

FINANZA SOSTENIBILE: I MERCATI DEL CARBONIO

ENVIRONMENTAL FINANCE AND INVESTMENTS

Companion Book — Sintesi concettuale del volume di M. Chesney, J. Gheyssens, A. C. Pana e L. Taschini (2^a ed., Springer, 2016), aggiornata al quadro normativo, istituzionale e di mercato in vigore al 2026

Edizione aggiornata — ottobre 2026

Report tematico — Mercati del carbonio ed EUA come asset class

Documento destinato esclusivamente a investitori professionali ed istituzionali

Indice

Nota metodologica	3
1. Introduzione	4
2. Il problema del cambiamento climatico	6
2.1. Il rapporto tra concentrazione di gas serra e temperatura globale	6
2.2. Dagli scenari RCP agli scenari SSP	7
2.3. Il carbon budget e i tipping points.....	8
2.4. Impatti ambientali ed economici, mitigazione e adattamento	9
3. Gli sforzi internazionali per contrastare il cambiamento climatico e l'evoluzione dei mercati del carbonio	11
3.1. Tutto nasce dall'IPCC	11
3.2. Dalla Convenzione di Rio all'Accordo di Parigi	11
L'Articolo 6 e la nuova generazione dei mercati internazionali del carbonio	13
3.3. L'espansione dei sistemi di Emission Trading nel mondo e il ruolo dominante dell'EU ETS	13
3.4. Le Garanzie d'Origine: un mercato ambientale senza tetto	15
3.5. I mercati volontari del carbonio	16
3.6. Approfondimento: il concetto di addizionalità	17
3.7. Prospettive e conclusioni.....	18
4. L'economia della mitigazione del cambiamento climatico	19
4.1. Le emissioni come esternalità	19
4.2. Tasse e sussidi.....	20
4.3. I permessi negoziabili, il teorema di Coase e il cap-and-trade	21
4.4. Prezzo o quantità? Il teorema di Weitzman e l'incertezza	21
4.5. Dal carbon pricing alla politica industriale: il Green Deal europeo	24
4.6. Il rischio climatico nella valutazione degli investimenti e la finanza sostenibile.....	25
4.7. Mitigazione, adattamento e geoingegneria	25
5. Crescita economica e ambiente.....	26
5.1. Le teorie della crescita e il ruolo delle risorse naturali.....	26
5.2. Innovazione tecnologica, carbon budget e sostenibilità debole/forte	27
5.3. Il decoupling nell'Unione Europea: l'evidenza 1990-2024	27
5.4. Oltre la crescita: i limiti del PIL e il paradosso della crescita verde.....	29
6. La finanza degli investimenti ambientali: l'approccio delle opzioni reali	30
6.1. I limiti del Valore Attuale Netto.....	30
6.2. Un investimento è un'opzione	30
6.3. Gli strumenti di valutazione: modello binomiale e formula di Black-Scholes	32
6.4. Applicazioni alla conformità con la regolazione ambientale	34
7. I mercati finanziari delle quote di emissione.....	36
7.1. Dall'amministrazione alla finanza: l'infrastruttura dell'EU ETS	36

7.2. Il ciclo di vita di una EUA e l'Union Registry	36
7.3. Mercato primario, mercato secondario e piattaforme di negoziazione	36
7.4. Gli strumenti derivati: futures, opzioni, calendar spread, OTC ed Exchange Traded Products	37
7.5. Gli operatori del mercato	37
7.6. La formazione del prezzo e il ciclo di compliance	38
7.7. Le EUA sono una commodity?	38
8. Le European Union Allowances come asset class.....	39
8.1. L'evoluzione storica delle EUA (2005-2026)	39
8.2. Perché le EUA non sono né una commodity né uno strumento finanziario tradizionale	40
8.3. I driver fondamentali del prezzo: Cap, LRF, MSR e TNAC.....	41
8.4. La relazione con i mercati energetici.....	41
8.5. Dall'analisi fondamentale ai modelli quantitativi.....	42
8.6. Strategie di investimento e gestione del rischio	43
8.7. Prospettive al 2030, 2040 e 2050	44
8.8. Approfondimento: dal Clean Dark/Spark Spread al prezzo di switch	44
8.8.1. Dal margine di profitto delle due tecnologie al prezzo di indifferenza	45
Cos'è uno "spread" in questo contesto	45
Uno spread, in questo caso, è semplicemente il margine di profitto che un generatore elettrico ottiene vendendo l'elettricità prodotta, al netto del costo del combustibile usato per produrla. È la differenza tra ricavo (prezzo dell'elettricità) e costo variabile principale (il combustibile).....	45
Dark Spread e Spark Spread: la differenza è solo il combustibile	45
Perché "clean"	45
Il collegamento con il "prezzo di switch"	45
Heating rate / efficienza di conversione (hc, hg)	47
Un consiglio pratico.....	47
8.8.2. I benchmark: API#2, e da NBP a TTF.....	48
8.8.3. Perché il prezzo teorico e quello osservato non coincidono	48
8.8.4. Il ruolo del TNAC: la componente strutturale di medio-lungo periodo.....	48
Considerazioni conclusive.....	50
Glossario dei termini chiave	51

Nota metodologica

Questo companion book riprende ed aggiorna i contenuti del volume "Environmental Finance and Investments" (2^a edizione, Chesney, Gheysens, Pana, Taschini, Springer 2016 – d’ora innanzi “il volume/l’opera/la versione/l’edizione originale”), concentrandosi sui concetti economici e finanziari sottostanti ed evitando, per quanto possibile, la notazione matematica formale. Dove il testo originale presenta un modello, un teorema o una formula, viene qui spiegata l'intuizione economica che la genera, il suo significato operativo e le sue implicazioni pratiche, spesso accompagnate da un grafico esplicativo costruito appositamente per illustrare la relazione descritta (i grafici qui presenti sono elaborazioni originali a scopo esplicativo).

C’è poi la parte più importante: l’aggiornamento. Rispetto alla versione originale, il quadro istituzionale, normativo e di mercato è stato interamente rivisto per riflettere l'evoluzione intervenuta tra il 2016 e il 2026: l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi, il Sixth Assessment Report dell'IPCC, il completamento dell'architettura di governance dell'Accordo (NDC, Global Stocktake, Articolo 6), l'evoluzione dell'EU ETS attraverso il Green Deal europeo, il pacchetto Fit for 55, l'ETS2 e il Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), e la trasformazione delle European Union Allowances (EUA) in una vera e propria asset class finanziaria. I riferimenti ormai superati (in particolare il ruolo centrale un tempo attribuito al Protocollo di Kyoto) sono stati aggiornati, mentre l'impianto teorico senza tempo del volume originale — l'analisi delle esternalità, il confronto tra tassa e permesso, l'approccio delle opzioni reali alle decisioni di investimento — è stato mantenuto integralmente, poiché non risente del trascorrere del tempo.

Il lavoro si dipana in **otto capitoli**: ai sette capitoli della versione originale si aggiunge un capitolo dedicato specificamente all'infrastruttura e agli strumenti finanziari del mercato europeo delle quote di emissione, reso necessario dalla crescita e dalla sofisticazione che questo mercato ha conosciuto nell'ultimo decennio. Il capitolo conclusivo dell’opera originale, dedicato alla dinamica dei prezzi delle emissioni, è stato ampliato in una trattazione molto più approfondita del mercato delle European Union Allowances (EUA) come asset class, che rappresenta oggi una delle aree più rilevanti dell'incontro tra finanza ambientale e mercati finanziari tradizionali.

1. Introduzione

Il cambiamento climatico rappresenta oggi uno dei principali fattori di trasformazione dell'economia mondiale. Al momento della pubblicazione dell'opera originale (2016), il dibattito era ancora concentrato prevalentemente sull'efficacia delle politiche di mitigazione e sulla progettazione dei mercati delle emissioni; nel 2026 il contesto è profondamente cambiato. La sfida climatica non riguarda più soltanto la riduzione delle emissioni di gas serra, ma investe direttamente la competitività industriale, la sicurezza energetica, la politica commerciale internazionale, la gestione del rischio finanziario e l'allocazione del capitale.

L'entrata in vigore dell'**Accordo di Parigi** nel 2016 ha modificato radicalmente l'architettura della governance climatica mondiale. Diversamente dal Protocollo di Kyoto, basato su obiettivi vincolanti limitati ai paesi industrializzati, il nuovo sistema coinvolge praticamente tutte le economie attraverso i contributi determinati a livello nazionale (*Nationally Determined Contributions*, NDC), aggiornati periodicamente con l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5°C.

Parallelamente, l'Unione Europea ha assunto un ruolo di leadership nell'attuazione delle politiche climatiche. Con il **European Green Deal**, il pacchetto legislativo **Fit for 55**, il programma **REPowerEU**, il **Net Zero Industry Act**, il **Critical Raw Materials Act** e la revisione del sistema **EU ETS**, la politica climatica europea è divenuta uno dei principali strumenti di politica industriale e di competitività economica. La neutralità climatica entro il 2050 è oggi un obiettivo giuridicamente vincolante per l'Unione Europea e costituisce il quadro entro il quale si inseriscono le strategie di investimento delle imprese.

Anche la finanza ha conosciuto una trasformazione profonda. La sostenibilità è progressivamente passata da criterio volontario di responsabilità sociale a fattore strutturale nella valutazione del rischio e nell'allocazione del capitale. Regolamenti quali la **Sustainable Finance Disclosure Regulation (SFDR)**, la **EU Taxonomy** e la **Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)** hanno introdotto nuovi obblighi informativi, modificando il modo in cui investitori, banche e imprese valutano il rischio climatico e le opportunità derivanti dalla transizione energetica.

In questo contesto, il mercato del carbonio ha assunto un'importanza senza precedenti. Se nella prima fase dell'EU ETS i permessi di emissione erano considerati prevalentemente uno strumento amministrativo di conformità regolamentare, oggi le **European Union Allowances (EUA)** costituiscono uno dei più liquidi e sofisticati mercati ambientali del mondo, negoziate tramite contratti spot, futures e opzioni e utilizzate come riferimento fondamentale da utilities, imprese energivore, intermediari finanziari e investitori istituzionali. Il prezzo della CO₂ è diventato un segnale economico che influenza direttamente le decisioni di investimento, la competitività delle diverse tecnologie energetiche e la valutazione di numerosi progetti industriali.

Parallelamente si è assistito a una forte espansione dei **mercati volontari del carbonio** (*Voluntary Carbon Markets*, VCM), nei quali imprese e investitori acquistano crediti di carbonio per compensare volontariamente una parte delle proprie emissioni residue. Pur presentando caratteristiche profondamente diverse rispetto ai sistemi regolamentati come l'EU ETS, la loro crescita testimonia il progressivo riconoscimento del carbonio come nuova classe di attività ambientale e finanziaria.

Rimane tuttavia invariata la domanda fondamentale che costituisce il filo conduttore dell'opera originale: **in quali condizioni gli strumenti economici di prezzo del carbonio¹ riescono a guidare decisioni efficienti di investimento e di riduzione delle emissioni?** Questa domanda, che nel 2016 riguardava prevalentemente la progettazione dei sistemi cap-and-trade, oggi si estende alla valutazione degli investimenti nella transizione energetica, alla gestione del rischio climatico e all'interazione tra politiche pubbliche, mercati finanziari e innovazione tecnologica.

Il volume mantiene pertanto l'organizzazione in due grandi blocchi già presente nell'edizione originale. Un primo blocco (capitoli 2-5) affronta il problema a livello macroeconomico e istituzionale: la scienza del clima, la governance internazionale e l'evoluzione dei mercati del carbonio, gli strumenti di politica ambientale e la relazione tra crescita economica e ambiente. Un secondo blocco, più tecnico e in questa edizione significativamente ampliato (capitoli 6-8), adotta il punto di vista dell'impresa regolata e dell'investitore, sviluppando l'approccio delle opzioni reali alle decisioni di investimento, l'infrastruttura e gli strumenti finanziari del mercato europeo delle quote di emissione, e un'analisi approfondita delle European Union Allowances come asset class finanziaria.

Un filo conduttore attraversa l'intero libro: le decisioni di investimento in tecnologia (o in permessi) sotto un regime di regolazione ambientale condividono le caratteristiche tipiche di ogni decisione di investimento reale — sono parzialmente o totalmente irreversibili, possono essere rinviate, e sono prese in condizioni di incertezza. Il quadro delle opzioni reali, mutuato dalla teoria dei prezzi delle opzioni finanziarie, resta lo strumento più adatto a rappresentare questa flessibilità decisionale, in alternativa al tradizionale criterio del Valore Attuale Netto (VAN), molto utilizzato nella valutazione di progetti di private equity.

¹ Con strumenti economici del Prezzo del carbonio intendiamo indistintamente carbon tax e sussidi, permessi ad inquinare (es. EUA, vedi Capitolo 8), carbon credit (vedi sezione 3.5).

2. Il problema del cambiamento climatico

2.1. Il rapporto tra concentrazione di gas serra e temperatura globale

Il cambiamento climatico costituisce oggi uno dei fenomeni fisici meglio documentati dalla letteratura scientifica. Le osservazioni strumentali, le ricostruzioni paleoclimatiche e i modelli climatici convergono nell'attribuire la quasi totalità del riscaldamento osservato dalla metà del XX secolo all'aumento delle concentrazioni atmosferiche dei gas a effetto serra generati dalle attività umane (vedi riquadro). L'IPCC (vedi Capitolo 3), nel **Sixth Assessment Report (AR6)**, conclude con un livello di confidenza senza precedenti che l'influenza antropica ha riscaldato l'atmosfera, gli oceani e le terre emerse.

Box di Approfondimento: I principali gas ad effetto serra

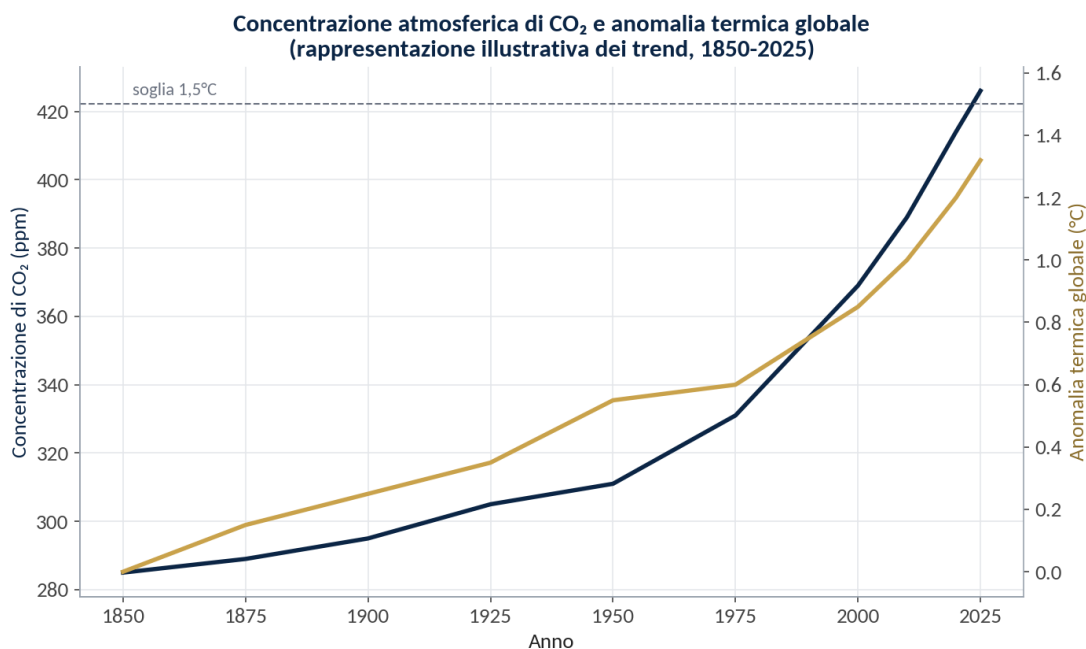
I principali gas serra (GHG) riconosciuti a livello internazionale — e coperti anche dal Protocollo di Kyoto — sono sei:

1. **Anidride carbonica (CO₂)** — il più importante per volume complessivo, originato soprattutto dalla combustione di fonti fossili (carbone, petrolio, gas) e dalla deforestazione.
2. **Metano (CH₄)** — prodotto da agricoltura (allevamento, risaie), discariche, estrazione di combustibili fossili. Ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP) molto più alto della CO₂ nel breve periodo, ma si degrada più rapidamente in atmosfera.
3. **Protossido di azoto (N₂O)** — deriva principalmente da fertilizzanti agricoli e alcuni processi industriali; persiste in atmosfera per oltre un secolo.
4. **Idrofluorocarburi (HFC)** — gas sintetici usati come refrigeranti e nei sistemi di climatizzazione, con un GWP estremamente elevato pur essendo emessi in quantità minori.
5. **Perfluorocarburi (PFC)** — sottoprodotti di alcuni processi industriali (es. produzione di alluminio), anch'essi con GWP molto alto.
6. **Esafluoruro di zolfo (SF₆)** — utilizzato nell'industria elettrica come isolante; è il gas serra più potente per unità di massa e straordinariamente persistente (migliaia di anni).

Un dettaglio interessante: il **vapore acqueo**, pur essendo il gas serra naturale più abbondante e influente sul riscaldamento, non rientra in questa lista ufficiale, perché il suo ciclo è governato da meccanismi naturali (evaporazione/condensazione) e non da emissioni antropogeniche dirette.

Per confrontare l'impatto relativo di questi gas si usa il **Global Warming Potential (GWP)**, che esprime l'effetto serra di una data massa di gas rispetto alla stessa massa di CO₂, su un orizzonte temporale specificato (tipicamente 20 o 100 anni). È per questo che si parla di tonnellata di CO₂ equivalente.

Dall'inizio della Rivoluzione industriale la concentrazione atmosferica di anidride carbonica è aumentata da circa 280 parti per milione (ppm) a oltre **425 ppm**, un livello che non trova precedenti negli ultimi centinaia di migliaia di anni. Parallelamente la temperatura media globale ha già superato di circa **1,3°C** il livello preindustriale, mentre numerosi mesi degli ultimi anni hanno temporaneamente oltrepassato la soglia di 1,5°C, evidenziando l'accelerazione del processo di riscaldamento.



Concentrazione atmosferica di CO₂ e anomalia termica globale, 1850-2025 (rappresentazione illustrativa dei trend; dato aggiornato rispetto all'edizione 2016, che si fermava al 2014 e a circa 400 ppm).

L'aumento della temperatura non è distribuito uniformemente. Le regioni polari si riscaldano a velocità molto superiori rispetto alla media globale, con profonde modificazioni dell'estensione del ghiaccio marino artico, dello scioglimento dei ghiacciai montani e della stabilità delle calotte della Groenlandia e dell'Antartide occidentale. Gli oceani assorbono oltre il 90% dell'eccesso di calore accumulato dal sistema climatico, provocando espansione termica delle acque, innalzamento del livello medio del mare e crescente acidificazione.

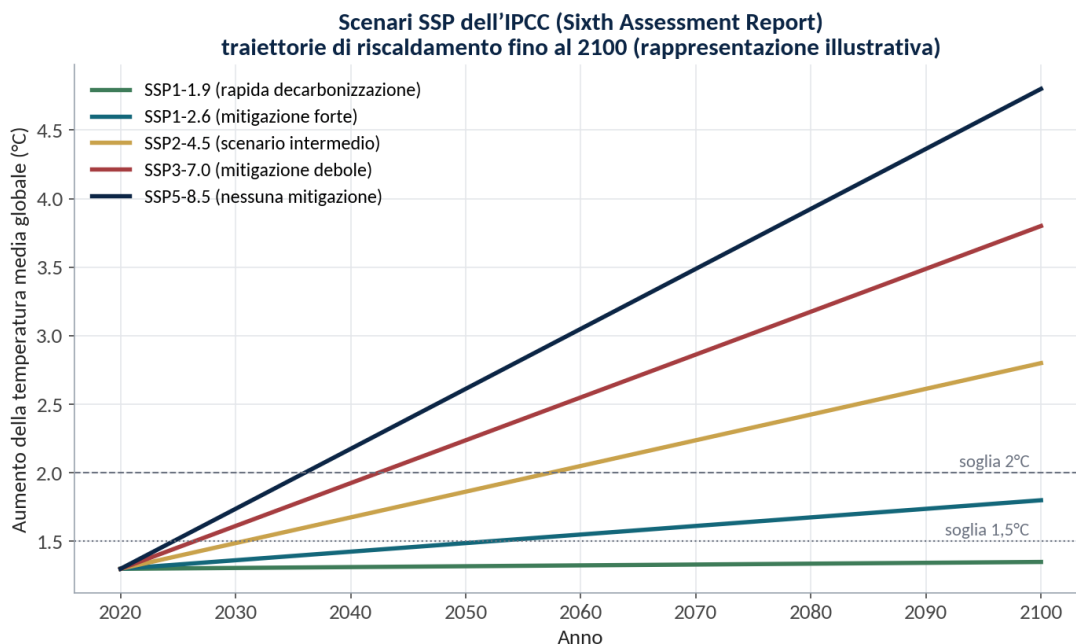
Resta cruciale, come già nell'edizione originale, l'**inerzia del sistema climatico**: l'anidride carbonica permane nell'atmosfera per tempi estremamente lunghi (si stima ancora oggi un tempo dell'ordine di alcuni decenni prima di un parziale riassorbimento da parte di oceani e biosfera, e secoli prima di un ritorno duraturo verso condizioni climatiche precedenti), rendendo particolarmente rilevante la tempestività delle politiche di mitigazione.

