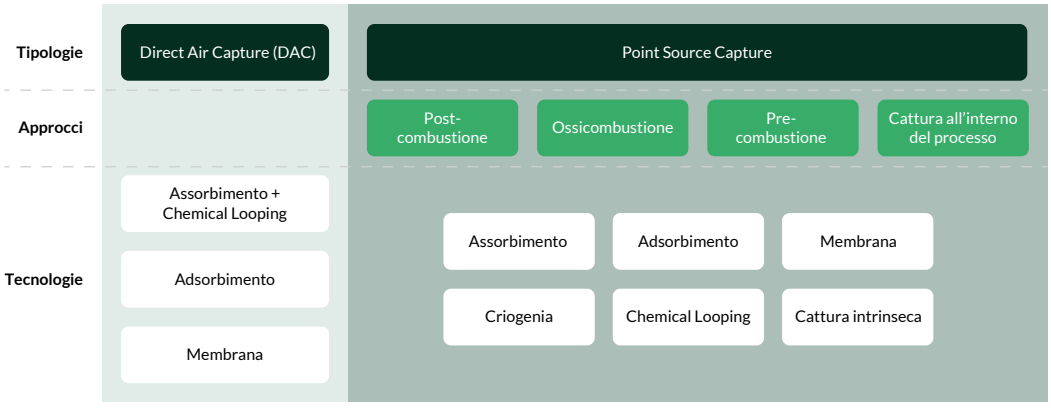
Le tecnologie di cattura, trasporto e stoccaggio della CO_2

Le tecnologie di cattura

Le **tecnologie per la cattura della CO_2** si possono dividere in **due tipologie**: **Direct Air Capture** (DAC), in cui la CO_2 viene separata e catturata direttamente dall'aria, e **Point Source Capture**, in cui la CO_2 viene separata e catturata dai fumi in uscita da impianti industriali o di generazione di energia. In questo rapporto **si farà riferimento alla seconda tipologia**.

Come mostrato in Figura 1.4, le **tecnologie** di Point Source Capture possono essere poi suddivise a seconda del **tipo di approccio**, ovvero come l'impianto di cattura viene applicato nel processo, e a seconda del **processo tecnologico** utilizzato.

Figura 1.4: Panoramica delle tipologie di cattura della CO_2 (Direct Air Capture e Point Source Capture) con le relative suddivisioni a seconda del tipo di approccio e di processo tecnologico.



Si possono individuare quattro diversi approcci:

- Cattura **post-combustione**, in cui la cattura della CO_2 avviene **a valle del processo di combustione** attraverso la separazione della CO_2 dal resto delle componenti dei fumi.
- Cattura con **ossicombustione**, analogo a quella precedente, ma in cui la **combustione** viene alimentata **con ossigeno puro**, anziché con aria, in modo da ottenere nei fumi una concentrazione di CO_2 molto più elevata, semplificandone la cattura.
- Cattura **pre-combustione**, in cui la CO_2 viene catturata **a monte del processo di combustione** grazie a un processo di gassificazione che produce syngas (una miscela di CO_2 e idrogeno), e la successiva separazione della CO_2 dal syngas.
- Cattura **all'interno del processo**, adatta a **processi industriali** caratterizzati dalla produzione di **CO_2 come sottoprodotto** di processo, come la calcinazione per la produzione di **clinker**, la fermentazione per la produzione di **etanolo**, la digestione anaerobica per la produzione di **biometano**. In questi processi la CO_2 può essere separata e catturata senza richiedere trattamenti complessi.

Ciascun approccio ha le sue peculiarità e può essere applicato con un diverso grado di efficacia ai processi industriali. In Tabella 1.1 sono riassunti i principali **punti di forza** e **di debolezza** di ciascun approccio.

Tabella 1.1: I punti di forza e di debolezza degli approcci di applicazione delle tecnologie di cattura della CO_2.

Approcci	Punti di forza	Punti di debolezza
Post-combustione	• Tecnologie tendenzialmente **mature** • Adatto ai **retrofit di impianti** poiché non richiede modifiche all'interno del processo	• La bassa concentrazione di CO_2 nei fumi trattati (< 15%) causa un **elevato consumo energetico**
Ossicombustione	• **Basso consumo energetico** per la cattura grazie all'elevata concentrazione di CO_2 nei fumi trattati (anche > 90%)	• Elevato **costo** dell'impianto di **produzione di ossigeno** (Air Separation Unit, ASU) • Tecnologia ancora **in fase di sviluppo**
Pre-combustione	• Elevata **efficienza di cattura** poiché applicata in processi con una concentrazione di CO_2 > 15%	• I **retrofit** di impianti risultano **complessi** a causa delle modifiche all'interno del processo
All'interno del processo	• Ridotto consumo energetico	• Necessario l'**adattamento degli impianti** per la cattura della CO_2, particolarmente critico sulla piccola taglia • Nelle cementerie il flusso di CO_2 prodotta nel processo è spesso mischiato con il flusso dei fumi di combustione

Come detto in precedenza, le tecnologie di cattura possono anche essere suddivise in base al **processo tecnologico** adottato. In particolare, se ne possono individuare **sei**:

- Cattura per **assorbimento**, in cui i gas di scarico vengono introdotti in un reattore (assorbitore) contenente un **solvente** che, dopo aver formato un **legame con la CO_2** viene trasportato in un secondo reattore (stripper) in cui, **fornendo energia** o variando la pressione, **si rigenera il solvente e si separa la CO_2**. Esistono **due tipologie** di assorbimento a seconda del tipo di solvente utilizzato: **assorbimento chimico**, per il quale il solvente più utilizzato è a base di ammine, e **assorbimento fisico**, per il quale i solventi più utilizzati sono il Selexol™ e il Rectisol™.
- Cattura per **adsorbimento**, in cui i gas di scarico vengono introdotti in un reattore contenente un **materiale solido** (di solito poroso) in grado di **catturare la CO_2 sulla sua superficie**. Il materiale adsorbitore viene **rigenerato aumentando la temperatura** (Temperature Swing Adsorption, TSA) **o facendo variare la pressione** (Pressure Swing Adsorption, PSA). Poiché la fase di cattura e quella di rigenerazione devono avvenire in modo alternato, solitamente si utilizzano due reattori in parallelo per gestire flussi continui.
- Cattura con **membrana**, in cui i gas di scarico vengono introdotti in un modulo separato in due regioni tramite una membrana che, grazie alla **diversa velocità di permeazione** delle molecole di **CO_2** attraverso la membrana riesce a **separare** queste ultime **dalle rimanenti componenti dei gas di scarico**. Questa tecnologia è **già adottata per la purificazione del gas naturale** poiché in grado di gestire flussi continui richiedendo poca manutenzione.
- Cattura **criogenica**, nella quale i gas di scarico vengono essiccati e compressi per essere introdotti in un separatore criogenico, in cui l'**abbas-**

samento della temperatura al di sotto dei -56,6°C causa il **passaggio della CO_2 dalla fase gassosa alla fase liquida** (o solida, a seconda delle condizioni di pressione) modificandone la volatilità rispetto alle altre componenti del gas e **facilitandone la separazione** attraverso l'applicazione di un'**altra tecnologia di cattura**, ad esempio la PSA.

- Cattura tramite **Chemical Looping**, in cui viene impiegato un **ossido metallico** (MeO) che, **reagendo** in un primo reattore (carbonatore) **con la CO_2** presente nei gas di scarico, **forma un carbonato metallico** ($MeCO_3$), il quale viene trasportato in un secondo reattore (calcinatore) in cui, in seguito a un **innalzamento della temperatura**, **si separano MeO e CO_2**. La **tipologia più studiata** è il **Calcium-Looping** nella quale viene utilizzato **ossido di calcio** (CaO) che forma il carbonato di calcio ($CaCO_3$) reagendo con la CO_2.
- Cattura **intrinseca**, la quale comprende **tecniche di cattura** che richiedono esclusivamente un **trattamento dei gas di processo** senza la necessità di tecnologie di separazione. Queste sono applicabili a **processi industriali** in cui la **CO_2** rappresenta il **principale sottoprodotto di processo** con una quota superiore al 90% del totale dei gas. **Esempi** di questa tipologia sono la **fermentazione** di sostanze zuccherine per la produzione di **etanolo**, il **ciclo Allam-Fetvedt** per le **turbine a gas**.

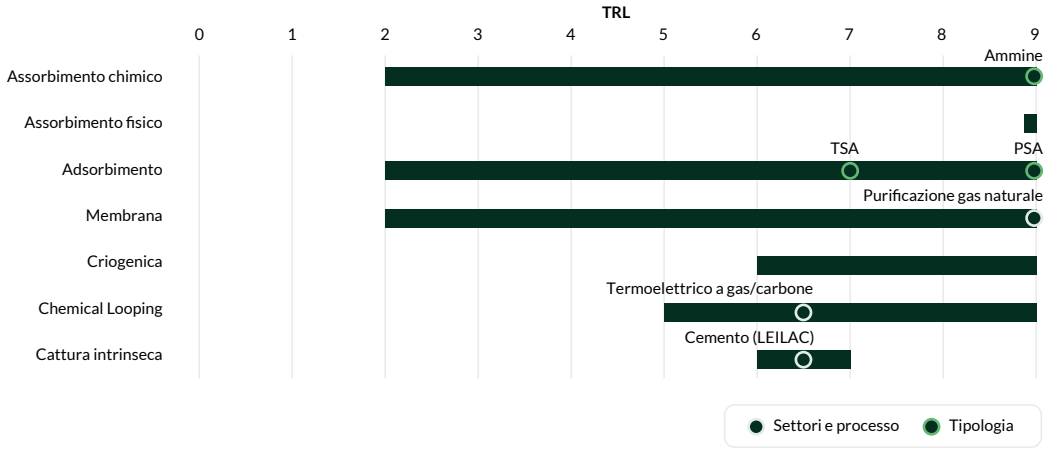
I processi tecnologici analizzati hanno delle peculiarità che li rendono adatti o meno alle diverse applicazioni industriali. In Tabella 1.2 sono indicati i principali **punti di forza e di debolezza** di ciascuna tecnologia.

Tabella 1.2: I punti di forza e di debolezza dei processi tecnologici di cattura della CO_2.

Processi tecnologici	Punti di forza	Punti di debolezza
Assorbimento chimico	• Ci sono tecnologie **commercialmente disponibili** (TRL 9) (es. ammine) • In grado di **trattare flussi** di gas con una **bassa concentrazione di CO_2** (3-4%)	• **Elevato consumo energetico** per la rigenerazione del solvente • **Degradazione del solvente** a causa delle impurità nei flussi di gas
Assorbimento fisico	• **Basso consumo energetico** per la rigenerazione del solvente • Ci sono tecnologie **commercialmente disponibili** (TRL 9) (es. Selexol™ e Rectisol™)	• In grado di trattare **solo** flussi di gas con una **concentrazione di CO_2 > 10-15%**
Adsorbimento	• **Basso consumo energetico** per la rigenerazione del sorbente • Ci sono tecnologie **commercialmente disponibili** (TRL 9) (es. PSA)	• **TSA** ha **cicli** di adsorbimento e rigenerazione **più lenti di PSA** • **PSA** richiede flussi con **concentrazione elevata di CO_2**
Membrana	• **Basso consumo energetico** • **Poca necessità di manutenzione** per l'assenza di parti mobili • Ci sono tecnologie **commercialmente disponibili** (TRL 9)	• In grado di trattare **solo** flussi di gas con un **elevata concentrazione di CO_2**
Criogenica	• Ci sono tecnologie **commercialmente disponibili** (TRL 9) • Il flusso di **CO_2** in uscita ha un'**elevata purezza**	• La **compressione** e il **mantenimento della temperatura** criogenica richiedono un **elevato consumo energetico**
Chemical Looping	• **Elevata efficienza energetica** grazie ai recuperi di calore di scarto • Il flusso di **CO_2** in uscita dal calcinatore ha un'**elevata purezza**	• Necessario **mantenere una temperatura elevata** nei reattori di carbonatazione e di calcinazione. Rispettivamente circa 650°C e 900°C nel caso del Calcium Looping • Il **retrofit** di impianti esistenti è **complesso**
Intrinseca	• **Basso consumo energetico** • Il flusso di **CO_2** in uscita ha un'**elevata purezza**	• **Poco adatto ai retrofit** di impianti poiché richiede numerosi adattamenti o una riprogettazione profonda • Tecnologie ancora **in fase di sviluppo**

Le caratteristiche tecniche e l'innovatività delle soluzioni tecnologiche causano una certa **variabilità nel livello di maturità** dei diversi processi tecnologici, anche a seconda del settore di applicazione, come mostrato in Figura 1.5. Infatti, la **tipologia di processo industriale** a cui deve essere applicato l'impianto di cattura e la **concentrazione della CO_2** nei flussi in uscita rendono **più o meno facile** il processo di **cattura** e hanno quindi un **impatto** significativo **sulla maturità** della tecnologia. A questo si aggiunge il fatto che ci sia un **numero ancora limitato di impianti in funzione** per la cattura di CO_2 ai fini dello stoccaggio geologico.

Figura 1.5: Il livello di maturità, indicato sotto forma di TRL (Technology Readiness Level) dei processi tecnologici di cattura della CO_2, con le indicazioni riguardo ad alcuni settori/processi e tipologie di soluzione tecnologica. (Fonti: DNV, Energy Transition Outlook CCS to 2050; Global CCS Institute; IEA, ETP Clean Technology Guide).



Le tecnologie di trasporto

Le **tecnologie per il trasporto della CO_2** possono essere suddivise in **tre tipologie**:

- Trasporto **via pipeline** (onshore o offshore), in cui la **CO_2** viene **compressa** a circa 75 bar **e pompata via tubo** dal sito di cattura verso il sito di stoccaggio, o eventualmente di utilizzo. In questa modalità, la CO_2 viene trasportata **in fase densa o supercritica**, ovvero una fase tale per cui abbia una **densità simile** alla CO_2 in **fase liquida** ma in cui ha una **viscosità simile** alla CO_2 in **fase gassosa**. Questo **agevola** il **trasporto di grandi quantità** di CO_2 a flusso continuo.
- Trasporto **via terra** mediante **camion o treno**, in cui la **CO_2** catturata viene **liquefatta** e caricata in container isolati per il trasporto verso il sito di stoccaggio o verso terminal intermedi. Questa modalità **richiede** l'installazione di **stoccaggi intermedi** presso il sito di cattura che forniscano **flessibilità nella gestione della CO_2** catturata. Inoltre, data la **limitata capacità** dei container e la

maggior flessibilità negli spostamenti, il trasporto via camion o treno è **adatto** ad essere applicato per **piccoli emettitori dislocati sul territorio**.

- Trasporto **via mare** mediante **navi**, in cui la **CO_2** catturata viene **liquefatta** e caricata nei serbatoi di **navi progettate appositamente** (**LCO_2 carriers**) oppure di **navi metaniere riconvertite**. Anche in questa modalità è **richiesta** l'installazione di **stoccaggi intermedi** presso il sito di cattura che forniscano **flessibilità nella gestione della CO_2** catturata. Questa soluzione è **adatta** soprattutto nel caso di trasporto sulla **lunga distanza** (oltre il migliaio di km), ma deve far fronte alla **limitata capacità della nave**, tipicamente compresa tra 1 e 20 $ktCO_2$.

Nella tabella seguente (Tabella 1.3) sono riportati i principali **punti di forza e di debolezza** delle modalità di trasporto descritte.

Tabella 1.3: I punti di forza e di debolezza delle modalità di trasporto della CO_2.

Modalità di trasporto	Punti di forza	Punti di debolezza
Via pipeline	• Adatta a **grandi emettitori o distretti industriali** • In grado di gestire **grandi flussi continui** • Soluzione **già adottata** (es. Stati Uniti) • Adatta a collegare numerosi emettitori al sito di stoccaggio lungo direttrici principali • Possibilità di riconversione di infrastrutture esistenti • Bassi costi unitari al raggiungimento di economie di scala • Impronta carbonica minore di camion, treno e nave	• **CAPEX molto elevati** e **lunghi tempi di realizzazione** • Poco adatto a piccoli emettitori, per necessità di una rete capillare
Via camion o treno	• **CAPEX ridotti** • Adatto a **piccoli emettitori dislocati sul territorio** • Soluzione **già utilizzata** per settore alimentare e gas tecnici • **Implementazione** relativamente **rapida**	• **Necessari impianti di liquefazione** e **stoccaggi intermedi** sul sito di cattura • **OPEX elevati** • **Capacità** di trasporto **limitata**
Via nave	• **Maggior flessibilità** rispetto a pipeline • Adatto a **grandi distanze** (> 1.000 km)	• **CAPEX elevati** poiché navi ad hoc • Tecnologia **in fase di sviluppo** (difficoltà tecnica di mantenere alte pressioni e basse temperature) • **Capacità** di trasporto **limitata**

Le tecnologie di stoccaggio

Le **tecnologie per lo stoccaggio** della CO_2 possono essere suddivise in **sei tipologie**:

- Stoccaggio in **pozzi esauriti**, in cui la **CO_2** viene iniettata **in giacimenti** di **petrolio o gas esauriti** e **intrappolata** grazie allo strato superiore di **roccia impermeabile** e all'**adsorbimento delle rocce porose**. Questa è attualmente l'**unica modalità riconosciuta** dalla **normativa italiana vigente**[3].
- Stoccaggio in **acquiferi salini**, in cui la **CO_2** viene iniettata **in formazioni di rocce sedimentarie** che si trovano tra 800 e 1.500 metri di profondità e contenenti una soluzione acquosa satura di sali disciolti (**salamoia**). La CO_2 viene quindi **intrappolata** grazie allo strato superiore di **roccia impermeabile**, al **discioglimento** della CO_2 **nella soluzione** e alla **mineralizzazione nel corso di migliaia di anni** grazie alla reazione con i sali presenti.
- Stoccaggio per **mineralizzazione**, in cui la **CO_2** viene fatta **reagire** con un **ossido metallico** per formare un composto minerale carbonato. La mineralizzazione può essere effettuata in **tre modalità**:
    - **ex-situ**, quando la reazione viene fatta avvenire **in un reattore** di carbonatazione **industriale**;
    - **in-situ**, quando la **CO_2** viene **iniettata** in soluzione acquosa **in formazioni rocciose geologiche** ricche di silicati o acquiferi alcalini;
    - **superficiale**, quando la **CO_2** viene fatta **reagire passivamente con substrati alcalini** presenti **in superficie**.
- Stoccaggio in **prodotti di lunga durata**, in cui la **CO_2** viene **utilizzata** come ingrediente di processo **nella produzione di materiali da costruzione** o

3 Sulla base della normativa vigente, gli stoccaggi in corrispondenza dei giacimenti esauriti offshore risultano gli unici attualmente considerati idonei tramite l'art. 7, comma 3 del D. Lgs. 162/2011 (in attuazione della Direttiva 2009/31/CE). Non è, infatti, ancora stato emanato il decreto di individuazione delle aree del territorio nazionale in cui sia possibile effettuare lo stoccaggio su terraferma, includendo i giacimenti onshore e gli acquiferi salini.

altri prodotti che abbiano una **durata** nell'ordine delle **centinaia di anni**.

- Stoccaggio per **Enhanced Oil/Gas Recovery** (EOR/EGR), in cui la **CO_2** viene iniettata in **pozzi di estrazione di petrolio e gas in attività** per aumentare la viscosità degli idrocarburi, **facilitandone l'estrazione**. La CO_2 iniettata rimane **parzialmente intrappolata** nel pozzo, mentre una parte risale per essere separata ed eventualmente riutilizzata ai fini di EOR/EGR. Questa modalità **non** è considerata come **sostenibile** da parte dell'**UE**.
- Stoccaggio in **giacimenti di carbone** (ECBM, Enhanced Coal Bed Methane recovery), in cui la CO_2 viene **iniettata** in **miniere di carbone non sfruttabili** per l'estrazione di carbone, a causa delle condizioni tecno-economiche del sito, e **ricche di gas naturale**. La CO_2 iniettata rimane **parzialmente intrappolata** nella miniera e **agevola l'estrazione di gas** naturale. Anche questa modalità **non** è considerata come **sostenibile** dall'**UE**.

Nella tabella seguente (Tabella 1.4) sono riportati i principali **punti di forza e di debolezza** delle modalità di stoccaggio descritte.

Tabella 1.4: I punti di forza e di debolezza delle modalità di stoccaggio della CO_2.

Modalità di stoccaggio	Punti di forza	Punti di debolezza
Pozzi esauriti	• Possibile **riconversione delle infrastrutture** di estrazione già **presenti** • **Conoscenza della geologia** dei siti	• **Incertezza** sull'effetto dell'iniezione della CO_2 sul **comportamento petrofisico** • **Possibili perdite** attraverso i **pozzi presenti**[4]
Acquiferi salini	• **Capacità potenziale molto** più **elevata** rispetto ai pozzi esauriti (stime EU GEOCAPACITY indicano circa 326 $GtCO_2$ da acquiferi salini su un totale di 360 $GtCO_2$)	• **Conoscenza dei siti limitata** • **Necessaria** la **realizzazione di infrastrutture** per l'iniezione
Mineralizzazione	• **Efficacia di intrappolamento** per milioni di anni • **Implementabile** anche in **siti industriali**	• La mineralizzazione **superficiale** è **poco scalabile** • **Poche iniziative pilota**
Prodotti di lunga durata	• Prodotti fabbricati hanno un mercato consolidato	• Possibile **incremento del costo dei prodotti finiti** • Filiera da adattare
EOR/EGR	• **Già utilizzata** e infrastrutture presenti • Utilizzo di CO_2 per **incremento di ricavi**	• **Non** è riconosciuta come **sostenibile in UE** • **Intrappolamento non** pienamente **efficace**
Giacimenti di carbone	• Utilizzo di CO_2 per **incremento di ricavi** • **Discreta capacità potenziale** di stoccaggio	• **Non** è riconosciuta come **sostenibile in UE** • **Intrappolamento non** pienamente **efficace** • Modalità ancora **poco matura** (TRL tra 2 e 5)

4 Nel caso dei pozzi chiusi dopo gli anni '80, la normativa prevede controlli molto stringenti riducendo al minimo tale possibilità.

Messaggi Chiave

Capitolo 1
La cattura della CO_2

L'**Unione Europea** ha fissato **target ambiziosi** di riduzione delle emissioni di CO_2 al 2030 e al 2040, per raggiungere le **zero emissioni nette al 2050**. Fino ad oggi **efficienza energetica**, **elettrificazione** dei consumi finali e diffusione delle **fonti energetiche rinnovabili** hanno rappresentato le **principali leve di riduzione delle emissioni** di gas a effetto serra, permettendo di raggiungere una riduzione del 37% delle emissioni rispetto al 1990. Tali strumenti continueranno a giocare un ruolo di primo piano nel percorso di decarbonizzazione, tuttavia, la loro **efficacia** rimane **limitata** nei settori industriali **hard-to-abate**. In tali settori, caratterizzati da uno **scarso potenziale di elettrificazione** a causa di vincoli tecnologici ed operativi, e da una quota elevata di **emissioni di processo non evitabili**, sarà necessaria l'implementazione di tecnologie ad hoc come la **cattura della CO_2**.

Le soluzioni di **cattura della CO_2** applicabili ai **settori industriali** sono quelle afferenti alla tipologia "**Point Source Capture**", ovvero in cui la cattura avviene contestualmente alla generazione della CO_2. Esistono diverse tecnologie che si distinguono per **approccio**, ovvero **come** la cattura viene **implementata** nel processo industriale, e **processo tecnologico**, ovvero le **tecniche** chimiche e fisiche **utilizzate per separare la CO_2** dal resto dei gas di scarico. Ciascuna tecnologia ha i suoi **punti di forza e di debolezza**, nonché un diverso **livello di maturità** che **dipende anche dal processo industriale** e dal settore in cui viene implementata; il che si traduce anche in una differenza nel costo di cattura. Tra le **soluzioni generalmente più mature** si possono individuare l'**assorbimento chimico e fisico** tramite solvente, l'**adsorbimento** e la separazione tramite **membrana**.