Non tutti i gas serra hanno lo stesso effetto: il metano (CH₄) e il protossido di azoto (N₂O), pur presenti in quantità minori rispetto alla CO₂, possiedono un potenziale di riscaldamento globale (**Global Warming Potential, GWP**) molto più elevato per unità di massa. Il GWP è una misura relativa, priva di unità di misura, che tiene conto sia dell'intensità dell'effetto serra di un gas sia della sua velocità di decadimento in atmosfera. Nella pratica regolamentare internazionale continua a essere utilizzato prevalentemente il GWP su cento anni (GWP100), mentre per le politiche di riduzione del metano assume crescente rilevanza anche il GWP20, che attribuisce maggiore peso agli effetti climatici di breve periodo — un metano con GWP100 di circa 28-30 ma GWP20 pari a oltre 80 illustra bene perché la scelta dell'orizzonte temporale non sia neutrale per la definizione delle priorità di policy.

2.2. Dagli scenari RCP agli scenari SSP

L'edizione originale utilizzava gli scenari **Representative Concentration Pathways (RCP)**, sviluppati per il Quinto Rapporto dell'IPCC e distinti in base all'intensità delle politiche climatiche adottate. Il Sixth Assessment Report ha introdotto una nuova famiglia di scenari, gli **Shared Socioeconomic Pathways (SSP)**, che combinano differenti percorsi di sviluppo economico, demografico, tecnologico e politico con diverse traiettorie di emissione,

permettendo di rappresentare non soltanto i livelli di concentrazione dei gas serra ma anche la diversa capacità delle società di adattarsi al cambiamento climatico.



Scenari SSP dell'IPCC (Sixth Assessment Report): traiettorie di riscaldamento fino al 2100 (rappresentazione illustrativa). Solo gli scenari di mitigazione più aggressiva (SSP1-1.9 e, in parte, SSP1-2.6) risultano compatibili con l'obiettivo di 1,5-2°C.

Uno dei principali messaggi dell'AR6 è che ogni frazione aggiuntiva di grado conta: gli impatti climatici non aumentano in modo lineare, ma tendono a diventare progressivamente più severi con l'aumentare della temperatura media globale. Anche differenze apparentemente contenute, ad esempio tra 1,5°C e 2°C, determinano variazioni significative nella frequenza degli eventi estremi, nella perdita di biodiversità, nella disponibilità di risorse idriche e nell'innalzamento del livello del mare.

2.3. Il carbon budget e i tipping points

Un concetto che ha assunto crescente centralità è quello di **carbon budget**: la quantità cumulata di CO₂ che può ancora essere emessa mantenendo una determinata probabilità di limitare il riscaldamento globale entro una soglia prefissata. Il carbon budget ha modificato il modo di interpretare la politica climatica: non è più soltanto il livello annuale delle emissioni a risultare determinante, bensì la loro somma cumulata nel tempo. Ogni tonnellata di CO₂ emessa riduce il budget residuo disponibile per gli anni successivi — un vincolo che, secondo le stime più recenti dell'IPCC, risulta oggi molto più stringente di quanto non fosse dieci anni fa, poiché una parte rilevante del budget compatibile con 1,5°C è già stata utilizzata.

L'IPCC sottolinea inoltre il crescente rischio associato ai cosiddetti **tipping points**, soglie oltre le quali alcuni sistemi naturali potrebbero subire cambiamenti rapidi, irreversibili o difficilmente reversibili: la destabilizzazione delle calotte glaciali della Groenlandia e dell'Antartide occidentale, il degrado della foresta amazzonica, lo

scongelo del permafrost² e il possibile rallentamento della circolazione termoalina dell'Atlantico³. Questi fenomeni rappresentano un elemento di crescente interesse anche per la finanza, poiché introducono rischi sistemici difficilmente assicurabili e caratterizzati da distribuzioni di probabilità fortemente asimmetriche; la crescente attenzione delle banche centrali e delle autorità di vigilanza verso il **climate risk** riflette proprio questa evoluzione, che considera oggi lo scenario climatico una variabile macrofinanziaria capace di influenzare la stabilità dell'intero sistema finanziario.

2.4. Impatti ambientali ed economici, mitigazione e adattamento

Valutare in termini monetari i danni del cambiamento climatico resta un esercizio complesso per quattro ragioni: la natura globale del problema a fronte di impatti fortemente regionali e settoriali (l'atmosfera è un bene pubblico); l'elevata incertezza sulle proiezioni; la lunghezza degli orizzonti temporali coinvolti, che rende cruciale — e controverso — il tasso di sconto adottato; e infine questioni etiche che sfuggono alla monetizzazione. Le stime disponibili continuano a indicare che l'onere del cambiamento climatico non sarà distribuito equamente: le economie più povere di Africa e Sud-Est asiatico restano quelle maggiormente esposte, per la loro maggiore dipendenza dalle risorse naturali, la minore capacità di ricostituire il capitale distrutto da eventi estremi e un più generale "deficit di sviluppo" che si somma al deficit di adattamento climatico.

Si distinguono due grandi famiglie di risposta al cambiamento climatico:

- **Mitigazione:** riduzione delle emissioni di gas serra alla fonte. È l'unica strategia in grado di affrontare il problema alla radice e genera benefici globali non escludibili, ma richiede un coordinamento internazionale difficile da raggiungere (rischio di *free-riding*, dato che l'atmosfera è un bene pubblico) e non produce benefici immediati.
- **Adattamento:** misure che riducono l'impatto dei danni già in atto o attesi (per esempio colture resistenti alla siccità, sistemi di allerta precoce). È tipicamente locale, meno soggetta al problema del *free-riding*, spesso più economica nel breve periodo e offre protezione immediata — ma non riduce le concentrazioni

² È il terreno che rimane ghiacciato in modo permanente (per almeno due anni consecutivi) tipico delle regioni artiche e subartiche (Siberia, Alaska, Canada settentrionale). È rilevante per il clima per un motivo preciso: contiene enormi quantità di carbonio organico intrappolato — resti vegetali e animali accumulati per millenni che, restando ghiacciati, non si sono mai decomposti.

Il problema è che il riscaldamento globale sta sciogliendo progressivamente questo terreno. Quando si scongela, i microrganismi riprendono a decomporre la materia organica, rilasciando CO₂ e soprattutto metano (il gas serra più potente nel breve periodo). Questo crea un classico loop di retroazione positiva (feedback loop): più si scioglie il permafrost, più gas serra vengono rilasciati, più la temperatura sale, più il permafrost si scioglie — un meccanismo che può auto-alimentarsi ed è per questo considerato uno dei rischi di "non linearità".

³ È un sistema di correnti oceaniche — di cui la Corrente del Golfo è il tratto più noto — che trasporta acqua calda e salata dai tropici verso il Nord Atlantico in superficie, e acqua fredda e densa in profondità nella direzione opposta. Il motore di questo "nastro trasportatore" è la differenza di densità dell'acqua (da cui "termo-alina": temperatura + salinità).

Questa circolazione è cruciale per il clima europeo: è uno dei motivi per cui l'Europa occidentale ha un clima molto più mite delle regioni a latitudini equivalenti in Nord America o Asia. Il rischio, discusso ampiamente nella letteratura scientifica, è che lo scioglimento dei ghiacci della Groenlandia immetta grandi quantità di acqua dolce nell'Atlantico settentrionale, riducendo la densità dell'acqua superficiale e indebolendo (o nel caso estremo interrompendo) questa circolazione — con conseguenze potenzialmente drastiche sul clima regionale europeo, in un arco di tempo relativamente breve su scala geologica.

Entrambi sono esempi paradigmatici del tipo di rischio che si corre: superata una certa soglia di temperatura, questi meccanismi possono innescarsi in modo brusco e difficilmente reversibile, a differenza del riscaldamento "lineare" più facilmente prevedibile su cui si basano gran parte dei modelli economici presentati nel libro.

atmosferiche, comporta incertezze sulla sua reale efficacia, e può rafforzare le disuguaglianze essendo un "bene privato".

Mitigazione e adattamento restano strategie complementari, alle quali si è aggiunto negli ultimi anni il concetto di **resilienza climatica**, che integra le due dimensioni con la capacità dei sistemi economici e sociali di assorbire shock climatici, recuperare rapidamente e trasformarsi in risposta a eventi estremi sempre più frequenti. Per gli investitori istituzionali ciò implica che la valutazione dei progetti non possa più limitarsi ai flussi di cassa attesi, ma debba incorporare anche il **rischio fisico** del cambiamento climatico, il **rischio di transizione** derivante dalle nuove politiche ambientali e il **rischio di responsabilità** (*liability risk*) connesso al crescente contenzioso legale in materia climatica — tre categorie di rischio che verranno riprese nel Capitolo 4 e che oggi orientano in modo strutturale l'analisi degli investimenti da parte di banche e investitori istituzionali.

Box di Approfondimento: Beni privati e beni pubblici

Nell'economia ambientale e delle risorse, comprendere le caratteristiche degli asset naturali è essenziale per progettare regolamentazioni efficaci. I beni ambientali sono spesso classificati secondo due insiemi di criteri: (i) rivali e non rivali, e (ii) escludibili e non escludibili.

Un bene rivale è un bene il cui consumo da parte di una persona riduce il consumo da parte di altri. Qualsiasi bene finito, scarso ed esauribile può essere considerato rivale, come gli stock ittici, il bestiame, la terra e le foreste.

Un bene escludibile può essere privatizzato, nel senso che i soggetti esterni possono essere impediti dall'accedervi. In teoria, qualsiasi cosa può essere resa escludibile attraverso un adeguato livello di controllo. In pratica, elevati costi di transazione e monitoraggio, giurisdizioni internazionali o globali, un sistema giuridico inadeguato e la mancanza di diritti di proprietà favoriscono l'esistenza di beni non escludibili, come l'aria o le acque internazionali.

I beni con caratteristiche all'intersezione dei due insiemi di criteri sono noti come: (i) beni privati, (ii) beni di club, (iii) beni comuni, e (iv) beni pubblici.

- I **beni privati** sono beni sia rivali sia escludibili. Il capitale agricolo (bestiame, terra) e il capitale produttivo (macchinari, capitale finanziario) sono tutti beni privati. I beni privati sono al centro del teorema di Coase sull'equilibrio di mercato, poiché possono essere individuati singolarmente, monetizzati e negoziati.
- I **beni di club** sono escludibili ma non rivali. Il loro accesso può essere limitato, ma il consumo di ciascun membro non ha impatto sul consumo degli altri. Questa categoria comprende asset di servizio e di rete, come la ricerca e sviluppo (R&D), le immagini satellitari, internet e la radiodiffusione. In certi casi (per esempio internet), la caratteristica di non rivalità dipende fortemente dal numero di utenti e dall'intensità d'uso: quando la pressione sul servizio diventa troppo elevata, il bene ritorna a essere di tipo privato o comune, a seconda della possibilità di individualizzare il servizio.
- I **beni comuni** sono sia rivali sia non escludibili, dando origine a quella che è spesso chiamata "la tragedia dei beni comuni", ossia uno sfruttamento eccessivo delle risorse che finisce con il degrado totale delle risorse stesse. I beni comuni sono particolarmente rilevanti nell'economia ambientale e delle risorse, soprattutto perché è difficile e costoso monitorare il consumo di risorse naturali scarse non associate a diritti di proprietà. Il degrado di foreste e terreni o l'impoverimento degli stock ittici sono esempi noti del problema.
- I **beni pubblici** sono non escludibili e non rivali, il che li rende particolarmente esposti al problema del free-riding e alla mancanza di un coordinamento efficace. Un esempio primario di bene pubblico è l'atmosfera.

Questi concetti verranno ripresi nel Capitolo 4.

3. Gli sforzi internazionali per contrastare il cambiamento climatico e l'evoluzione dei mercati del carbonio

Nei dieci anni successivi al Protocollo di Kyoto la governance climatica internazionale ha conosciuto un'evoluzione straordinaria, e i mercati del carbonio sono passati da strumenti sperimentali di politica ambientale a componenti strutturali delle strategie economiche, industriali e finanziarie di decarbonizzazione. Questo capitolo diventa quindi il fondamento istituzionale del settore.

3.1. Tutto nasce dall'IPCC

La governance climatica internazionale nasce nel 1988 con la costituzione dell'IPCC (**Intergovernmental Panel on Climate Change** – Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento Climatico).

Si tratta dell'organismo scientifico delle Nazioni Unite incaricato di raccogliere, valutare e sintetizzare la conoscenza scientifica mondiale sul cambiamento climatico. Non conduce ricerca originale propria, ma esamina la letteratura scientifica esistente e ne produce rapporti di sintesi per i decisori politici.

Nasce in seno al Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP) e dall'Organizzazione Meteorologica Mondiale (WMO), in risposta alla crescente attenzione internazionale verso il tema climatico emersa già a partire dalla World Climate Conference di Ginevra del 1979.

Cosa fa concretamente:

- Pubblica periodicamente degli **Assessment Report** (rapporti di valutazione) — il primo nel 1990, il quinto nel 2013-2014
- Il **Primo Rapporto (1990)**, basato sul lavoro di circa 400 scienziati, stabilì che il riscaldamento globale era un problema reale causato dalle emissioni antropogeniche di gas serra, e portò direttamente alla creazione della UNFCCC nel 1992
- Elabora scenari di riferimento come gli **RCP** (Representative Concentration Pathways) che abbiamo visto nel capitolo 2
- Fornisce le stime di **Global Warming Potential (GWP)** dei vari gas serra

L'IPCC rappresenta il punto di riferimento scientifico-istituzionale attorno a cui si è costruita tutta l'architettura di governance climatica descritta in questo capitolo — dalla Convenzione UNFCCC, al Protocollo di Kyoto, fino alle successive Conferenze delle Parti (COP). È anche la fonte citata più spesso per i dati su concentrazioni di CO₂, temperature e scenari di emissione.

Pur essendoci posizioni "scettiche" minoritarie, il consenso scientifico rappresentato dall'IPCC è ampio e le osservazioni più recenti tendono a confermare gli scenari più preoccupanti piuttosto che smentirli.

3.2. Dalla Convenzione di Rio all'Accordo di Parigi

La cooperazione internazionale sul cambiamento climatico trova il proprio fondamento nella **United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)**, adottata durante il Summit della Terra di Rio de Janeiro nel 1992 ed entrata in vigore nel 1994. La Convenzione non stabiliva obiettivi quantitativi vincolanti di riduzione delle emissioni, ma introduceva il principio delle **Common but Differentiated Responsibilities and Respective Capabilities (CBDR-RC)**, secondo cui tutti gli Stati condividono la responsabilità di contrastare il cambiamento climatico, ma tale responsabilità va modulata in funzione del contributo storico alle emissioni, del livello di sviluppo economico, delle capacità tecnologiche e delle risorse finanziarie disponibili — un principio che continua ancora oggi a rappresentare uno degli elementi centrali dei negoziati climatici.

I paesi aderenti alla Convenzione sono stati classificati in tre categorie: i paesi Annex I (paesi industrializzati OCSE ed economie in transizione dell'Europa centro-orientale), i paesi Annex II (il sottoinsieme di Annex I esclusi i paesi in transizione, tenuti a finanziare le azioni climatiche nei paesi in via di sviluppo) e i paesi Non-Annex I (paesi in via di sviluppo, senza obblighi di riduzione).

L'organo decisionale della Convenzione è la **Conference of the Parties (COP)**, che riunisce annualmente tutti gli Stati aderenti. Nel corso degli anni le COP hanno progressivamente assunto un ruolo sempre più rilevante nella definizione delle politiche climatiche globali, come sintetizza la tabella seguente.

COP	Anno	Principali risultati
COP3 — Kyoto	1997	Adozione del Protocollo di Kyoto
COP15 — Copenaghen	2009	Primo riconoscimento politico dell'obiettivo dei 2°C
COP21 — Parigi	2015	Adozione dell'Accordo di Parigi
COP26 — Glasgow	2021	Glasgow Climate Pact; completamento delle regole dell'Articolo 6
COP27 — Sharm el-Sheikh	2022	Istituzione del Loss and Damage Fund
COP28 — Dubai	2023	Primo Global Stocktake; riconoscimento della transizione dai combustibili fossili
COP29 — Baku	2024	Rafforzamento della finanza climatica internazionale
COP30 — Belém	2025	Aggiornamento degli NDC e avvio del nuovo ciclo di obiettivi climatici

Tabella 1. Evoluzione storica delle COP.

Il primo vero accordo internazionale con obiettivi quantitativi di riduzione delle emissioni fu il **Protocollo di Kyoto** (1997, in vigore dal 2005), che introdusse limiti giuridicamente vincolanti alle emissioni dei paesi industrializzati (Annex I) e i primi meccanismi di mercato del carbonio — *International Emissions Trading*, *Clean Development Mechanism* (CDM) e *Joint Implementation* (JI). Più nello specifico:

- Emissions Trading (Art. 17): i paesi Annex I possono scambiarsi tra loro le proprie quote di emissione assegnate (Assigned Amount Units, AAU).
- Clean Development Mechanism – CDM (Art. 12): un paese Annex I finanzia un progetto di riduzione delle emissioni in un paese Non-Annex I, ottenendo crediti (Certified Emission Reductions, CER) utilizzabili per il proprio obiettivo. È l'unico meccanismo che crea nuovi crediti, dato che il paese ospitante non ha un tetto di emissioni proprio.
- Joint Implementation – JI (Art. 6): analogo al CDM, ma tra due paesi entrambi Annex I (tipicamente un investimento in un'economia in transizione); genera Emission Reduction Units (ERU) e, non creando nuovi crediti aggiuntivi al totale, richiede un processo di verifica più snello.

Il sistema è sorvegliato da un'infrastruttura di registri nazionali collegati a un registro internazionale delle transazioni (International Transaction Log), che verifica in tempo reale la coerenza di ogni scambio con le regole del Protocollo.

Kyoto presentava tuttavia limiti strutturali importanti: gli obblighi riguardavano principalmente le economie avanzate, mentre la crescita di Cina, India e di numerose altre economie emergenti modificò radicalmente la distribuzione globale delle emissioni, rendendo sempre meno efficace un sistema costruito sulla rigida distinzione

tra paesi sviluppati e paesi in via di sviluppo. Queste criticità portarono all'adozione dell'**Accordo di Parigi** durante la COP21 del dicembre 2015.

L'Accordo di Parigi rappresenta il più importante cambiamento nella governance climatica internazionale dalla nascita della UNFCCC. Diversamente da Kyoto, esso non assegna quote di emissione predeterminate ai singoli Stati: ogni paese presenta invece i propri **Nationally Determined Contributions (NDC)**, nei quali definisce autonomamente gli obiettivi di riduzione e le politiche necessarie per conseguirli, con un meccanismo di revisione quinquennale che impone a ogni nuovo ciclo di rappresentare un miglioramento rispetto al precedente. L'obiettivo centrale consiste nel mantenere l'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2°C, proseguendo gli sforzi per limitarlo a 1,5°C, e nel raggiungere un equilibrio tra emissioni antropiche e assorbimenti nella seconda metà del secolo — il concetto oggi comunemente definito **Net Zero**.

Il progresso collettivo verso questi obiettivi viene misurato attraverso il **Global Stocktake**, un meccanismo di verifica quinquennale introdotto dall'Accordo di Parigi. Il primo Global Stocktake, concluso alla COP28 di Dubai nel 2023, ha evidenziato che, pur essendo stati compiuti progressi significativi nella diffusione delle energie rinnovabili, gli impegni complessivamente assunti dagli Stati risultano ancora insufficienti per mantenere il riscaldamento entro 1,5°C — una conclusione che ha rafforzato la necessità di NDC più ambiziosi nel ciclo negoziale successivo.

L'Articolo 6 e la nuova generazione dei mercati internazionali del carbonio

Tra gli aspetti economicamente più rilevanti dell'Accordo di Parigi figura l'**Articolo 6**, dedicato alla cooperazione internazionale attraverso strumenti di mercato, il cui regolamento attuativo è stato completato alla COP26 di Glasgow. L'Articolo 6.2 consente agli Stati di trasferirsi direttamente i risultati di mitigazione (*Internationally Transferred Mitigation Outcomes*, ITMOs), a condizione che ogni trasferimento sia accompagnato da un **Corresponding Adjustment** che eviti il doppio conteggio della medesima riduzione — il principio del *no double counting* è oggi uno degli elementi fondamentali dell'intera architettura dei mercati internazionali del carbonio. L'Articolo 6.4 istituisce un nuovo meccanismo multilaterale supervisionato dalle Nazioni Unite, destinato a sostituire progressivamente il Clean Development Mechanism previsto da Kyoto, con criteri molto più rigorosi di addizionalità, permanenza, monitoraggio e verifica indipendente. L'Articolo 6.8, infine, riguarda forme di cooperazione internazionale prive di strumenti di mercato (trasferimento tecnologico, capacity building, sostegno finanziario).

3.3. L'espansione dei sistemi di Emission Trading nel mondo e il ruolo dominante dell'EU ETS

La teoria economica individua tre grandi categorie di strumenti attraverso cui i governi possono ridurre le emissioni: strumenti regolamentari (*command and control*), strumenti fiscali (carbon tax) e strumenti di mercato (Emission Trading Systems – ETS). Nei sistemi ETS l'autorità pubblica fissa la quantità complessiva di emissioni consentite (il **cap**), la suddivide in permessi negoziabili — assegnati gratuitamente, venduti all'asta o acquistati sul mercato secondario — e lascia che sia il mercato a determinare il prezzo. Le imprese con costi di abbattimento più bassi riducono le proprie emissioni e vendono le quote in eccesso; quelle con costi più elevati acquistano quote sul mercato: in questo modo le riduzioni vengono realizzate dove risultano economicamente meno costose.