Per abilitare la cattura della CO_2, sono necessarie anche le **tecnologie di trasporto e stoccaggio della CO_2**. Relativamente alle prime, le **soluzioni principali** saranno il **trasporto via pipeline**, che permette di gestire **grandi flussi di CO_2** ed è quindi adatto a collegare i grandi emettitori, e il **trasporto via nave**, che

risulta **necessario** per il trasporto **su grandi distanze** (superiori al migliaio di km). Per quanto riguarda le **soluzioni di stoccaggio**, ad oggi **in Italia l'unica permessa è lo stoccaggio in giacimenti esauriti** di idrocarburi, ma la modalità che presenta le **maggiori potenzialità** in termini di **capacità** è quella degli **acquiferi salini**, che sono ad oggi utilizzati nel Nord Europa per lo stoccaggio della CO_2 e che hanno una capacità potenziale di almeno un ordine di grandezza superiore rispetto ai giacimenti esauriti. Si stanno sviluppando anche **soluzioni alternative** come la **mineralizzazione** e l'utilizzo per **prodotti di lunga durata**, che potrebbero essere implementati **su scala industriale** e inserirsi in un'**economia** europea sempre più **circolare**.

2.
La normativa di riferimento e i progetti di CCUS

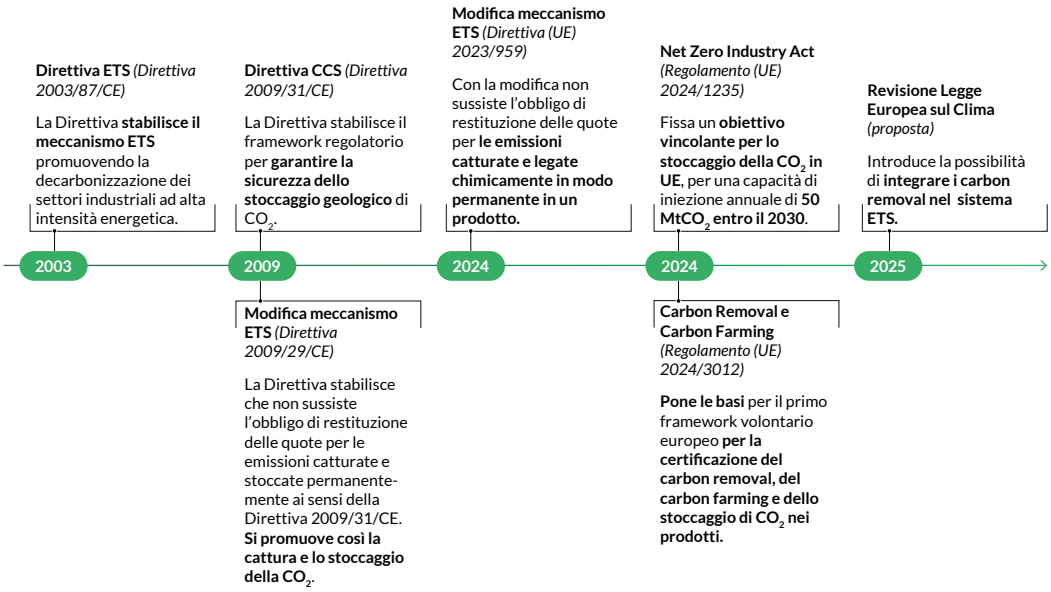
Il quadro normativo di riferimento in Unione Europea e in Italia

L'evoluzione della normativa comunitaria

La normativa comunitaria di rilievo per le attività di cattura, trasporto, stoccaggio (o utilizzo) della CO_2, che si inserisce nel più ampio framework della normativa per il ***carbon management***, ha le sue radici nella **"Direttiva ETS"** del 13 ottobre 2003. Infatti, con l'istituzione del meccanismo europeo per la riduzione delle emissioni delle industrie hard-to-abate, si è aperta la strada a diverse soluzioni di "gestione" delle emissioni, tra cui la cattura della CO_2.

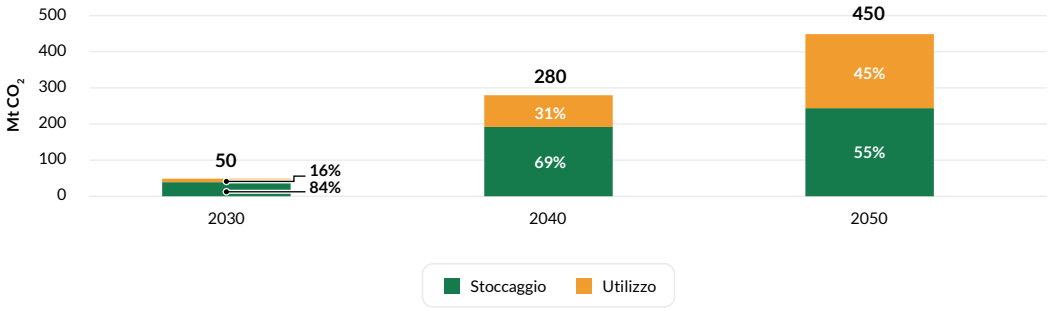
L'atto che pone le basi per **rendere possibile lo stoccaggio geologico della CO_2 in Unione Europea** arriva tre anni dopo: è la cosiddetta **"Direttiva CCS" del 2009**, che stabilisce le regole per **garantire la sicurezza dello stoccaggio geologico di CO_2**. Negli anni a seguire, sono diversi gli atti normativi e i documenti strategici che si sono susseguiti con l'obiettivo di **facilitare l'integrazione della CCUS nel contesto europeo**, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione. Tra i documenti più recenti, fondamentale è il **Net-Zero Industry Act**, che fissa un **obiettivo vincolante per la capacità di stoccaggio di CO_2 in UE**, e che verrà discusso più approfonditamente in seguito. Vanno ricordati inoltre il Regolamento sulla certificazione di *carbon removal* e il *carbon farming*, e la proposta di **revisione della Legge Europea sul Clima**, che introdurrà la possibilità di **integrare i *carbon removal* nel sistema ETS**.

Figura 2.1: L'evoluzione della normativa comunitaria sulla cattura della CO_2 nel tempo.



Gli atti normativi non sono l'unico strumento con cui l'Unione ha evidenziato l'importanza delle soluzioni di CCUS per la decarbonizzazione. Infatti, con la pubblicazione della **Comunicazione sull'obiettivo climatico europeo per il 2040 e dell'Industrial Carbon Management Strategy** (6 febbraio 2024), la Commissione Europea ha **sottolineato il ruolo fondamentale della cattura della CO_2** nel percorso di riduzione delle emissioni. Esprimendo la necessità di ridurre le emissioni di gas a effetto serra in UE del 90% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2040, la Commissione ha esplorato i possibili, e ambiziosi, scenari di cattura al 2030, 2040 e 2050. In particolare, **ci si aspetta di catturare circa 50 Mt di CO_2 al 2030, e di raggiungere la quota di 450 Mt catturate al 2050**. Di queste, **il 55% sarà destinato allo stoccaggio permanente** nel 2050.

Figura 2.2: Cattura di CO_2 in UE per destinazione. (Fonte: Commissione Europea).



Il Net-Zero Industry Act: un obiettivo di stoccaggio per l'Unione

Il **Net-Zero Industry Act** (Regolamento (UE) 2024/1735), entrato in vigore il 29 giugno 2024, ha l'obiettivo di assicurare all'Unione Europea **l'accesso sicuro e sostenibile a tecnologie a zero emissioni nette**, incluse le tecnologie di **cattura, trasporto, stoccaggio e utilizzo della CO_2**. Con particolare attenzione alla CCS, il Regolamento prevede:

- Un **obiettivo vincolante di capacità di iniezione di CO_2 in siti di stoccaggio permanente** nel territorio dell'Unione Europea, fissato in **50 Mt/anno di CO_2 al 2030**.
- L'**obbligo**, per alcuni produttori di gas e petrolio, **di contribuire al raggiungimento del target di capacità di stoccaggio**, **in misura proporzionale ai livelli di produzione** nel periodo 2020-2023. L'obbligo può essere soddisfatto sviluppando progetti di stoccaggio, collaborando con altri soggetti obbligati o tramite partnership con sviluppatori terzi di progetti di stoccaggio.
- **Misure** per aumentare la **trasparenza sui dati relativi alla capacità di stoccaggio** di CO_2 negli stati membri.

Il **21 maggio 2025** la Commissione Europea ha adot-

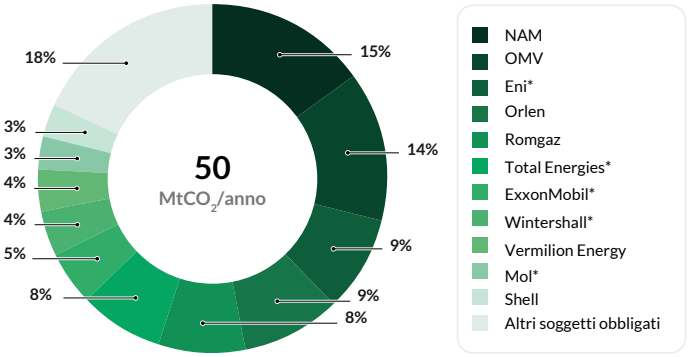
tato il **Regolamento Delegato** che integra il NZIA specificando le **modalità di identificazione dei produttori di petrolio e gas obbligati** a contribuire al raggiungimento del target di capacità di stoccaggio e la formula per il calcolo del contributo. Il giorno seguente, la Commissione ha pubblicato la **lista dei soggetti obbligati** indicando, per ciascuno, **l'obiettivo specifico di capacità di stoccaggio da sviluppare** per contribuire al target europeo: sono stati individuati come soggetti obbligati **44 produttori di petrolio e gas nel territorio dell'Unione**, che insieme hanno rappresentato **il 95% della produzione nel periodo 2020-2023**. Il contributo di ciascun soggetto obbligato al raggiungimento del target di capacità di stoccaggio al 2030 è **calcolato in maniera proporzionale alla produzione del periodo 2020-2023**.

La ripartizione dell'obiettivo NZIA tra i soggetti obbligati tiene in considerazione il peso eccessivo che un tale obbligo imporrebbe alle **piccole e medie imprese**. Infatti, vengono **esclusi dall'obbligo** tutti i detentori di licenze di produzione il cui output complessivo ha rappresentato **meno del 5% della produzione europea** nel 2020-2023.

Si tratta ciononostante di un'**industria piuttosto concentrata**, e ciò si riflette nella ripartizione dell'obbligo**: i primi 11 soggetti obbligati (ricondotti alla capogruppo) sono responsabili di oltre l'80% della capacità di stoccaggio**. Di essi, **6 sono direttamente coinvolti in progetti di stoccaggio in UE**. Va sottolineato che ai soggetti obbligati **non è richiesto di sviluppare la capacità di stoccaggio nel Paese di residenza**. Inoltre, essi possono contribuire all'obiettivo:

- **sviluppando progetti di stoccaggio**,
- **stringendo accordi con altri soggetti obbligati** per trasferire gli obblighi,
- **collaborando con sviluppatori terzi** di progetti (i.e., entità che non soggetti obbligati).

Figura 2.3: Ripartizione dell'obiettivo NZIA al 2030 tra i soggetti obbligati (per gruppo). (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Commissione Europea. Nota*: Operatori già direttamente coinvolti in progetti di stoccaggio in UE.).



La revisione della Legge Europea sul Clima: il ruolo dei carbon removal

Il **2 luglio 2025**, la **Commissione Europea** ha proposto un **emendamento alla Normativa Europea sul Clima**, al fine di fissare un **obiettivo intermedio** di riduzione delle emissioni nette di CO_2 al 2040 pari a **-90% rispetto ai livelli del 1990**. In tal modo, si assicura che l'Unione possa rispettare il target delle zero emissioni nette al 2050.

In linea con il binomio **«sostenibilità e competitività»** del periodo «post Green Deal», la proposta introduce diversi **meccanismi di flessibilità per abilitare il raggiungimento degli obiettivi**. Il **5 novembre**, il **Consiglio Europeo ha adottato una posizione positiva rispetto alla proposta**, introducendo alcune modifiche. **Il 13 novembre**, anche il **Parlamento Europeo ha adottato la propria posizione**, sostanzialmente allineata con quella del Consiglio e con la proposta della Commissione. Le principali proposte di flessibilità includono:

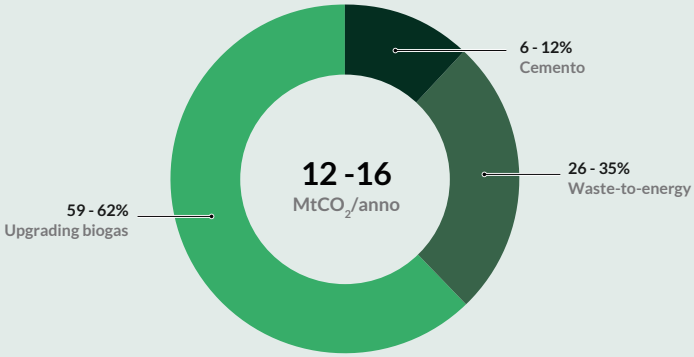
- **Utilizzo di carbon credits internazionali**: si apre la strada ai crediti di carbonio internazionali per raggiungere l'obiettivo al 2040. Nella posizione del Consiglio e del Parlamento, tale possibilità è limitata al 5% delle emissioni nette dell'UE al 1990. Di conseguenza, le emissioni domestiche dovranno ridursi di almeno l'85%.
- **Ruolo dei carbon removal nell'ETS**: viene introdotta la possibilità di includere i carbon removal domestici nel meccanismo EU ETS al fine di compensare le emissioni residue dei settori hard-to-abate. Si apre così la strada alla valorizzazione economica della cattura di emissioni di origine biogenica, che potrebbe rappresentare un ulteriore incentivo alla realizzazione di progetti di cattura in settori in cui tali emissioni sono rilevanti, come ad esempio la produzione di cemento, il waste-to-energy, o l'upgrading del biogas per la produzione di biometano.
- **Flessibilità tra settori economici**: Si propone di incrementare la flessibilità tra settori economici e all'interno di ciascun settore al fine di raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni in maniera efficace ed efficiente. Maggiori riduzioni in un settore particolarmente virtuoso potranno compensare il mancato raggiungimento degli obiettivi in un altro settore.

APPROFONDIMENTO

Per comprendere quale potrebbe essere **l'impatto dell'integrazione dei carbon removal** nel meccanismo ETS occorre valutare il potenziale di emissioni biogeniche che possono essere catturate. Considerando l'anno 2050 come orizzonte temporale e limitando l'analisi alle emissioni legate alla **produzione di cemento, al waste-to-energy e all'upgrading del biogas** (tre settori in cui le emissioni in atmosfera di CO_2 di origine biogenica sono rilevanti), si ottiene un potenziale di rimozione di CO_2 pari a circa **12-16 Mt/anno**.

Tale valore corrisponde alla **totalità delle emissioni italiane verificate nel 2024 nell'ambito del meccanismo ETS per i settori dell'aviazione e trasporto marittimo**.

Figura 2.4: Potenziale italiano di carbon removal al 2050 per alcuni settori selezionati. (Fonte: analisi interne Energy & Strategy).



Il quadro normativo in Italia

Il quadro normativo italiano completa quello comunitario. Il documento più rilevante è certamente, ad oggi, il cosiddetto **"Decreto CCS"** (Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162), che recepisce la Direttiva europea e **individua nei giacimenti di idrocarburi esauriti i siti idonei allo stoccaggio della CO_2**. Di più recente formulazione, ed **essenziale per la creazione in Italia di una filiera** di cattura, trasporto e stoccaggio della CO_2 è lo **schema di legge delega sulla CCS**, pubblicato il 30 giugno 2025.

Tabella 2.1: Quadro normativo di riferimento per la CCS in Italia.

Quadro normativo di riferimento per la CCS in Italia		
	Atto /Documento	**Descrizione**
Atti normativi	**Decreto CCS** (Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162)	Il decreto **recepisce la Direttiva CCS**, stabilendo le prescrizioni per lo stoccaggio in sicurezza della CO_2 e **individuando nei giacimenti di idrocarburi esauriti siti idonei** allo stoccaggio geologico della CO_2.
	Schema legge delega CCS (pubblicato il 30 giugno 2025)	Il provvedimento ha l'obiettivo portare a una **disciplina organica della cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio di CO_2 in Italia**.
	Bozza DL energia (novembre 2025)	La bozza include disposizioni per la **regolazione del settore del trasporto e dello stoccaggio**. In particolare si identifica **ARERA** come il regolatore e le si assegna il compito di **definire tariffe** di remunerazione di tali attività.
Strategie	**Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**	Il PNIEC contiene numerosi riferimenti alla CCS, individuata come leva strategica per la gestione delle emissioni dei settori hard-to-abate. Il piano fissa inoltre un **target indicativo di capacità di stoccaggio di CO_2 in Italia al 2030** e fornisce una descrizione, seppur approssimativa, della capacità di stoccaggio geologico stimata sul territorio nazionale.

È bene ricordare che anche il nostro Paese, così come l'Unione, ha evidenziato la rilevanza delle soluzioni di *carbon management* in diversi **documenti di indirizzo strategico** a partire della **Strategia di Lungo Termine italiana** (2021), che sottolinea l'importanza della CCS elencandola tra **le leve fondamentali per la decarbonizzazione dei settori industriali** (insieme al passaggio da combustibili "tradizionali" a combustibili "alternativi", all'elettrificazione dei consumi energetici, all'economia circolare e all'efficienza energetica). In particolare, la Strategia evidenzia la necessità di ricorrere alla CCS per le **emissioni non evitabili** (e.g., emissioni di processo).

In continuità con la Strategia di Lungo Termine, il PNIEC, anche nell'ultima versione di giugno 2024, riconosce il ruolo fondamentale della CCS per il contenimento delle emissioni e il raggiungimento dei target climatici. Infatti, ne sottolinea l'opportunità per la **decarbonizzazione dei settori industriali non elettri-**

ficabili e quelli per cui le emissioni di CO_2 sono una conseguenza inevitabile del processo produttivo, ma anche per la **decarbonizzazione della produzione di energia elettrica** e per **l'assorbimento di CO_2 dall'atmosfera** tramite la cattura di emissioni biogeniche e progetti di Direct Air Capture. Inoltre, il PNIEC descrive le principali **risorse per lo stoccaggio disponibili in Italia** e fissa un **target indicativo di capacità di stoccaggio pari a 4 Mt di CO_2 all'anno nel 2030**, che in prospettiva rappresenta l'8% del target stabilito dal Net-Zero Industry Act europeo.

Lo schema di legge delega sulla CCS

L'atto rappresenta il primo passo verso la creazione di una disciplina organica della CCUS in Italia. Approvato dal Consiglio dei Ministri su proposta del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica lo scorso **30 giugno 2025**, lo "**schema di disegno di legge delega** per la **definizione di un quadro legislativo in materia di CCUS**, idrogeno e riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico" ha l'obiettivo portare alla costituzione una **disciplina organica della cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio di CO_2 in Italia**. In particolare, entro 12 mesi dall'entrata in vigore della legge delega, il Governo sarà delegato ad adottare uno o più decreti legislativi per disciplinare la filiera.

Secondo lo schema, i decreti adottati dal Governo si baseranno sui seguenti principi e criteri direttivi:

- Le attività di trasporto della CO_2 tramite pipeline e stoccaggio geologico, in quanto presentano caratteristiche di monopolio naturale, dovranno essere sottoposte alla regolazione dell'ARERA.
- Dovrà essere garantito l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio secondo modalità trasparenti e non discriminatorie.
- Dovranno essere stabilite regole per la separazione delle attività della filiera CCUS, al fine di promuovere la concorrenzialità delle attività

di cattura, di utilizzo e di trasporto, diverse da quelle tramite rete.
- Sarà sviluppato uno specifico procedimento per l'approvazione dei piani di sviluppo delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio del biossido di carbonio (CO_2).
- Saranno definiti termini e modalità di utilizzo del biossido di carbonio.

La rapidità di adozione dei provvedimenti esecutivi sarà essenziale per consentire lo sviluppo della filiera e abilitare la pianificazione di progetti di cattura da parte di attori industriali nazionali e internazionali.

Il supporto europeo allo sviluppo di progetti di CCUS: i principali meccanismi a disposizione a livello europeo

La regolazione delle attività, benché essenziale, non è l'unico strumento che i policymaker hanno a disposizione per stimolare lo sviluppo della CCUS e la disponibilità di sistemi incentivanti resta un aspetto fondamentale per l'avvio della filiera. A completamento dell'inquadramento normativo si fornisce quindi una panoramica dei principali meccanismi di finanziamento a livello comunitario per il supporto di progetti di CCUS, differenziati principalmente a seconda della fase della filiera a cui sono indirizzati o del livello di sviluppo del progetto. Gli strumenti di supporto, descritti nella Tabella 2.2, includono l'**Innovation Fund**, al quale si dedica un focus speciale, il **Connecting Europe Facility** (per i progetti di trasporto e stoccaggio) e l'**Horizon Europe** (per i progetti di ricerca).

Tabella 2.2: I principali meccanismi di supporto in UE.

I principali meccanismi di supporto in UE	
Meccanismo	**Descrizione**
Innovation Fund	L'Innovation Fund è tra i **principali strumenti a supporto della decarbonizzazione** dell'industria europea. Finanziato tramite i ricavi derivanti dalla vendita dei permessi di emissione relativi all'EU ETS, in quattro bandi consecutivi il meccanismo **supporta 46 progetti relativi alla CCUS in Europa** con finanziamenti totali pari a circa **5,5 miliardi di euro**.
Connecting Europe Facility (CEF)	Il CEF finanzia lo sviluppo di **network transfrontalieri per il trasporto e lo stoccaggio di CO_2** che hanno ottenuto lo status **di Project of Common Interest (PCI) o Project of Mutual Interest (PMI)** secondo quanto previsto dal Regolamento TEN-E. Ad oggi, l'UE riconosce 12 PCI e 2 PMI nell'ambito del trasporto e stoccaggio di CO_2. Alcuni di essi hanno ottenuto **finanziamenti dal CEF per circa 680 milioni di euro**.
Horizon Europe	Il programma supporta la **ricerca** nell'ambito della CCUS e lo sviluppo di **progetti pilota** e **impianti dimostrativi** di piccola scala.

L'Innovation Fund: progetti in Italia

Dal 2020 a oggi sono stati lanciati complessivamente cinque bandi Innovation Fund. Nei **primi quattro** sono stati premiati **46 progetti nell'ambito della CCS e/o CCU**, per un **valore totale di circa 5,5 miliardi di euro**. Belgio e Germania risultano i Paesi con il maggior numero di progetti approvati e con i finanziamenti più consistenti. L'Italia conta **tre progetti vincitori**, con un contributo di circa **circa 59 milioni di euro**. Per questi tre progetti, presentati da **Acciaierie Bertoli Safau**, **Hera** e **Marcegaglia**, risulta già firmato il Grant Agreement e di conseguenza essi sono ufficialmente «ammessi al finanziamento».

Figura 2.5: Innovation Fund - Progetti e finanziamenti per Paese. (Fonte: Commissione Europea).

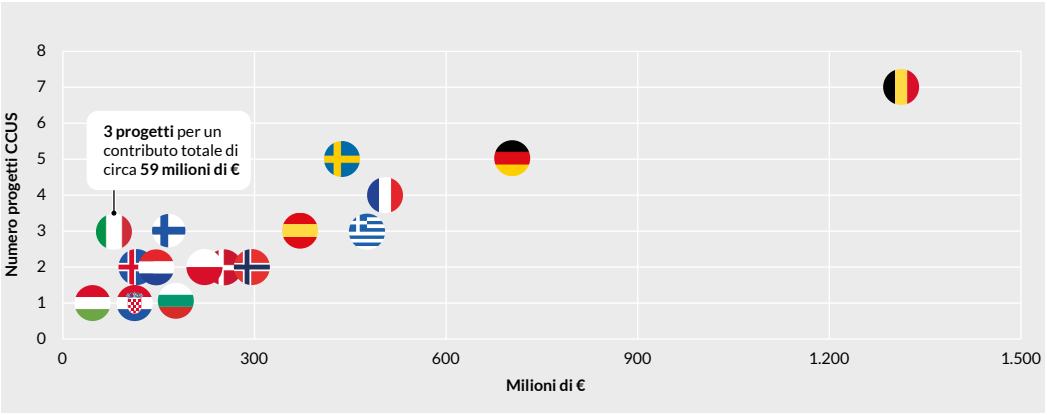
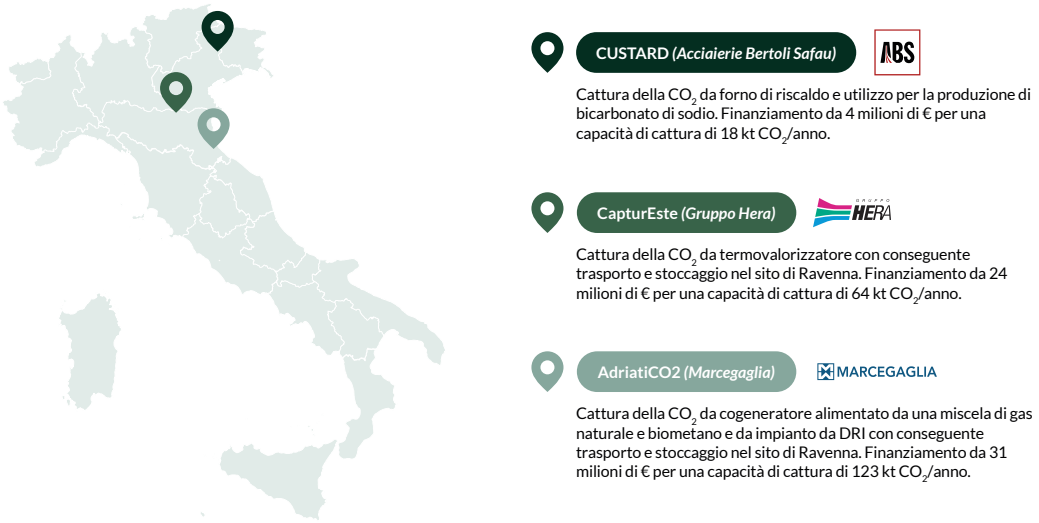


Figura 2.6: Progetti italiani nei primi quattro bandi Innovation Fund.



Nel **quinto e più recente bando** è stato selezionato **un ulteriore progetto italiano**, presentato da **Heidelberg Materials Italia**. Tuttavia, il relativo Grant Agreement non è ancora stato firmato e di conseguenza l'importo preciso del finanziamento che verrà assegnato

non è ancora noto. L'insieme dei progetti di cattura italiani selezionati nell'ambito dell'Innovation Fund, che di fatto rappresentano la totalità dei progetti di cattura su scala industriale nel nostro Paese, è presentato in sintesi nella Tabella 2.3.

Figura 2.7: Progetti italiani nei primi cinque bandi Innovation Fund.



CUSTARD *(Acciaierie Bertoli Safau)*

CapturEste *(Gruppo Hera)*

AdriatiCO2 *(Marcegaglia)*

DREAM *(Heidelberg Materials)*

Combinazione di: impianto di cattura criogenica avanzata oxyfuel, impianto di cattura cattura con ammine, e impianto di recupero del calore di scarto che alimenta la rigenerazione del solvente senza apporto di energia esterna. Obiettivo di cattura a regime pari a 1 Mt CO_2/anno, con entrata in esercizio prevista dopo il 2030.

Tabella 2.3: Caratteristiche dei progetti italiani vincitori dei bandi Innovation Fund.

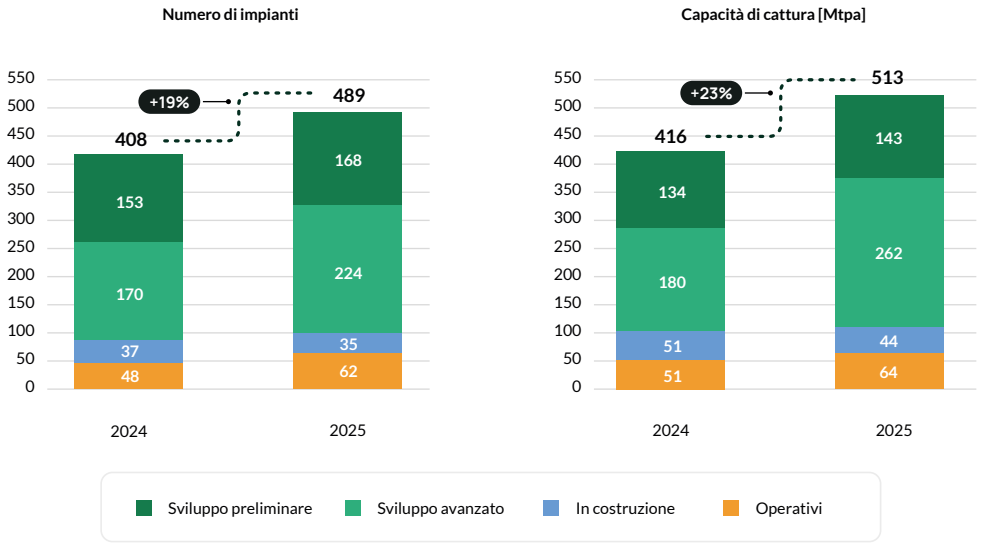
Nome	Settore	Costo di cattura	Costo di trasporto/stoccaggio	Risparmio quote ETS	Altri ricavi
CUSTARD	Acciaio	Valore ridotto grazie al supporto fornito dall'Innovation Fund	No T&S (utilizzo della CO_2 come feedstock)	Risparmio dei costi ETS	• Vendita di bicarbonato di sodio • Acciaio (semi)verde
CapturEste	Waste-to-Energy		Ancora sconosciute le tariffe relative ad attività T&S (attese da ARERA nei prossimi mesi)	Risparmio dei costi ETS a partire dal 2028 (rimane incertezza sulla quota biogenica)	Elettricità low-carbon
AdriatiCO2	Acciaio			Risparmio dei costi ETS (rimane incertezza sulla quota biogenica)	Acciaio (semi)verde
DREAM	Cemento				Cemento «near-zero»

I progetti di CCUS nel mondo

La prossimità delle scadenze associate alle ambizioni e agli obiettivi di decarbonizzazione a livello globale ed europeo ha determinato, negli ultimi mesi, **un'accelerazione dello sviluppo di progetti di CCUS nel mondo**. Infatti, come discusso nei capitoli precedenti, la cattura delle emissioni rappresenta uno strumento fondamentale per il raggiungimento della neutralità carbonica. In questa sezione del rapporto si analizza dunque **l'evoluzione della pipeline di progetti di cattura nel mondo**, con un'attenzione particolare alle progettualità europee, le quali vengono messe a confronto con gli obiettivi descritti nella sezione precedente.

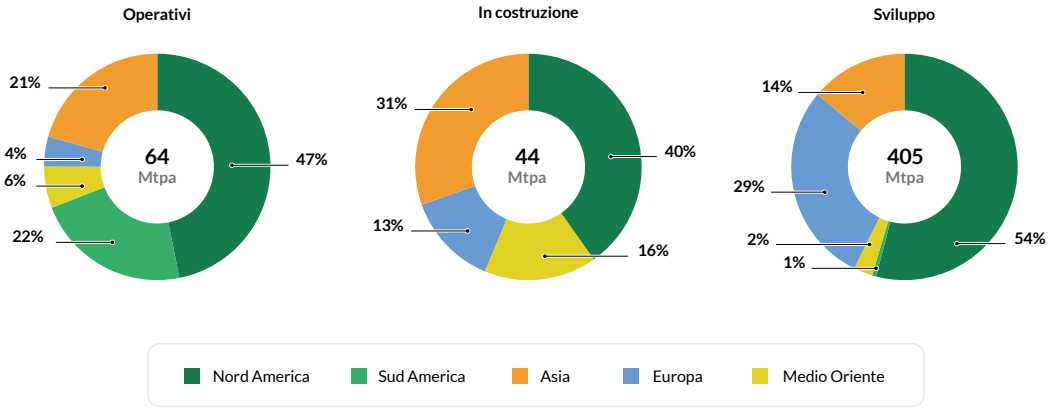
Innanzitutto, è evidente la **crescita della pipeline di progetti tra 2024 e 2025**. In un anno, le iniziative sono cresciute del 19% passando da 408 a 489 impianti, con **un aumento del 23% della capacità di cattura, da 416 a 513 Mt di CO_2** catturate all'anno. Si tratta ancora, per la maggior parte, **di impianti in fase di sviluppo preliminare o avanzata** e in parte più ridotta di impianti operativi o in costruzione, che insieme costituiscono, nel 2025, circa il 21% della capacità di cattura annunciata (108 Mt di CO_2 su 513). Va segnalata inoltre l'entrata in esercizio di nuovi impianti di cattura per una capacità di 13 Mt di CO_2 all'anno.

Figura 2.8: Progetti di cattura della CO_2 nel mondo, 2025 vs 2024. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS Institute aggiornati a luglio 2025).



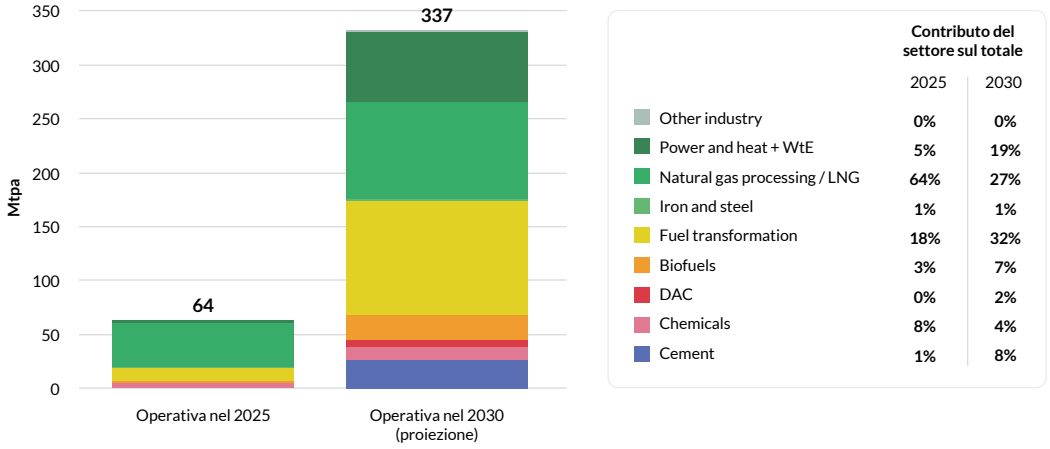
Di grande interesse è l'evoluzione dei progetti di cattura della CO_2 in termini di localizzazione geografica, settore di applicazione e destinazione delle emissioni catturate. Innanzitutto, come si evince dalla Figura 2.9, **il ruolo dell'Europa sarà sempre più rilevante**: il continente rappresenta infatti solo il 4% della capacità di cattura operativa, ma **ben un terzo della capacità in fase di sviluppo**. Ciò è chiaramente coerente con il percorso di decarbonizzazione intrapreso dai Paesi dell'Unione, che ha decisamente accelerato lo sviluppo di iniziative di CCUS nel continente.

Figura 2.9: Progetti di cattura della CO_2 nel mondo, distribuzione per fase di sviluppo e geografia. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS Institute aggiornati a luglio 2025).



Un secondo elemento di interesse riguarda i settori industriali di applicazione delle tecnologie di cattura. Nell'ambito delle analisi del rapporto è stata confrontata la **distribuzione settoriale della capacità di cattura operativa nel 2025, pari a 64 Mt all'anno, con quella della capacità attesa operativa nel 2030, pari a 337 Mt all'anno**. Si evidenzia **una seconda "trasformazione"**, che si affianca a quella geografica: mentre **oggi la maggior parte delle emissioni catturate derivano dal settore del trattamento del gas naturale (64%)**, dalla trasformazione dei combustibili (18%) e dal settore chimico (8%), **i nuovi progetti si rivolgono alla decarbonizzazione di nuovi settori**: la **generazione di elettricità e calore e il waste-to-energy** costituiranno il **19% della capacità di cattura operativa nel 2030** (rispetto al 5% nel 2025) e crescerà notevolmente il peso del **cemento (da 1% a 8%)**, mentre si ridurrà il contributo del trattamento del gas naturale (da 64% a 27%). È evidente che tali variazioni sono pienamente allineate e spiegano con la transizione dell'economia mondiale verso un modello più pulito e verso nuove fonti di energia.

Figura 2.10: Evoluzione della capacità di cattura per settore di origine delle emissioni. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS Institute aggiornati a luglio 2025).



Da ultimo, si evidenzia una **terza trasformazione**, legata alla **destinazione delle emissioni catturate**. Sempre con riferimento agli annunci di progetti operativi nel 2030 (337 Mt catturate all'anno), confrontati con i progetti operativi oggi (64 Mt), appare immediatamente chiaro che **l'utilizzo di CO_2 catturata in pratiche non sostenibili come l'EOR, che oggi rappresenta il principale sbocco delle emissioni catturate, andrà via via riducendosi**, mentre **crescerà notevolmente il ruolo dello stoccaggio permanente come destinazione finale del carbonio**. Lo stoccaggio permanente caratterizzerà infatti i **due terzi dei progetti di cattura nel 2030**, contro il 22% dei progetti operativi nel 2025. L'utilizzo della CO_2 nei prodotti rappresenterà quote via via più rilevanti di emissioni catturate, ma il suo ruolo nel breve termine resterà limitato. Come mostrato nell'analisi normativa europea presentata nella precedente sezione, il ruolo dell'utilizzo sarà più significativo a partire dal 2040-50.

Figura 2.11: Progetti di cattura operativi nel 2025 per destinazione della CO_2. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS institute e IEA).

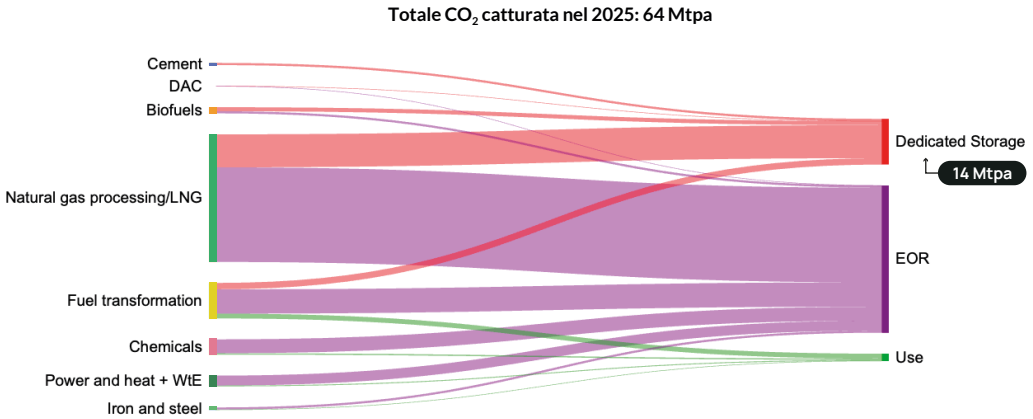
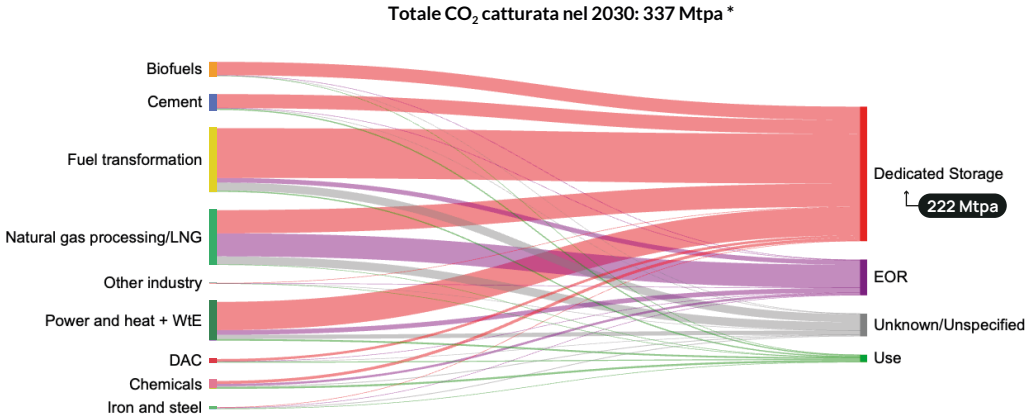


Figura 2.12: Progetti di cattura operativi nel 2030 per destinazione della CO_2. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS institute e IEA. Nota*: Valore che tiene conto degli annunci fatti dagli operatori, e non di una reale fattibilità tecno-economica dei progetti).



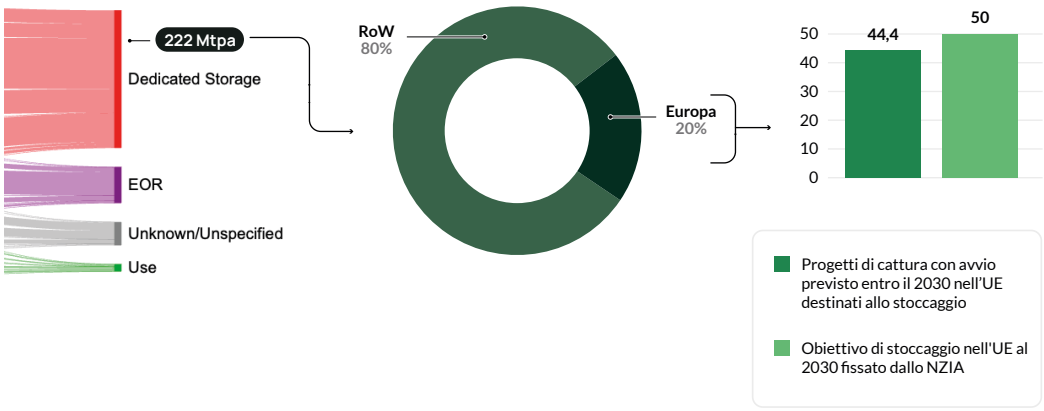
La pipeline europea: il confronto con i target e le barriere allo sviluppo

A conclusione del capitolo si presenta un'analisi dei progetti annunciati in Europa con entrata in funzione prevista entro il 2030, al fine di metterli a confronto con gli obiettivi previsti dalla normativa.

Considerando a tal fine unicamente i **progetti di cattura abbinata allo stoccaggio permanente** della CO_2 si evidenzia come **gli annunci degli operatori**, e dunque il mercato, siano sostanzialmente **allineati alle ambizioni tracciate dalla normativa**. Dei **222 Mt di capacità di cattura destinata allo stoccaggio** con entrata in esercizio attesa entro il 2030, **il 20%, pari a circa 44 Mt, si trova in Europa**. Il valore è, come ragionevole aspettarsi, in linea con l'obiettivo di capacità di stoccaggio in UE, fissato dal Net-Zero Industry Act a 50 Mt all'anno.

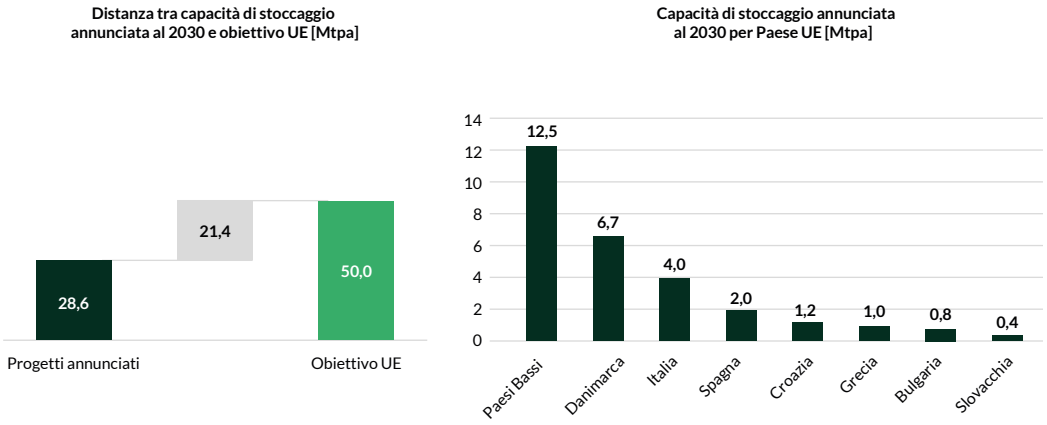
Figura 2.13: Progetti di cattura e stoccaggio permanente operativi nel 2030 in Europa. Confronto con le ambizioni NZIA.

(Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Global CCS institute e IEA).



Tuttavia, le **previsioni per l'Europa sono meno ottimistiche** quando si sposta l'attenzione dai progetti di cattura, associati agli emettitori, ai **progetti infrastrutturali** e, in particolare, ai progetti di **stoccaggio del carbonio**. A fine settembre 2025 infatti, erano solo **16 progetti di stoccaggio in UE con entrata in esercizio entro il 2030**. Analizzando tali progetti si evidenzia **una grave criticità**: sommando le capacità di iniezione annunciate, **si raggiungono solo 28,6 $MtCO_2$/anno, pari al 57% dell'obiettivo europeo**. A fine settembre 2025, solo 2 progetti per un totale di 2,9 Mt/anno (5,8% dell'obiettivo NZIA) avevano raggiunto la FID.

Figura 2.14: Capacità di stoccaggio annunciata al 2030 in UE: distribuzione per paese e distanza dai target NZIA. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati IOGP).



La distanza tra il volume di stoccaggio annuo dei progetti annunciati e il target 2030 evidenzia un **significativo disallineamento tra la normativa e il mercato**. Se è vero che il NZIA rappresenta **un segnale importante per gli operatori** fissando un obbligo per lo sviluppo di una capacità di stoccaggio europea, bisogna tenere in considerazione le **sfide legate all'imminenza dell'obiettivo** e alle **incertezze normative e di mercato** che lo circondano. Tali barriere sono riassunte nella Tabella 2.4, che evidenzia altresì alcune misure urgenti per poterle abbattere.

Tabella 2.4: Barriere allo sviluppo di progetti di stoccaggio.

Barriere regolatorie	È essenziale che gli **atti delegati** che precisano le modalità di **collaborazione tra soggetti obbligati e sviluppatori terzi di progetti** vengano **adottati al più presto** al fine di stimolare la partecipazione di investitori terzi allo sviluppo di progetti di stoccaggio.
	Occorre chiarezza relativamente alla possibilità degli Stati membri **di esentare i soggetti obbligati dal loro contributo** al verificarsi di determinate condizioni. Al momento, risultano incerte le possibili **conseguenze di un'eventuale esenzione sui contributi degli altri soggetti obbligati**, in quanto essi sono calcolati pro quota rispetto alla produzione totale di gas naturale e petrolio nell'Unione.
	La **trasposizione non uniforme della Direttiva CCS negli Stati membri** aumenta l'incertezza normativa e rende talvolta **impossibile lo sviluppo di progetti di stoccaggio**, anche laddove esistano soggetti obbligati. Ad esempio, la Germania ha modificato nel 2025 la propria normativa per consentire lo stoccaggio offshore, mentre in Irlanda lo stoccaggio su scala commerciale è ancora illegale.
	L'**assenza di un quadro regolatorio per il trasporto della CO_2** e la pianificazione di una rete di trasporto europea ostacola lo sviluppo di progetti di stoccaggio. Sono necessarie normative chiare che **armonizzino le regole di trasporto** a livello europeo e che introducano, ove opportuno, meccanismi di **remunerazione regolata** delle attività di trasporto della CO_2.
Barriere di mercato	Lo sviluppo delle risorse di stoccaggio deve essere **allineato alla capacità di cattura e trasporto**. Senza visibilità sull'evoluzione del mercato della cattura i progetti non possono essere realizzati. Servono quindi meccanismi a supporto dell'intera filiera della CCS.

Messaggi Chiave

Capitolo 2
La normativa di riferimento e i progetti di CCUS

La cattura della CO_2 ha un ruolo fondamentale nella normativa europea per il clima, tanto che con il NZIA è stato fissato per la prima volta un **obiettivo vincolante di capacità di stoccaggio in UE**. Tuttavia, senza una maggiore chiarezza e certezza normativa e **meccanismi di supporto per lo sviluppo dell'intera value chain** non sarà possibile sviluppare progetti di CCUS nei tempi richiesti dagli ambiziosi target climatici europei.

L'interesse degli operatori verso il settore CCS continua ad aumentare, e i numeri lo confermano: a livello globale si contano 62 progetti di cattura già operativi, con una capacità complessiva di 64 Mtpa, e altri 35 in costruzione che aggiungeranno ulteriori 44 Mtpa. Nel complesso, **la pipeline di progetti è cresciuta in modo significativo rispetto all'anno precedente**, con un +19% nel numero degli impianti e un +23% nella capacità di cattura. Anche **a livello europeo il trend è positivo, ma potrebbe non essere sufficiente per raggiungere i target fissati dallo NZIA**. Se da un lato le proiezioni indicano che al 2030 i progetti di cattura destinati allo stoccaggio potrebbero arrivare a 44 Mtpa (un valore vicino al target dei 50 Mtpa), dall'altro i progetti di stoccaggio procedono troppo lentamente: **la capacità annunciata per il 2030 si ferma infatti a 28,6 Mtpa, ben al di sotto dell'obiettivo dei 50 Mtpa**.