Se nei primi anni 2000 l'EU ETS rappresentava sostanzialmente l'unico grande mercato regolamentato del carbonio, oggi numerose giurisdizioni hanno introdotto propri sistemi, come sintetizza la tabella seguente.

Sistema ETS	Avvio	Principali settori coperti
European Union ETS	2005	Energia, industria, aviazione, trasporto marittimo
Swiss ETS	2008	Industria ed energia
New Zealand ETS	2008	Gran parte dell'economia
RGGI (USA, Nord-Est)	2009	Produzione elettrica
California Cap-and-Trade	2013	Energia, industria, trasporti
Québec ETS	2013	Economia regionale
Korea ETS	2015	Industria ed energia
China National ETS	2021	Produzione elettrica, in espansione
UK ETS	2021	Energia e industria

Tabella 2. Evoluzione degli ETS in vari paesi.

Tra tutti questi sistemi, l'**European Union Emissions Trading System (EU ETS)**, istituito nel 2005, occupa una posizione dominante: è il più antico mercato regolamentato del carbonio, il più liquido e il principale riferimento mondiale per la formazione del prezzo della CO₂. La sua evoluzione può essere suddivisa in quattro fasi. Nella **Fase I (2005-2007)**, sperimentale, un'eccessiva allocazione gratuita di quote produsse un surplus e un crollo del prezzo, ma consentì di sviluppare le infrastrutture di mercato. Nella **Fase II (2008-2012)**, coincisa con il primo periodo di Kyoto, la crisi finanziaria globale ridusse la produzione industriale e la domanda di quote, generando un nuovo surplus. La **Fase III (2013-2020)** rappresentò la vera svolta, con l'asta come meccanismo principale di allocazione, l'armonizzazione europea e, soprattutto, l'introduzione nel 2019 del **Market Stability Reserve (MSR)**, il meccanismo automatico che ritira temporaneamente quote dal mercato quando il surplus supera determinate soglie e le reimmette in caso di scarsità, stabilizzando l'offerta e rafforzando la credibilità del prezzo. La **Fase IV (2021-2030)**, tuttora in corso, ha portato al rafforzamento del fattore di riduzione lineare del cap, alla progressiva eliminazione delle quote gratuite, all'integrazione con il **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**, all'estensione al trasporto marittimo e alla creazione dell'**ETS2**, il nuovo mercato — separato e non fungibile con le EUA — dedicato a edifici e trasporto stradale (settori non inclusi negli attuali ETS, vedi Tabella 2).

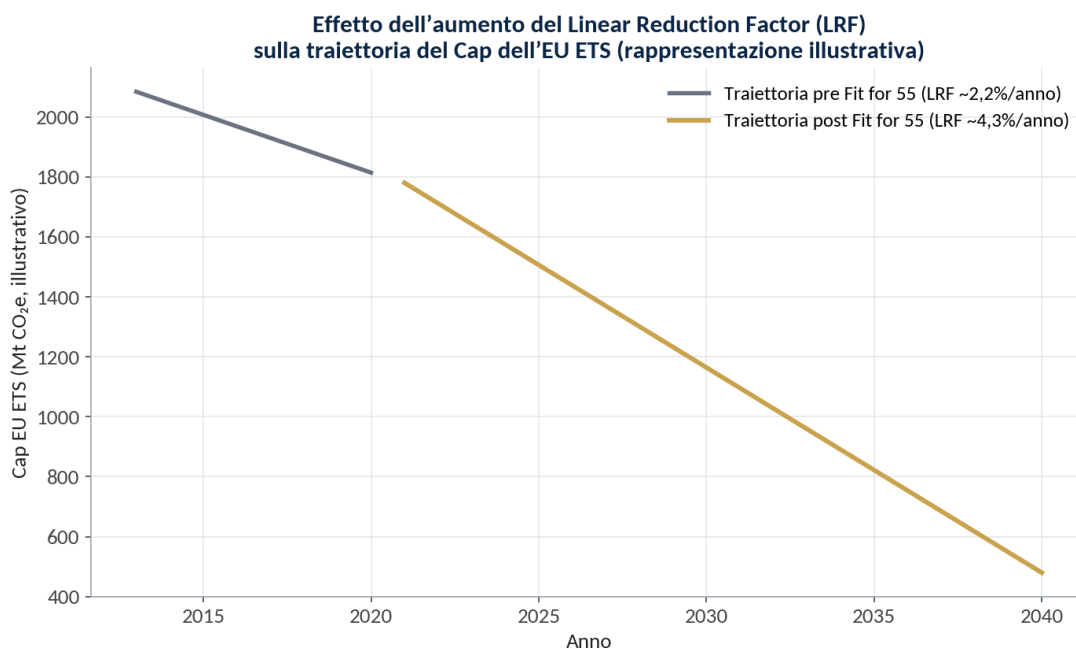


Figura 1. Effetto dell'aumento del Linear Reduction Factor (LRF) deciso con il pacchetto Fit for 55 sulla traiettoria del Cap dell'EU ETS (rappresentazione illustrativa): la riduzione annua del numero di quote disponibili è più che raddoppiata rispetto alle fasi precedenti.

L'evoluzione dell'EU ETS non può essere compresa senza considerare il **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**. Il progressivo aumento del prezzo delle quote europee espone infatti le imprese dell'Unione al rischio di **carbon leakage** — lo spostamento della produzione verso paesi con regolamentazioni climatiche meno stringenti. Il CBAM affronta questo rischio imponendo progressivamente un prezzo del carbonio alle importazioni di cemento, acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno (le cui produzioni rilasciano gas serra) provenienti da paesi privi di sistemi equivalenti, ed è destinato a sostituire gradualmente il precedente sistema di allocazione gratuita, rafforzando al tempo stesso gli incentivi alla decarbonizzazione anche al di fuori dell'Unione Europea.

Uno degli sviluppi più significativi dell'ultimo decennio riguarda proprio il cambiamento del ruolo economico del prezzo della CO₂: da costo regolatorio marginale, quale era percepito nelle prime fasi dell'EU ETS, a variabile economica fondamentale che influenza gli investimenti nelle rinnovabili, la competitività delle diverse tecnologie di generazione elettrica, la valutazione economica di impianti di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS/CCUS) e il valore di numerosi asset energetici. Il mercato del carbonio non è più soltanto uno strumento di politica ambientale, ma un elemento permanente del sistema economico europeo — un tema che verrà ripreso e approfondito, da una prospettiva squisitamente finanziaria, nei Capitoli 7 e 8.

3.4. Le Garanzie d'Origine: un mercato ambientale senza tetto

Accanto ai sistemi cap-and-trade descritti sopra esiste un'altra famiglia di mercati ambientali, concettualmente affine ma strutturalmente diversa: le **Garanzie d'Origine (Guarantees of Origin, GO)**. Si tratta di certificati elettronici, regolati in Europa dalla direttiva sulle energie rinnovabili, che attestano che una determinata quantità di energia elettrica (tipicamente un megawattora) è stata prodotta da fonti rinnovabili. Ogni volta che un impianto eolico, solare o idroelettrico immette energia in rete, riceve una GO corrispondente, che può essere negoziata separatamente dall'energia fisica sottostante: un'azienda che intende dichiarare un consumo di energia "100% rinnovabile" acquista e cancella un numero di GO pari al proprio fabbisogno, indipendentemente dal mix energetico realmente ricevuto dalla rete.

Il meccanismo condivide con l'EU ETS il principio dello scorporo (*unbundling*) di un attributo ambientale dal bene fisico a cui è associato — nel caso dei permessi di emissione, il "diritto a inquinare"; nel caso delle GO, la "qualità rinnovabile" dell'energia. La differenza sostanziale, tuttavia, è che le Garanzie d'Origine non nascono da un tetto imposto da un'autorità regolatoria: chiunque produca energia rinnovabile riceve automaticamente il certificato corrispondente, senza alcun vincolo di scarsità aggregata. Il prezzo delle GO riflette quindi principalmente l'equilibrio tra la capacità rinnovabile installata in un dato paese e anno (l'offerta) e gli obblighi di rendicontazione o gli impegni volontari di sostenibilità delle imprese acquirenti (la domanda) — non, come nel caso degli EUA, la probabilità di superare un limite fisico di emissioni fissato per decreto. Per questo motivo le Garanzie d'Origine hanno storicamente negoziato a prezzi molto più bassi e con una dinamica assai meno tesa rispetto ai permessi EU ETS: rappresentano un mercato ambientale a pieno titolo, ma privo del meccanismo di scarsità controllata che è il tratto distintivo — e la principale leva di efficacia — dei sistemi cap-and-trade.

3.5. I mercati volontari del carbonio

Accanto ai sistemi regolamentati di *Emission Trading*, negli ultimi quindici anni si è sviluppato un secondo grande segmento del mercato globale del carbonio: i **Voluntary Carbon Markets (VCM)**. A differenza dei sistemi obbligatori, i mercati volontari consentono ad aziende, enti pubblici e investitori di acquistare **carbon credits** per compensare volontariamente una parte delle proprie emissioni residue, in progetti di riforestazione, conservazione degli ecosistemi, energie rinnovabili, recupero del metano da discariche, agricoltura rigenerativa e, più di recente, tecnologie di rimozione diretta della CO₂ dall'atmosfera (*Direct Air Capture*). La crescita dei VCM è stata favorita dalla diffusione degli obiettivi aziendali di Net Zero e dalla crescente attenzione degli investitori ai criteri ESG.

La rapida espansione dei mercati volontari ha però evidenziato importanti criticità legate alla qualità e alla credibilità ambientale dei crediti generati, in particolare rispetto a quattro requisiti: **addizionalità** (la riduzione deve essere aggiuntiva rispetto allo scenario di riferimento), **permanenza** (le riduzioni non devono essere annullate da eventi successivi, come incendi nel caso di progetti forestali), assenza di **leakage** (la riduzione in un'area non deve tradursi in un aumento altrove) e **verificabilità** da parte di organismi indipendenti. Standard internazionali quali il **Verified Carbon Standard (VCS)** di Verra, il **Gold Standard**, l'**American Carbon Registry** e la **Climate Action Reserve** hanno progressivamente rafforzato i propri criteri metodologici, anche in risposta alle critiche emerse sulla qualità di alcuni crediti generati nelle prime fasi di sviluppo del mercato.

È importante non confondere l'EU ETS con i mercati volontari: si tratta di strumenti profondamente differenti, come sintetizza la tabella seguente.

Caratteristica	European Union Allowances (EUA)	Carbon credits volontari
Natura	Permessi di emissione	Riduzioni/rimozioni certificate
Tipo di mercato	Regolamentato (cap-and-trade)	Volontario
Emittente	Autorità pubblica (UE)	Progetti privati certificati
Utilizzo	Obblighi normativi di compliance	Compensazioni volontarie
Formazione del prezzo	Domanda/offerta nell'EU ETS	Qualità del progetto e domanda ESG

Tabella 3. Confronto tra EUA e carbon credit sui mercati volontari (VCM).

3.6. Approfondimento: il concetto di addizionalità

Il principio di addizionalità è il requisito cardine su cui si regge l'intero *Clean Development Mechanism*: una riduzione di emissioni può generare crediti CER solo se non si sarebbe verificata in uno scenario di riferimento "*business as usual*", ossia nell'ipotetico mondo in cui il progetto non avesse ricevuto il finanziamento legato ai crediti di carbonio. Se questa condizione non è soddisfatta — se il progetto sarebbe stato realizzato comunque, per convenienza economica autonoma o per obbligo normativo locale — l'emissione dei relativi crediti non corrisponde ad alcuna riduzione reale e aggiuntiva delle emissioni globali: il paese Annex I che acquista quei crediti otterrà comunque il diritto di emettere di più altrove, mentre nel paese ospitante nulla sarà effettivamente cambiato rispetto allo scenario di base. Il risultato netto è, paradossalmente, un ampliamento implicito del tetto aggregato di emissioni del sistema, anziché una sua riduzione.

Il problema è: come fa il regolatore a sapere che quella riduzione di emissioni non sarebbe avvenuta comunque? Supponiamo che l'Italia finanzia un parco eolico in India o la Svizzera un impianto di cattura del metano in una discarica in Brasile. Se il parco eolico indiano o l'impianto in Brasile sarebbero stati costruiti comunque — perché già economicamente convenienti, o perché imposti da una legge locale — allora emettere crediti CER per quei progetti non riduce affatto le emissioni globali nette. Italia e/o Svizzera (paesi Annex I) acquisiranno quei crediti e li useranno per emettere più gas serra, mentre l'India ed il Brasile avrebbero ridotto le loro emissioni comunque. Il risultato netto è un aumento delle emissioni globali, non una riduzione: si è semplicemente creato un credito "fantasma" che permette di inquinare di più senza che nulla sia effettivamente cambiato nel mondo reale.

Un progetto è "addizionale" se soddisfa questa condizione: la riduzione di emissioni che genera non si sarebbe verificata in uno scenario di riferimento (baseline) "*business as usual*" — cioè nello scenario controfattuale in cui il progetto non riceve il finanziamento CDM.

Detto in altro modo: il finanziamento CDM deve essere stato la causa determinante che ha reso il progetto possibile o conveniente, non un premio aggiuntivo per qualcosa che sarebbe successo comunque.

La verifica dell'addizionalità pone una difficoltà metodologica intrinseca, poiché richiede di dimostrare un controfattuale — uno scenario che, per definizione, non si osserverà mai essendo il progetto stato realizzato. Le metodologie approvate dal CDM Executive Board affrontano il problema attraverso test standardizzati che verificano l'esistenza di

- barriere economica/finanziaria: il progetto ha un rendimento finanziario inferiore alla soglia di mercato senza i ricavi aggiuntivi dei crediti CER (il classico "*investment analysis*").
- barriera tecnologiche: il progetto usa una tecnologia non ancora diffusa nel contesto locale, con rischi tecnici che ne scoraggerebbero l'adozione spontanea.
- barriere di prassi comune (*common practice*): si dimostra che progetti simili non sono ancora diffusi nella regione o nel settore, a riprova che non sono "la norma".

Questi test si basano tuttavia in larga misura su informazioni fornite dallo stesso soggetto proponente, il quale ha un interesse economico diretto a rappresentare il progetto come marginale rispetto alla soglia di convenienza — una condizione classica di asimmetria informativa che rende la verifica strutturalmente vulnerabile.

L'importanza dell'addizionalità in questo contesto discende da tre considerazioni. In primo luogo, il CDM è l'unico dei tre meccanismi flessibili di Kyoto a creare nuovi crediti anziché limitarsi a trasferire permessi già esistenti tra soggetti sottoposti a un tetto comune: un errore di addizionalità si traduce quindi direttamente in un allentamento del vincolo aggregato globale, non in una semplice redistribuzione. In secondo luogo, il dubbio sistemico sull'addizionalità di una quota rilevante dei progetti registrati contribuisce a spiegare lo sconto persistente con cui i CER hanno storicamente negoziato rispetto agli EUA europei, poiché il mercato incorpora nel prezzo anche questo specifico rischio, accanto ai rischi paese, regolatori e di validazione già propri di ogni progetto CDM. In terzo luogo, il meccanismo presenta un problema strutturale di selezione avversa: i progetti finanziariamente più solidi, e dunque più attraenti per gli investitori, sono anche quelli con la maggiore probabilità di essere stati comunque realizzabili senza il sostegno del CDM — e dunque i meno addizionali — mentre i progetti la cui addizionalità è più facilmente dimostrabile tendono a essere quelli meno appetibili dal punto di vista del rischio finanziario.

Studi indipendenti (ricerche della Commissione Europea, di Cames et al. 2016, e altri) hanno stimato che una quota significativa dei progetti CDM registrati — secondo alcune analisi anche la maggioranza — presentasse un'addizionalità dubbia o non dimostrabile in modo convincente. Questo è uno dei motivi per cui, nel disegno dei meccanismi di mercato del carbonio successivi (come l'Accordo di Parigi con il suo Articolo 6), si è cercato di introdurre criteri di addizionalità più stringenti e verificabili, insieme a meccanismi di correzione automatica come il *Long-term Average Baseline* o soglie di "non-eleggibilità" per tecnologie ormai mature (come l'eolico su larga scala, considerato oggi generalmente non addizionale in molti mercati, avendo raggiunto la parità di rete).

3.7. Prospettive e conclusioni

L'evoluzione osservata fino al 2026 suggerisce alcune tendenze di lungo periodo: un'ulteriore espansione geografica dei sistemi di carbon pricing, spesso ispirati al modello europeo; una crescente integrazione tra politiche climatiche, politica industriale e commercio internazionale, di cui il CBAM rappresenta probabilmente il primo esempio compiuto; un ruolo crescente degli investitori finanziari, che considerano ormai le quote di emissione una vera e propria **asset class ambientale**; e infine la possibilità, ancora dibattuta, di una progressiva integrazione (*linking*) tra i diversi sistemi ETS regionali e nazionali verso un mercato più globale del carbonio, per la quale l'Articolo 6 dell'Accordo di Parigi fornisce un quadro di riferimento ma non ancora una piena realizzazione.

In sintesi, nel corso di poco più di trent'anni la governance climatica internazionale è passata da un insieme di principi generali di cooperazione a un sistema complesso che integra trattati internazionali, mercati regolamentati, meccanismi volontari, strumenti finanziari e politiche industriali. L'Accordo di Parigi ha rappresentato il punto di svolta di questo processo, mentre l'espansione degli ETS — e, in particolare, l'evoluzione dell'EU ETS — ha consolidato il ruolo del carbon pricing come strumento centrale della transizione verso un'economia a basse emissioni. Nate come semplici permessi amministrativi, le **European Union Allowances (EUA)** sono oggi utilizzate non solo dalle imprese soggette agli obblighi dell'EU ETS, ma anche da intermediari finanziari, investitori istituzionali e operatori specializzati nella gestione del rischio: una trasformazione che richiede un'analisi specifica, alla quale sono dedicati i Capitoli 7 e 8 di questo volume.

4. L'economia della mitigazione del cambiamento climatico

«Il cambiamento climatico, come altri problemi ambientali, comporta un'esternalità: l'emissione di gas serra danneggia altri senza alcun costo per chi la genera» (Nicholas Stern). Questo capitolo esamina i tre strumenti classici con cui la politica ambientale può correggere questa esternalità — tasse, permessi negoziabili, sussidi — confrontandoli in termini di efficienza, informazione richiesta e comportamento in condizioni di incertezza. La seconda parte del capitolo illustra il quadro applicativo, mostrando come questi stessi strumenti si siano concretamente tradotti, in Europa, in una politica industriale di portata storica.

4.1. Le emissioni come esternalità

Quando un'impresa decide quanto produrre, massimizza il proprio profitto confrontando ricavo marginale e costo marginale privato: finché il ricavo di un'unità aggiuntiva supera il suo costo, conviene produrla. Ma la produzione genera anche un costo sociale — il danno da emissioni — che l'impresa non sostiene direttamente e quindi ignora. Il risultato è una quantità prodotta superiore a quella socialmente ottima: l'impresa si ferma dove il ricavo marginale eguaglia il solo costo marginale privato, mentre il livello ottimo per la collettività si trova dove il ricavo marginale eguaglia il costo marginale totale (privato più sociale), un punto di produzione inferiore.

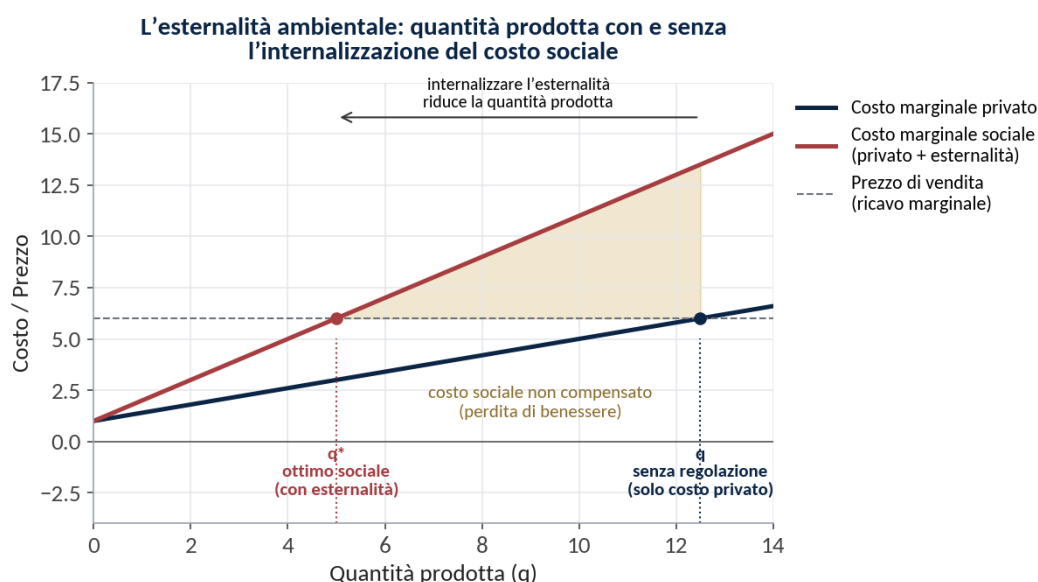


Figura 2. Se l'impresa considera solo il proprio costo marginale privato produce una quantità superiore al livello socialmente ottimo q^* , che si otterrebbe internalizzando anche il costo marginale sociale (esternalità).