Storicamente, la cattura della CO_2 è stata adottata soprattutto nelle facility di processamento e purificazione del gas naturale, dove veniva impiegata principalmente per attività di EOR. Con il nuovo scenario, in particolare europeo, orientato alla decarbonizzazione, **la cattura della CO_2 sta però trovando spazio in una gamma più ampia di settori**, per i quali non sembrano esserci alternative tecno-economicamente praticabili alla riduzione delle emissioni. Le proiezioni al 2030 evidenziano infatti il crescente ruolo di comparti oggi marginali, come cemento, produzione di biofuels, generazione elettrica e trasformazione dei carburanti. Anche sul fronte della destinazione della CO_2 si osserva un cambio di paradigma: l'interesse si sta spostando **dall'EOR verso soluzioni di stoccaggio dedicato**.

3.
I business model dei progetti e l'analisi economica della cattura

L'analisi dei **modelli di business** dei progetti CCS e la **valutazione economica** dei casi studio presentati in questo capitolo devono necessariamente partire da alcune considerazioni sulla **governance dei progetti**. Il numero e il tipo di **attori** coinvolti, così come la **configurazione del mercato**, rappresentano infatti elementi essenziali per interpretare correttamente le successive analisi.

Come evidenziato nel capitolo precedente, i progetti CCS sono stati storicamente sviluppati principalmente nel settore del processamento del gas naturale, o in impianti dedicati alla sua liquefazione, con la CO_2 catturata impiegata per finalità di EOR/EGR. Tali iniziative sono generalmente caratterizzate da un **modello "full chain"**, in cui un unico operatore presidia tutte le fasi del progetto (cattura, trasporto e stoccaggio). Tipicamente, questo ruolo è ricoperto dallo stesso operatore dell'Oil & Gas che estrae il gas naturale dal giacimento, garantendo così un'elevata integrazione verticale della filiera.

Nel caso di progetti strutturati come "full chain", l'operatore avvia l'investimento qualora la somma dei costi associati alle tre fasi risulti inferiore ai ricavi attesi lungo l'intero ciclo di vita. In termini semplificati, la **sostenibilità economica** si verifica quando risulta valida la seguente relazione dove LCOC, LCOT e LCOS rappresentano rispettivamente il **costo livellato della cattura, del trasporto e dello stoccaggio** (€/tCO_2).

$$LCOC + LCOT + LCOS < Ricavi\ ottenibili\ lungo\ la\ vita\ del\ progetto$$

Nei prossimi anni, tuttavia, il mercato tenderà ad assumere configurazioni diverse rispetto al passato: **i progetti CCS non saranno più basati su una piena integrazione verticale**, ma prevedranno la partecipazione di **più attori** specializzati. Tale evoluzione è favorita dalla **crescente liquidità del mercato** e da una maggiore **standardizzazione delle soluzioni tecnologiche**, che permetterà l'accesso alle infrastrutture anche a operatori privi di competenze sull'intera filiera.

Il passaggio da modelli "full chain" a **modelli "partial chain"** implica che la precedente disequazione non sia

più sufficiente per valutarne la sostenibilità economica. Diventa quindi necessario definire con precisione la **prospettiva dell'analisi** (ovvero l'operatore considerato) e distinguere quali costi siano interni all'operatore e quali, invece, rappresentino costi esterni imposti da altri soggetti della filiera.

Considerata l'ampia eterogeneità degli "emettitori" , ovvero le aziende che generano emissioni di CO_2 tramite i propri processi produttivi, e il numero relativamente ridotto di operatori attivi nelle fasi di trasporto e stoccaggio, la **prospettiva adottata** nelle pagine seguenti è quella degli **emettitori**.

La prima sezione del capitolo discute i principali elementi utili **all'analisi della sostenibilità economica lato emettitore**, mentre la sezione successiva presenta i **risultati del modello economico** applicato a tre categorie di impianti: **cementifici**, **centrali a ciclo combinato** (CCGT) e **termovalorizzatori** (Waste-to-Energy).

Il modello di business

Nei progetti di tipo **"partial chain"** è possibile individuare tre categorie di attori coinvolti nelle fasi operative:

- ***Emettitori*:** soggetti responsabili della gestione di impianti produttivi appartenenti a settori eterogenei che, con l'obiettivo di ridurre o azzerare le proprie emissioni, **installano sistemi di cattura** presso i propri siti. Per l'intera durata del progetto, **il costo unitario di cattura è rappresentato dal LCOC**, il costo livellato che include sia gli investimenti iniziali sia i costi operativi dell'impianto di cattura.
- ***Operatori dell'infrastruttura di trasporto*:** soggetti responsabili della **gestione operativa della rete di trasporto della CO_2**, indipendentemente dalla modalità utilizzata (pipeline, nave, camion, treno). In molti contesti coincidono con gli operatori delle reti del gas naturale (come nel caso italiano)

poiché le due attività presentano analogie tecnologiche e operative. **Il costo unitario di trasporto è modellizzato tramite il LCOT**.

- ***Operatori dell'infrastruttura di stoccaggio*:** gestiscono i siti in cui la CO_2 è **immagazzinata permanentemente**, sia in acquiferi salini sia in giacimenti esausti di idrocarburi. In genere, sono operatori dell'Oil & Gas dotati delle competenze necessarie per queste attività, spesso gli stessi che hanno precedentemente sfruttato i giacimenti. **Il costo unitario di stoccaggio è rappresentato dal LCOS**.

Poiché in questo capitolo si adotta la **prospettiva dell'emettitore**, il **LCOC** rappresenta un **parametro endogeno** e quindi appropriato per modellizzare i costi di cattura. Diversamente, **LCOT e LCOS sono costi esterni**, determinati da operatori terzi, e richiedono quindi un'analisi specifica delle modalità con cui tali costi si formano e vengono trasferiti all'emettitore.

Attività T&S: configurazione di mercato merchant o regolato?

Le modalità operative delle fasi di trasporto e stoccaggio e le **relative tariffe** dipendono dal **modello di mercato definito dal legislatore**. Poiché queste attività presentano caratteristiche tipiche del **monopolio naturale**, soprattutto in una fase ancora embrionale del settore, la regolazione è essenziale per garantire la remunerazione degli investimenti e l'accesso equo alle infrastrutture.

I due principali archetipi di mercato sono:

- ***Mercato regolato*:** riconosciuta la natura monopolistica dell'infrastruttura, l'accesso è disciplinato da autorità pubbliche per garantire trasparenza ed equità. **Le tariffe di trasporto e stoccaggio sono stabilite da un'Autorità competente**, che, sulla base del principio di "cost reflectivity", garantisce la minimizzazione e prevedibilità del costo logistico per gli emettitori.
- ***Mercato merchant (o libero)*:** gli operatori defini-

scono autonomamente le condizioni di accesso alle infrastrutture, nel rispetto di requisiti minimi definiti dalla normativa. In questo caso **le tariffe sono il risultato di negoziazioni tra le parti**.

Non esiste un modello universalmente preferibile: la migliore scelta dipende dallo specifico contesto nazionale. Un **mercato regolato** offre maggiore stabilità e prevedibilità dei costi, tutela l'interesse pubblico e consente una pianificazione più efficiente dello sviluppo infrastrutturale. Un **modello merchant** garantisce maggiore flessibilità contrattuale, reattività dei prezzi e, generalmente, rappresenta un fattore di maggiore attrattività per gli investimenti privati.

Nel contesto europeo, Gran Bretagna e Paesi Bassi, due paesi "first mover" nella filiera della CCS, hanno adottato approcci differenti:

- ***Gran Bretagna*:** ha definito un **percorso graduale verso l'apertura del mercato**, con un l'identificazione di tre fasi temporali, ciascuna delle quali presenta differenti caratteristiche del mercato:
  - » Fase 1 (fino al 2030): **mercato regolato** con un **unico operatore T&S** e **tariffe** definite dal DESNZ (i.e. il Ministero britannico dell'energia) attraverso un **approccio RAB** ("Regulatory Asset Base").
  - » Fase 2 (2030–2035): mercato ancora regolato, con tariffe determinate a livello governativo, ma con la presenza di più operatori che svolgono le attività di trasporto e stoccaggio.
  - » Fase 3 (dal 2035): **piena apertura del mercato per le attività di trasporto**, con **tariffe negoziate tra le parti**, mentre **attività di stoccaggio** che rimangono ancora in un **mercato regolato**, in continuità con la Fase 2.

  L'obiettivo è quello di evitare comportamenti monopolistici e favorire un mercato competitivo solo quando sarà sufficientemente maturo.
- ***Paesi Bassi*:** hanno adottato fin da subito un'impostazione sostanzialmente **merchant**, con **tariffe negoziate tra le parti**. Lo **sviluppo infrastruttu-**

rale è stato tuttavia sostenuto dalla **presenza pubblica tramite PPP** ("Public-private partnership"), che ha ridotto il rischio di sottoutilizzo e l'onere finanziario per gli operatori privati.

Con riferimento al **contesto italiano**, la scelta del legislatore è quella di adottare una **configurazione di mercato regolata**, sebbene non sia ancora stato finalizzato un impianto normativo organico e definitivo. Due elementi, in particolare, sembrano orientare in questa direzione.

In primo luogo, lo **studio CCUS del MASE**, pubblicato a inizio agosto del 2025, che, è bene ricordare, ha unicamente finalità di indirizzo strategico, fa esplicito riferimento alla costruzione di un **quadro tariffario basato su un approccio di tipo RAB**. Tale riferimento non si limita a evocare un generico modello regolato, ma prefigura già una struttura tariffaria articolata in modo distinto per le diverse componenti della filiera. In particolare, si distinguono due distinte tariffe:

- La prima tariffa relativa al **trasporto onshore via pipeline**;
- La seconda tariffa relativa al **trasporto offshore via pipeline e lo stoccaggio**, considerati congiuntamente.

Questa distinzione è coerente con la **futura presenza di un'infrastruttura nazionale a rete**, che richiederà meccanismi di remunerazione trasparenti e stabili, in grado di attrarre investimenti e garantire l'accessibilità del servizio anche in una fase iniziale di mercato.

Un ulteriore segnale verso questa direzione deriva dalla **bozza del DL Energia** che è stata fatta circolare dal MASE nelle ultime settimane del 2025 (stando agli annunci del Ministero la pubblicazione del decreto sarebbe dovuta avvenire entro la fine dell'anno; tuttavia, le tempistiche sono slittate e la pubblicazione è ora programmata per le prime settimane del 2026). In particolare, **l'articolo 4 della bozza** prevede che, entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto, **ARERA** definisca "un sistema tariffario certo, trasparente, basato su criteri predefiniti, assicurando la copertura dei costi delle attività di trasporto e stoccaggio".

Se l'indirizzo per la **fase di avvio del mercato** sembra

quindi orientato verso un **modello regolato**, resta invece più incerto il quadro nel **medio-lungo periodo**. Non è ancora chiaro, infatti, se il legislatore intenda mantenere una **struttura pienamente regolata** anche una volta che il mercato CCS avrà raggiunto maggior maturità e liquidità, o se considererà una **graduale transizione verso modelli più aperti e concorrenziali**, analogamente a quanto previsto nel percorso britannico. Molto dipenderà dalla velocità di diffusione dei progetti, dal grado di standardizzazione delle tecnologie e dalla capacità del mercato di sostenere dinamiche competitive senza compromettere l'interesse pubblico né gli obiettivi di decarbonizzazione.

L'assenza, ad oggi, di una traiettoria normativa definitiva lascia pertanto aperto un **ventaglio di possibili evoluzioni**: dalla conferma di un assetto fortemente regolato, orientato a garantire stabilità e certezza agli investitori, fino all'adozione progressiva di elementi merchant nelle aree dove la domanda si dimostrerà più dinamica e diversificata. Saranno le decisioni politiche dei prossimi anni a definire il modello prevalente, ed è plausibile che il legislatore valuti anche **scenari ibridi**, differenziando la regolazione tra trasporto e stoccaggio in funzione del livello di concorrenza e della maturità dei singoli segmenti.

Ricavi di progetto: risparmio sui mercati di carbonio e cos'altro?

Analizzando i progetti CCS oggi in pipeline, emerge con chiarezza che il principale driver economico alla loro realizzazione è rappresentato dal **risparmio ottenibile sui mercati del carbonio**. Nei contesti in cui tali mercati sono attivi, come **l'ETS europeo**, le emissioni di CO_2 costituiscono un **costo significativo** per gli operatori, destinato, secondo numerose proiezioni, ad aumentare nei prossimi anni in risposta all'inasprimento delle politiche climatiche. Ne deriva che la quasi totalità dei progetti annunciati si colloca in settori inclusi, o che presto lo saranno, nel **perimetro ETS**, come industrie hard-to-abate, impianti di generazione elettrica da fonti fossili o produzioni di

idrogeno low-carbon. Per questi settori, la possibilità di evitare l'acquisto di quote di emissione costituisce oggi il **meccanismo di remunerazione centrale**, capace di determinare la **sostenibilità economica dell'investimento**.

Pur essendo questo il canale di ricavo dominante, oggi e con ogni probabilità anche nel medio termine, esistono **altri meccanismi** che possono integrare, seppur con pesi differenti, il **quadro economico dei progetti CCS**. Tali canali non rappresentano necessariamente alternative, ma in alcuni casi possono essere complementari o utilizzabili soltanto da specifiche categorie di emettitori.

- ***Vendita della CO_2 come commodity*:** La CO_2 è da decenni impiegata come materia prima in numerosi settori industriali (alimentare, bevande, serre, saldatura, chimica fine, EOR, ecc.). L'ingresso in questo mercato non richiede innovazioni radicali né la creazione di nuove filiere. Tuttavia, si tratta di un mercato relativamente saturo, caratterizzato da una domanda stabile e da un prezzo storicamente volatile, elemento che rende complesso basare un business plan su questa sola voce di ricavo. Inoltre, nel panorama attuale la CO_2 venduta deriva spesso da processi nei quali essa rappresenta un sottoprodotto: di conseguenza, i ricavi ottenuti sono considerati "aggiuntivi", ma raramente determinanti per la sostenibilità complessiva del progetto. Tuttavia, poiché il presente rapporto focalizza l'attenzione sulla cattura finalizzata allo stoccaggio geologico, considerata dalla normativa europea come elemento chiave della strategia di decarbonizzazione del continente, questo canale di ricavo sarà eventualmente analizzato più nel dettaglio in lavori futuri.
- ***Vendita di crediti di CO_2 nei mercati volontari*:** Quando la cattura avviene presso impianti che non rientrano nei sistemi regolati del carbon pricing, gli operatori possono conseguire crediti certificati da rivendere nei mercati volontari. Questo meccanismo risulta particolarmente rilevante anche per quegli impianti con emissioni biogeniche, come

termovalorizzatori o cementifici, le quali attualmente sono escluse dal conteggio ETS. È plausibile che in futuro il legislatore europeo integri anche tali emissioni nel sistema di compliance, ma fino a quel momento il mercato volontario rappresenta un canale accessibile per valorizzare la riduzione delle emissioni.

- ***Valorizzazione commerciale di prodotti "low-carbon"***: Un prodotto realizzato con un'impronta carbonica ridotta può, almeno in teoria, ottenere un green premium sul mercato. Tale logica è già applicata in altri ambiti (si pensi, ad esempio, ai prodotti biologici nell'alimentare), e potrebbe gradualmente emergere anche per prodotti industriali come cemento, acciaio, elettricità o idrogeno. Tuttavia, trattandosi di un mercato ancora poco maturo, risulta difficile per gli operatori stimare con precisione l'entità e la stabilità di questo premio di prezzo, rendendo complesso fondare un business plan unicamente su questa voce.

A conclusione della sezione si fornisce una visione d'insieme (Tabella 3.1) che sintetizza la potenziale cumulabilità dei diversi canali di ricavi, ricordando che alcuni di essi, per loro natura, non possono coesistere.

Tabella 3.1: Possibili fonti di ricavo per i progetti di cattura e stoccaggio della CO_2 differenziati per impianti soggetti a ETS o meno.

		Possibili fonti di ricavi diversi dai risparmi in ETS		
Tipologia di emettitore	**Risparmio di costi ETS**	**Vendita di CO_2 come commodity**	**Vendita dei crediti di CO_2 nei mercati volontari**	**Vendita di prodotti "low-carbon"**
Impianto sotto ETS	✓	–	✗	✓
Impianto che non è sotto ETS	✗	✓	✗	✓
	✗	✗	✓	✓

Visto il focus del presente rapporto, **le simulazioni economiche presentate nella prossima sezione si concentrano esclusivamente sul primo canale di ricavi**, ovvero il risparmio sui costi ETS, che rappresenta oggi il riferimento più solido e consolidato per valutare la **bancabilità dei progetti CCS**.

La simulazione della sostenibilità economica

La descrizione e gli input del modello

In coerenza con quanto discusso nella sezione precedente, **l'analisi economica dei progetti di cattura**, assumendo la prospettiva degli emettitori, si basa sul **confronto tra due configurazioni**:

- ***Configurazione* 1**: l'impianto investe in una soluzione CCS;
- ***Configurazione* 2**: nessun investimento in soluzioni CCS.

Per la configurazione con CCS, il modello considera **quattro voci di costo principali**, che descrivono in modo esaustivo l'impatto economico complessivo della soluzione.

La prima componente riguarda **i costi di cattura**, modellizzati attraverso il **LCOC**. Questo parametro, endogeno all'emettitore, incorpora sia i **costi di investimento** (CAPEX) sia i **costi operativi** (OPEX) relativi al funzionamento dell'impianto di cattura lungo tutto il ciclo di vita del progetto.

La seconda componente include **le tariffe per i servizi di trasporto e stoccaggio della CO_2**, che nel modello non derivano da una modellizzazione interna ma sono introdotte come **costi imposti dall'operatore dell'infrastruttura**. Per i fini dell'analisi, tali tariffe vengono assunte sulla base dello studio CCUS del MASE, descritto nel dettaglio più avanti.

La terza voce di costo riguarda i ricavi che l'impianto non genera a causa dalla **mancata vendita dell'energia elettrica e/o termica**, che viene invece destinata all'alimentazione del sistema di cattura. Questa voce è rilevante per le configurazioni in cui l'impianto è produttore di energia elettrica e/o termica (come nel caso di CCGT e Waste-to-Energy). L'ipotesi sottostante è che, laddove possibile, l'emettitore privilegi l'uso della propria energia per soddisfare i fabbisogni dell'impianto di cattura, evitando l'acquisto sul mercato a prezzi significativamente superiori.

Infine, il modello considera **il costo associato alle emissioni residue**. Poiché nessuna tecnologia di cattura garantisce l'abbattimento totale della CO_2, il modello tiene conto dei **costi ETS** dovuti sulle **emissioni non catturate**, integrando quindi la valutazione economica dell'intero sistema (impianto produttivo + impianto di cattura).

In definitiva, nella configurazione con CCS vengono considerate quattro componenti di costo:

1. Costi di cattura (CAPEX + OPEX);
2. Tariffe di trasporto e stoccaggio;
3. Mancata vendita di energia elettrica e/o termica;
4. Costi per le emissioni residue.

La somma di tali costi rappresenta il **costo totale dello scenario post-investimento**, che viene confrontato con i costi sostenuti qualora **la soluzione CCS non venga implementata**. Supponendo che l'impianto si trovi in Italia, il costo dell'alternativa "no CCS" coincide con i **costi ETS** associati alle emissioni rilasciate in atmosfera.

In coerenza con la metodologia "Discounted Cash Flow" (DCF), tutti i costi futuri sono **attualizzati** con un opportuno **tasso di sconto**, il cui valore è riportato nelle prossime pagine. L'istante iniziale dell'investimento è il **2025** anche se, considerando un tempo di realizzazione dell'impianto di cattura di tre anni, l'effettiva **entrata in esercizio** del sistema avviene nel **2028**.

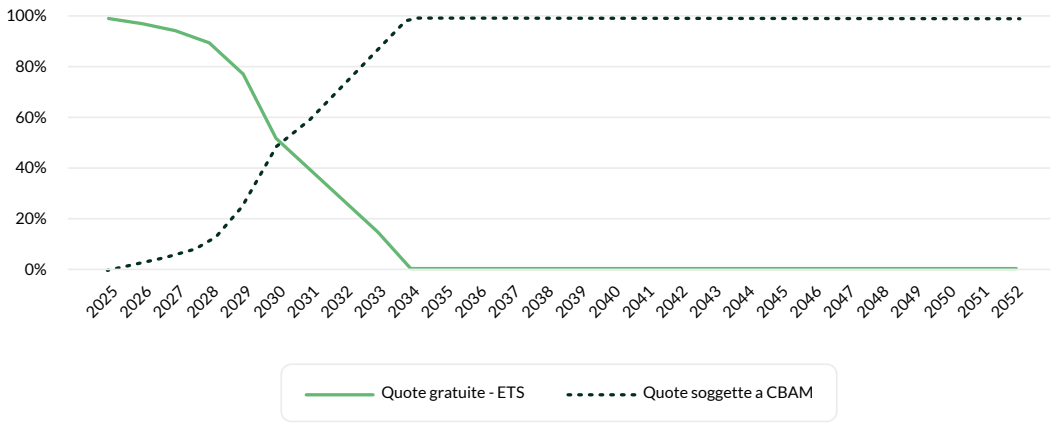
Il modello è stato sviluppato per tre tipologie di impianti emettitori:

1. ***Impianto di produzione del cemento*: Settore hard-to-abate** per eccellenza, per via di un'elevata

quota (circa il 48%) di **emissioni di processo**, e di un **carico termico che richiede elevate temperature** (oltre 1.400 °C), che rende l'elettrificazione una via non percorribile. Il settore del cemento rientra nel **perimetro dell'ETS**, anche se attualmente la totalità delle emissioni sono coperte da **assegnazione di quote gratuite**. È comunque prevista la **graduale eliminazione** di tale assegnazione, processo che si completerà nel 2034, quando entrerà a regime il CBAM. Pertanto, il modello considera il profilo di assegnazione di quote gratuite come mostrato in Figura 3.1.

2. ***Impianto a ciclo combinato (CCGT) alimentato a gas naturale*:** La **decarbonizzazione** di questi impianti potrebbe essere implementata anche attraverso l'utilizzo (in blending o in purezza) di **combustibili di origine non fossile**, come biometano e idrogeno. Tuttavia, attualmente la loro **disponibilità sul mercato** non è ancora sufficientemente elevata, lasciando spazio a soluzioni alternative come la CCS. Questo tipo di produzione elettrica già oggi rientra nel perimetro ETS.

Figura 3.1: Andamento delle quote di emissioni gratuite nell'ETS e delle quote di emissioni soggette al CBAM.



3. ***Impianto Waste-to-Energy (termovalorizzatore)*:** La decarbonizzazione di questi impianti **non ha altra soluzione** se non l'implementazione di soluzioni CCS. Attualmente questi impianti **non rientrano nel perimetro ETS**. Tuttavia, è stato avviato un processo di valutazione per considerare un ampliamento del perimetro a questo settore **a partire dal 2028**, scenario che è stato considerato dal modello.

Dalla Tabella 3.2 alla Tabella 3.7 viene fornita una descrizione sintetica dei tre casi studio e delle principali assunzioni adottate per ciascuno di essi[1].

1 L'anno iniziale della simulazione è il 2025, con l'entrata in esercizio dell'impianto di cattura a partire dal 2028.

Tabella 3.2: Parametri tecnici della cementeria di riferimento per il modello. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Federbeton).

	Capacità produttiva	Produzione annua	Emissioni annue
Cementeria	1 $Mt_{clinker}$/anno	0,85 $Mt_{clinker}$/anno	693 $ktCO_2$/anno

Tabella 3.3: Parametri tecnici ed economici dell'impianto di cattura applicato alla cementeria.

	Parametri tecnici			Parametri economici			
	Vita utile	Tasso di cattura	Tempo di realizzazione		Ammine	Ossicombustione[2]	Criogenica + PSA
Impianto di cattura				**CAPEX**	469,1 €/tCO_2	505,2 €/tCO_2	397 €/tCO_2
	25 anni	95%	3 anni	**OPEX**[3]	45 €/$t_{clinker}$	29 €/$t_{clinker}$	36,5 €/$t_{clinker}$

Tabella 3.4: Parametri tecnici dell'impianto termoelettrico a CCGT di riferimento per il modello. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati NETL).

	Potenza elettrica netta		Ore equivalenti di produzione	Emissioni annue
CCGT	Senza cattura	726 MW_e	5.212 h/anno	1.392 $ktCO_2$/anno
	Con cattura	641 MW_e		

Tabella 3.5: Parametri tecnici ed economici dell'impianto di cattura applicato all'impianto termoelettrico a CCGT. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati NETL).

	Parametri tecnici			Parametri economici	
	Vita utile	Tasso di cattura	Tempo di realizzazione		Ammine
Impianto di cattura				CAPEX	973 €/kW
				O&M fissi	30,3 €/kW
	30 anni	90%	3 anni	O&M variabili	3 €/MWh

2 La cattura con ossicombustione prevede anche la presenza di un impianto di cattura a valle.
3 Negli OPEX è compreso il costo dell'energia per l'impianto di cattura.

Tabella 3.6: Parametri tecnici dell'impianto Waste-to-Energy di riferimento per il modello. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati ISPRA e pubblicazioni di settore).

		Potenza elettrica netta	Potenza termica netta	Ore equivalenti di produzione	Emissioni annue
Waste-to-Energy	Senza cattura	44 MW_{th}	7,8 MW_{e}	7.490 h/anno	85,1 $ktCO_2$/anno
	Con cattura	19,3 MW_{th}	6,1 MW_{e}		

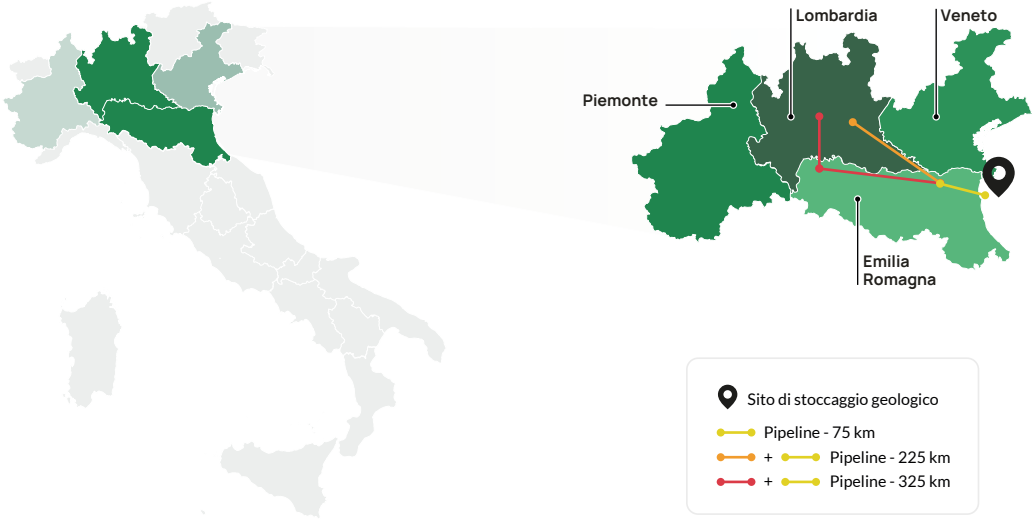
Tabella 3.7: Parametri tecnici ed economici dell'impianto di cattura applicato all'impianto Waste-to-Energy. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Su D. et al. e pubblicazioni di settore).

	Parametri tecnici			Parametri economici	
	Vita utile	Tasso di cattura	Tempo di realizzazione		Ammine
Impianto di cattura				CAPEX	457 €/tCO_2
	30 anni	90%	3 anni	OPEX	20,6 €/tCO_2

Per tutti e tre gli impianti si è ipotizzato che **il trasporto della CO_2 avvenga tramite pipeline** che, attraversando la Pianura Padana, colleghi i principali siti produttivi **all'infrastruttura di stoccaggio prevista nell'area di Ravenna**. Questa ipotesi è coerente con la strategia adottata dal legislatore, che ha identificato nella joint venture guidata da Snam ed Eni il soggetto incaricato della realizzazione della rete di trasporto e del sito di stoccaggio di Ravenna.

Al fine di ottenere un quadro quanto più completo possibile, il modello considera **tre localizzazioni differenti per gli impianti**, caratterizzate da tre distanze crescenti dal sito di Ravenna. La scelta dei tre punti è coerente con gli scenari analizzati nello studio CCUS del MASE, che identifica impianti situati rispettivamente a **75**, **225** e **325 km dal sito di stoccaggio**. La Figura 3.2 mostra la rappresentazione grafica dei tre punti considerati. Poiché la tariffa di trasporto aumenta con la distanza percorsa dalla CO_2, il modello assume **tre livelli tariffari distinti**, anch'essi coerenti con i valori riportati nello studio MASE.

Figura 3.2: Le tre configurazioni di trasporto della CO_2 via pipeline dai siti di cattura al sito di stoccaggio di Ravenna.



Per quanto riguarda la **tariffa di stoccaggio**, il modello adotta i tre valori proposti dallo stesso studio CCUS. In questo caso la variabilità non dipende dalla posizione dell'impianto, ma riflette **l'incertezza** ancora presente, poiché l'impianto non è ancora operativo e l'operatore non ha fornito indicazioni definitive sulle tariffe che verranno applicate.

La Tabella 3.8 riporta gli scenari descritti, con riferimento alla **tariffa di trasporto e a quella di stoccaggio**. È bene sottolineare che questi valori, riportati dallo studio del MASE, sono basati **sull'ipotesi di pieno sviluppo dell'hub di Ravenna**, che dovrebbe raggiungere nei prossimi anni una capacità di stoccaggio di 4 Mtpa. I valori potrebbero quindi cambiare nel caso in cui lo sviluppo dell'hub non fosse in linea con quanto immaginato dal legislatore.

Tabella 3.8: Costi di trasporto (nelle tre configurazioni) e stoccaggio (con tre scenari) considerati nel modello. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati MASE[4]).

Tariffa di trasporto		
Pipeline – 75 km	Pipeline – 225 km	Pipeline – 325 km
5,9 €/tCO_2	16 €/tCO_2	26,1 €/tCO_2
Tariffa di stoccaggio		
Scenario basso	Scenario medio	Scenario alto
42,5 €/tCO_2	50,6 €/tCO_2	75,8 €/tCO_2

A completamento della descrizione del modello, è necessario introdurre **ulteriori input** fondamentali per il suo funzionamento.

Il primo riguarda l'**andamento futuro del prezzo delle EUA**, le quote emissive del sistema ETS. Le previsioni dei principali analisti convergono sul fatto che **il prezzo delle EUA sia destinato ad aumentare** nel corso dei prossimi anni, in risposta alla riduzione progressiva delle quote disponibili. Tuttavia, permane una notevole eterogeneità nelle stime: alcune proiezioni indicano un incremento molto marcato, mentre altre prefigurano una crescita più graduale. Data la rilevanza di questo parametro sui risultati del modello, quest'ultimo considera l'intero range di proiezioni. La Figura 3.3 illustra comunque l'ampiezza del range delle varie proiezioni, che conferma **l'elevata incertezza** associata a questo parametro.

Un secondo input necessario riguarda il **prezzo di vendita dell'energia elettrica e/o termica**. Come descritto in precedenza, negli impianti CCGT e Waste-to-Energy l'energia prodotta viene in parte **autoconsumata per alimentare l'impianto di cattura**, generando un **mancato ricavo** legato alla quota di energia non immessa sul mercato. Anche per questo parametro, le previsioni degli analisti presentano una variabilità significativa, con scenari che divergono sia per intensità sia per stabilità dei prezzi nel lungo periodo. Data

4 Le tariffe considerate si riferiscono a una capacità di stoccaggio per il sito di Ravenna di 4 Mtpa.

la complessità previsionale, il modello assume uno **scenario intermedio**, ritenuto rappresentativo di una traiettoria centrale fra le diverse stime disponibili. La Figura 3.4 mostra le possibili evoluzioni dei prezzi dell'energia e la traiettoria selezionata come riferimento.

Infine, il modello considera un tasso di inflazione annua pari al 2%, un costo del capitale (WACC) pari a 8% e assume che il 40% dell'investimento sia effettuato con capitale a debito.

Figura 3.3: Proiezioni sull'andamento del costo delle EUA nel periodo dal 2026 al 2060. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati S&P Global, BloombergNEF, ABN-AMRO).

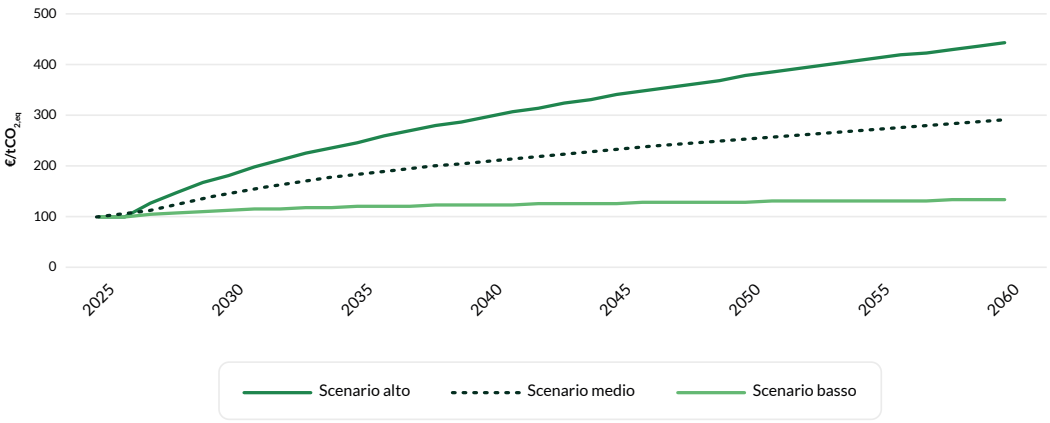
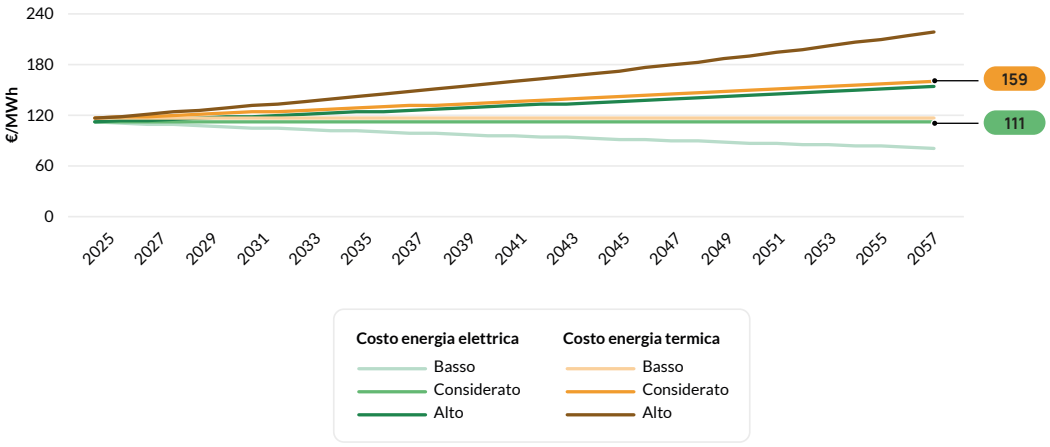


Figura 3.4: Proiezioni sull'andamento dei prezzi dell'energia elettrica e termica fino al 2057, considerando tre scenari (basso, considerato nel rapporto, alto). (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati ARERA).



I risultati della simulazione

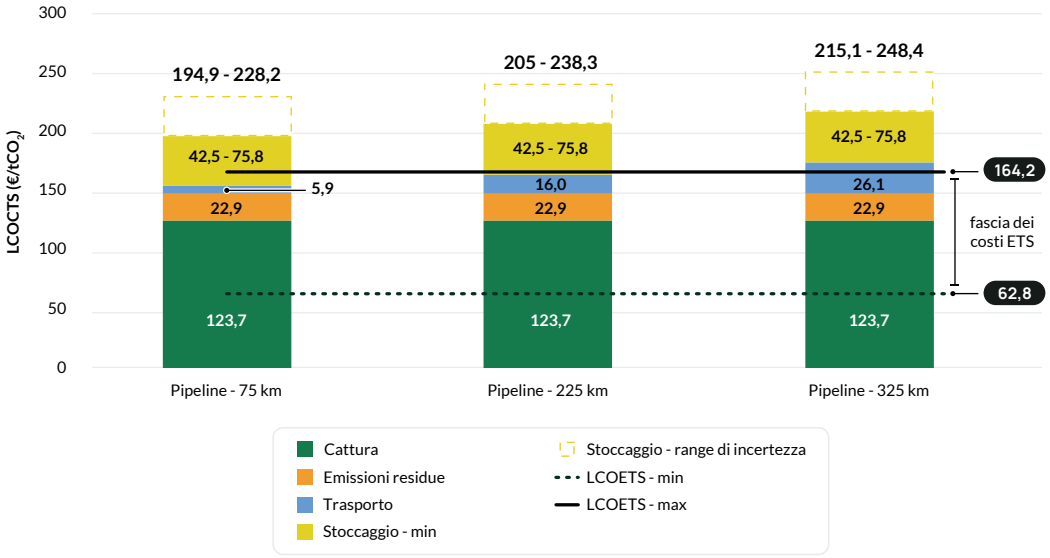
Impianto di produzione del cemento

I risultati del modello per la **cementeria** sono mostrati in Figura 3.5. Per **nessuna delle tre localizzazioni**, l'investimento in soluzione CCS genera **risultati economici migliori rispetto al caso base** senza cattura. In particolare, il **costo** attualizzato per la cattura e lo stoccaggio si colloca in un range compreso **tra i 190 e i 250 €/tCO_2**, a fronte di costi unitari derivanti dall'ETS che si collocano nel range 50 – 175 €/$tCO_{2,eq}$, a seconda che ci sia un aumento meno o più drastico del prezzo delle EUA nei prossimi anni.

Analizzando la composizione del costo, si nota che il **contributo maggiore** è associato alla fase di **cattura**, che copre **tra il 50% e il 60%** del costo totale. Un **impatto notevole** lo ha anche la fase di **stoccaggio**, soprattutto se la tariffa dovesse riflettere il valore alto indicato nello studio CCUS, che renderebbe l'investimento assolutamente non percorribile per un investitore.

Impatto minore lo hanno invece la fase di **trasporto**, e le emissioni residue che l'operatore continuerebbe a corrispondere all'ETS.

Figura 3.5: Confronto, in termini di costo livellato, tra l'investimento in CCS e il caso base con la sola conformità con l'ETS in una cementeria.



Impianto CCGT

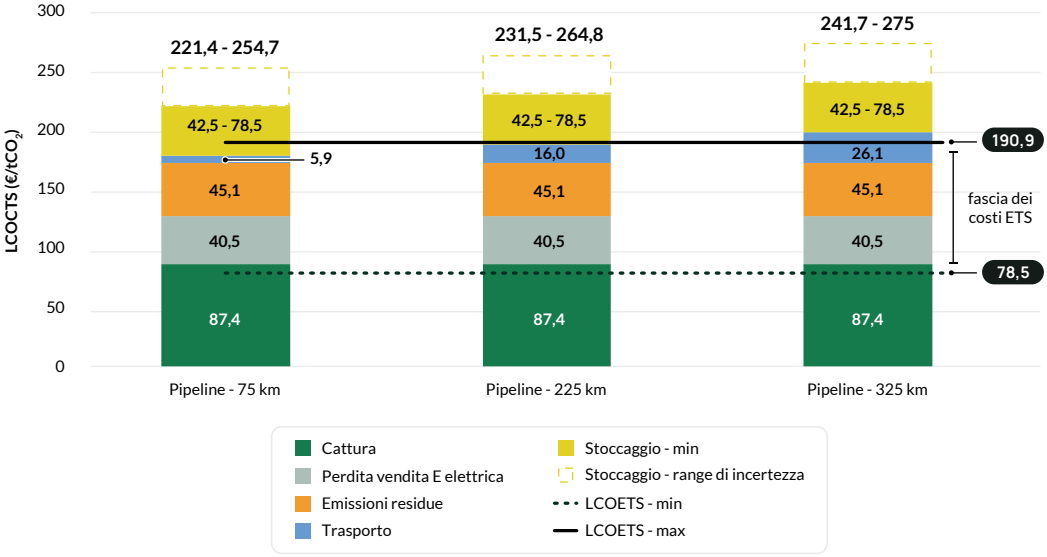
I risultati del modello per l'**impianto CCGT** sono mostrati in Figura 3.6. Anche in questo caso, balza subito all'occhio la **non convenienza dell'investimento**, con un **costo** unitario che si aggirerebbe **tra i 220 e i 275 €/ tCO_2**, a fronte di un costo in ETS (e quindi senza investimento in soluzione CCS) che è compreso tra gli 80 e i 190 €/$tCO_{2,eq}$.

Le considerazioni sono simili a quelle fatte per la cementeria, ma con **due elementi** aggiuntivi **da notare**.

In primo luogo, il **contributo significativo** che la **mancata vendita di energia elettrica** ha per l'impianto, che corrisponde a circa un quinto dell'intero costo. In secondo luogo, si nota come in questo caso l'**impatto delle emissioni residue** sia **più elevato** rispetto al caso della cementeria. Questa differenza è da associare a due fatti: in questo caso il tasso di cattura è inferiore (90% rispetto a 95% per la cementeria), avendo i fumi in uscita dall'impianto CCGT una concentrazione di CO_2 inferiore,

elemento che complica il processo di cattura, inoltre nel caso del cemento il phase-out delle quote gratuite riduceva l'impatto delle emissioni nel primo periodo.

Figura 3.6: Confronto, in termini di costo livellato, tra l'investimento in CCS e il caso base con la sola conformità con l'ETS in un impianto termoelettrico a CCGT.



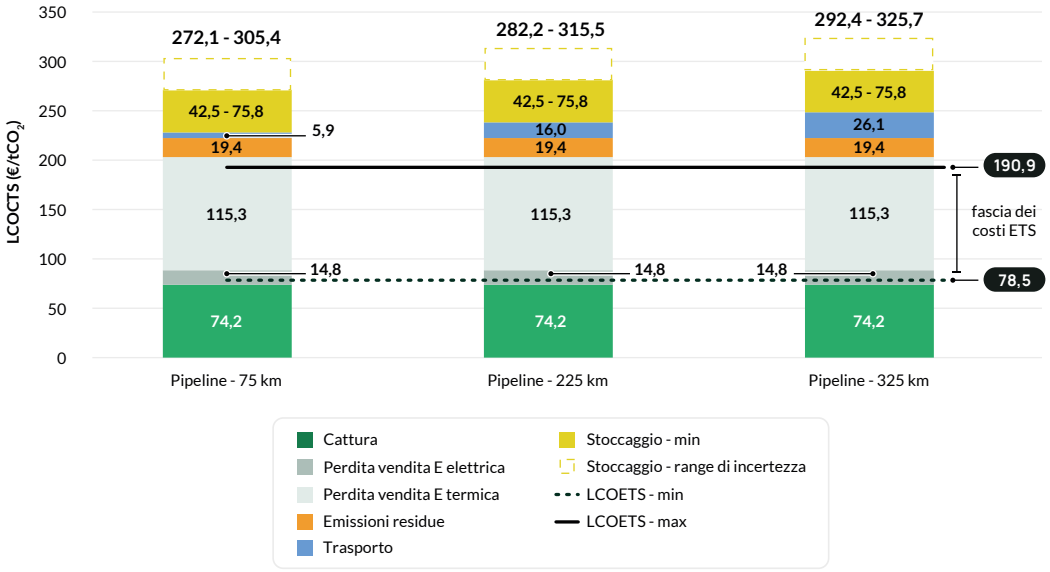
Impianto Waste-to-Energy

I risultati del modello per l'impianto **Waste-to-Energy** sono mostrati in Figura 3.7. Per questa tipologia di impianto, l'**investimento** nella soluzione di CCS risulterebbe **ancora meno conveniente** rispetto ai settori analizzati in precedenza, con un range di **costo** unitario **tra i 270 e i 325 €/tCO$_2$**, da confrontarsi con il costo unitario dovuto all'ETS in assenza di cattura, che cade nel range tra 80 e 190 €/tCO$_{2,eq}$.

In questo caso, si nota il contributo minore dato dall'impianto di cattura, per via dei minori costi operativi raggiunti grazie all'autoconsumo di energia elettrica e termica. D'altro canto, l'**autoconsumo riduce fortemente la vendita** delle due forme di **energia**, con un impatto

particolarmente rilevante sui costi, pesando per una quota compresa **tra 40% e 50%** del costo complessivo di cattura, trasporto e stoccaggio.

Figura 3.7: Confronto, in termini di costo livellato, tra l'investimento in CCS e il caso base con la sola conformità con l'ETS in un impianto Waste-to-Energy. (Nota: Si assume l'entrata del settore Waste-to-Energy nel perimetro dell'ETS a partire dal 2028).



Le ricadute sul costo di produzione

Una volta appurato il fatto che l'investimento in soluzione CCS non sia conveniente senza un adeguato supporto governativo, l'ultimo step di questa analisi è stato quello di comprendere quale sarebbe **l'impatto di una soluzione CCS sul prezzo finale dei prodotti** dei tre impianti analizzati. L'obiettivo è quello di comprendere se effettivamente un tale investimento alzerebbe i prezzi finali in maniera notevole o se, invece, l'impatto rimarrebbe limitato.

Pertanto, si è effettuato il seguente confronto:

- Per la **cementeria** si è confrontato il costo di produzione di una **tonnellata di clinker** con e senza CCS.
- Per l'**impianto CCGT** è stato fatto lo stesso eser-

cizio in relazione al LCOE, che rappresenta il **costo di produzione dell'energia elettrica**.

- Per l'impianto **Waste-to-Energy** il calcolo è stato fatto per **LCOE elettrico e termico**, poiché è stato considerato un impianto cogenerativo di energia elettrica e termica.

Il risultato di questa analisi è mostrato rispettivamente in Figura 3.8, 3.9, 3.10 e 3.11.

Impianto di produzione del cemento

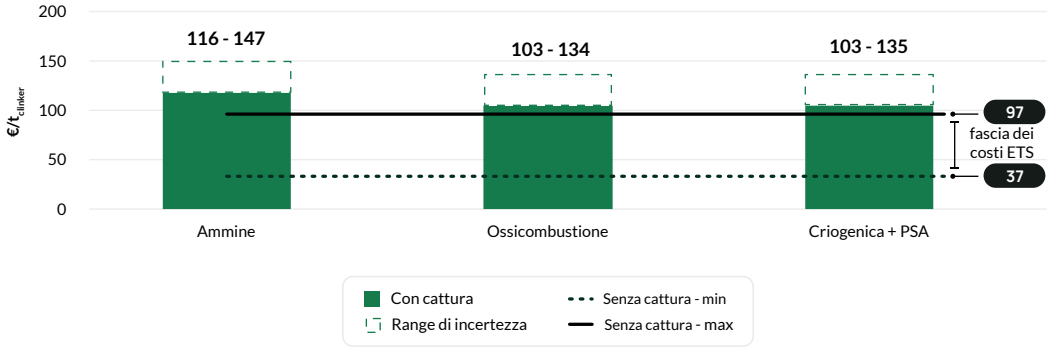
L'investimento in CCS risulterebbe in un **incremento** del costo di produzione del **clinker** compreso **tra 100 e 150 €/$t_{clinker}$**, il che si tradurrebbe in un costo di produzione **tra 2,5 e 3 volte maggiore** rispetto a un **costo attuale** di circa 68 €/$t_{clinker}$.

Questo può essere confrontato con l'**incremento dovuto al costo delle emissioni** nel caso senza cattura, il quale è compreso tra 35 e 100 €/$t_{clinker}$, risultando in un costo di produzione **tra 1,5 e 2,5 volte il costo attuale**.

In **entrambi gli scenari** ci si attende un **incremento** del costo di produzione del clinker **molto rilevante**. La **ricaduta** sul costo di produzione del **cemento**, tuttavia, sarebbe **mitigata** dalla possibilità di **sostituire una quota del clinker con altri materiali inerti**: attualmente il rapporto medio tra clinker e cemento nella produzione italiana è del 73% circa[5].

5 Federbeton, rapporto di sostenibilità 2024

Figura 3.8: Confronto tra l'incremento nel costo di produzione del clinker dovuto all'investimento in CCS e l'incremento dovuto al costo dei permessi di emissione legati all'ETS.