Tutta la politica ambientale può essere letta come un tentativo di colmare questo divario, "internalizzando" nel calcolo dell'impresa il costo sociale che altrimenti resterebbe esterno alle sue decisioni. Il concetto chiave per quantificare questo costo è oggi il **Social Cost of Carbon (SCC)**, che misura il valore monetario del danno economico complessivo provocato dall'emissione di una tonnellata aggiuntiva di CO_2 — danni alle attività produttive, perdita di produttività del lavoro, costi sanitari, impatti sugli ecosistemi, perdite agricole ed eventi climatici estremi. La stima dell'SCC dipende da fattori altamente incerti (andamento futuro delle emissioni, sensibilità climatica, tasso di sconto, capacità di adattamento), motivo per cui la letteratura presenta stime molto variabili; la tendenza generale degli ultimi anni, tuttavia, è di riconoscere valori significativamente più elevati rispetto alle valutazioni disponibili all'inizio degli anni 2000, riflettendo la maggiore conoscenza scientifica dei rischi climatici di lungo periodo.

4.2. Tasse e sussidi

La soluzione proposta dall'economista Pigou (1918) consiste nell'imporre una tassa per unità di prodotto (o di inquinante emesso) pari esattamente al costo marginale sociale nel punto di ottimo: in questo modo il costo marginale privato percepito dall'impresa converge verso quello sociale, e la produzione si riduce fino al livello ottimo. Il limite pratico di questa soluzione è che richiede una conoscenza quasi perfetta, da parte del regolatore, sia della curva di costo marginale privato dell'impresa sia di quella del danno sociale — informazioni raramente disponibili con precisione.

Tassa e sussidio possono indurre la stessa quantità ottima q^* , ma con effetti opposti su profitti e ingresso di nuove imprese

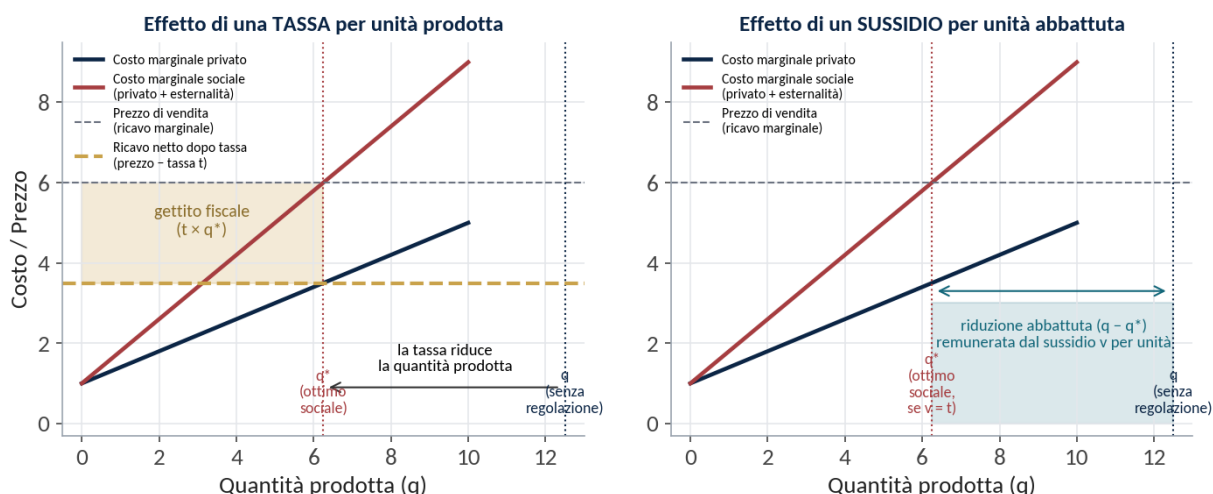


Figura 3. Internalizzazione dei costi sociali: può avvenire sia usando una tassa (grafico di sinistra) sia usando un sussidio (grafico di destra).

Un sussidio per unità di emissione evitata può in teoria produrre lo stesso effetto incentivante di una tassa di pari importo, ma nella pratica tassa e sussidio hanno effetti opposti sulla redditività (la prima la riduce, il secondo la aumenta): un sussidio può quindi attrarre nuovi entranti nel settore e, paradossalmente, aumentare l'output e le emissioni complessive. Nella dinamica di transizione verso tecnologie pulite, affidarsi al solo prezzo del carbonio per ottenere la stessa sostituzione tecnologica raggiungibile con una combinazione di sussidi e permessi richiederebbe un prezzo del carbonio più volte superiore nei primi anni di transizione — un argomento a favore dell'uso congiunto dei due strumenti, specialmente nelle prime fasi di sviluppo di tecnologie emergenti. Approfondiamo meglio questo punto.

Immaginiamo un settore energetico che deve passare dal carbone (tecnologia "sporca", matura, economica) a una tecnologia pulita ancora giovane — diciamo l'eolico o il solare nei primi anni 2000. In quella fase iniziale la tecnologia pulita è ancora poco efficiente: costa di più per unità di energia prodotta, semplicemente perché non ha ancora accumulato l'esperienza, le economie di scala e i miglioramenti incrementali che vengono solo con l'uso su larga scala (il cosiddetto *learning-by-doing*: più si produce e si installa una tecnologia, più essa migliora e costa meno — è lo stesso meccanismo per cui il fotovoltaico è oggi molto più economico di 20 anni fa).

Se lo strumento unico di politica climatica è il prezzo del carbonio (una tassa sulle emissioni, o l'equivalente attraverso i permessi), per convincere un investitore a scegliere la tecnologia pulita invece del carbone bisogna che il costo aggiuntivo imposto al carbone (dal prezzo del carbonio) sia sufficiente a compensare lo svantaggio di

costo che la tecnologia pulita ha **in quel momento specifico**, quando è ancora immatura. Ma proprio perché all'inizio quello svantaggio è grande, il prezzo del carbonio necessario per ribaltare la convenienza economica a favore del pulito deve essere altrettanto grande — ovvero, "più volte superiore" a quello che servirebbe una volta che la tecnologia pulita fosse già più matura e competitiva.

È un po' come chiedere a un solo strumento di fare due lavori contemporaneamente: penalizzare lo sporco e colmare da solo tutto il divario di maturità tecnologica del pulito. Il prezzo del carbonio necessario per ottenere questo doppio effetto nei primissimi anni di transizione risulterebbe politicamente ed economicamente molto oneroso — pensiamo a quanto doveva essere alta una tassa sul carbonio per rendere il fotovoltaico del 2005 competitivo con il carbone, quando i pannelli costavano diverse volte quello che costano oggi.

Un sussidio diretto alla tecnologia pulita (per esempio agli investimenti in R&S, o alla produzione di energia rinnovabile) agisce sul problema dal lato opposto: invece di **punire** lo sporco fino a compensare l'intero svantaggio del pulito, **riduce direttamente** quello svantaggio, abbassando artificialmente il costo della tecnologia pulita mentre questa accumula esperienza e diventa via via più efficiente da sola. In questo modo il "lavoro" di rendere il pulito competitivo si divide tra due strumenti — il prezzo del carbonio (che penalizza lo sporco) e il sussidio (che aiuta il pulito) — e nessuno dei due deve essere impostato a un livello estremo.

Man mano che la tecnologia pulita matura e il suo costo scende naturalmente, grazie anche al learning-by-doing, il divario da colmare si riduce, e il prezzo del carbonio da solo torna a essere uno strumento sufficiente — non serve più affiancarlo a un sussidio massiccio. È per questo che il libro presenta la combinazione tassa/permesso + sussidio non come una soluzione permanente, ma come una misura transitoria, giustificata proprio dalle caratteristiche dinamiche (di apprendimento tecnologico) delle tecnologie emergenti nei loro primi anni di vita.

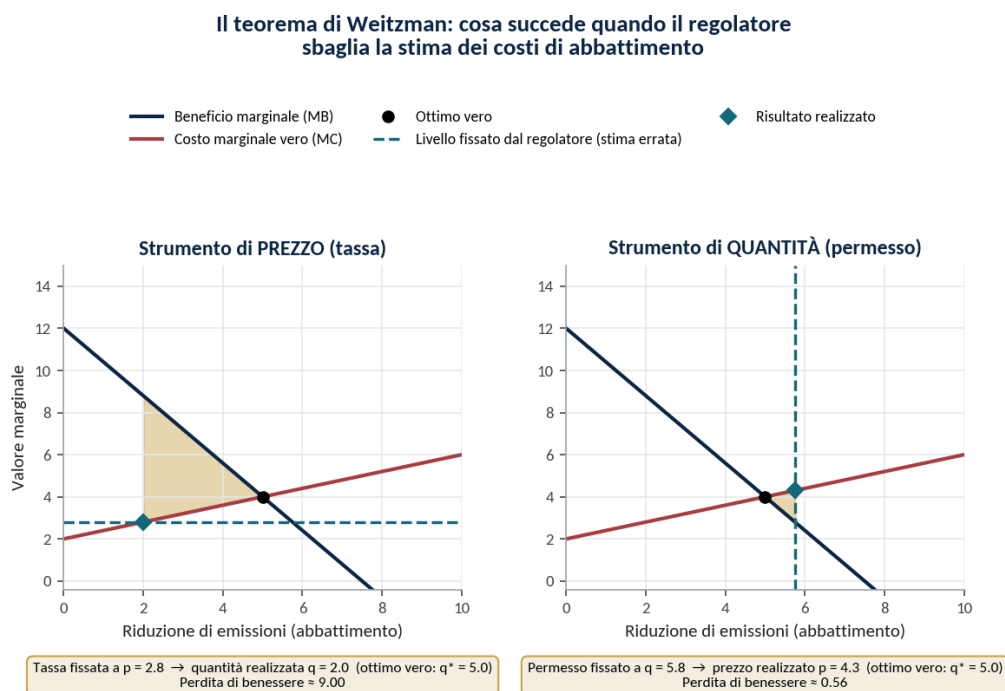
4.3. I permessi negoziabili, il teorema di Coase e il cap-and-trade

L'economista Coase (1960) propose un'alternativa alla tassa pigouviana: se i diritti di proprietà sull'inquinamento sono ben definiti e negoziabili, l'impresa inquinante e i soggetti danneggiati possono contrattare liberamente fino a raggiungere lo stesso livello di inquinamento socialmente ottimo, indipendentemente da chi possieda inizialmente il diritto. Il grande vantaggio di questa impostazione, rispetto alla tassa, è che non richiede al regolatore alcuna conoscenza preventiva delle curve di costo: sono le parti stesse, negoziando, a rivelarle. Applicato a un bene pubblico globale come l'atmosfera, tuttavia, il teorema di Coase si scontra con limiti pratici severi — i costi di transazione di una negoziazione fra miliardi di soggetti sarebbero enormi — motivo per cui si ricorre a un compromesso istituzionale: il sistema **cap-and-trade**, in cui un'autorità centrale fissa a priori il tetto complessivo di emissioni, lo suddivide in permessi negoziabili e lascia che siano le imprese a scambiarseli. In equilibrio, il prezzo del permesso coincide con il costo marginale di abbattimento più basso disponibile nel sistema, garantendo che il rispetto del tetto avvenga al costo aggregato minimo possibile.

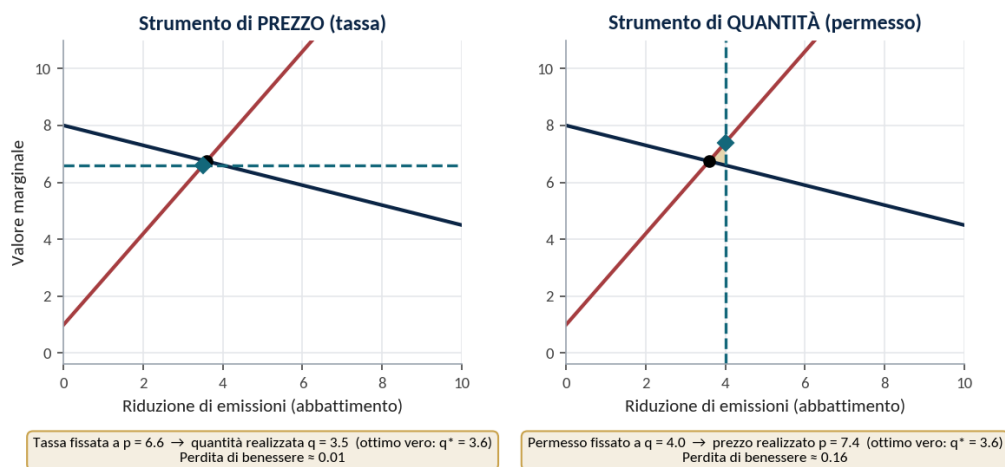
4.4. Prezzo o quantità? Il teorema di Weitzman e l'incertezza

Un aspetto centrale — e spesso frainteso — riguarda la scelta tra strumenti di "prezzo" (tassa) e strumenti di "quantità" (permessi) in presenza di incertezza sui costi di abbattimento. Il teorema di Weitzman (1974) mostra che la scelta ottimale dipende dalla ripidità relativa delle curve di beneficio marginale sociale e di costo marginale di abbattimento: se il beneficio marginale sociale è più ripido del costo marginale di abbattimento, un errore nella stima dei costi sotto un regime di tassa può portare a emissioni molto superiori all'ottimo, e conviene quindi uno strumento di quantità (il permesso); se invece è il costo marginale di abbattimento a essere più ripido, un tetto rigido fissato in modo errato può imporre costi eccessivi alle imprese, e conviene uno strumento di prezzo (la tassa), che lascia flessibilità di adattamento.

Vediamo di spiegare meglio questo concetto con l'ausilio di grafici (vedi Figura 4):



Riga 1 — Beneficio marginale più ripido del costo marginale → la perdita è più piccola con il PERMESSO



Riga 2 — Costo marginale più ripido del beneficio marginale → la perdita è più piccola con la TASSA

Figura 4. Il teorema di Weitzman: la scelta tra tassa e permesso dipende dalla ripidità relativa delle curve di beneficio e di costo marginale, quando il regolatore non conosce con certezza i costi di abbattimento.

Il punto di partenza, in entrambi i casi, è lo stesso: il regolatore non conosce la vera curva di costo marginale — ne ha solo una stima, sbagliata. Deve comunque scegliere uno strumento: o fissa un prezzo (tassa) e lascia che sia la quantità abbattuta a determinarsi liberamente sul mercato, oppure fissa una quantità (permesso) e lascia che sia il prezzo a determinarsi liberamente.

Cosa succede con la tassa (colonna sinistra): il regolatore fissa la tassa al livello che, secondo la sua stima sbagliata, avrebbe dovuto produrre l'abbattimento ottimo. Ma le imprese reagiscono al vero costo marginale, non a quello stimato: il punto in cui la retta rossa (costo vero) incrocia la linea blu tratteggiata (tassa fissata) determina quanto

le imprese abatteranno davvero — un punto diverso dall'ottimo vero (pallino nero). Il triangolo arancione è la perdita di benessere che ne risulta.

Cosa succede col permesso (colonna destra): qui è la quantità a essere fissata per decreto (linea blu verticale), qualunque sia il vero costo. Il prezzo del permesso si adatta di conseguenza (dove la verticale incrocia la retta rossa del costo vero), ma la quantità resta quella — sbagliata — fissata dal regolatore. Anche qui nasce un triangolo di perdita, ma di dimensione diversa.

Perché la dimensione della perdita cambia con la pendenza?

- Parte superiore del grafico (beneficio marginale molto ripido): quando il beneficio cala rapidamente all'aumentare dell'abbattimento, un piccolo errore nella quantità realizzata costa carissimo in termini di benessere (perdita ≈ 9.00 con la tassa). Con il permesso, invece, l'errore si scarica solo sul prezzo — che qui può oscillare parecchio senza fare troppo danno, perché il beneficio non dipende molto dal prezzo in sé (perdita ≈ 0.56). Vince il permesso.
- Parte inferiore del grafico (costo marginale molto ripido): qui è il costo a impennarsi rapidamente. Fissare una quantità rigida (permesso) rischia di imporre alle imprese un costo molto più alto del previsto se si sono sbagliate le stime (perdita ≈ 0.16). Con la tassa, invece, le imprese possono adattare liberamente la quantità abbattuta finché il costo vero non eguaglia il prezzo fissato — un aggiustamento che qui costa pochissimo (perdita ≈ 0.01). Vince la tassa.

In sintesi: conviene lasciare “libera di aggiustarsi” la variabile il cui errore fa meno danno. Se sbagliare la quantità è costoso (curva del beneficio ripida) meglio fissare la quantità (permesso) e lasciare libero il prezzo; se sbagliare il prezzo/costo è costoso (curva del costo ripida) meglio fissare il prezzo (tassa) e lasciare libera la quantità.

Questa intuizione teorica trova oggi un riscontro pratico immediato nel confronto tra carbon tax ed Emission Trading System, riassunto nella tabella seguente: la letteratura economica riconosce che non esiste una risposta universalmente valida, e che la scelta dipende dagli obiettivi perseguiti dal legislatore — il controllo della quantità di emissioni, tipico degli ETS, oppure la stabilità e prevedibilità del prezzo, tipica della carbon tax. Non a caso numerose giurisdizioni adottano oggi sistemi misti.

Carbon Tax	Emission Trading System
Prezzo certo	Quantità certa (cap)
Livello di emissioni incerto	Prezzo incerto, determinato dal mercato
Gestione amministrativa semplice	Maggiore complessità operativa
Minore volatilità	Maggiore efficienza allocativa
Maggiore prevedibilità fiscale	Possibilità di banking/borrowing e copertura

Tabella 4. Differenze tra Carbon Tax ed ETS.

Esaminiamo, inoltre, gli effetti distorsivi che nascono quando le imprese hanno un incentivo a manipolare le informazioni comunicate al regolatore: nel caso dell'allocazione gratuita (*grandfathering*), un'impresa può avere convenienza a sovrastimare il proprio costo marginale di abbattimento per ottenere più permessi gratuiti; nel caso di un'asta senza restituzione, l'incentivo opposto porta a sottostimare i costi. Montero (2008) propone un meccanismo d'asta con restituzione (*payback*) calibrato in modo da indurre le imprese a rivelare il proprio vero costo marginale. I sistemi cap-and-trade, infine, non sono esenti da altre criticità — manipolazione del mercato,

costi di transazione, difficoltà di monitoraggio e il rischio di *carbon leakage* — un problema che, come si è visto nel Capitolo 3, l'Unione Europea ha affrontato in tempi recenti proprio attraverso il Carbon Border Adjustment Mechanism.

4.5. Dal carbon pricing alla politica industriale: il Green Deal europeo

Fino alla metà degli anni 2010 gli strumenti europei erano prevalentemente orientati alla riduzione delle emissioni mediante regolamentazione ambientale e funzionamento dell'EU ETS. A partire dal 2019, con la presentazione dello **European Green Deal**, il cambiamento climatico è divenuto uno dei pilastri della strategia economica dell'Unione Europea: la decarbonizzazione non è più considerata esclusivamente un obiettivo ambientale, ma anche una leva per aumentare la competitività industriale, ridurre la dipendenza energetica, promuovere l'innovazione tecnologica e attrarre investimenti privati. Uno dei risultati più importanti del Green Deal è la **European Climate Law** (2021), che rende giuridicamente vincolanti la riduzione netta delle emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e la neutralità climatica entro il 2050.

Per conseguire questi obiettivi la Commissione Europea ha presentato il pacchetto legislativo **Fit for 55**, che rappresenta il più importante intervento legislativo europeo in materia climatica dalla nascita dell'EU ETS. Tra le innovazioni principali figurano la riforma dell'EU ETS (riduzione più rapida del cap, eliminazione progressiva delle quote gratuite, estensione al trasporto marittimo), l'introduzione dell'**ETS2** — un secondo mercato, distinto e non fungibile con le EUA, dedicato ai combustibili utilizzati negli edifici e nel trasporto stradale, accompagnato da un **Social Climate Fund** destinato a mitigarne gli effetti redistributivi sulle famiglie a basso reddito — e il già descritto **Carbon Border Adjustment Mechanism**. A questi si affiancano strumenti di politica industriale in senso proprio, quali il **Net Zero Industry Act**, volto ad aumentare la capacità produttiva europea nelle tecnologie strategiche per la transizione (fotovoltaico, eolico, batterie, elettrolizzatori, pompe di calore, CCUS⁴), e il **Critical Raw Materials Act**, dedicato alla sicurezza degli approvvigionamenti di litio, rame, nichel, grafite e terre rare.

⁴ **CCUS** sta per *Carbon Capture, Utilization and Storage* (Cattura, Utilizzo e Stoccaggio del Carbonio) — una famiglia di tecnologie che intercetta la CO₂ prima che venga rilasciata in atmosfera (o la rimuove direttamente dall'aria) e poi la stocca permanentemente o la riutilizza come materia prima.

Cattura — si intercetta la CO₂ alla fonte, tipicamente in impianti industriali ad alta intensità di emissioni (centrali a carbone/gas, cementifici, acciaierie, impianti chimici) o direttamente dall'atmosfera (*Direct Air Capture*, DAC). Esistono tre approcci tecnici principali: cattura post-combustione (si separa la CO₂ dai fumi dopo la combustione), pre-combustione (si trasforma il combustibile in idrogeno e CO₂ prima di bruciarlo) e ossi-combustione (si brucia con ossigeno puro anziché aria, ottenendo un flusso di scarico quasi puro di CO₂, più facile da separare).

Utilizzo — la CO₂ catturata viene impiegata come materia prima invece di essere semplicemente sepolta: nell'*enhanced oil recovery* (iniettata nei giacimenti petroliferi per aumentarne l'estraibilità, l'uso storicamente più diffuso), nella produzione di carburanti sintetici, cemento, plastiche, o come input per l'agricoltura in serra.

Stoccaggio — la CO₂ non utilizzata viene compressa e iniettata in formazioni geologiche profonde (giacimenti esauriti di petrolio/gas, falde acquifere saline profonde), dove dovrebbe restare intrappolata per periodi geologici.

Un limite pratico importante sono i costi di questa misura di mitigazione: il CCUS resta oggi una tecnologia costosa e non ancora scalata su larga scala industriale — motivo per cui, nei modelli di investimento (vedi Capitolo 6), spesso il confronto economico penalizza questa opzione rispetto al semplice acquisto di permessi, a meno che il prezzo del carbonio non sia sufficientemente alto da giustificare l'investimento.

4.6. Il rischio climatico nella valutazione degli investimenti e la finanza sostenibile

Uno degli sviluppi più rilevanti degli ultimi anni riguarda l'integrazione del cambiamento climatico nei modelli finanziari. Gli investitori distinguono oggi tre grandi categorie di rischio, già introdotte nel Capitolo 2: i **rischi fisici**, derivanti dagli effetti diretti del cambiamento climatico (eventi meteorologici estremi, incendi, alluvioni, siccità); i **rischi di transizione**, connessi al processo di decarbonizzazione (evoluzione normativa, aumento del prezzo della CO₂, obsolescenza degli impianti ad alta intensità emissiva); e i **rischi di responsabilità** (*liability risk*), legati al crescente contenzioso legale in materia climatica contro imprese e amministrazioni pubbliche.

Regolamenti quali la Sustainable Finance Disclosure Regulation, la EU Taxonomy e la Corporate Sustainability Reporting Directive hanno reso sistematica questa valutazione, orientando il capitale verso Green Bond, fondi tematici e infrastrutture sostenibili. In questo contesto il prezzo della CO₂ è diventato esso stesso una variabile macroeconomica: per molte imprese europee il prezzo delle EUA rappresenta ormai una grandezza analoga ai prezzi del petrolio, del gas naturale e dell'energia elettrica, tanto che un numero crescente di imprese adotta un **Internal Carbon Price (ICP)** — un prezzo interno della CO₂ utilizzato nelle analisi di investimento indipendentemente dal prezzo corrente di mercato, per valutare la redditività dei progetti in scenari di prezzo del carbonio progressivamente crescente. È proprio questa trasformazione — dalle EUA come costo di conformità alle EUA come variabile finanziaria e, sempre più, come componente autonoma dei portafogli — che i Capitoli 7 e 8 approfondiranno in dettaglio.

4.7. Mitigazione, adattamento e geoingegneria

Il capitolo si chiude affrontando la scelta ottimale tra mitigazione, adattamento e, in casi estremi, geoingegneria. Studi basati su modelli integrati di valutazione (*Integrated Assessment Models (IAM)*), come DICE, MERGE, RICE, TIAM⁵) mostrano che la combinazione ottima dipende in modo cruciale dal tasso di sconto: un tasso alto favorisce l'adattamento, efficace nel breve periodo; un tasso basso favorisce la mitigazione, i cui benefici si materializzano principalmente a lungo termine. Nella maggior parte degli scenari, tuttavia, mitigazione e adattamento risultano complementari più che sostituti, e l'incertezza sulla gravità dei danni tende a ritardare entrambe le azioni — un ritardo pericoloso in presenza di tipping points, come discusso nel Capitolo 2.

Le due grandi famiglie di tecniche di geoingegneria discusse nel testo originale — la rimozione della CO₂ dall'atmosfera (fertilizzazione degli oceani, cattura e stoccaggio del carbonio) e la gestione della radiazione solare (iniezione di aerosol di zolfo nella stratosfera, imbiancamento delle nuvole marine) — restano oggetto di dibattito. Se la prima famiglia, in particolare la cattura diretta dall'aria (*Direct Air Capture*), ha visto una riduzione dei costi e una crescente attenzione industriale nell'ultimo decennio, la seconda continua a comportare rischi ed effetti collaterali largamente sconosciuti (alterazione del ciclo idrologico, assottigliamento dell'ozono, impossibilità di contrastare l'acidificazione degli oceani), motivo per cui la letteratura più recente ne raccomanda ancora un ruolo, al più, marginale e complementare rispetto a mitigazione e adattamento.

⁵ Per un approfondimento di questi modelli si può consultare il [sito](#) del *IAM Consortium* oppure la [pagina](#) del UNFCCC dedicata all'argomento.

5. Crescita economica e ambiente

In questo capitolo ci interroghiamo su un tema di fondo: la crisi climatica è un incidente di percorso di un sistema economico altrimenti valido, oppure il sintomo di un difetto strutturale del modello di crescita stesso? Per rispondere, ripercorriamo le grandi teorie della crescita economica arricchendole con la dimensione ambientale, e integriamo questa analisi teorica con l'evidenza empirica più recente sul rapporto tra crescita e emissioni nell'Unione Europea.

5.1. Le teorie della crescita e il ruolo delle risorse naturali

La storia economica mostra come, per millenni, il tenore di vita globale sia rimasto sostanzialmente stagnante; solo dopo la Rivoluzione industriale si osserva una crescita sostenuta e continua, prima in Europa e nei suoi "rami" occidentali, poi — in modo assai più diseguale — nel resto del mondo. Si possono individuare quattro grandi paradigmi della teoria della crescita: il modello neoclassico di **Solow-Swan**, in cui la crescita di lungo periodo si arresta in assenza di progresso tecnologico esogeno per via dei rendimenti decrescenti del capitale; il modello **AK**, in cui l'accumulazione di capitale genera crescita endogena; il modello a varietà di prodotto di **Romer**, in cui la crescita nasce dall'invenzione continua di nuovi beni intermedi grazie alla ricerca e sviluppo; e il modello **schumpeteriano**, in cui la crescita nasce da innovazioni di qualità che spiazzano continuamente i prodotti esistenti ("distruzione creatrice").

Nessuno di questi modelli classici considera esplicitamente il ruolo dell'ambiente. Un modello semplificato di tipo AK mostra cosa succede quando la produzione dipende anche da una risorsa naturale esauribile (come i combustibili fossili): se il tasso di estrazione resta positivo e costante, lo stock della risorsa si esaurisce necessariamente in un tempo finito, e con esso la capacità produttiva dell'economia. Solo un tasso di estrazione decrescente nel tempo — oppure la sostituzione progressiva della risorsa naturale con altre forme di capitale, in particolare capitale umano e innovazione tecnologica — può evitare questo collasso di lungo periodo.

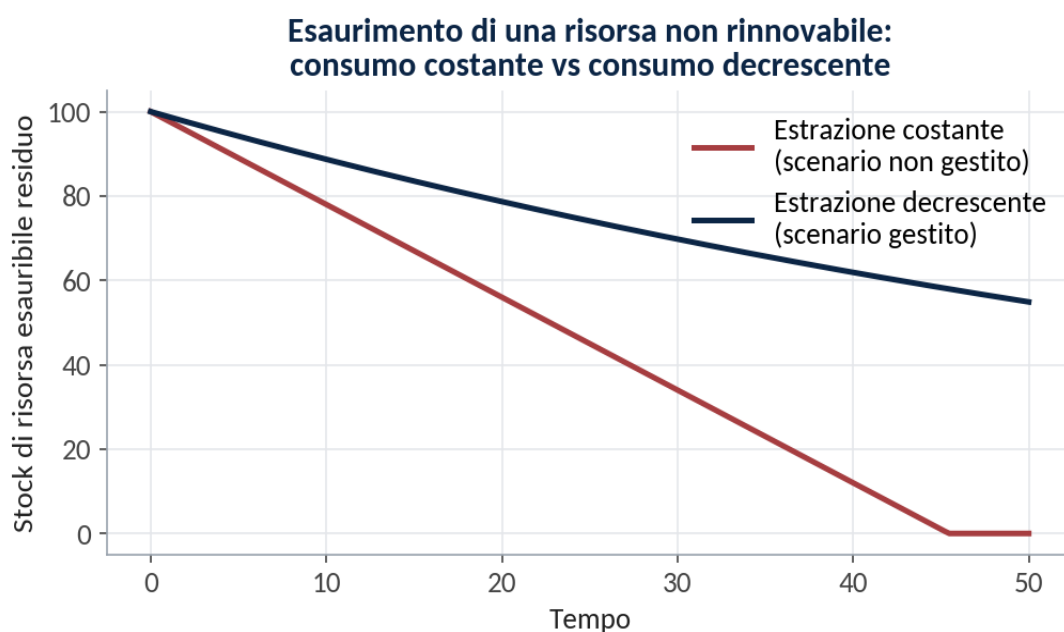


Figura 5. Lo stock di una risorsa esauribile si azzerà in tempo finito se il tasso di estrazione resta costante; una traiettoria di estrazione decrescente rallenta ma non elimina l'esaurimento, a meno di innovazione tecnologica sostitutiva.

Con una risorsa rinnovabile (acqua, pesca, foreste), invece, una crescita positiva e sostenibile nel tempo è possibile, a condizione che il tasso di prelievo non superi il tasso naturale di rigenerazione dello stock: superata questa soglia, anche una risorsa rinnovabile si esaurisce.

5.2. Innovazione tecnologica, carbon budget e sostenibilità debole/forte

Estendendo il modello con un settore di ricerca e sviluppo, in cui una quota della forza lavoro produce innovazioni che aumentano la produttività complessiva dell'economia, il risultato principale è che la crescita economica di lungo periodo resta possibile anche in presenza di risorse naturali esauribili, a condizione che il progresso tecnologico generato dalla ricerca cresca più rapidamente del tasso a cui si riduce l'estrazione della risorsa naturale — un risultato definito **sostenibilità debole**: non importa in quale forma il capitale (naturale, fisico o umano) venga trasmesso alle generazioni future, purché la capacità produttiva complessiva sia mantenuta. A questa nozione si contrappone la **sostenibilità forte**, secondo cui alcune componenti del capitale naturale critico — biodiversità, strato di ozono, stabilità climatica — non sono sostituibili con altre forme di capitale e devono essere preservate di per sé.

Un secondo modello introduce esplicitamente il concetto di **carbon budget**, già ripreso in chiave più operativa nel Capitolo 2: la quantità massima di gas serra che può ancora essere immessa in atmosfera senza provocare un'alterazione irreversibile del sistema climatico. Il modello contrappone una tecnologia di produzione "sporca" (che consuma il budget di carbonio) a una "pulita" (che non lo intacca): se la produttività della tecnologia sporca supera quella della tecnologia pulita, l'intera economia tenderà a specializzarsi nella prima, con il rischio di esaurire il budget di carbonio e provocare un collasso produttivo. Una tassa sulla produzione sporca, calibrata in modo da rendere la produttività netta della tecnologia pulita superiore a quella sporca, può riorientare l'intera economia verso la produzione pulita — un risultato che rafforza, da una prospettiva di crescita di lungo periodo, la logica degli strumenti di prezzo del carbonio già discussi nel Capitolo 4. Formalmente, l'intensità carbonica dell'economia può essere scomposta nel prodotto tra crescita del PIL, intensità energetica del PIL e intensità carbonica dell'energia: agendo su ciascuno di questi tre fattori — meno energia per unità di PIL, ed energia meno carbonica — le emissioni complessive possono ridursi anche in presenza di crescita economica.

5.3. Il decoupling nell'Unione Europea: l'evidenza 1990-2024

Da una discussione prevalentemente teorica del rapporto tra crescita ed emissioni passiamo ad un caso empirico di particolare rilevanza: l'esperienza dell'Unione Europea. Tra il 1990 e il 2024 il PIL dell'Unione è cresciuto di oltre il **70%**, mentre le emissioni nette domestiche di gas serra sono diminuite di circa il **40%**, raggiungendo nel 2024 il livello più basso dall'anno base 1990. L'intensità emissiva dell'economia europea è scesa da circa 521 grammi di CO₂ equivalente per euro di PIL nel 1990 a circa 184 grammi nel 2024.

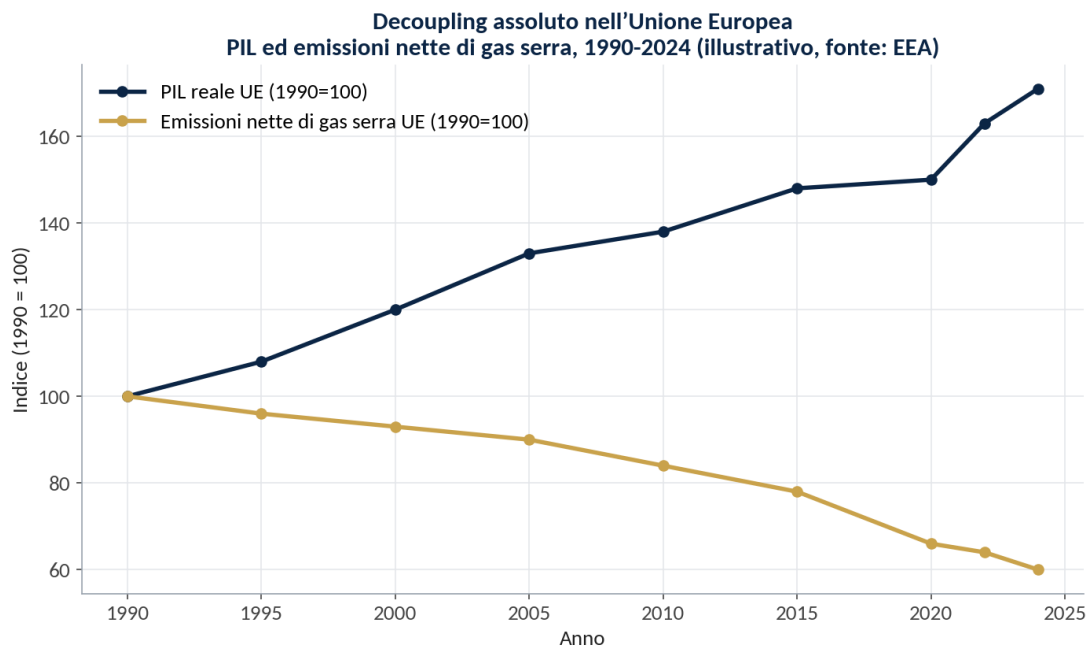


Figura 6. Decoupling assoluto nell'Unione Europea: andamento indicizzato (1990=100) di PIL reale ed emissioni nette di gas serra, 1990-2024 (rappresentazione illustrativa, fonte: European Environment Agency).

Questo fenomeno, definito **absolute decoupling**, è cruciale per la politica climatica europea: la riduzione delle emissioni non richiede necessariamente una riduzione del Prodotto Interno Lordo, purché la crescita sia accompagnata da una progressiva riduzione dell'intensità energetica e carbonica dell'economia. La riduzione è stata sostenuta soprattutto dalla crescita delle energie rinnovabili, dalla riduzione dell'utilizzo del carbone, da una maggiore efficienza energetica, dalla trasformazione strutturale dell'economia e, non da ultimo, dall'introduzione e dal progressivo rafforzamento dell'**EU ETS**, il cui principio è semplice: l'emissione di CO₂ non è più economicamente gratuita, e il prezzo delle EUA crea un incentivo diretto a ridurre le emissioni, migliorare l'efficienza, sostituire i combustibili e investire in tecnologie pulite.

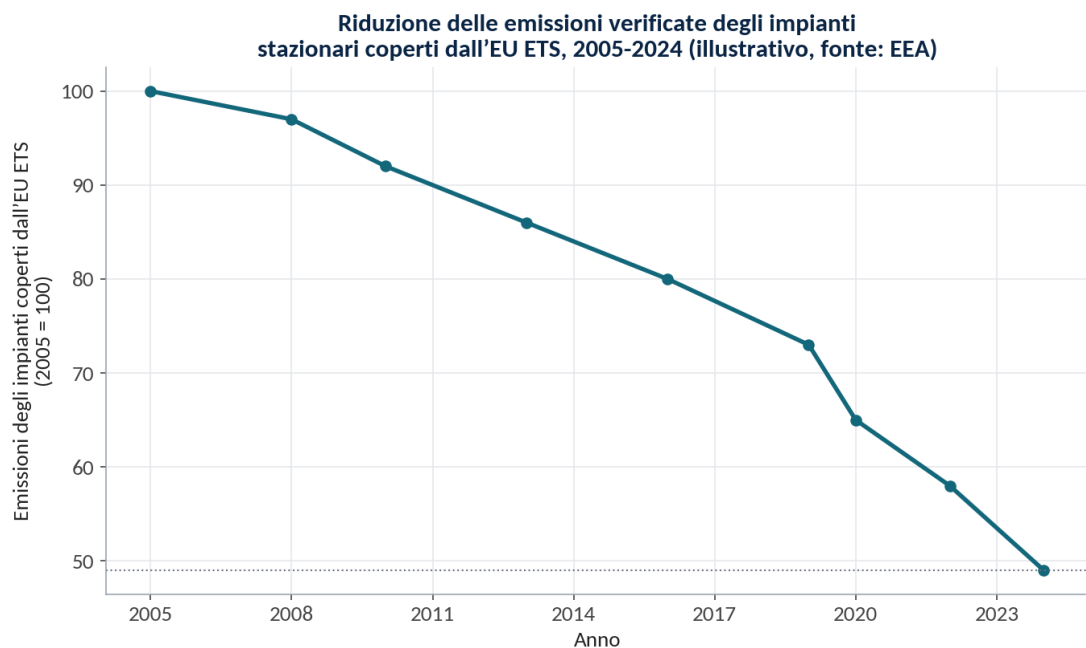


Figura 7. Riduzione delle emissioni verificate degli impianti stazionari coperti dall'EU ETS, 2005-2024 (rappresentazione illustrativa, fonte: European Environment Agency): -51% nell'arco di vent'anni.

L'European Environment Agency stima infatti che, dal 2005 al 2024, le emissioni degli impianti stazionari coperti dall'EU ETS siano diminuite di circa il **51%**, con una riduzione particolarmente significativa nel settore elettrico, dove il passaggio dal carbone al gas e alle fonti rinnovabili ha avuto un ruolo importante. L'EU ETS non costituisce tuttavia l'unica causa della riduzione: l'evoluzione tecnologica, le politiche sulle rinnovabili, l'efficienza energetica e i cambiamenti strutturali dell'economia hanno contribuito contemporaneamente al risultato.

5.4. Oltre la crescita: i limiti del PIL e il paradosso della crescita verde

Il capitolo si chiude, come nell'edizione originale, con una riflessione critica sul PIL come misura del benessere: il PIL conta solo il valore monetario degli scambi di mercato, tratta tutti i valori monetari come equivalenti, e ignora sia le attività prodotte fuori mercato sia i danni ambientali e sociali. Indicatori alternativi, come l'**Indice di Sviluppo Umano (HDI)** o il concetto di **throughput materiale** — la quantità totale di materia ed energia che attraversa il ciclo economico, dall'estrazione allo smaltimento — tentano di correggere questi limiti. Un punto spesso trascurato, e che assume oggi particolare rilievo, è che la transizione energetica non elimina il problema della scarsità delle risorse naturali: lo modifica, spostandolo dall'economia dei combustibili fossili a un'economia in cui assumono maggiore importanza elettricità, materiali critici, minerali e infrastrutture — da cui l'attenzione crescente, già richiamata nel Capitolo 4, per il Critical Raw Materials Act europeo.

È inoltre utile distinguere tra **decoupling relativo** (la CO₂ per unità di PIL diminuisce, ma le emissioni assolute possono ancora crescere se il PIL cresce più velocemente) e **decoupling assoluto** (le emissioni diminuiscono in termini assoluti anche in presenza di crescita del PIL) — quest'ultimo è l'unico che garantisce una riduzione effettiva delle emissioni, ed è precisamente quanto osservato nell'esperienza europea 1990-2024 discussa sopra. Resta tuttavia aperta la questione, sollevata da economisti quali Daly, Jackson e Victor, se la prosecuzione di questo processo a un ritmo compatibile con la neutralità climatica 2050 richieda anche un ripensamento più radicale dei paradigmi di crescita per le economie ad alto reddito, mentre la crescita resterebbe una priorità legittima per le economie a basso reddito. Un riquadro dell'edizione originale, dedicato al tema della speculazione finanziaria sui prezzi alimentari nel periodo 2007-2012, rimane un utile monito sul fatto che i mercati delle materie prime — comprese, come si vedrà nei prossimi due capitoli, le quote di emissione — non sono mai del tutto immuni da dinamiche finanziarie che vanno oltre i soli fondamentali fisici.

6. La finanza degli investimenti ambientali: l'approccio delle opzioni reali

Questo è il capitolo centrale e decisamente il più importante: la teoria delle opzioni reali applicata alle decisioni di investimento è lo strumento più adeguato – a nostro avviso – per valutare questo tipo di investimenti. Abbandonato il punto di vista macroeconomico dei capitoli precedenti, ci si concentra qui sulla singola impresa regolata, che deve decidere se e quando investire in tecnologie meno inquinanti, oppure limitarsi ad acquistare permessi di emissione sul mercato. Lo strumento tradizionale per queste decisioni — il Valore Attuale Netto (VAN) — viene messo a confronto con l'approccio delle opzioni reali, più adatto a cogliere la flessibilità insita in ogni decisione di investimento.