Impianto CCGT

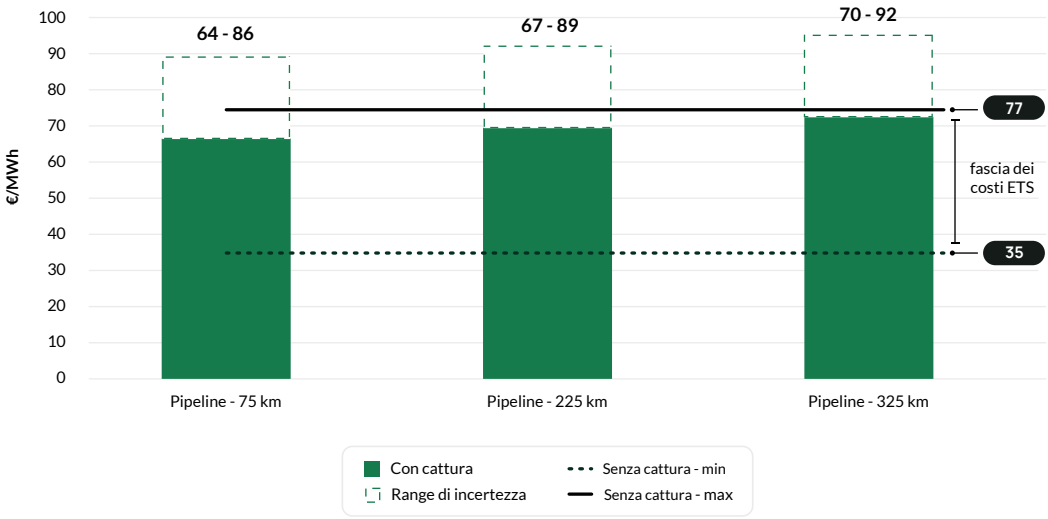
In un impianto termoelettrico a CCGT l'investimento in una soluzione di CCS si traduce in un **incremento del LCOE** compreso **tra 65 e 90 €/MWh**. Considerando un valore base di LCOE di circa 100 €/MWh[6], questo comporterebbe un **aumento tra il 65% e il 90%**.

Un **incremento importante** è atteso **anche** nel caso **senza cattura**. Infatti, il costo delle emissioni comporterebbe un LCOE maggiore di una quota tra 35 e 80 €/MWh, che si traduce in un aumento complessivo **tra il 35% e l'80%**.

Anche in questo caso l'impatto dell'investimento in CCS risulterebbe rilevante sul costo dell'energia prodotta, tuttavia non sarebbe molto diverso da quanto si otterrebbe da una forte impennata dei costi delle quote di emissione.

6 Lazard, Levelized Cost of Energy (giugno 2025)

Figura 3.9: Confronto tra l'incremento nel LCOE di un impianto termoelettrico a CCGT dovuto all'investimento in CCS e l'incremento dovuto al costo dei permessi di emissione legati all'ETS.



Impianto Waste-to-Energy

In un impianto Waste-to-Energy l'investimento in CCS comporta un **incremento di LCOE** relativo alla generazione di **energia elettrica** compreso **tra 60 e 95 €/MWh**. Questo si può confrontare con il **maggior costo** dovuto alle **emissioni** nel caso senza cattura, compreso **tra 35 e 85 €/MWh**.

Si può osservare come i due intervalli si sovrappongano parzialmente, mostrando una **finestra di competitività della CCS** per alcuni scenari del costo delle emissioni.

Considerando la **generazione di energia termica**, l'**incremento di LCOE** in conseguenza dell'investimento in CCS risulta maggiore e compreso **tra 90 e 120 €/MWh**. Quest'ultimo risulta sempre maggiore dell'intervallo del costo delle emissioni nel caso senza cattura, rendendo poco competitiva la soluzione della cattura della CO_2.

Va ricordato come questo settore **non** sia **ancora soggetto all'ETS**, e che l'**entrata** nel perimetro a partire **dal 2028** sia **ancora incerta**, **complicando** ulteriormente **la decisione di investimento** da parte degli operatori.

Figura 3.10: Confronto tra l'incremento nel LCOE per la generazione elettrica di un impianto Waste-to-Energy cogenerativo dovuto all'investimento in CCS e l'incremento dovuto al costo dei permessi di emissione legati all'ETS.

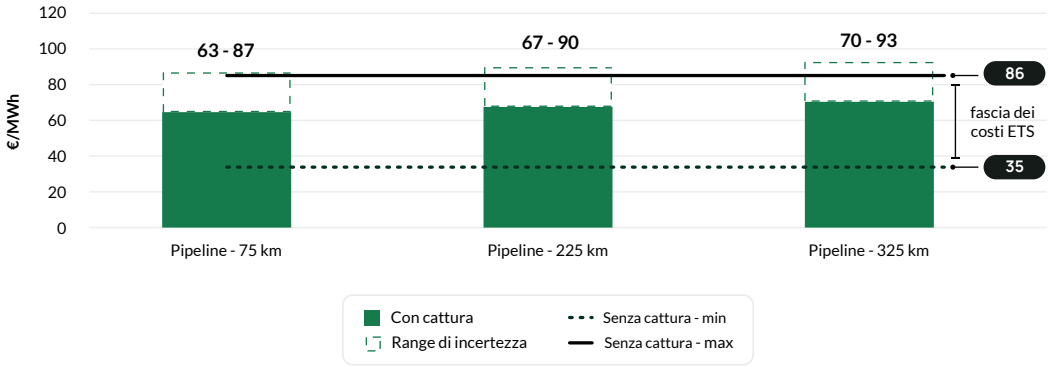
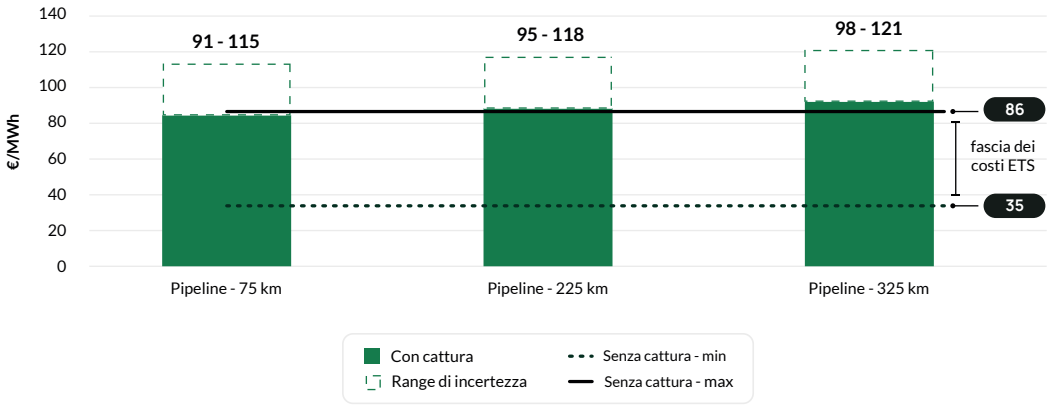


Figura 3.11: Confronto tra l'incremento nel LCOE per la generazione termica di un impianto Waste-to-Energy cogenerativo dovuto all'investimento in CCS e l'incremento dovuto al costo dei permessi di emissione legati all'ETS.



Messaggi Chiave

Capitolo 3
I business model dei progetti e l'analisi economica della cattura

L'analisi dei modelli di business dei progetti di CCUS ha permesso di ricostruire **come si sta strutturando il mercato** di riferimento.

Se **in passato** i progetti erano caratterizzati da un **modello "full-chain"**, con un **unico attore a gestire l'intera filiera**, i progetti che si stanno sviluppando e che si svilupperanno **in futuro** saranno basati, invece, su un **modello "partial-chain"**, in cui le fasi di cattura, trasporto e stoccaggio vengono affidate a **soggetti diversi** e maggiormente **specializzati**.

In questo scenario, osservando il modello di business dal punto di vista dell'emettitore emergono **due aspetti chiave** da analizzare e comprendere:

- Il modo in cui verranno determinate le **tariffe di trasporto e stoccaggio** della CO_2;
- Il **profilo di *revenue stacking*** che massimizzi i benefici economici derivanti dal progetto.

Per quanto riguarda il primo punto, una prima possibilità è che la **tariffa** venga **fissata dal regolatore**, come previsto per la prima fase dello sviluppo della filiera in Regno Unito e soprattutto **come previsto in Italia**, dove sarà **compito di ARERA** determinare la tariffa. L'altra possibilità è che la **tariffa** venga **determinata** a valle di **negoziazioni bilaterali** tra il singolo emettitore (o un gruppo di emettitori) e l'operatore di trasporto e stoccaggio, come previsto nei Paesi Bassi.

Per quanto riguarda il secondo punto, le **tre principali fonti di ricavo ulteriori** rispetto al risparmio in costi delle emissioni sono: la vendita di **CO_2 come commodity**, la vendita di **crediti di CO_2 sui mercati** (volontari e regolati) e la vendita di **prodotti "low-carbon"** a fronte della richiesta di un *green premium*. Al momento tali canali di ricavo hanno un **livello di maturità ancora basso**, ma potrebbero guadagnare **rilevanza in futuro** con la crescita dei mercati internazionali dei crediti di CO_2 e della produzione di e-fuels.

Il modello sviluppato per la simulazione del **costo di cattura in tre tipologie** di impianti industriali **(cementeria, impianto CCGT e Waste-to-Energy)** permette di fare alcune considerazioni sull'applicazione

della CCS in tali settori.

In tutti e tre i settori considerati, la **CCS non** risulta **economicamente vantaggiosa** quando confrontata con il caso senza cattura, e quindi con il costo attualizzato delle emissioni. Questo **non è dovuto solo al costo di cattura** in sé, che pur rappresenta la quota più rilevante del costo complessivo (compresa tra il 50% e il 75% a seconda del settore e dello scenario), **ma anche al costo di trasporto e stoccaggio**. Quest'ultimo, infatti, conta per una quota compresa tra il 15% e il 35% del costo totale a causa dell'**incertezza legata alle tariffe per lo stoccaggio** che verranno stabilite per il sito di Ravenna.

L'investimento nella CCS avrebbe **ricadute importanti sul costo del prodotto finale** (clinker e quindi cemento, oppure energia elettrica e termica). Per quanto riguarda il costo di produzione del **clinker** si prevede un costo **tra le 2,5 e le 3 volte** rispetto al **valore attuale**. Anche per quanto riguarda l'**energia prodotta** dagli impianti termoelettrici a CCGT e Waste-to-Energy il valore di LCOE subirebbe **incrementi tra il 50% e il 100%** rispetto ai valori attuali.

Tuttavia, è importante sottolineare come ci si attenda un **impatto crescente**, e di **entità non particolarmente inferiore**, del **costo delle emissioni** negli scenari analizzati. Un'improvvisa crescita e una maggior volatilità del costo delle emissioni in futuro potrebbe rendere l'investimento in soluzioni di CCS più favorevole per gli operatori all'interno del perimetro dell'ETS. I **costi attuali delle emissioni e l'incertezza sul loro andamento** in futuro costituiscono un **freno agli investimenti in CCS**. Ciò rende **necessaria** la presenza di **incentivi economici e/o altre forme di ricavo**, come la vendita di crediti di CO_2 nel caso di progetti che prevedano la cattura di CO_2 biogenica.

4.
Il possibile schema incentivante italiano

La descrizione del possibile schema incentivante

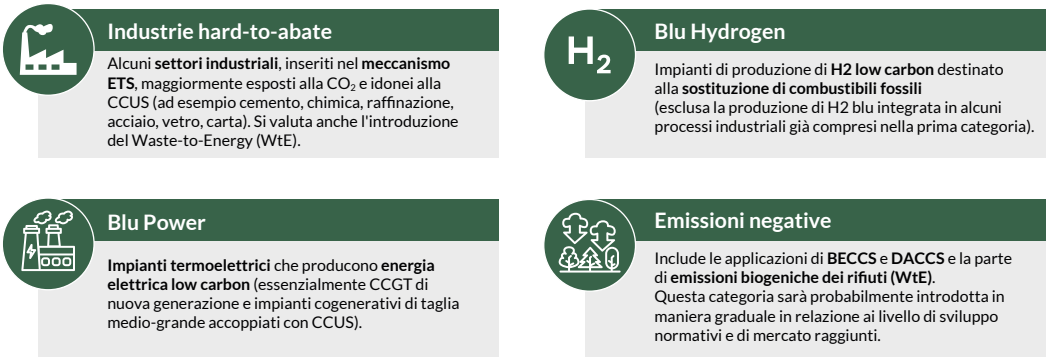
Nello studio CCUS pubblicato dal MASE si descrive il **meccanismo di supporto** che potrebbe essere implementato in **Italia** nel prossimo futuro per lo sviluppo della filiera. È bene ricordare che il documento non ha alcuna valenza giuridica, e così neanche lo schema descritto nelle prossime pagine. Una sua analisi è tuttavia interessante, al fine di comprendere le azioni che il legislatore potrebbe implementare nei prossimi mesi. In particolare, lo studio esamina:

- le **categorie di emettitori** ammissibili allo schema incentivante;
- le **modalità di selezione** dei progetti incentivabili;
- gli **schemi di incentivazione** differenziati per tipologia di soggetto;
- un'analisi di scenario dei **fabbisogni di risorse** e le possibili fonti di finanziamento.

Le categorie di emettitori ammissibili all'incentivo

Come è stato evidenziato anche nel capitolo introduttivo, ci sono alcune industrie che hanno maggiori potenzialità nell'implementazione della cattura della CO_2. Lo studio del MASE identifica **quattro categorie di emettitori** ammissibili allo schema incentivante:

Figura 4.1: Le quattro categorie di emettitori ammissibili allo schema incentivante proposto nello studio MASE sulla CCUS.



Le modalità di selezione dei progetti incentivabili

I **progetti** incentivabili dovranno essere **selezionati** sulla base di un ordine di **merito tecnico ed economico** che tenga conto anche delle altre soluzioni di decarbonizzazione disponibili, in modo tale da ottimizzare, in ottica sistemica, l'utilizzo delle risorse. Si prevede, pertanto, un **meccanismo di selezione centralizzato** attraverso bandi appositi, con due possibili modalità:

- bandi con **contingenti separati** (es: per categoria di emettitori);
- bandi con **contingente unico**.

A causa dell'incertezza sul reale interesse degli operatori a partecipare al meccanismo, in particolare nella prima fase di avvio del mercato, si prevede di istituire una fase di acquisizione delle **manifestazioni di interesse**, in analogia a quanto fatto ad esempio per il FER X Transitorio e per l'Energy Release 2.0. Sulla base del livello di partecipazione degli operatori a questa fase, sarà cura del legislatore dimensionare il **contingente** da mettere a gara e le relative **modalità di assegnazione**. La tabella sottostante riporta le specifiche dello schema incentivante con riferimento ad un livello adeguato o no di partecipazione alla fase di raccolta di manifestazioni di interesse.

Tabella 4.1: Modalità di assegnazione degli incentivi in seguito agli esiti delle manifestazioni di interesse.

Esito delle manifestazioni di interesse	Partecipazione adeguata	Partecipazione non adeguata
Modalità di selezione	Procedura competitiva	No procedura competitiva
Contingente	Due possibilità: • Contingente unico • Contingenti separati (es. per categoria di emettitore)	-
Definizione dell'incentivo	Procedura competitiva ad asta	Due possibilità: • Ex-ante per via amministrata • Negoziazione bilaterale tra emettitore e controparte centrale

Nel caso in cui fossero organizzate **procedure competitive** ad asta, la **selezione** dei progetti avverrebbe **in due fasi**:

1. Invio delle richieste di accesso agli incentivi da parte dei proponenti dei progetti di cattura e **prima scrematura** sulla base dei **requisiti minimi** di accesso (es. taglia, efficienza di rimozione della CO_2, anno di entrata in esercizio).
2. Selezione dei progetti ammissibili sulla base di **requisiti ulteriori** (es. garanzie finanziarie e maturità del progetto) e costruzione di una **graduatoria dei progetti** con un ordine di merito basato su criteri come:
    a. **Costo** unitario **di cattura** (in €/tCO_2), indicato dal proponente;
    b. **Costi di trasporto e stoccaggio** (in €/tCO_2), valutati a livello centralizzato sulla base di volumi di CO_2 conferiti, distanze e modalità di trasporto;
    c. **Maturità** del progetto, valutata sulla base dei dettagli del progetto e lo stato di avanzamento;
    d. Indice di **rilevanza CCUS settoriale**, valutata sulla base del confronto della CCUS con le altre leve di decarbonizzazione che possono essere implementate nello specifico settore.

La struttura dello schema di supporto

Come evidenziato in precedenza nell'analisi economica della cattura della CO_2, i **progetti di cattura** richiedono la presenza di uno **schema di supporto** per essere **sostenibili** dal punto di vista **economico**. Nello studio del MASE è proposta l'introduzione di un meccanismo incentivante per gli emettitori con una **tariffa in conto esercizio**. Oltre a questa, lo studio cita anche l'eventuale introduzione di un **contributo in conto capitale**. Quest'ultimo verrebbe introdotto a supporto di una **quota minoritaria degli investimenti iniziali**, con l'obiettivo di agevolare la scelta di investimento e la bancabilità dei progetti. La sua presenza sarebbe prioritaria soprattutto nella **fase di avviamento** della filiera, con l'obiettivo di ridurre drasticamente il **rischio** associato all'investimento degli operatori "first mover". Tuttavia, lo studio CCUS non si sofferma ulteriormente su questo tipo di incentivo, sostenendo che la sua introduzione dovrà essere **attentamente valutata** in base alle **risorse pubbliche disponibili**. Le prossime pagine, pertanto, sono dedicate allo schema di supporto per il **contributo in conto esercizio**, che lo studio descrive ampiamente.

Tariffa in conto esercizio

Una modalità di implementazione del meccanismo incentivante in conto esercizio, già sperimentata in altri Paesi europei (UK e Paesi Bassi), è un **contratto per differenza (CfD)**, che assicuri agli operatori la **copertura dei costi aggiuntivi** che essi sostengono per investire in una **soluzione CCS**. In particolare, il valore del CfD è pari alla differenza tra i costi sostenuti in caso di investimento, identificabili con lo Strike Price (SP) e quelli nello scenario controfattuale, identificabili con il Reference Price (RP) (vedi equazione sottostante).

$$CfD = SP_{tot,CCUS} - RP$$

A seconda dell'approccio che si vuole adottare, le componenti (*SP* e *RP*) possono essere espresse in relazione all'unità di CO_2 catturata, o all'unità di prodotto low-carbon:

1. *Unità di CO_2 catturata*: differenza tra il costo unitario complessivo associato alla **cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO_2** (*SP*) e il **controvalore delle quote ETS** che dovrebbe corrispondere l'emettitore (*RP*);
2. *Unità di prodotto low-carbon*: differenza tra il costo unitario complessivo del prodotto low-carbon (*SP*) e quello associato a un **prodotto senza abbattimento delle emissioni** di CO_2 (*RP*).

Quale delle due alternative sia la migliore, dipende dallo specifico contesto e dalla volontà del legislatore. La tabella sottostante riporta una visione complessiva delle due alternative, con i rispettivi vantaggi e svantaggi ad esse associate. La scelta ottimale risulterà dalla corretta valutazione degli effetti che il legislatore intende ottenere.

Tabella 4.2: Vantaggi e svantaggi dei due approcci che possono essere seguiti per la definizione della tariffa incentivante in forma di CfD: utilizzo della quantità di CO_2 catturata come riferimento, oppure utilizzo dell'unità di prodotto come riferimento.

	Approccio (unità di misura)	
	€/tCO_2	**€/unità di prodotto**
Vantaggi	Maggiore omogeneizzazione e **integrazione** dello schema di supporto **con i mercati della CO_2**, garantendo condizioni di **maggiore competitività** tra le diverse tipologie di emettitori sulla base di **regole comuni**	Migliore **integrazione** con gli altri **mercati energetici** di riferimento (idrogeno ed elettricità) e i relativi strumenti e regolazioni già presenti
Svantaggi	**Poca visione** e accortezza rispetto all'**impatto** che l'adozione di CCUS avrebbe **sui costi** finali del **prodotto**	**Difficoltà attuative** nel gestire un procedimento competitivo unico per tutti gli emettitori
Paesi in cui è implementato	 	

Come detto, il SP rappresenta il costo unitario complessivo (espresso in unità di CO_2 catturata o di prodotto low-carbon) associato alla situazione in cui l'investimento in soluzione CCS sia effettuato. Questo costo tiene conto di diverse componenti, come mostrato nella seguente equazione:

$$SP_{tot,CCUS} = SP_{catt,CAPEX} + SP_{catt,OPEX} + T_{T\&S}$$

Tabella 4.3: Componenti dello Strike Price dello schema incentivante proposto in forma di CfD, a copertura di CAPEX, OPEX, e trasporto e stoccaggio.

$SP_{catt,CAPEX}$	Quota parte riconducibile ai **CAPEX** per l'**impianto di cattura**, al netto di eventuali incentivi (es. Innovation Fund).
$SP_{catt,OPEX}$	Quota parte riconducibile agli **OPEX** per l'**impianto di cattura**, eventualmente indicizzati ai prezzi delle commodities o delle quote ETS.
$T_{T\&S}$	Quota parte dello Strike Price riconducibile ai **costi di trasporto e stoccaggio**, che potrebbe essere calcolata come la somma di una componente per la copertura delle tariffe regolate e una componente per la copertura dei costi addizionali a causa della posizione geografica sfavorevole rispetto al sito di stoccaggio.

Un altro aspetto discusso all'interno dello Studio CCUS del MASE, è il fatto se il **CfD** debba essere uno schema **"a una via"** (asimmetrico) o **"a due vie"** (simmetrico).

Uno **schema "a una via"** sarebbe certamente **più vantaggioso per l'emettitore** in quanto gli consentirebbe di trattenere il surplus nel caso in cui il Reference Price divenisse maggiore dello Strike Price (ad esempio nel caso in cui i costi ETS superassero i costi legati alla cattura della CO_2). Uno **schema "a due vie"** non garantirebbe all'emettitore questo potenziale surplus di ricavi, ma avrebbe un impatto molto meno importante sulle casse statali.

Nello studio, il MASE discute la **possibilità** di operare una **scelta differente tra le diverse categorie di emettitori**, sulla base delle specificità del settore in cui essi operano. In particolare, per i settori esposti a una rilevante **competizione internazionale**, e quindi al rischio di **carbon leakage**, si adotterebbe uno schema "a una via", mentre per gli altri sarebbe preferibile uno schema "a due vie".

Figura 4.2: Le caratteristiche dell'applicazione di CfD "a una via" e "a due vie" e la possibile scelta della modalità di incentivazione per le diverse categorie di emettitori.



Oltre alle specifiche discusse finora, lo studio MASE discute di ulteriori caratteristiche dello schema di supporto:

- l'incentivo sarebbe corrisposto per un **periodo temporale** compreso **tra 10 e 20 anni**, a seconda

della **categoria di emettitore**. Infatti, nel caso di **settori** esposti a una **maggior concorrenza internazionale** come i settori industriali hard-to-abate, **accorciare il tempo di recupero del capitale** ridurrebbe il rischio di rendere fuori mercato la produzione italiana. In tal senso, l'incentivo verrebbe corrisposto in un periodo di 10 anni **a parità del valore complessivo** da corrispondere (calcolato su una vita utile di 25 anni dell'impianto).

- L'incentivo dovrebbe essere calcolato in modo da garantire un valore di IRR (Internal Rate of Return) per l'investimento almeno pari a 8%. Pertanto, il calcolo dovrà tenere conto di valori di costo sufficientemente vicini alla realtà e aggiornati costantemente.
- Inizialmente, per il calcolo dell'incentivo verrebbero conteggiate le emissioni di CO_2 biogenica unicamente per il settore Waste-to-Energy, poiché incluso nella categoria delle industrie hard-to-abate. Solo in una seconda fase sarebbe prevista l'inclusione delle emissioni di CO_2 biogenica anche negli altri settori, e quindi con l'estensione del meccanismo incentivante anche alla categoria di emettitori denominata "emissioni negative". Questa evoluzione avverrebbe di pari passo con l'eventuale inclusione delle soluzioni di carbon removal nel meccanismo ETS.

La seguente sezione fornisce una visione d'insieme delle caratteristiche della tariffa in conto esercizio rispettivamente per la categoria "industrie hard-to-abate", "Blu Power" e "Blu Hydrogen".