6.1. I limiti del Valore Attuale Netto

Ogni progetto di investimento presenta sei caratteristiche che un criterio decisionale dovrebbe saper cogliere:

- i. l'incertezza sui prezzi futuri,
- ii. il grado di (ir)reversibilità della decisione,
- iii. la possibilità di rinviarla nel tempo,
- iv. i ritardi di realizzazione,
- v. la possibilità di procedere per fasi successive, e
- vi. la presenza o assenza di concorrenti (che può spingere ad anticipare la decisione per non perdere un vantaggio di *first-mover*, oppure permettere di prendersi più tempo in condizioni di monopolio).

Il criterio del VAN calcola semplicemente la somma attualizzata dei flussi di cassa attesi, positivi e negativi, generati da un progetto, e ne raccomanda la realizzazione se il risultato è positivo. Il suo limite principale è di essere un criterio statico: assume implicitamente che l'investimento vada fatto ora o mai più, ignorando il valore dell'attesa. In realtà, rinviare una decisione permette di raccogliere nuova informazione e di evitare, se le condizioni peggiorano, una perdita che sarebbe stata irreversibile. Il VAN, inoltre, richiede una stima affidabile dei flussi futuri e del tasso di sconto, un'esigenza spesso poco realistica in un contesto di forte incertezza come quello della regolamentazione ambientale.

6.2. Un investimento è un'opzione

L'intuizione centrale del capitolo è che un'opportunità di investimento condivide la struttura di un'opzione finanziaria: dà il diritto, ma non l'obbligo, di effettuare un esborso (il prezzo di esercizio, equivalente al costo dell'investimento) per ottenere in cambio un'attività sottostante (il valore attuale dei flussi di cassa futuri generati dal progetto), entro (opzione americana) o a (opzione europea) una certa scadenza.

Un esempio numerico chiarisce il punto: una utility valuta la costruzione di un impianto a gas, con un costo di investimento di 500 milioni di euro e flussi di cassa attesi di 400 milioni. Il VAN è negativo (-100 milioni) e il criterio tradizionale suggerirebbe di non investire. Ma il progetto ha comunque un valore come opzione: se in futuro i flussi di cassa attesi salissero — per esempio a 600 milioni, rendendo il VAN pari a +100 milioni — l'impresa potrebbe decidere di investire allora. Il punto cruciale è che, nel momento in cui si esercita l'opzione (si investe), l'opportunità di aspettare scompare per sempre: la decisione corretta non è quindi confrontare il VAN con zero,

ma confrontarlo con il valore dell'opzione di attesa. Se quest'ultimo è più alto del VAN corrente, conviene aspettare anche in presenza di un VAN già positivo.

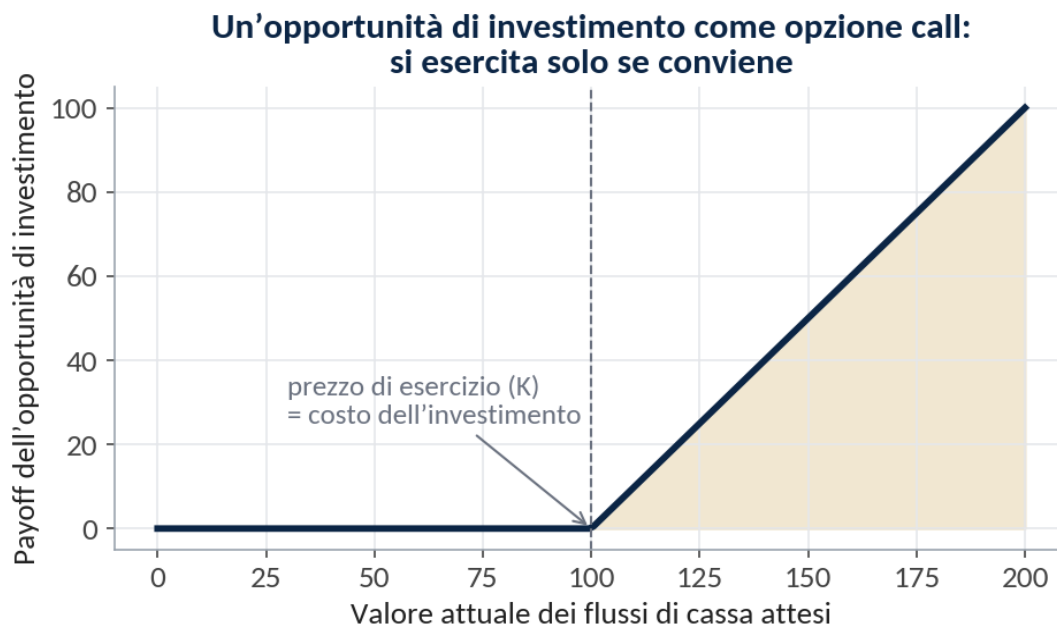


Figura 8. Il profilo di ripagamento (payoff) di un'opportunità di investimento è identico a quello di un'opzione call: ha valore anche quando il progetto, se realizzato oggi, avrebbe un VAN negativo, perché lo scenario futuro potrebbe migliorare.

Un secondo esempio, applicato a un progetto di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) il cui valore dipende dal prezzo futuro, incerto, dei certificati di riduzione delle emissioni, mostra concretamente come il VAN possa raccomandare un investimento immediato, mentre un'analisi che tenga conto della possibilità di attendere un anno per osservare l'evoluzione del prezzo — quindi di investire solo nello scenario favorevole ed evitare quello sfavorevole — porti a un valore del progetto più alto e a una raccomandazione di attesa.

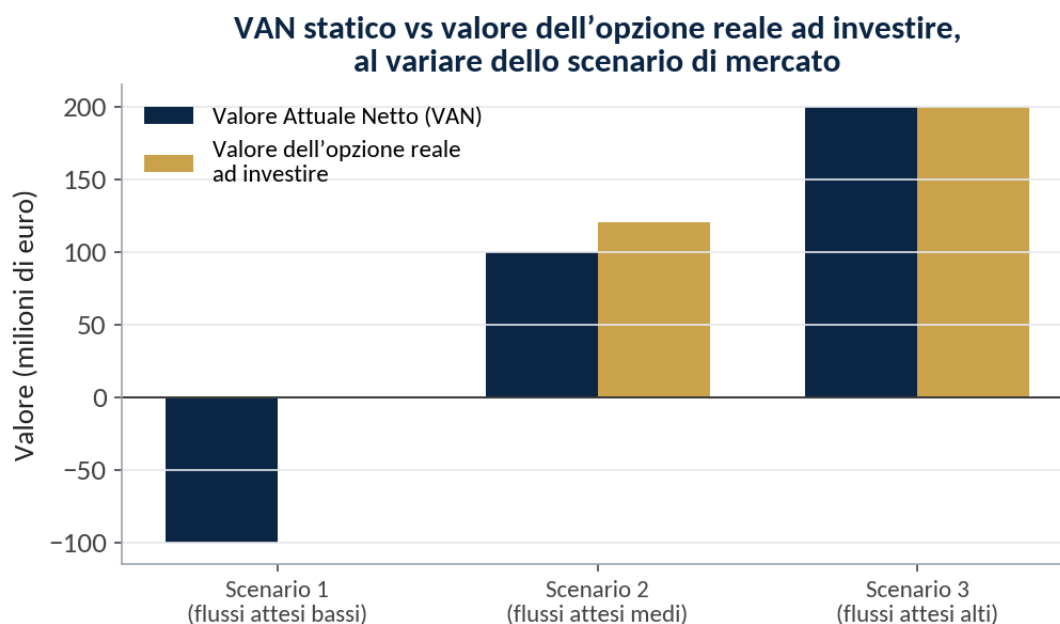


Figura 9. Al variare dello scenario di mercato, il valore dell'opzione reale di investire è sempre superiore o pari al VAN statico: la differenza è il valore dell'attesa (o valore temporale dell'opzione).

Il capitolo mostra però anche il caso opposto: quando le decisioni di più imprese concorrenti interagiscono — per esempio nel mercato EU ETS, dove il prezzo dei permessi dipende dalle decisioni aggregate di acquisto o investimento di tutte le imprese regolate — l'approccio delle opzioni reali può raccomandare di investire prima, e non dopo, rispetto al criterio statico del VAN. Se molte imprese scelgono di comprare permessi anziché investire in tecnologia pulita, la domanda di permessi sale, il loro prezzo sale, e diventa a un certo punto più conveniente aver investito in anticipo nella tecnologia pulita e rivendere i permessi in eccesso, anziché continuare ad acquistarli a prezzi crescenti.

6.3. Gli strumenti di valutazione: modello binomiale e formula di Black-Scholes

Per tradurre questa intuizione in un numero, ricorriamo ai due strumenti classici della teoria dei prezzi delle opzioni finanziarie. Il modello binomiale rappresenta il valore futuro di un'attività sottostante come una sequenza di passi discreti, in ciascuno dei quali il valore può salire o scendere di un fattore fisso, con probabilità determinate in modo tale da escludere ogni opportunità di arbitraggio. Ripetendo questo procedimento su più periodi si ottiene un "albero" di possibili traiettorie, e il valore dell'opzione oggi si ottiene semplicemente calcolando il valore atteso, scontato al tasso privo di rischio, del payoff dell'opzione in ciascuno scenario finale, procedendo a ritroso nell'albero (*backward induction*) dal futuro verso il presente.

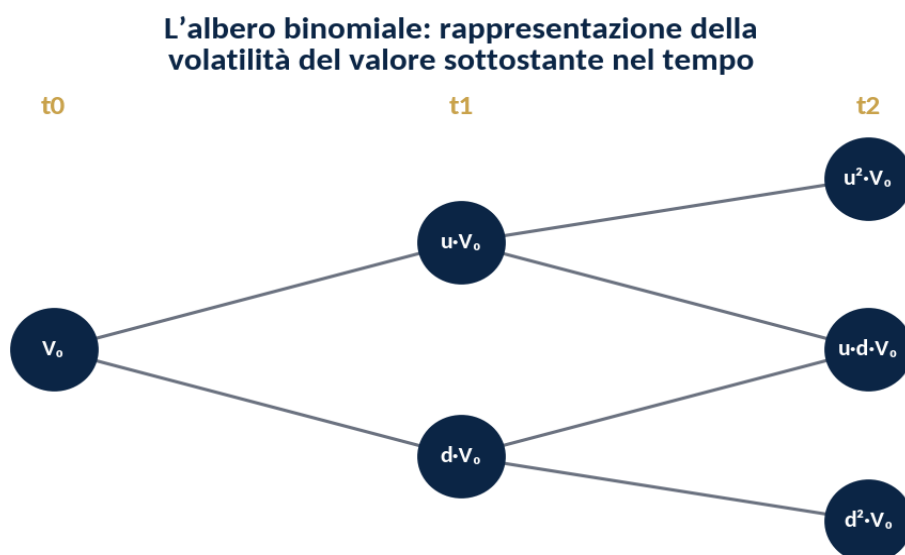


Figura 10. L'albero binomiale scompone l'incertezza sul valore futuro dell'attività sottostante (per esempio i flussi di cassa attesi di un progetto, o il prezzo di un permesso di emissione) in una sequenza di passi al rialzo o al ribasso.

Quando il numero di passi temporali tende a infinito (e la loro durata tende a zero), il modello binomiale converge alla celebre formula di Black e Scholes (1973), che fornisce una soluzione analitica chiusa per il valore di un'opzione europea in funzione di cinque soli parametri osservabili o stimabili: il valore corrente dell'attività sottostante, il prezzo di esercizio, il tempo alla scadenza, il tasso privo di rischio e la volatilità dei rendimenti dell'attività sottostante. Di questi cinque parametri, solo la volatilità non è direttamente osservabile sul mercato: può essere stimata a partire dalla serie storica dei rendimenti passati (volatilità storica), oppure inferita dal prezzo di mercato corrente di un'opzione già negoziata (volatilità implicita). L'ipotesi di volatilità costante nel tempo, alla base della formula di Black-Scholes, è tuttavia spesso violata empiricamente — come mostrano, per esempio, i "cluster" di

volatilità osservati storicamente nei prezzi dei crediti di emissione, un tema ripreso con strumenti più moderni nel Capitolo 8.

La tabella seguente riassume l'analogia — centrale per tutto il capitolo — tra i parametri di un'opzione finanziaria e quelli di un'opportunità di investimento reale.

Parametro dell'opzione finanziaria	Equivalente nell'investimento reale
Prezzo dell'azione sottostante	Valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi dal progetto
Prezzo di esercizio	Valore attuale del costo dell'investimento
Tempo alla scadenza	Durata dell'opportunità di investimento (finché resta disponibile)
Volatilità	Volatilità del rendimento del valore del progetto
Dividendi	Costo di mantenere in vita l'opportunità (es. rischio che un concorrente anticipi la mossa)
Tasso privo di rischio	Costo medio ponderato del capitale, corretto per il rischio (WACC)

Tabella 5. Confronto tra opzioni finanziarie e reali.

C'è un parallelismo tra i sei indicati nella Tabella 5 che merita un approfondimento ed una spiegazione più esaustiva, ovvero:

Dividendi	Costo di mantenere in vita l'opportunità (es. rischio che un concorrente anticipi la mossa)
-----------	---

Innanzitutto vediamo di capire perché un dividendo riduce il valore di una call finanziaria. Immaginiamo di possedere un'opzione call su un'azione (il diritto, non l'obbligo, di comprarla a un prezzo fissato in futuro). Finché deteniamo l'opzione — cioè finché non la si esercita comprando l'azione — non si ricevono i dividendi che l'azione paga nel frattempo: quei dividendi vanno solo a chi possiede l'azione fisicamente, non a chi possiede solo il diritto di comprarla.

Quindi ogni dividendo pagato durante l'attesa è un pezzo di valore che "fugge via" dall'azione e che il detentore dell'opzione (non ancora esercitata), non cattura. Più alti sono i dividendi attesi, più costoso è aspettare — perché ogni giorno di mancato esercizio dell'opzione si perde un pezzo di valore che si sarebbe — al contrario — incassato se si fosse comprata subito l'azione. Questo è il motivo per cui, nei modelli di option pricing, un dividendo più alto riduce il valore della call e spinge verso un esercizio anticipato (nelle opzioni americane).

Ora sostituiamo "azione" con "opportunità di investimento" (per esempio la costruzione un impianto di energia rinnovabile). L'opzione qui è "aspettare a investire". La domanda diventa: cosa si perde ogni giorno che l'investimento viene rinviato, ovvero a quanto ammonta il mancato guadagno nell'ipotesi che si fosse investito subito?

Ci sono due tipi principali di "fuga di valore" equivalenti al dividendo:

- 1) I flussi di cassa che l'impianto genererebbe se fosse già operativo. Se il progetto, una volta realizzato, produce un flusso di cassa positivo ogni anno, allora ogni anno di costruzione rinviata è un anno di quel flusso di cassa che non si incassa — esattamente come il dividendo che non si incassa finché non si esercita la call.
- 2) Il rischio che un concorrente anticipi le nostre mosse. Questo è il caso specifico citato nella tabella: se il mercato è competitivo e un concorrente può cogliere la stessa opportunità (per esempio, essere il primo a occupare una nicchia tecnologica, ottenere un sito favorevole, o conquistare quote di mercato), allora aspettare comporta il rischio di perdere l'opportunità interamente, non solo di rimandarne i benefici. È come se il "dividendo" in questo caso non fosse un piccolo flusso costante, ma un rischio di perdita totale del sottostante se qualcun altro lo "incassasse" al posto nostro.

Questo parallelo serve a spiegare un punto pratico: più alto è il "dividendo" (flussi persi durante l'attesa, o rischio di essere anticipati), meno conviene aspettare. Un'impresa che opera in un mercato molto competitivo — dove il rischio di essere anticipata da un concorrente è alto — ha un incentivo più forte a investire subito anche con un VAN modesto, perché il costo dell'attesa (il "dividendo implicito") è alto. Al contrario, un'impresa in posizione di monopolio, senza concorrenti che minaccino di anticipare la mossa, ha un "dividendo" quasi nullo e può permettersi di aspettare a lungo raccogliendo informazione, perché il valore dell'opportunità non si deteriora nel frattempo.

Un'opzione americana — esercitabile in qualsiasi momento prima della scadenza, e non solo a scadenza come nel caso europeo — introduce un ulteriore elemento: a ogni nodo dell'albero occorre confrontare il valore dell'esercizio immediato con il valore atteso di continuare ad attendere. Finché questo "valore temporale" resta positivo conviene aspettare; quando si annulla, conviene esercitare subito. Questa logica è particolarmente rilevante per le opzioni put, che nel contesto ambientale rappresentano le decisioni di disinvestimento (per esempio la rivendita di permessi in eccesso). Nel contesto ambientale, una put naturale è la seguente: un'impresa in possesso di permessi di emissione in eccesso ha, in un certo senso, il diritto — ma non l'obbligo — di rivenderli sul mercato quando il prezzo risulti favorevole. È esattamente la struttura di una put: l'impresa può disfarsi dell'attività (i permessi) quando conviene, senza esservi obbligata se il prezzo di mercato non è sufficientemente alto.

La ragione per cui questa logica di "confronto a ogni nodo" risulta particolarmente rilevante per una put di questo tipo va ricercata nella natura stessa della decisione: la scelta di rivendere i permessi non si presenta come un evento puntuale, legato a una data fissa, bensì come una decisione da rivalutare continuamente nel tempo, mano a mano che il prezzo dei permessi evolve sul mercato. Se il prezzo corrente è già elevato, la vendita immediata può risultare la scelta ottimale (il valore temporale si è annullato); qualora invece permanga una probabilità significativa di ulteriori rialzi, risulta preferibile trattenere i permessi e attendere — secondo una logica speculare a quella della call.

In sintesi, le decisioni di disinvestimento nel mercato dei permessi non costituiscono eventi puntuali legati a una scadenza prestabilita, ma decisioni soggette a continua rivalutazione nel tempo — una flessibilità che, a differenza del modello europeo, il modello americano è specificamente costruito per rappresentare.

6.4. Applicazioni alla conformità con la regolazione ambientale

La parte finale del capitolo applica sistematicamente questo strumentario a una sequenza di casi via via più realistici, in cui un'impresa regolata deve decidere quanti permessi acquistare o vendere (e, in alcuni casi, se

cambiare tecnologia produttiva) per rispettare il proprio obbligo di conformità a fine periodo, evitando la penalità prevista per le emissioni non coperte da permessi.

- Un modello a un periodo, senza possibilità di rinviare la decisione, mostra che l'impresa ottimizza la quantità di permessi da acquistare bilanciando il rischio di dover pagare la penalità (se le emissioni superano le attese) con il rischio di aver acquistato permessi in eccesso, che a scadenza non hanno alcun valore di rimborso. Quando la penalità è molto più alta del prezzo corrente dei permessi (come tipicamente accade), la strategia ottimale tende a coprire lo scenario peggiore, anche a costo di restare con un surplus di permessi nello scenario favorevole.
- Un modello a due periodi introduce la possibilità di scambiare permessi anche a metà percorso, permettendo di distinguere concretamente l'approccio delle opzioni reali dal VAN statico. La strategia ottimale secondo le opzioni reali prevede l'acquisto di un numero di permessi superiore a quanto suggerirebbe il VAN, proprio perché l'eccedenza acquistata oggi rappresenta il "seme" di un'opzione di rivendita futura (un'opzione put implicita⁶) che ha un valore economico proprio, ignorato dal criterio statico.
- Un modello con possibilità di cambiare tecnologia mostra che la scelta ottimale tra continuare a comprare permessi e sostenere il costo (fisso) di adozione di una tecnologia meno inquinante dipende dal confronto tra il costo di conversione tecnologica e il beneficio atteso in termini di riduzione delle emissioni: se la riduzione ottenibile è troppo piccola, o il costo di conversione troppo alto, conviene restare con la tecnologia esistente e coprire il fabbisogno con l'acquisto di permessi.
- Un modello con due imprese in interazione strategica endogenizza infine il prezzo stesso dei permessi, facendolo emergere dall'incontro tra domanda e offerta delle due imprese, ciascuna con informazione parziale sulle emissioni dell'altra. Il prezzo di equilibrio è quello che azzerava la domanda e l'offerta nette di permessi tra le due imprese.

Il filo conduttore di tutta questa sezione è che l'approccio delle opzioni reali, pur richiedendo strumenti quantitativi più sofisticati del semplice VAN, cattura sistematicamente un valore — quello della flessibilità di attendere, di cambiare strategia, di disinvestire — che il VAN, per costruzione, non può vedere. Nel contesto specifico dei mercati del carbonio, dove l'incertezza normativa (proroghe, riforme, scadenze dei periodi di impegno) si somma all'incertezza di mercato, questo valore della flessibilità è spesso rilevante e non trascurabile nella pianificazione degli investimenti industriali — un principio che, come si vedrà nei capitoli seguenti, resta valido anche oggi che le European Union Allowances sono negoziate su mercati finanziari molto più liquidi e sofisticati di quanto non fossero solo dieci anni fa.

⁶ Vedi sezione 6.3.

7. I mercati finanziari delle quote di emissione

Il mercato europeo delle quote di emissione è passato da semplice meccanismo amministrativo destinato al rispetto degli obblighi ambientali a un mercato caratterizzato da elevata liquidità, strumenti derivati sofisticati, ampia partecipazione di operatori finanziari e infrastrutture di negoziazione comparabili a quelle delle principali commodity energetiche. Comprendere questa infrastruttura è un prerequisito indispensabile per l'analisi, ancora più specialistica, del Capitolo 8, dedicato alle European Union Allowances (EUA) come asset class.

7.1. Dall'amministrazione alla finanza: l'infrastruttura dell'EU ETS

L'elemento centrale dell'EU ETS è la **European Union Allowance (EUA)**: il diritto di emettere una tonnellata di anidride carbonica equivalente (tCO₂e). Dal punto di vista economico la EUA presenta caratteristiche peculiari: non è né una materia prima fisica, né un titolo azionario, né un'obbligazione, né una valuta, ma un **permesso di emissione trasferibile**, creato dalla normativa europea e negoziabile sul mercato. Il suo valore economico deriva esclusivamente dalla scarsità introdotta dal legislatore attraverso il cap annuale delle emissioni, e nasce dall'interazione tra regolamentazione europea, domanda di compliance delle imprese, aspettative degli operatori e fondamentali dei mercati energetici — una natura ibrida che sarà analizzata in dettaglio nel Capitolo 8.

Il funzionamento del mercato coinvolge diverse istituzioni: la **Commissione Europea** definisce il quadro normativo generale (determinazione del cap, gestione del Market Stability Reserve, coordinamento con gli Stati membri); gli **Stati membri** mantengono competenze operative quali l'autorizzazione degli impianti e la verifica delle emissioni; le **autorità nazionali competenti** assicurano il corretto funzionamento operativo del sistema nel rispettivo territorio.

7.2. Il ciclo di vita di una EUA e l'Union Registry

Ogni quota di emissione segue un preciso ciclo di vita. La Commissione Europea determina annualmente il numero complessivo di quote disponibili (**emissione**); le quote vengono distribuite mediante aste pubbliche, allocazioni gratuite o fondi europei dedicati all'innovazione e alla modernizzazione (**assegnazione**); una volta assegnate, possono essere liberamente trasferite tra i partecipanti, sia sui mercati regolamentati sia tramite contratti bilaterali OTC (**negoziazione**); vengono custodite nell'**Union Registry**, il registro elettronico ufficiale dell'Unione Europea, che svolge un ruolo analogo a quello di un sistema di deposito centralizzato di strumenti finanziari; entro il termine annuale previsto, ogni impresa soggetta all'EU ETS deve restituire (*surrender*) un numero di quote pari alle proprie emissioni verificate (**compliance**); infine le quote utilizzate vengono definitivamente **cancellate** dal sistema. L'esistenza dell'Union Registry elimina il rischio di doppia contabilizzazione delle quote e costituisce uno degli elementi essenziali dell'integrità ambientale del mercato.

7.3. Mercato primario, mercato secondario e piattaforme di negoziazione

Le EUA entrano nel mercato attraverso il **mercato primario**: le aste, oggi il principale meccanismo di allocazione, organizzate dalla **European Energy Exchange (EEX)** per conto degli Stati membri e della Commissione; le allocazioni gratuite, riservate ai settori più esposti alla concorrenza internazionale e destinate a ridursi progressivamente in parallelo con l'entrata in vigore del CBAM; e i fondi europei (*Innovation Fund, Modernisation Fund*), le cui quote vengono monetizzate attraverso aste dedicate.

Dopo l'assegnazione iniziale le EUA vengono liberamente negoziate sul **mercato secondario**, quantitativamente la componente più rilevante dell'intero sistema, attraverso mercati regolamentati, sistemi multilaterali di negoziazione e contratti OTC. Il principale mercato secondario è rappresentato da **ICE Futures Europe**, che ospita

la quasi totalità della negoziazione dei contratti derivati sulle EUA e ne fa il benchmark internazionale del prezzo della CO₂; l'EEX, oltre al ruolo nelle aste primarie, offre anche negoziazione a pronti. La presenza di un mercato secondario efficiente consente agli operatori di coprire il rischio di prezzo, ottimizzare la gestione della compliance e favorire una formazione efficiente dei prezzi.

7.4. Gli strumenti derivati: futures, opzioni, calendar spread, OTC ed Exchange Traded Products

I **futures** sulle EUA, negoziati principalmente su ICE Futures Europe, sono contratti standardizzati, compensati tramite una controparte centrale (CCP), disponibili con scadenze mensili, trimestrali e annuali. I **December Futures**, con scadenza a dicembre, rappresentano il principale punto di riferimento del mercato e sono ampiamente utilizzati da utilities, imprese industriali, banche e investitori istituzionali; la curva delle scadenze (*forward curve*) fornisce inoltre importanti indicazioni sulle aspettative del mercato riguardo all'evoluzione futura del prezzo della CO₂.

Accanto ai futures si è sviluppato un mercato di **opzioni**, che attribuiscono al compratore il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare (*call*) o vendere (*put*) futures sulle EUA a un prezzo prefissato entro una determinata scadenza; le put risultano particolarmente utili come strumento di copertura contro una diminuzione del prezzo delle quote. Uno strumento molto utilizzato dagli operatori professionali è il **calendar spread**: l'acquisto di un contratto futures con una determinata scadenza e la vendita contestuale di un contratto con diversa scadenza, che consente di negoziare direttamente la variazione della struttura temporale dei prezzi (utile per arbitraggio e ottimizzazione della copertura).

Accanto ai mercati regolamentati esiste un importante segmento **Over-The-Counter (OTC)**, in cui le condizioni contrattuali (forward, swap, opzioni personalizzate, prestito di quote) vengono negoziate direttamente tra le parti, offrendo maggiore flessibilità ma richiedendo una gestione più articolata del rischio di controparte; una parte crescente di queste operazioni è oggi soggetta agli obblighi di compensazione e segnalazione previsti dal regolamento europeo EMIR. Con la crescita della liquidità del mercato sono comparsi anche strumenti tipici della finanza tradizionale, quali operazioni di **repo** e **securities lending** sulle quote, e prodotti quotati — **Exchange Traded Commodities (ETC)**, **Exchange Traded Notes (ETN)** e più in generale **Exchange Traded Products (ETP)** — che replicano l'andamento dei futures sulle EUA o di specifici indici, consentendo agli investitori di assumere esposizione al prezzo della CO₂ senza detenere direttamente quote nell'Union Registry. Il numero di ETF UCITS puri sulle EUA resta invece limitato, per ragioni prevalentemente regolamentari legate alla difficoltà di assimilare le EUA ai tradizionali sottostanti ammessi per questa tipologia di fondi.

7.5. Gli operatori del mercato

L'EU ETS è oggi uno dei pochi mercati nei quali convivono operatori con obiettivi profondamente differenti, un fattore che contribuisce in modo determinante alla liquidità e all'efficienza del sistema.

Categoria di operatore	Ruolo principale nel mercato
Utilities	Acquisto di EUA proporzionale alla CO ₂ generata; principali utilizzatori dei futures per la copertura del costo futuro
Imprese industriali (acciaio, cemento, chimica, raffinazione)	Domanda di EUA collegata alla produzione industriale europea
Aviazione e trasporto marittimo	Compliance per le emissioni dei voli intraeuropei e, dal 2024, dello shipping

Categoria di operatore	Ruolo principale nel mercato
Banche	Intermediazione, market making, strutturazione di derivati, finanziamento, clearing
Commodity trading house	Arbitraggio tra EUA e altre commodity energetiche (gas, elettricità, carbone)
Hedge fund e asset manager	Investimento direzionale, relative value, spread trading, strategie macro
Market maker	Quotazione continua di prezzi denaro/lettera; riduzione degli spread e price discovery

Tabella 6. Principali operatori dell'ETS europeo.

7.6. La formazione del prezzo e il ciclo di compliance

Il prezzo delle EUA deriva dall'interazione tra fattori strutturali dal lato dell'offerta — il livello del cap, la sua riduzione annuale, il calendario delle aste, le allocazioni gratuite residue e l'intervento del **Market Stability Reserve (MSR)** — e fattori dal lato della domanda, in primo luogo la produzione industriale, la domanda di energia elettrica, le condizioni meteorologiche e i prezzi relativi di gas naturale e carbone. Il MSR, già introdotto nel Capitolo 3, agisce come meccanismo anticiclico: quando il numero di quote in circolazione supera determinate soglie ne ritira temporaneamente una parte dal mercato; viceversa, in caso di scarsità, ne reimmette una parte, contribuendo in modo determinante alla stabilizzazione del mercato e alla credibilità del prezzo.

Le analisi empiriche svolte dalla Commissione Europea e dall'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (ESMA) indicano che, pur essendo aumentata la partecipazione degli investitori finanziari, il prezzo delle EUA continua a essere spiegato prevalentemente dai fondamentali del mercato — il livello del cap, la domanda di quote e il costo marginale di abbattimento — piuttosto che da dinamiche puramente speculative. La presenza di operatori finanziari accanto a quelli industriali contribuisce infatti ad aumentare liquidità, efficienza dei prezzi e possibilità di copertura del rischio, pur potendo amplificare la volatilità di breve periodo in presenza di variazioni improvvise delle aspettative macroeconomiche o regolamentari.

7.7. Le EUA sono una commodity?

Una delle domande più frequenti riguarda la classificazione economica delle European Union Allowances. Dal punto di vista operativo, le EUA sono negoziate su mercati organizzati analogamente alle commodity energetiche e dispongono di un mercato spot, di futures e di opzioni; a differenza di petrolio, gas naturale o metalli, tuttavia, non rappresentano un bene fisico destinato al consumo o alla trasformazione industriale, e il loro valore dipende in larga misura da variabili regolamentari e dall'evoluzione delle politiche climatiche. Per queste ragioni la letteratura economica più recente tende a considerarle una **asset class regolamentata**, con caratteristiche ibride che le collocano a metà strada tra i mercati delle commodity e quelli degli strumenti finanziari — un tema che il Capitolo 8 svilupperà sistematicamente.

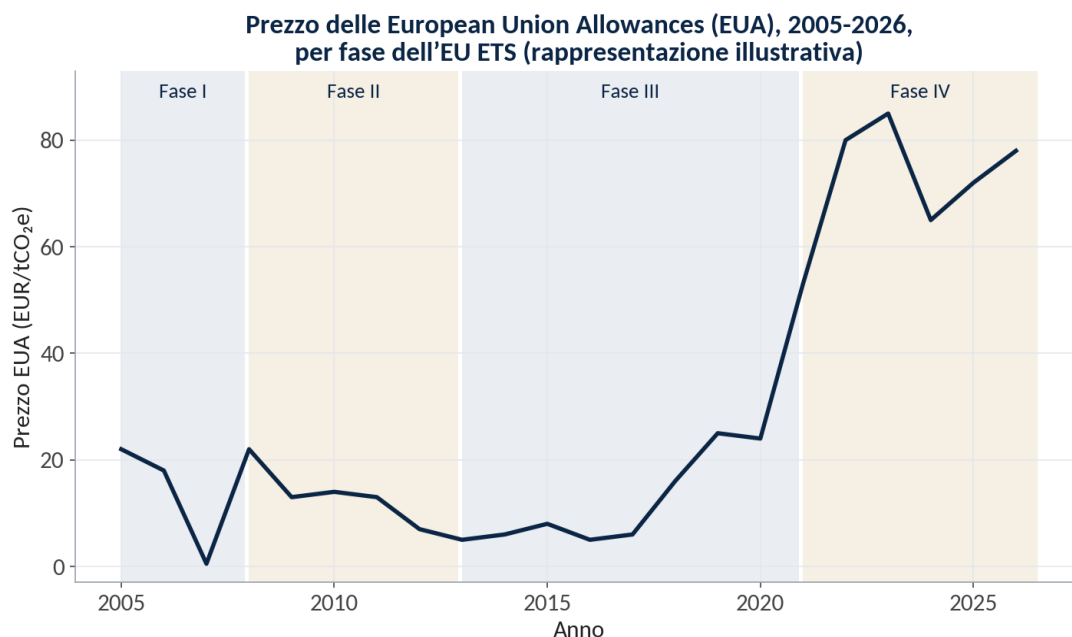
Lo sviluppo degli strumenti finanziari sulle EUA ha trasformato il mercato europeo del carbonio in un ecosistema sofisticato, nel quale coesistono esigenze di conformità normativa, gestione del rischio e investimento finanziario. Il valore delle EUA continua tuttavia a dipendere in misura determinante dai fondamentali economici e regolamentari dell'EU ETS: per comprendere pienamente il comportamento dei prezzi è necessario analizzare in modo sistematico questi driver fondamentali, i modelli quantitativi utilizzati dagli operatori professionali e le strategie di investimento adottate da imprese e investitori istituzionali — l'oggetto specifico del capitolo che segue.

8. Le European Union Allowances come asset class

Il messaggio di fondo di quel capitolo è il seguente: il prezzo dei permessi di emissione non è arbitrario, ma riflette in modo preciso il costo marginale di abbattimento o la probabilità di carenza di permessi a scadenza; l'analisi empirica e quantitativa che lo circonda, tuttavia, richiede un approfondimento, perché nell'ultimo decennio le European Union Allowances (EUA) sono diventate una delle innovazioni più significative sviluppate dai mercati ambientali e finanziari: nate nel 2005 come strumento amministrativo di conformità, sono oggi negoziate da imprese industriali, utilities, banche, commodity trader, hedge fund e investitori istituzionali, e rappresentano per molti operatori una **nuova asset class** a pieno titolo.

8.1. L'evoluzione storica delle EUA (2005-2026)

L'evoluzione del mercato può essere suddivisa in quattro fasi, che rispecchiano quelle già descritte per l'EU ETS nel Capitolo 3. Nella **prima fase (2005-2007)**, pilota, le quote erano prevalentemente gratuite e il mercato ancora poco liquido: l'assenza di esperienza operativa e la sovrastima delle emissioni determinarono un forte eccesso di offerta che portò il prezzo delle EUA a ridursi fino a valori prossimi allo zero alla fine del periodo, poiché i permessi di quella fase non erano bancabili verso la fase successiva⁷. Nella **seconda fase (2008-2012)**, coincisa con il primo periodo di Kyoto, la crisi finanziaria globale ridusse drasticamente la produzione industriale europea, generando un nuovo surplus. La **terza fase (2013-2020)** rappresenta il vero punto di svolta, con l'asta come principale meccanismo di allocazione, il registro unico europeo, l'armonizzazione delle regole e l'introduzione del Market Stability Reserve: il prezzo delle EUA iniziò a riflettere in misura crescente la scarsità regolamentare introdotta dalla Commissione. La **quarta fase (2021-2026)**, in corso, ha visto l'accelerazione della riduzione del cap, il rafforzamento del MSR, l'inclusione del trasporto marittimo, l'introduzione dell'ETS2 e la graduale sostituzione delle allocazioni gratuite con il CBAM, consolidando definitivamente il ruolo delle EUA come asset finanziario di rilevanza sistemica.



⁷ Ovvero non si potevano dare a prendere a prestito.

Figura 11. Evoluzione del prezzo delle European Union Allowances (EUA), 2005-2026, per fase dell'EU ETS (rappresentazione illustrativa). Il crollo della Fase I, il surplus post-crisi finanziaria della Fase II, la stabilizzazione della Fase III grazie al Market Stability Reserve e la forte crescita strutturale della Fase IV sono i quattro tratti distintivi della serie storica.

Ogni anno vengono oggi negoziati miliardi di tonnellate di CO₂ equivalenti attraverso aste primarie, mercato spot, futures, opzioni e contratti OTC; il valore nozionale delle negoziazioni supera ampiamente quello dei mercati fisici delle quote, e la maggior parte dell'attività di trading si concentra sui contratti futures negoziati presso ICE Futures Europe, il benchmark internazionale del prezzo delle EUA.

8.2. Perché le EUA non sono né una commodity né uno strumento finanziario tradizionale

A prima vista le quote di emissione potrebbero essere assimilate alle commodity energetiche: entrambe vengono negoziate su mercati organizzati, dispongono di futures e opzioni e sono influenzate da domanda e offerta. Esistono tuttavia profonde differenze. Una commodity tradizionale possiede una consistenza fisica, può essere prodotta, immagazzinata, consumata o trasformata; le EUA, al contrario, sono beni immateriali che esistono esclusivamente all'interno dell'Union Registry, non possono essere "prodotte" dagli operatori di mercato e derivano interamente da una decisione regolamentare — la **scarsità regolamentare**: non dipende dalla geologia, dall'agricoltura o dall'attività mineraria, bensì dalle decisioni della Commissione Europea riguardo al livello del cap.

Le EUA non sono neppure assimilabili alle attività finanziarie classiche: non rappresentano una quota di capitale, un diritto di credito o una valuta, e non generano dividendi, cedole, interessi o flussi di cassa. Il loro valore economico deriva esclusivamente dalla possibilità di essere utilizzate per adempiere agli obblighi di emissione oppure di essere rivendute sul mercato. Un'ulteriore peculiarità riguarda il lato della domanda: mentre per la maggior parte delle commodity la domanda dipende esclusivamente da esigenze produttive o di consumo, per le EUA una componente significativa della domanda deriva direttamente dagli obblighi di conformità previsti dalla legge — la **domanda obbligatoria** — alla quale si affiancano domanda di copertura, domanda di investimento, arbitraggio e market making. La tabella seguente confronta sinteticamente le EUA con le principali asset class.

Caratteristica	Azioni	Obbligazioni	Commodity	EUA
Generano flussi di cassa	Sì	Sì	No	No
Bene fisico	No	No	Sì	No
Offerta regolamentata dal legislatore	No	No	No	Sì
Domanda in parte obbligatoria	No	No	No	Sì
Mercato di futures e opzioni	Sì	Sì	Sì	Sì
Driver principale	Utili aziendali	Tassi di interesse	Domanda/offerta fisica	Cap, energia, regolazione

Tabella 7. Confronto tra EUA e le altre principali asset class.

La loro unicità risiede nella combinazione simultanea di tre elementi: scarsità regolamentare, domanda di compliance obbligatoria e negoziabilità sui mercati finanziari. Nessun'altra asset class presenta contemporaneamente queste tre caratteristiche, il che rende le EUA — secondo la definizione ormai prevalente nella letteratura — una **asset class regolamentata** a sé stante.

8.3. I driver fondamentali del prezzo: Cap, LRF, MSR e TNAC

Come ogni attività negoziata sui mercati finanziari, il prezzo delle EUA è il risultato dell'interazione tra domanda e offerta, ma con caratteristiche profondamente diverse da quelle dei mercati tradizionali: l'offerta non è determinata dalla capacità produttiva degli operatori, bensì dalla regolamentazione europea. Il **Cap** rappresenta il fattore fondamentale dell'intero sistema: definisce il numero massimo di quote disponibili in un dato anno, e svolge un ruolo economico analogo alla quantità di moneta in un sistema monetario o alle riserve disponibili nel mercato di una commodity — maggiore è la riduzione del Cap, minore sarà il numero di EUA disponibili e, a parità di domanda, maggiore la pressione rialzista sui prezzi. Il **Linear Reduction Factor (LRF)** stabilisce la velocità con cui il Cap viene ridotto nel tempo: con la revisione dell'EU ETS approvata nell'ambito del pacchetto Fit for 55, il tasso di riduzione annuale è stato significativamente aumentato rispetto alle fasi precedenti (si veda la Figura 1 presentato nel Capitolo 3), implicando minore disponibilità futura di quote e un rafforzamento del segnale di prezzo.

Un indicatore osservato costantemente dagli operatori è il **Total Number of Allowances in Circulation (TNAC)**, che misura il numero complessivo di quote disponibili nel sistema non ancora utilizzate per la compliance, e rappresenta il principale indicatore del surplus strutturale del mercato: un TNAC elevato esercita pressione ribassista sui prezzi, un TNAC contenuto sostiene le quotazioni. Le decisioni del **Market Stability Reserve** dipendono direttamente dall'evoluzione di questo indicatore, che costituisce per questo motivo una delle variabili più importanti nei modelli previsionali del prezzo delle EUA. Accanto a questi fattori strutturali, la domanda dipende dalla produzione industriale europea (acciaio, cemento, raffinazione, chimica) e, storicamente in misura preponderante, dal settore della generazione elettrica.

8.4. La relazione con i mercati energetici

Il prezzo delle EUA presenta una forte correlazione con i mercati energetici, in particolare con il prezzo del **gas naturale** (mercato TTF): quando il gas diventa particolarmente costoso, numerosi operatori elettrici sostituiscono parte della produzione da gas con impianti a carbone; poiché il carbone presenta un'intensità emissiva significativamente superiore, aumenta il consumo di quote — un fenomeno noto come **fuel switching**, determinante il "prezzo di switch" teorico. Anche il prezzo del **carbone** influenza indirettamente il mercato: una sua riduzione rende più conveniente la produzione elettrica da centrali tradizionali, aumentando la domanda di quote. Tra gli indicatori più utilizzati dagli operatori professionali figurano il **Clean Spark Spread** e il **Clean Dark Spread**, che misurano la redditività teorica della produzione elettrica rispettivamente da centrali a gas e a carbone, incorporando il costo delle EUA: la loro differenza fornisce importanti indicazioni sulla convenienza economica del fuel switching.