Focus: lo schema di CfD per le diverse categorie di emettitori

Industrie hard-to-abate

Durata dell'incentivo	10 anni (eventualmente prorogabili a 15 o 20 per la quota di OPEX)
Tipo di CfD	"a una via"
Approccio (unità di misura)	€/tCO_2
Strike Price	$$SP_{tot,CCUS} = LCOC_{catt,CAPEX} + LCOC_{catt,OPEX} + T_{T\&S}$$ • $LCOC_{catt,CAPEX}$ è la quota a copertura dei CAPEX al netto di altri incentivi in conto capitale, il cui periodo di erogazione può essere inferiore alla durata dell'incentivo; • $LCOC_{catt,OPEX}$ è la quota a copertura degli OPEX, che viene corrisposto per l'intera durata dell'incentivo; • $T_{T\&S}$ è la parte a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio della CO_2, definiti come in Tabella 4.3.
Reference Price	Il riferimento è il costo delle quote ETS, quindi il Reference Price è indicizzato al prezzo ETS oppure espresso tramite una sua funzione.

Blu Power

Durata dell'incentivo	15 anni (eventualmente prorogabili a 20 per la quota di OPEX)
Tipo di CfD	"a due vie"
Approccio (unità di misura)	€/MWh (l'unità di prodotto in questo caso è il MWh)
Strike Price	$$SP_{tot,CCUS,Termo} = SP_{tot,CCUS,Termo_{mintec}} + SP_{tot,CCUS,Termo_{disp}}$$ • $SP_{tot,CCUS,Termo_{mintec}}$ è la quota a copertura dei CAPEX, OPEX e dei costi di T&S relativa alla quota di produzione di "minimo tecnico", ovvero la minima potenza (ed energia) che l'impianto può erogare quando viene avviato; • $SP_{tot,CCUS,Termo_{disp}}$ è la quota a copertura dei CAPEX, OPEX e dei costi di T&S relativa alla quota di produzione "dispacciabile", ovvero l'energia che viene prodotta (oltre alla quota di minimo tecnico) e immessa in rete per soddisfare la domanda di elettricità.
Reference Price	Il riferimento è il costo operativo di generazione di un impianto termoelettrico ad elevata efficienza (es. CCGT) che tenga conto almeno del costo del combustibile e dei costi ETS, e indicizzato ai prezzi del gas e dell'ETS. Il Reference Price è poi pesato solo sulla quota di energia prodotta dispacciabile, abbuonando quindi la quota di minimo tecnico.

Blu Hydrogen

Durata dell'incentivo	15 anni (eventualmente prorogabili a 20)
Tipo di CfD	"a due vie"
Approccio (unità di misura)	€/kgH_2 (l'unità di prodotto in questo caso è il kgH_2)
Strike Price	$$SP_{tot,CCUS} = SP_{catt,CAPEX} + SP_{catt,OPEX} + T_{T\&S}$$ • $SP_{catt,CAPEX}$ è la quota a copertura dei CAPEX al netto di altri incentivi in conto capitale; • $SP_{catt,OPEX}$ è la quota a copertura degli OPEX, eventualmente indicizzata al prezzo del gas e delle quote ETS, ed eventualmente al netto di GO per l'idrogeno nel caso di introduzione di Garanzie d'Origine dedicate all'idrogeno blu; • $T_{T\&S}$ è la quota a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio della CO_2, definiti come in Tabella 4.3.
Reference Price	Dipende dal combustibile fossile sostituito, e quindi dal settore di utilizzo: Trasporti: prezzo del gasolio + costo della CO_2 (es. prezzo su ETS2); Altri usi termici: prezzo del gas naturale + costo della CO_2 (es. prezzo su ETS2); Sostituzione idrogeno grigio: come proxy.

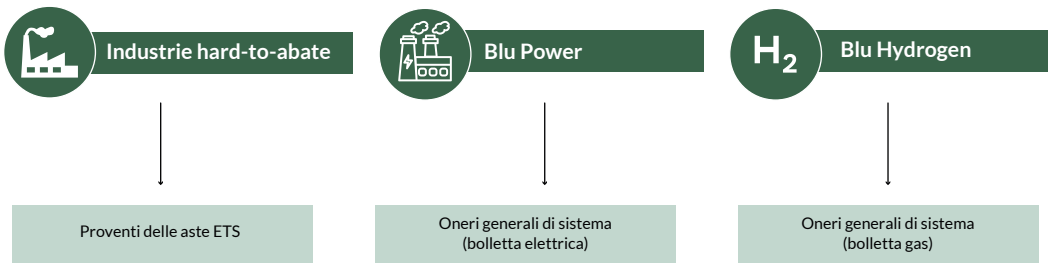
Le possibili fonti di finanziamento

Per **coprire i costi** necessari al finanziamento del meccanismo di supporto, lo studio del MASE cita la **volontà** di utilizzare diverse **fonti di finanziamento.** Questa scelta di differenziazione dipende da due motivi principali:

- La **molteplicità** dei **settori** e dei **vettori energetici** interessati;
- La maggiore flessibilità nell'allocazione degli oneri, data la presenza simultanea di altri incentivi dedicati a misure di decarbonizzazione (es. incentivi per FER elettriche coperti dagli oneri generali di sistema della bolletta elettrica).

Per quanto riguarda la categoria **"industrie hard-to-abate"**, ad esempio, l'idea è quella di utilizzare i **proventi** delle **aste ETS**, in quanto la **Direttiva ETS**[1] prevede esplicitamente la possibilità per gli Stati Membri di utilizzare questi proventi per finanziare **progetti di cattura e stoccaggio della CO_2**. Per quanto riguarda le categorie "Blu Power" e "Blu Hydrogen", l'idea sarebbe quella di finanziare lo schema di supporto attraverso gli **oneri di sistema delle bollette di energia elettrica e gas**, in coerenza con i vettori energetici interessati (vedi figura sottostante).

Figura 4.3: Le possibili fonti di finanziamento degli schemi di supporto per i progetti di CCS, differenziati per categoria di emettitore (industrie hard-to-abate, Blu Power e Blu Hydrogen).



1 Direttiva 2003/87/CE Art. 10, comma 3 lettera e) (versione aggiornata dalla Direttiva UE 2023/959).

La quantificazione del fabbisogno finanziario

Come esercizio conclusivo del capitolo, è stato stimato il **fabbisogno finanziario** che sarebbe necessario allo schema di supporto descritto all'interno dello studio del MASE e sintetizzato nelle precedenti pagine. In particolare, questo tipo di analisi è stata condotta in relazione ai settori che sono stati oggetto della modellizzazione economica nel precedente capitolo: **produzione di cemento, impianti CCGT e impianti Waste-to-Energy**.

A partire dai risultati del modello economico, si è **calcolato** il **contributo unitario** (in €/tCO_2) che sarebbe da corrispondere agli operatori attraverso lo schema CfD, che risulta pari alla differenza tra il costo unitario complessivo in caso di **investimento in soluzione CCS**, e quello in caso di assenza di investimento, definito come il **costo associato all'ETS**.

$$Contributo = Costo\ complessivo\ per\ investimento\ in\ CCS - Costo\ controfattuale\ (ETS)$$

Moltiplicando il **contributo unitario** da corrispondere agli operatori per le **emissioni totali** che essi intendono catturare e stoccare **nel corso dei 25 anni di vita del progetto**, è possibile calcolare il **fabbisogno finanziario** necessario allo schema di supporto. Come valore di emissioni totali, si è fatto riferimento all'intero contesto nazionale: in questo modo, i valori risultanti riflettono le risorse che sarebbero necessarie a decarbonizzare completamente (su scala nazionale) i tre settori oggetto dell'analisi. Risulta fondamentale sottolineare come questo calcolo **non tenga conto di vincoli tecnici**, come la **capacità di stoccaggio annua** di 4 Mtpa prevista nel sito di Ravenna per il 2030, con una futura espansione fino a 16 Mtpa.

Successivamente, per ciascuno dei tre settori si sono identificate ulteriori **leve di decarbonizzazione** che potrebbero **complementare** l'adozione della **CCS**, nonché i **principali fattori** che potrebbero influenzare

l'andamento delle emissioni complessive del settore. Per ciascun settore, sono stati quindi definiti tre scenari:

1. **CCS** come unica leva di decarbonizzazione del settore;
2. Implementazione congiunta di **CCS e altre soluzioni** come leve di decarbonizzazione del settore;
3. Implementazione di **tutte le possibili soluzioni** (tra cui la CCS) come leve di decarbonizzazione del settore;

Naturalmente, quante più soluzioni sono implementate, tanto minore sarà il ricorso a soluzioni CCS, e quindi il fabbisogno finanziario necessario per lo schema di supporto. I prossimi paragrafi mostrano i risultati per i tre settori.

Settore del cemento

Nel settore del **cemento** le principali leve di decarbonizzazione, oltre alla CCS, sono la **sostituzione del clinker** e l'**utilizzo di biomassa** per alimentare i fabbisogni termici. Oltre a questi, Cembureau, l'associazione europea del cemento, identifica altri possibili driver nella sua roadmap per la decarbonizzazione del settore del cemento al 2050, tra cui possibili nuove tipologie di cemento e un maggior efficientamento dei processi. Gli scenari considerati sono riassunti in Tabella 4.4.

Tabella 4.4: Scenari di decarbonizzazione del settore del cemento caratterizzati da diverse leve di decarbonizzazione, che modificano le emissioni di CO_2 da catturare. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Federbeton e Cembureau).

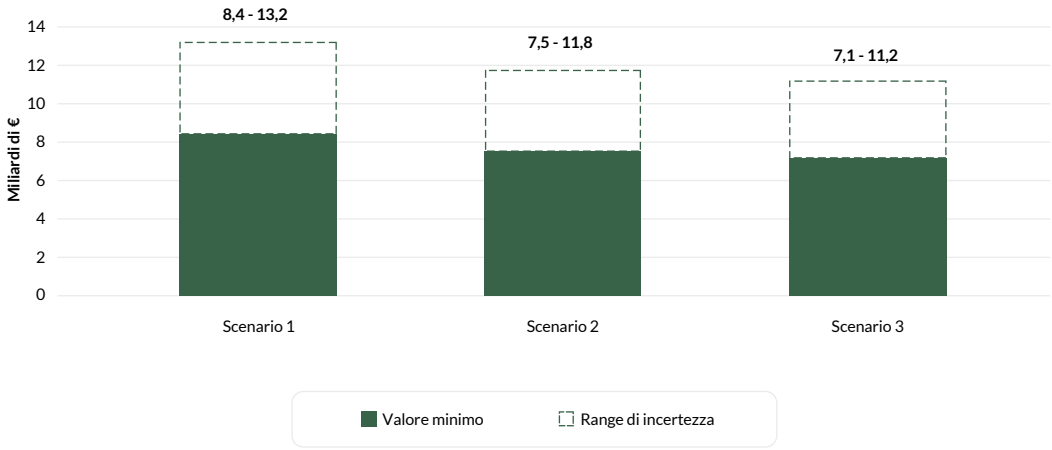
		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Leve di decarbonizzazione		CCS	• CCS • Sostituzione del clinker • Aumento di utilizzo di biomassa	• CCS • Sostituzione del clinker • Aumento di utilizzo di biomassa • Nuove tipologie di cemento
Produzione di cemento		19,5 Mt/anno		
Clinker/cemento	2025	0,72		
	2050	0,72		0,6
Quota biomassa	2025	11,8%		
	2050	11,8%		50%
Emissioni da catturare[2]		100,3 $MtCO_2$	89,4 $MtCO_2$	84,9 $MtCO_2$

2 Le emissioni da catturare qui indicate sono in valore attualizzato al 2025 e complessivo per tutti i 25 anni.

A partire dagli scenari considerati si è calcolato il contributo complessivo necessario per supportare la cattura della CO_2 secondo il metodo descritto all'inizio della sezione. I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 4.4.

Si stima che il meccanismo di incentivazione avrebbe un **costo** compreso tra **8,4 e 13,2 miliardi di euro**, per l'**intero settore del cemento** e per **tutta la durata dell'incentivo**, nel caso in cui la **CCS** fosse l'**unica leva di decarbonizzazione**. Tale costo **si ridurrebbe** a un valore compreso **tra 7,1 e 11,8 miliardi di euro** nel caso in cui fossero implementate **anche altre soluzioni per la decarbonizzazione**.

Figura 4.4: Costo complessivo dello schema incentivante per la cattura della CO_2 nel settore del cemento nei tre scenari considerati: (1) solo CCS, (2) CCS + altre leve (sostituzione del clinker e incremento della quota di biomassa), (3) tutte le leve considerate nella roadmap di Cembureau.



Settore termoelettrico CCGT

Nel settore della **generazione termoelettrica con CCGT** le possibili leve di decarbonizzazione identificate, oltre alla CCS, sono un **incremento dell'efficienza** di impianto e la **sostituzione del gas naturale** con combustibili a zero emissioni, come **biometano** e **idrogeno**. Inoltre, si prevede una riduzione della produzione termoelettrica al 2050, il che comporta una progressiva riduzione delle emissioni da catturare. Gli scenari considerati sono riassunti in Tabella 4.5.

Tabella 4.5: Scenari di decarbonizzazione del settore del termoelettrico a CCGT caratterizzati da diverse leve di decarbonizzazione e fattori di riduzione delle emissioni, che modificano le emissioni di CO_2 da catturare. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati Terna, Snam, ISPRA).

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Leve di decarbonizzazione		CCS	• CCS • Incremento efficienza di impianto	• CCS • Incremento efficienza di impianto • Sostituzione di gas naturale con biometano e H_2
Fattori di riduzione delle emissioni		Riduzione capacity factor (CF)	Riduzione capacity factor (CF)	Riduzione capacity factor (CF)
Produzione di energia	2025	44,7 TWh/anno		
	2050	13,8 TWh/anno		
Efficienza	2025	52,4%		
	2050	52,4%		65%
Quota biometano	2025	0%		
	2050	0%		10%
Quota H_2	2025	0%		
	2050	0%		20%
Emissioni da catturare[3]		96 $MtCO_2$	87,5 $MtCO_2$	82,9 $MtCO_2$

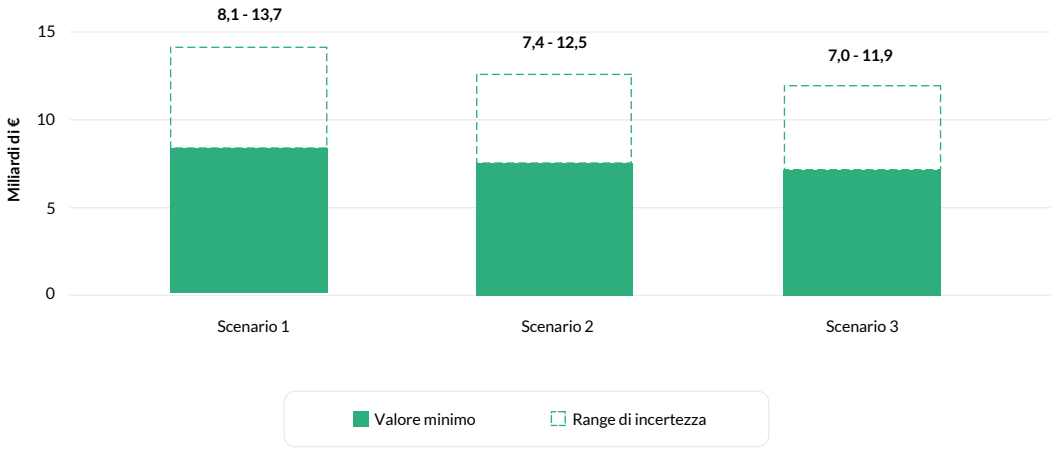
3 Le emissioni da catturare qui indicate sono in valore attualizzato al 2025 e complessivo per tutti i 25 anni.

A partire dagli scenari considerati si è calcolato il contributo complessivo necessario per supportare la cattura della CO_2 come descritto in precedenza.

I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 4.5, e indicano un **costo** compreso **tra 8,1 e 13,7 miliardi di euro**, per la decarbonizzazione di **tutti gli impianti a CCGT**

in Italia e per **tutta la durata dell'incentivo**, nel caso in cui la **CCS** fosse l'**unica leva di decarbonizzazione** e con un andamento in riduzione del capacity factor. Tale costo potrebbe **ridursi** a un valore compreso **tra 7 e 12,5 miliardi di euro** nel caso in cui vi fosse un **incremento dell'efficienza** degli impianti e una **parziale sostituzione** del combustibile fossile **con biometano** e **idrogeno**.

Figura 4.5: Costo complessivo dello schema incentivante per la cattura della CO_2 nel settore termoelettrico a CCGT nei tre scenari considerati: (1) solo CCS e riduzione CF, (2) CCS + incremento efficienza + riduzione CF, (3) CCS + incremento efficienza + sostituzione parziale del gas naturale con idrogeno e biometano + riduzione CF.



Settore Waste-to-Energy

Nel settore **Waste-to-Energy** la **CCS** rappresenta sostanzialmente l'**unica leva** di decarbonizzazione che si può adottare, ma ci sono **altri fattori** che possono contribuire a ridurre le emissioni da catturare: la **riduzione** attesa della **popolazione** al 2050, una possibile **riduzione** dei **rifiuti** prodotti **pro capite** e una possibile **riduzione** della **quota di rifiuti** avviati all'**incenerimento**, in conseguenza di una maggior quota di riciclo dei rifiuti. Gli scenari considerati sono riassunti in Tabella 4.6.

Tabella 4.6: Scenari di decarbonizzazione del settore Waste-to-Energy caratterizzati da diverse leve di decarbonizzazione e fattori di riduzione delle emissioni, che modificano le emissioni di CO_2 da catturare. (Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati ISTAT, ISPRA).

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Leve di decarbonizzazione		CCS	CCS	CCS
Fattori di riduzione delle emissioni		Riduzione popolazione	• Riduzione popolazione • Riduzione produzione rifiuti	• Riduzione popolazione • Riduzione produzione rifiuti • Riduzione incenerimento per aumento raccolta differenziata
Popolazione	2025	58,9 milioni		
	2050	54,7 milioni		
Rifiuti prodotti pro capite	2025	0,495 t/abitante		
	2050	0,495 t/abitante	0,446 t/abitante	
Rifiuti inceneriti pro capite	2025	0,091 t/abitante		
	2050	0,091 t/abitante	0,082 t/abitante	0,035 t/abitante
Emissioni da catturare[4]		68,2 $MtCO_2$	65 $MtCO_2$	42,7 $MtCO_2$

4 Le emissioni da catturare qui indicate sono in valore attualizzato al 2025 e complessivo per tutti i 25 anni.

A partire dagli scenari considerati si è calcolato il contributo complessivo necessario per supportare la cattura della CO_2 come descritto all'inizio della sezione. I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 4.6.

Il **costo** del contributo nel caso in cui CCS e riduzione della popolazione fossero gli unici fattori è stimato **tra 9,2 e 13,2 miliardi di euro**, considerando l'**intero settore** e **tutta la durata dell'incentivo**. In caso di **riduzione** della produzione di **rifiuti pro capite** si avrebbe una piccola riduzione del contributo a un valore compreso **tra 8,8 e 12,6 miliardi di euro**. Tuttavia, se si ipotizza una **riduzione** anche della **quota di rifiuti** avviati **all'incenerimento**, in favore di una quota maggiore di rifiuti riciclati, tale costo è stimato **ridursi** significativamente, come prevedibile, a un valore compreso **tra 5,8 e 8,3 miliardi di euro**.

Figura 4.6: Costo complessivo dello schema incentivante per la cattura della CO_2 nel settore Waste-to-Energy nei tre scenari considerati: (1) CCS + riduzione popolazione, (2) CCS + riduzione popolazione + riduzione rifiuti pro capite, (3) CCS + riduzione popolazione + riduzione rifiuti pro capite + riduzione rifiuti inceneriti pro capite.



Confronto tra settori e schemi incentivanti

Poiché il contributo calcolato per i settori di cemento, termoelettrico a CCGT e Waste-to-Energy verrebbe erogato per un periodo di tempo differente (probabilmente, 10 anni per il cemento e 15 anni per gli altri due), risulta interessante **confrontare il costo** di incentivazione **su base annua**.

Inoltre, per avere un **termine di confronto** e comprendere il potenziale impatto dello schema di incentivazione della CCS, può essere preso come riferimento, con i dovuti distinguo, il costo degli **incentivi erogati alle FER elettriche** tramite la componente ASOS degli oneri generali di sistema sulla bolletta elettrica.

Dal confronto (Figura 4.7) si possono fare alcune osservazioni:

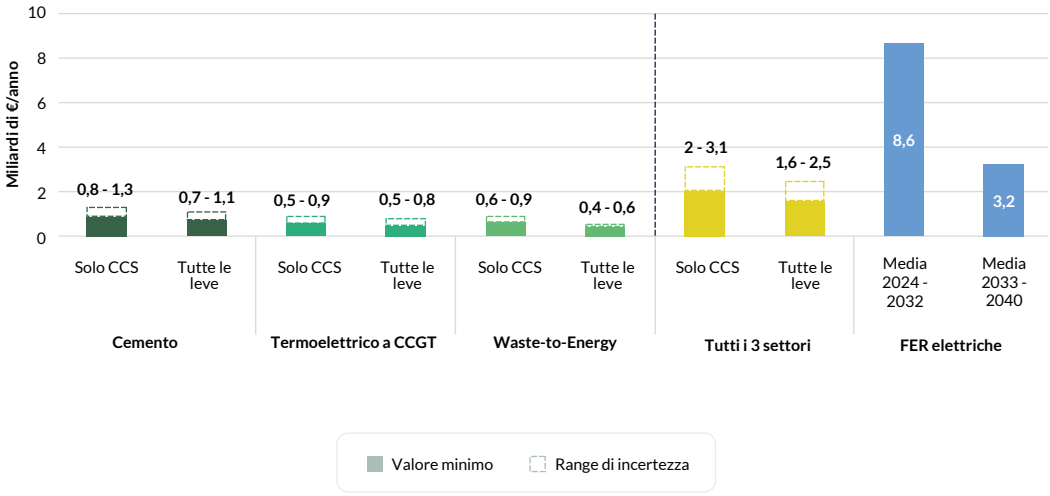
- Il **costo annuale** nel settore del **cemento**, compreso tra **700 e 1.300 milioni di euro all'anno** a seconda degli scenari, risulta il **più elevato sul breve periodo**, dato che l'incentivo verrebbe erogato in 10 anni anziché 15 come negli

altri due settori.

- Nei settori del **cemento** e **Waste-to-Energy** le **leve** di decarbonizzazione e i **fattori** di riduzione delle emissioni complementari alla CCS hanno un **impatto potenzialmente più elevato** rispetto al settore **termoelettrico a CCGT**.
- Considerando i tre settori nel loro complesso, il **costo totale dello schema di incentivazione** sarebbe compreso tra **2 e 3,1 miliardi di euro all'anno** nello scenario di sola applicazione della **CCS** e tra **1,6 e 2,5 miliardi di euro all'anno** nello scenario in cui venissero applicate **anche altre tecnologie e soluzioni** di decarbonizzazione.
- Confrontando il **costo di incentivazione della CCS** e quello di incentivazione delle FER elettriche, si può notare come il primo sia **notevolmente inferiore** rispetto alla **media dell'incentivo per le FER** previsto **tra il 2024 e il 2032**, pari a circa 8,6 miliardi di euro all'anno. Il costo per l'incentivazione della CCS sarebbe **più simile**, invece, al **costo dell'incentivo medio per le FER** previsto **tra il 2033[5] e il 2040**, pari a circa 3,2 miliardi di euro all'anno.

5 Anno in cui la quasi totalità degli impianti in Conto Energia termineranno il periodo di incentivazione.

Figura 4.7: Confronto del costo annuale dello schema incentivante per la cattura della CO_2 nei tre settori considerati (cemento, termoelettrico a CCGT, Waste-to-Energy), il costo annuale totale per i tre settori e il costo per gli incentivi erogati alle FER elettriche tramite la componente ASOS degli oneri generali di sistema nella bolletta elettrica. (Fonte: Monitoraggio PNIEC).



Messaggi Chiave

Capitolo 4
Il possibile schema incentivante italiano

L'analisi economica, discussa nel capitolo precedente, relativamente all'implementazione di soluzioni CCS nel settore del cemento, negli impianti CCGT e negli impianti Waste-to-Energy, ha evidenziato la **necessità di uno schema incentivante** per rendere **sostenibili questi** investimenti da un punto di vista economico-finanziario**.** Lo studio pubblicato dal MASE ha fornito un'ipotesi del possibile meccanismo di supporto agli emettitori maggiormente coinvolti dalla CCS (industrie hard-to-abate, generazione termoelettrica e cogenerativa di grande taglia, produzione di idrogeno) e ai progetti di rimozione della CO_2. Il **meccanismo** consisterebbe una **tariffa in conto esercizio** in forma di **CfD**, sulla base di altre esperienze europee (in UK e Paesi Bassi), affiancato, eventualmente, da un **contributo in conto capitale** da garantire nella prima fase di avviamento della filiera. Solo in questo modo, sarebbe possibile ridurre il gap di costi, e tutelare gli investitori dai grandi rischi che questo tipo di investimenti presentano.

Il contributo erogato a supporto della CCS necessita di una **copertura economica** adeguata. In particolare, lo studio prevede **tre canali di finanziamento** differenziati per settore di applicazione: i **proventi dalle aste ETS**, come consentito dalla Direttiva ETS, per finanziare l'incentivo nelle **industrie hard-to-abate**, e gli **oneri generali di sistema** sulle bollette di **elettricità** e **gas** per finanziare rispettivamente l'incentivo nel settore della generazione termoelettrica e nella produzione di idrogeno. Per questo secondo caso, sarebbe necessaria una **modifica dei regolamenti** nazionali **dei mercati dell'energia**, introducendo un **onere addizionale** sulle bollette.

La quantificazione delle **risorse necessarie** per il finanziamento del contributo nei **settori di cemento**, **termoelettrico a CCGT** e **Waste-to-Energy** ha portato a una stima del costo complessivo per il sistema:

- **tra 7,1 e 13,2 miliardi** di euro in 10 anni per il settore del **cemento**;
- **tra 7 e 13,7 miliardi** di euro in 15 anni per il settore **termoelettrico a CCGT**;
- **tra 5,8 e 13,2 miliardi** di euro in 15 anni per il settore **Waste-to-Energy**.

In totale, il contributo erogato nei tre settori considerati assorbirebbe **risorse annuali** per un valore compreso **tra 1,6 e 3,1 miliardi di euro all'anno**, un costo importante ma di entità **comparabile** al costo per l'erogazione dell'**incentivo previsto per le FER elettriche dopo il 2033**.

Aziende Partner

alperia

Alperia è tra i principali protagonisti dell'energia green in Italia e uno dei maggiori produttori di energia idroelettrica a livello nazionale. Da oltre 120 anni, la nostra missione è generare energia rinnovabile, principalmente da fonti idroelettriche, con un forte impegno nello sviluppo di soluzioni innovative come idrogeno, fotovoltaico ed eolico. Guardiamo al futuro con un approccio sostenibile, promuovendo un nuovo modo di produrre e consumare energia, più consapevole e rispettoso dell'ambiente.

Offriamo servizi energetici 100% sostenibili, con attività che spaziano dalla produzione di energia rinnovabile alla gestione della rete elettrica e dei sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di luce green e gas CO_2 compensato fino a soluzioni per la mobilità elettrica. Supportiamo imprese e Pubbliche Amministrazioni nel percorso di decarbonizzazione, proponendo strumenti per l'efficienza energetica, sistemi di automazione avanzata e soluzioni basate su Intelligenza Artificiale per ottimizzare processi produttivi e la climatizzazione degli edifici.

La sostenibilità è il cuore della nostra strategia: operiamo con responsabilità ambientale, economica e sociale, creando valore nei territori e nelle comunità in cui siamo presenti. Dal 2020 compensiamo le nostre emissioni operative (Scope 1 e Scope 2) e ci siamo posti obiettivi ambiziosi: ridurre le emissioni del 46% entro il 2027, del 70% entro il 2031 (rispetto al 2021) e raggiungere il Net Zero entro il 2040.

La transizione energetica non è più rimandabile: viviamo un momento decisivo per il nostro futuro. Per questo investiamo in tecnologie innovative e costruiamo un presente più smart e green. Siamo al fianco di imprese e Pubbliche Amministrazioni che vogliono intraprendere questa trasformazione, offrendo soluzioni concrete per un domani più sostenibile.

BROKEN POT

Broken Pot nasce nel 2024 con la missione di "rimettere insieme i pezzi di questo mondo rotto", ispirandosi all'arte e filosofia giapponese del Kintsugi. Frutto di una visione condivisa degli imprenditori che l'hanno fondata, ambisce ad affrontare la transizione energetica con un approccio nuovo, che non si limita alla tecnologia, ma abbraccia anche l'essenza del potenziale umano. Broken Pot è un progetto che mette insieme innovazione e responsabilità, con l'intento di costruire il futuro più sostenibile tra i tanti possibili.

Vogliamo partire da quello che già c'è per rendere la transizione ecologica più rapida, intelligente e inclusiva.

Ci occupiamo di formulare strategie di decarbonizzazione su misura, creando soluzioni personalizzate che rispondano alle necessità e agli obiettivi specifici di ciascun cliente. Utilizziamo l'intelligenza artificiale per ottimizzare i processi, applicando modelli avanzati che permettono di migliorare l'efficienza e ridurre gli sprechi. La nostra azione si inserisce pienamente nella twin transition, dove la trasformazione digitale e quella ecologica si intrecciano per creare un sistema energetico più intelligente e sostenibile. Ma il vero cambio di paradigma che proponiamo va oltre la tecnologia: in affiancamento all'energy management e efficienza energetica tecnologica, spostiamo il focus dalle macchine alle persone, poiché crediamo che sia l'umanità la scintilla creativa in grado di fare la vera differenza. Con questo approccio, portiamo avanti programmi di efficienza organizzativo-comportamentale mirando a cambiare le regole del gioco e rendendo l'energia più umana e consapevole.

In questo contesto, la transizione energetica non è solo una sfida tecnologica, ma una vera e propria rivoluzione che parte dalle persone.

Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia. Il Gruppo, che conta oltre 6.000 persone, è in prima linea nella sfida della transizione energetica in coerenza con gli SDGs dell'ONU e le politiche europee di decarbonizzazione. Edison è un operatore integrato con attività che vanno dalla produzione di energia alla gestione e manutenzione dei parchi di generazione, fino alla vendita ai clienti finali. Il suo parco produttivo è composto da più di 200 impianti, tra centrali idroelettriche, campi eolici e fotovoltaici e centrali a ciclo combinato tra le più efficienti in Europa. Il Gruppo è impegnato nell'attuazione di un piano di sviluppo che ha l'obiettivo di accrescere la capacità rinnovabile installata portando la generazione green al 40% del proprio mix produttivo al 2030; nell'ambito del gas supply si lavora sulla diversificazione di fonti e rotte di approvvigionamento al fine di garantire sicurezza e competitività del sistema energetico nazionale. Edison, inoltre, promuove l'utilizzo di GNL e green gas per sostituire i combustibili fossili. Attenzione e vicinanza al cliente sono obiettivi primari di Edison Energia, società del Gruppo dedicata alla vendita di energia elettrica, gas e servizi a valore aggiunto ai clienti finali su tutti i segmenti di mercato.

Attraverso Edison NEXT il Gruppo accompagna clienti e territori nel loro percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica, con una piattaforma di soluzioni innovative ed efficienti che comprende sistemi di autoproduzione, soluzioni per l'efficienza energetica, l'economia circolare, la mobilità sostenibile e la trasforma¬zione intelligente di quartieri e città. Per contribuire al raggiungi¬mento dei target di neutralità climatica, Edison NEXT è impegnata nello sviluppo di vettori green come idrogeno e biometano, con progetti integrati lungo tutta la catena del valore. Edison NEXT è presente in Italia, Spagna e Polonia.

ELETTRICITÀ FUTURA
imprese elettriche italiane

Elettricità Futura è la principale associazione italiana del settore elettrico, nata nel 2017 dall'integrazione tra Assoelettrica e assoRinnovabili. Rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico nazionale, riunendo più di 500 operatori che impiegano oltre 40.000 addetti e detengono più di 76.000 MW di potenza installata, sia da fonti convenzionali che rinnovabili.

L'associazione ha l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano verso la transizione energetica, contribuendo a rilanciare la filiera industriale e generando benefici per l'economia e l'occupazione, aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività del Paese.

Elettricità Futura rappresenta le imprese del settore elettrico dialogando costantemente con le istituzioni nazionali, regionali ed europee, con le autorità, gli enti e gli organismi tecnici di riferimento. Propone azioni concrete per la crescita delle imprese e lo sviluppo del settore elettrico, portando le esigenze degli associati nei tavoli decisionali. Assiste le imprese fornendo aggiornamenti costanti sulla disciplina del settore e informazioni puntuali. Promuove la diffusione della cultura della transizione energetica, l'innovazione sostenibile e i valori delle imprese elettriche, anche attraverso studi, eventi, formazione e attività di comunicazione. Coinvolge le imprese associate, favorendo occasioni di incontro, confronto e condivisione nei tavoli di lavoro. Negozia e stipula con le organizzazioni sindacali il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico e fornisce assistenza alle aziende per la sua applicazione.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria e a Confindustria Energia, ed è membro delle principali associazioni europee del settore, tra cui Eurelectric, SolarPower Europe, WindEurope e Bioenergy Europe.

Eni è una global energy tech company presente in oltre 60 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti. Nata come compagnia O&G, si è trasformata in una società integrata dell'energia con un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e la transizione energetica. Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 con la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti per i propri clienti. Eni investe in ricerca e sviluppo di tecnologie per accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile. Fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO2 sono esempi di attività e ambiti di ricerca di Eni, che si estendono anche a tecnologie game-changer come l'energia da fusione che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata, a zero emissioni. Le attività tradizionali di Eni continuano a portare valore a sostegno della trasformazione, contribuendo anche a garantire l'affidabilità della fornitura di energia. A supporto del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite per contribuire a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività. Tra queste, nel perimetro della transizione, figurano:

- Plenitude è sul mercato con un modello di business distintivo che integra produzione da rinnovabili, vendita di energia e soluzioni energetiche e una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

- Enilive, società dedicata a bioraffinazione, produzione di biometano, soluzioni di smart mobility (Enjoy), commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

Tra le altre società; Versalis, azienda chimica legata alla transizione, è impegnata nella promozione dell'utilizzo di materie prime da fonti rinnovabili, la ricerca di feedstock alternativi e lo sviluppo di soluzioni in ambito di circolarità. Infine, Eni rewind impegnata nel risanamento ambientale: valorizza suoli, acque e rifiuti industriali e da bonifica, applicando soluzioni all'avanguardia e tecnologie proprietarie.

GETEC

GETEC Italia S.p.A. è la piattaforma italiana del Gruppo GETEC, leader europeo nelle soluzioni energetiche e infrastrutturali affidabili, innovative e decarbonizzate, con un team di oltre 3.000 professionisti altamente qualificati. L'azienda si colloca tra le principali ESCo a livello nazionale, specializzandosi nella progettazione e fornitura di soluzioni energetiche taylor-made, sostenibili e ad alta efficienza. L'impegno di GETEC si traduce in investimenti continui in infrastrutture energetiche avanzate e nell'erogazione di servizi integrati, mirati alla riduzione dei consumi e dei costi energetici degli asset gestiti. In parallelo, l'azienda punta al miglioramento costante delle prestazioni operative, dell'affidabilità e della sostenibilità ambientale, supportando clienti pubblici e privati in un percorso concreto verso la transizione energetica.

Il solido know-how, un forte orientamento all'innovazione e l'adozione di tecnologie e processi digitali di ultima generazione consentono a GETEC di perseguire gli obiettivi di neutralità climatica, rendendosi partner strategico nella decarbonizzazione degli edifici e dei processi produttivi. L'investimento sull'asset energetico si completa con la sua progettazione, realizzazione e gestione, declinate per le quattro linee di business: Industria, Pubblica Amministrazione, Sanità Privata e Private Real Estate. La sostenibilità è un processo evolutivo a cui l'azienda prende parte e di cui vuole essere protagonista.

GREENTHESIS
GROUP

Oltre 25 anni di esperienza nella Green Economy, 25 società attive nel settore ambientale, più di 550 dipendenti, 1 milione di tonnellate di rifiuti gestiti e 130 MWh di energia rinnovabile prodotta nel 2023, con 3 milioni di metri quadri bonificati.

Greenthesis è tra i principali operatori italiani nei servizi ambientali, coprendo tutta la filiera del trattamento rifiuti e della bonifica ambientale. Specializzato nella bonifica di siti contaminati, messa in sicurezza di discariche e risanamento delle falde, gestisce ogni fase dal decommissioning alla valorizzazione delle aree dismesse.

Il Gruppo dispone di 20 strutture all'avanguardia per il trattamento dei rifiuti, con emissioni tra le più basse in Europa. Tra le attività svolte: depurazione di acque civili e industriali, gestione di rifiuti speciali liquidi e solidi, Soil Washing e trattamenti di amianto e fibrocemento. Inoltre, tratta rifiuti agroalimentari, agro-zootecnici e fanghi biologici per l'agricoltura.

Ogni attività contribuisce all'Economia Circolare con discariche efficienti, produzione di energia fotovoltaica, recupero di biogas e biometano e trattamento avanzato del percolato.

Greenthesis investe costantemente nell'innovazione tramite il proprio dipartimento di Ricerca e Sviluppo, realizzando partnership con aziende, università e centri di ricerca. Ha implementato sistemi di cogenerazione, upgrading di biogas in biometano e nuove tecnologie di conversione idro-termica.

Il know-how di Greenthesis ha favorito lo sviluppo internazionale, con importanti collaborazioni negli Emirati Arabi e in Arabia Saudita, contribuendo alla diffusione della cultura ambientale.

Greenthesis promuove una visione sostenibile e azioni concrete per una crescita responsabile.

Heidelberg Materials

Italcementi e Calcestruzzi, storiche società che con la loro storia fatta di persone, di conoscenze e di innovazione hanno contribuito allo sviluppo economico del Paese, sono diventate Heidelberg Materials, uno dei principali produttori integrati di soluzioni e materiali per le costruzioni al mondo, nei settori cemento, inerti e calcestruzzo preconfezionato.

Il cambiamento non sta solo nel nome, ma nella natura stessa del business. Il futuro è sostenibile e digitale e va ben oltre il cemento. La gamma dei prodotti e dei servizi sta evolvendo per guidare la trasformazione del settore. Il nuovo marchio, rappresentativo, incisivo e globale, vuole dare un volto e un punto di riferimento a questa importante trasformazione.

La struttura industriale di Heidelberg Materials in Italia è formata da impianti 10 per la produzione del cemento, 4 centri di macinazione e oltre 120 impianti di produzione di calcestruzzo in grado di servire i clienti sull'intero territorio nazionale.

I siti produttivi hanno ottenuto la certificazione ambientale ISO 14001 a cui si aggiunge, in alcune aree geografiche, la certificazione CSC che certifica il processo di approvvigionamento responsabile su tutta la filiera di produzione, secondo i principi base della Sostenibilità.

Il Gruppo Hera è una multi utility leader in Italia, con attività nei settori energia, acqua, ambiente, illuminazione pubblica e telecomunicazioni, fondata nel 2002 dalla fusione di 11 aziende municipalizzate dell'Emilia Romagna.

La nostra missione è diventare la migliore multi utility italiana per clienti, lavoratori e azionisti, perseguendo innovazione, sostenibilità e forte radicamento sul territorio.

Numeri chiave

Oltre 9.000 dipendenti che servono circa 5 milioni di cittadini in più di 300 comuni tra Emilia-Romagna, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Abruzzo.

Classifiche di eccellenza in aree strategiche in Italia:

- 1ª per gestione rifiuti
- 2ª nel ciclo idrico integrato
- 3ª nella vendita di energia (elettrica e gas).

La nostra quotazione in Borsa è avvenuta nel 2003 e nel 2019 siamo entrati nel FTSE MIB

Nel 2020 siamo stati la prima multi-utility italiana inserita nel Dow Jones Sustainability Index (DJSI).

Nel 2024 il valore distribuito agli stakeholder è stato di 2.100 mln €, con 860 mln € di investimenti annui, 1.587,6 mln € di margine operativo lordo e 54% MOL valore condiviso.

Il nostro impegno quotidiano è fornire servizi di qualità, generando valore per tutti gli stakeholder e rendendo le comunità più resilienti. Investiamo in soluzioni innovative per l'economia circolare, l'efficienza energetica e per la sostenibilità ambientale e sociale.

MARCEGAGLIA

Fondato a Gazoldo degli Ippoliti nel 1959 da Steno Marcegaglia il Gruppo, attivo da oltre 60 anni nella trasformazione dell'acciaio, è oggi controllato dai figli, Antonio ed Emma, ed è presente in campo siderurgico nell'intera catena del valore. Dopo le acquisizioni di due acciaierie a forno elettrico, una per acciai speciali a Sheffield (Regno Unito) e una nel sito francese di Fos-sur-Mer, l'azienda è entrata anche nella produzione primaria, con l'obiettivo di accorciare e stabilizzare le proprie filiere, proseguendo nello sviluppo di prodotti sempre più sostenibili e competitivi. Con un fatturato di 7.5 miliardi di euro, 7.800 dipendenti, 36 stabilimenti distribuiti in 4 Continenti, 6,5 milioni di tonnellate di acciaio lavorate ogni anno per oltre 15.000 clienti sparsi nel mondo, il Gruppo è leader riconosciuto nello scenario siderurgico nazionale e internazionale. È tra le maggiori realtà manifatturiere italiane, capace di unire il dinamismo e la flessibilità operativa dell'imprenditoria famigliare made in Italy, con la grande presenza sui mercati globali tipica delle multinazionali. L'alto livello di progettualità, l'approccio mentale al cambiamento, l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale fanno di Marcegaglia un'azienda sempre presente laddove si sperimenta e si innova. Il Gruppo è stato fin dall'inizio partner di Strega, a Boden, in Svezia, prima vera acciaieria al mondo a emissioni zero; è impegnato nel progetto di cattura e stoccaggio della CO2 a Ravenna e sta esplorando l'utilizzo dell'idrogeno verde per contribuire allo sviluppo di un'industria siderurgica sempre più responsabile e sostenibile, capace di trovare il giusto equilibrio tra risorse, benessere, inclusione. Anche per questo, il legame tra azienda e territorio è stato forte fin da subito per strutturarsi nel 2010 con la costituzione di Fondazione Marcegaglia, naturale evoluzione dello spirito filantropico della Famiglia.



MCE-Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione si terrà a Fiera Milano Rho dal 24 al 27 marzo 2026. Il tema-guida diventa "Energy Is Evolving", con un'impostazione organizzativa che ruota attorno a tre direttrici centrali: Industry, Digitalization e Water.

MCE è una manifestazione fieristica di proprietà di RX, azienda che si occupa di generare business per persone, comunità e organizzazioni. Eleviamo la potenza degli eventi face-to-face combinando dati e prodotti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari in circa 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 42 settori industriali. RX si impegna ad avere un impatto positivo sulla società e si dedica pienamente alla creazione di un ambiente di lavoro inclusivo per tutti.

RX fa parte di RELX, leader mondiale nella fornitura di soluzioni, servizi e strumenti decisionali per clienti professionali.

MOST - Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile, attraverso la collaborazione con 24 università, il CNR e 24 grandi imprese, ha la missione di implementare soluzioni moderne, sostenibili e inclusive per l'intero territorio nazionale.

Le aree e gli ambiti tecnologici di maggiore interesse del progetto sono: mobilità aerea, veicoli stradali sostenibili, trasporto per vie d'acqua, trasporto ferroviario, veicoli leggeri e mobilità attiva.

Il Centro Nazionale si occuperà di rendere il sistema della mobilità più "green" nel suo complesso e più "digitale" nella sua gestione.

Lo farà attraverso soluzioni leggere e sistemi di propulsione elettrica e a idrogeno; sistemi digitali per la riduzione degli incidenti; soluzioni più efficaci per il trasporto pubblico e la logistica; un nuovo modello di mobilità, come servizio, accessibile e inclusiva.

NEXTCHEM

NEXTCHEM è la società di MAIRE dedicata alle Soluzioni Tecnologiche Sostenibili.

Il suo obiettivo è abilitare un futuro a basse emissioni attraverso il nostro portafoglio tecnologico e mettere a frutto la sua esperienza per supportare la decarbonizzazione dei settori industriali, dal trasporto all'agricoltura, dall'energia ai materiali.

NEXTCHEM sviluppa e fornisce soluzioni tecnologiche, licenze di tecnologia, progettazione di processo e ingegneria di base, apparecchiature proprietarie e catalizzatori per sostenere la transizione energetica globale.

Le nostre attività sono organizzate in tre linee di business:

- Fertilizzanti Sostenibili e Carburanti a Base di Azoto
- Vettori Energetici a Basse Emissioni di Carbonio
- Materiali Sostenibili e Soluzioni Circolari

Queste linee si rivolgono a settori strategici, con l'obiettivo di ridurre l'intensità carbonica attraverso una produzione più pulita, il riciclo avanzato e l'uso di materie prime innovative.

Nel settore dei fertilizzanti, valorizziamo la nostra leadership nell'urea e continuiamo a innovare nell'ammoniaca, sia come vettore per l'idrogeno sia come base per carburanti a basse emissioni.

Nel campo dell'energia a basse emissioni, ci concentriamo sull'idrogeno e sulla valorizzazione della CO_2 per supportare la decarbonizzazione nei trasporti, nella chimica e nelle plastiche sostenibili.

Per quanto riguarda la circolarità, trasformiamo i rifiuti in risorse di valore attraverso l'upcycling meccanico, il riciclo chimico e la depolimerizzazione, abilitando nuovi percorsi per il recupero e il riutilizzo.

Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A. è una società indirettamente controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze attraverso il suo azionista unico GSE S.p.A. ed è da sempre impegnata nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico. L'attività di ricerca riguarda la filiera dell'energia e della sostenibilità, dalle fonti energetiche primarie a tutti i sistemi di conversione e utilizzazione, dai vettori energetici alle tecnologie per l'efficienza e stoccaggio dell'energia. Particolare attenzione è rivolta ai progetti strategici a livello nazionale ed europeo, in un'ottica sperimentale e applicativa, al sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, al sistema produttivo nella sua più ampia articolazione, alle associazioni dei consumatori e ai raggruppamenti delle piccole e medie imprese, per i quali l'attività si svolge anche in sinergia con altri centri di ricerca. Nel suo campo, RSE si pone, quindi, come punto di intersezione tra i policy maker, il mondo delle imprese e i cittadini. Le grandi sfide della transizione energetica e digitale rappresentano il motore dei progetti RSE, ispirati ai temi dell'innovazione, dell'efficienza e della circolarità, in tutti i suoi aspetti non solo energetici, ma anche economici e sociali. Tale attività è frutto delle competenze e delle esperienze di un capitale umano di eccellenza, costituito da expertise di estrazione eterogenea e specializzata che consentono di garantire un approccio interdisciplinare e altamente qualificato.



Snam è il primo operatore europeo nel trasporto del gas naturale con una rete, in Italia e all'estero, di circa 38.000 km. L'azienda opera anche nello stoccaggio, di cui detiene oltre il 17% della capacità a livello europeo, e nella rigassificazione, con una capacità annua di 13,5 miliardi di metri cubi di gas che saliranno a 18,5 miliardi di metri cubi nel 2025 per effetto dell'entrata in esercizio del rigassificatore di Ravenna. È tra le principali società quotate italiane per capitalizzazione di mercato.

Con i suoi 80 anni di esperienza nella realizzazione e gestione di infrastrutture, Snam garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti e promuove la transizione energetica con investimenti nei gas verdi (biometano e idrogeno), nell'efficienza energetica e nella tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage). L'azienda crea, inoltre, nuove aree verdi attraverso una società benefit focalizzata su progetti di forestazione urbana.

Terna è la società che gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa. Ha un ruolo istituzionale, di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale: porta avanti le attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, oltre a garantire 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, l'equilibrio tra domanda e offerta dell'elettricità attraverso l'esercizio del sistema elettrico.

Con oltre 75.000 km di linee in alta e altissima tensione, 915 stazioni su tutto il territorio nazionale e 30 interconnessioni con l'estero può contare su un patrimonio di oltre 6.800 professionisti. Il compito di Terna è assicurare l'energia al Paese e la parità di accesso a tutti gli utenti, garantendo la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo del servizio di trasmissione e perseguendo lo sviluppo e l'integrazione con la rete elettrica europea. Per l'azienda, che dialoga costantemente con le comunità locali, la sostenibilità è un aspetto determinante nella creazione di valore per gli stakeholders.

Note

Note

Note

Note

2025

OSSERVATORIO
ZERO CARBON TECHNOLOGY PATHWAYS

Zero Carbon Technology Pathways

Catturare la CO_2: sfide e prospettive per il futuro

Stampato su carta riciclata

ISBN: 9 788864 931449

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT

energy&strategy