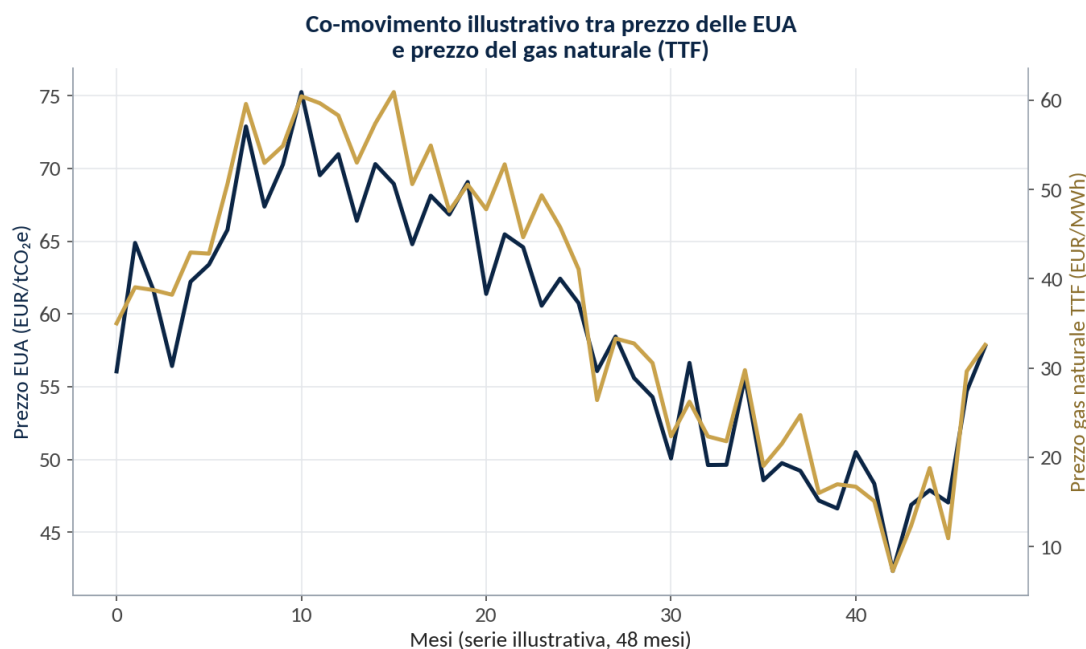


Figura 12. Co-movimento illustrativo tra prezzo delle EUA e prezzo del gas naturale (TTF): il canale del fuel switching rende il mercato del carbonio strettamente interdipendente con i mercati energetici.

Anche le condizioni meteorologiche (temperatura, vento, irraggiamento, disponibilità idroelettrica) e alcune variabili macroeconomiche (crescita del PIL europeo, produzione industriale, fiducia delle imprese) mantengono un ruolo rilevante, sebbene generalmente indiretto; eventi geopolitici — come la crisi energetica europea del 2021-2023 — possono infine incidere in modo significativo e rapido sul prezzo delle EUA. L'insieme di questi fattori può essere sintetizzato in uno schema concettuale che esprime il prezzo delle EUA come funzione di sei gruppi di variabili: quelle **regolamentari** (Cap, LRF, MSR, CBAM, ETS2), la **disponibilità di quote** (TNAC, aste, allocazioni gratuite), la **domanda di compliance e attività industriale**, i **mercati energetici** (gas, carbone, elettricità, rinnovabili), le **variabili macroeconomiche** e i **fattori geopolitici e le aspettative**. Nessuno di questi fattori è, singolarmente, sufficiente a spiegare l'intera dinamica del mercato: nei principali desk di trading di utilities, banche e commodity house il prezzo delle EUA viene infatti monitorato in tempo reale insieme alla curva forward del gas TTF, a quella del carbone API2, ai prezzi dell'energia elettrica, ai livelli di produzione eolica e fotovoltaica e al calendario delle aste EEX.

8.5. Dall'analisi fondamentale ai modelli quantitativi

La letteratura teorica sull'equilibrio dei prezzi dei permessi, già presentata nell'edizione originale, resta il punto di riferimento concettuale per comprendere perché il prezzo delle EUA non sia arbitrario: Montgomery (1972) dimostrò per primo che un sistema di permessi negoziabili conduce a un'allocazione efficiente, con il prezzo di equilibrio pari al costo marginale di abbattimento di ciascuna impresa; Seifert, Uhrig-Homburg e Wagner (2008) e, in forma più generale, Carmona, Fehr e Hinz (2009) mostrarono che, introducendo esplicitamente l'incertezza sulle emissioni future, il prezzo del permesso riflette la probabilità che le emissioni cumulate superino il tetto assegnato entro la scadenza, moltiplicata per la penalità unitaria; Chesney e Taschini (2012) estesero infine il quadro all'asimmetria informativa tra imprese concorrenti.

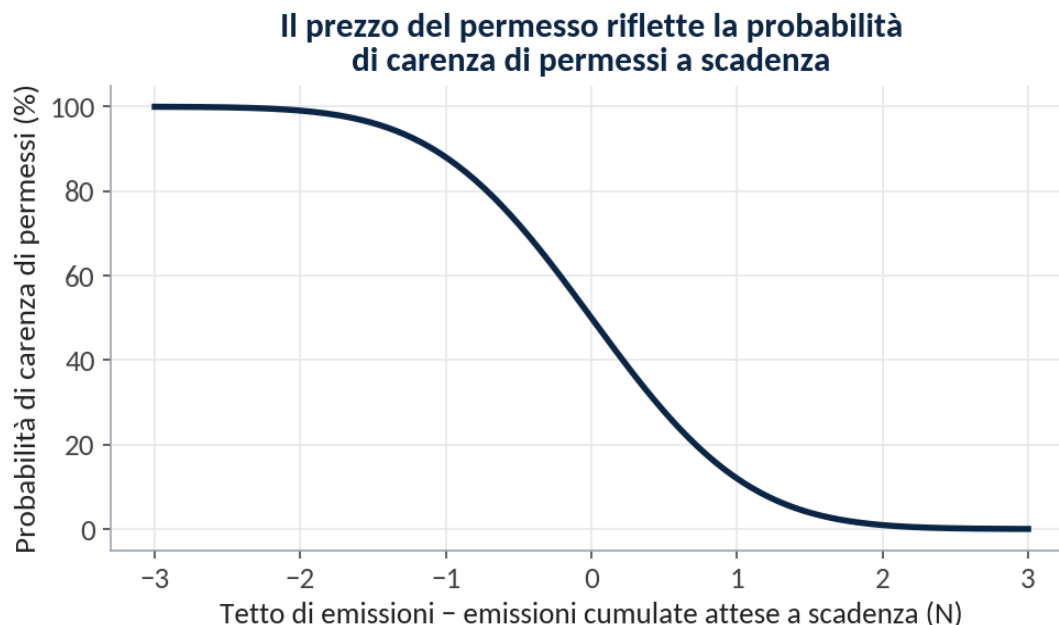


Figura 13. Risultato centrale della letteratura di equilibrio (Seifert et al. 2008; Carmona et al. 2009): il prezzo del permesso è approssimativamente pari alla penalità moltiplicata per la probabilità che le emissioni cumulate superino il tetto di emissioni entro la scadenza.

Questo risultato teorico convive oggi con un impianto di modelli quantitativi molto più ampio, sviluppato da utilities, banche e investitori istituzionali per costruire scenari probabilistici piuttosto che previsioni puntuali. Le **regressioni multivariate** collegano il prezzo delle EUA a variabili quali il prezzo del gas TTF, del carbone, dell'elettricità, il TNAC e la produzione industriale, fornendo una prima stima delle sensibilità del mercato ai singoli fattori (elasticità); poiché le relazioni tra EUA, gas, carbone ed elettricità sono fortemente dinamiche, si utilizzano inoltre modelli **VAR (Vector Autoregression)**, in cui tutte le variabili sono trattate come simultaneamente endogene, e tecniche di **cointegrazione** (test di Engle-Granger, procedura di Johansen, modelli VECM) per distinguere relazioni di lungo periodo da deviazioni temporanee.

Numerosi studi mostrano che i rendimenti delle EUA presentano distribuzioni non gaussiane, code pesanti e volatilità variabile nel tempo (*volatility clustering*), caratteristiche che rendono spesso inadeguati i modelli lineari più semplici e giustificano l'uso di modelli della famiglia **ARCH/GARCH** per stimare la volatilità condizionata, calcolare il Value at Risk e determinare i margini di copertura. Negli ultimi anni si sono inoltre diffusi algoritmi di **Machine Learning** (Random Forest, Gradient Boosting, XGBoost) e, nei contesti con maggiore disponibilità di dati, reti neurali profonde (LSTM, architetture Transformer applicate alle serie temporali), particolarmente efficaci quando le relazioni tra le variabili risultano fortemente non lineari. Le grandi utilities non elaborano tipicamente un'unica previsione, ma costruiscono scenari alternativi (base, rialzista, ribassista) e sottopongono le proprie posizioni a stress test, in coerenza con un approccio probabilistico piuttosto che deterministico alla gestione del rischio.

8.6. Strategie di investimento e gestione del rischio

Le strategie adottate dagli operatori possono essere ricondotte a quattro categorie principali: **investimento direzionale** (posizione lunga o corta in funzione delle aspettative sul prezzo futuro della CO₂); **hedging** (uso di futures e opzioni per stabilizzare il costo della compliance, tipico delle utilities e delle imprese industriali); **relative value**, basata sulle relazioni tra EUA, gas naturale, carbone ed energia elettrica, tra cui rientrano le operazioni

fondate su Clean Spark Spread e Clean Dark Spread; e **trading quantitativo**, che incorpora sistematicamente prezzi dell'energia, previsioni meteorologiche, dati macroeconomici e curve dei futures.

Dal punto di vista della costruzione del portafoglio, le EUA offrono diversificazione (le loro dinamiche sono guidate da fattori differenti rispetto a quelli di azioni, obbligazioni, immobili o valute), un'esposizione diretta alla politica climatica europea e alla transizione energetica, e — attraverso la progressiva riduzione del cap — un potenziale di crescita strutturale nel lungo periodo. L'investimento comporta tuttavia specifici fattori di rischio: il **rischio regolamentare** (il più rilevante: modifiche del Cap, del LRF o del funzionamento del MSR possono incidere significativamente sul prezzo), il **rischio energetico**, il **rischio macroeconomico**, il **rischio di liquidità** su alcuni strumenti meno negoziati, il **rischio politico** legato all'evoluzione del contesto geopolitico, e un **rischio di volatilità** storicamente superiore a quello di molte asset class tradizionali, che richiede un'attenta gestione della leva finanziaria. In tutti i casi la gestione del rischio riveste un ruolo centrale, attraverso limiti di esposizione, analisi di scenario, Value at Risk, stress test e controllo della liquidità.

8.7. Prospettive al 2030, 2040 e 2050

Entro il **2030** il mercato europeo del carbonio sarà interessato da un'ulteriore riduzione del cap, dalla piena implementazione del pacchetto Fit for 55, dalla progressiva eliminazione delle allocazioni gratuite nei settori interessati dal CBAM, dal consolidamento dell'inclusione del trasporto marittimo e dall'avvio operativo dell'ETS2 per edifici e trasporto stradale. Guardando al **2040**, sono attesi una maggiore integrazione tra i diversi sistemi ETS europei, un possibile ampliamento ad altri settori economici, un ulteriore sviluppo dei mercati derivati e una crescita della sofisticazione dei modelli quantitativi, mentre l'aumento della produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione dell'economia potrebbero modificare progressivamente la struttura della domanda di quote.

L'obiettivo europeo della neutralità climatica entro il **2050** pone interrogativi di fondo sul futuro stesso delle EUA, per i quali la letteratura individua tre scenari alternativi: un primo scenario in cui le EUA restano il principale meccanismo di allocazione del costo della CO₂; un secondo, di mercato ridimensionato, in cui la drastica riduzione delle emissioni riduce il volume complessivo delle quote negoziate; un terzo, di progressiva integrazione dell'EU ETS con altri sistemi di carbon pricing verso un mercato più globale del carbonio, per il quale — come discusso nel Capitolo 3 — l'Articolo 6 dell'Accordo di Parigi fornisce un primo quadro di riferimento. Quale di questi scenari prevarrà dipenderà dalle decisioni politiche, dallo sviluppo tecnologico e dall'efficacia delle strategie di decarbonizzazione europee e globali.

Dopo oltre vent'anni di funzionamento, l'esperienza dell'EU ETS dimostra che il carbon pricing può modificare in modo duraturo i comportamenti economici, che la prevedibilità normativa è essenziale per favorire gli investimenti, che meccanismi automatici come il Market Stability Reserve contribuiscono a ridurre gli squilibri strutturali, e che l'integrazione tra politica climatica, politica industriale e mercati finanziari rappresenta uno dei principali elementi di successo del sistema europeo — che resta, a tutt'oggi, il riferimento internazionale per la progettazione di nuovi sistemi di scambio delle emissioni.

8.8. Approfondimento: dal Clean Dark/Spark Spread al prezzo di switch

Questa sezione è adatta a coloro che vogliano approfondire la tematica delle determinanti della domanda ed offerta di EUA. È volutamente di profilo più tecnico e riprende, sotto forma di sintesi unitaria, un gruppo di concetti strettamente collegati tra loro per spiegare (in parte) dinamica di breve periodo del prezzo dei permessi EU ETS: il Clean Dark Spread e il Clean Spark Spread, i due indici di prezzo dei combustibili (API#2 per il carbone e TTF per il gas), il prezzo di switch teorico (vedi Equazione 1), e il ruolo strutturale del TNAC nello spiegare lo scarto tra questo prezzo teorico e il prezzo effettivamente osservato sul mercato.

8.8.1. Dal margine di profitto delle due tecnologie al prezzo di indifferenza

Il Clean Dark Spread e il Clean Spark Spread misurano il margine di profitto, rispettivamente, di una centrale a carbone e di una a gas: il prezzo di vendita dell'elettricità meno il costo del combustibile necessario a produrla, al netto anche del costo dei permessi di emissione richiesti per coprire la CO₂ rilasciata. Il gestore di un parco di generazione, in ogni istante, preferisce far funzionare la tecnologia con lo spread più alto.

Box di Approfondimento: Dark Spread e Spark Spread

Questi due concetti sono strettamente legati al meccanismo di **fuel switching**: sono in pratica lo strumento con cui si misura, concretamente, la convenienza a passare dal carbone al gas (o viceversa) in una centrale elettrica.

Cos'è uno "spread" in questo contesto

Uno spread, in questo caso, è semplicemente il **margine di profitto** che un generatore elettrico ottiene vendendo l'elettricità prodotta, al netto del costo del combustibile usato per produrla. È la differenza tra ricavo (prezzo dell'elettricità) e costo variabile principale (il combustibile).

Dark Spread e Spark Spread: la differenza è solo il combustibile

- Il **Dark Spread** è il margine di una centrale a **carbone**: prezzo dell'elettricità meno il costo del carbone necessario a produrla (tenendo conto dell'efficienza di conversione dell'impianto — quanta energia elettrica si ottiene per unità di carbone bruciato).
- Lo **Spark Spread** è il margine equivalente per una centrale a **gas naturale**: prezzo dell'elettricità meno il costo del gas necessario, sempre corretto per l'efficienza dell'impianto.

Il nome viene proprio dal tipo di combustione: "dark" per il carbone (fonte "scura", tradizionale), "spark" per il gas (la scintilla che accende la turbina).

Perché "clean"

L'aggettivo **clean** (pulito) indica che allo spread viene sottratto anche il **costo dei permessi di emissione** necessari a coprire la CO₂ rilasciata da quella produzione. Quindi:

- **Clean Dark Spread** = prezzo dell'elettricità – costo del carbone – costo dei permessi di emissione (per le maggiori emissioni del carbone)
- **Clean Spark Spread** = prezzo dell'elettricità – costo del gas – costo dei permessi di emissione (per le emissioni, minori, del gas)

Il punto cruciale è che il carbone emette più CO₂ per unità di energia prodotta rispetto al gas, quindi il costo dei permessi pesa molto di più sul dark spread che sullo spark spread. Ecco perché serve la versione "clean": senza tener conto del costo dei permessi, un confronto tra le due fonti sarebbe incompleto e fuorviante in un sistema come l'EU ETS, dove ogni tonnellata di CO₂ emessa ha un costo esplicito.

Il collegamento con il "prezzo di switch"

Questo è esattamente il meccanismo che sta dietro al concetto di **prezzo di switch**: il gestore di un parco di generazione confronta il clean dark spread con il clean spark spread, e sceglie di far funzionare la fonte che offre il margine più alto in quel momento.

Il prezzo di switch è, in sostanza, il **prezzo del permesso di emissione al quale i due clean spread si eguagliano** — il punto di indifferenza tra le due fonti. Sopra quel prezzo, il costo aggiuntivo dei permessi penalizza il carbone abbastanza da rendere il gas più conveniente (clean spark spread > clean dark spread),

e la produzione si sposta verso il gas, riducendo le emissioni aggregate del sistema elettrico. Sotto quel prezzo, il carbone resta la scelta più economica anche al netto dei permessi.

È per questo che il prezzo di switch, calcolato a partire da questi due spread, viene usato come una **proxy del costo marginale di abbattimento nel breve-medio periodo**: rappresenta, concretamente, quanto deve costare emettere una tonnellata di CO₂ prima che diventi economicamente conveniente per il sistema elettrico ridurre le proprie emissioni spostandosi verso una fonte più pulita — lo stesso concetto di costo marginale di abbattimento che abbiamo visto nei grafici di Weitzman, mostrato qui però attraverso un meccanismo di mercato osservabile in tempo reale, invece che come curva teorica.

L'Equazione 1 — che segue — formalizza questa scelta calcolando direttamente il prezzo di CO₂ al quale i due spread si eguagliano — il cosiddetto prezzo di switch, indicato con E_t .

$$E_t = \frac{h_g \cdot G_t - h_c \cdot C_t}{e_c - e_g}$$

Equazione 1. — il prezzo di CO₂ (E_t) che rende indifferente produrre con gas o con carbone.

Ciascun simbolo della formula ha un significato preciso e osservabile sul mercato:

- E_t : il prezzo di switch teorico al tempo t , espresso in euro per tonnellata di CO₂: è il prezzo del permesso che rende indifferente, dal punto di vista del margine di profitto, produrre con carbone o con gas.
- G_t e C_t : i prezzi di mercato, al tempo t , rispettivamente del gas naturale e del carbone, quotati sui rispettivi indici benchmark (NBP per il gas e API#2 per il carbone).
- h_g e h_c : gli *heating rate* del gas e del carbone: la quantità di combustibile (in termini energetici) necessaria per produrre un'unità di energia elettrica. Dipendono dall'efficienza di conversione di ciascuna tecnologia — un impianto a gas a ciclo combinato moderno converte il combustibile in elettricità in modo più efficiente di una centrale a carbone tradizionale, e ha quindi un heating rate più basso.
- e_c e e_g : i fattori di emissione del carbone e del gas: le tonnellate di CO₂ rilasciate per unità di energia da ciascun combustibile. Il carbone ha un fattore di emissione più alto del gas, il che è precisamente la ragione per cui un prezzo del carbonio sufficientemente alto rende conveniente il passaggio dal carbone al gas.

Al numeratore, la differenza $h_g \cdot G_t - h_c \cdot C_t$ rappresenta lo scarto tra il costo del combustibile per MWh elettrico prodotto con gas e con carbone. Al denominatore, $e_c - e_g$ rappresenta il maggior numero di tonnellate di CO₂ emesse dal carbone rispetto al gas, sempre per MWh elettrico prodotto. Il rapporto tra i due termini è dunque il prezzo del permesso necessario, per tonnellata di CO₂ risparmiata, a colmare esattamente lo scarto di costo del combustibile — in altre parole, il prezzo di CO₂ che azzera la convenienza relativa tra le due tecnologie.

Box di Approfondimento: h_g, h_c, e_g, e_c

Dove si possono reperire questi parametri? Questi quattro parametri si trovano in fonti diverse a seconda che tu cerchi valori "standard" di settore o dati specifici di un impianto.

Fattori di emissione (e_c, e_g)

Sono i più standardizzati, perché derivano dalla composizione chimica del combustibile, non dall'impianto:

- **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories** (2006, aggiornate nel 2019) — la fonte primaria, con tabelle di default per ogni tipo di combustibile fossile (carbone, lignite, gas naturale, ecc.), espresse in tCO₂/TJ. Liberamente scaricabili da ipcc-nggip.iges.or.jp.
- **EU ETS Monitoring and Reporting Regulation (MRR)** — l'allegato VI del Regolamento (UE) 2018/2066 fornisce i fattori di emissione "di default" che gli impianti EU ETS sono autorizzati a usare per la rendicontazione, se non dispongono di analisi di laboratorio proprie. È probabilmente la fonte più pertinente se il tuo obiettivo è replicare esattamente la logica del prezzo di switch nel contesto EU ETS.
- **DEFRA/BEIS UK Government GHG Conversion Factors** — aggiornati annualmente, molto usati anche fuori dal Regno Unito per la loro chiarezza (gov.uk, cerca "greenhouse gas reporting conversion factors").
- **IEA (International Energy Agency)** — pubblica fattori di emissione medi per combustibile nei suoi report statistici (CO₂ Emissions from Fuel Combustion).

Valori tipici indicativi: gas naturale $\approx 0,20$ tCO₂/MWh termico; carbone (a seconda del tipo, bituminoso/lignite) $\approx 0,32$ - $0,40$ tCO₂/MWh termico.

Heating rate / efficienza di conversione (h_c , h_g)

Qui la variabilità è molto più alta, perché dipende dalla tecnologia specifica dell'impianto (un CCGT di ultima generazione è molto più efficiente di una vecchia centrale a carbone subcritica):

- **IEA — World Energy Outlook / Power Generation Efficiency database** — fornisce efficienze medie per tipo di impianto e area geografica.
- **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators)** — pubblica dati aggregati sul parco di generazione europeo, utili per stimare un'efficienza "media di sistema" piuttosto che di un singolo impianto.
- **EIA (U.S. Energy Information Administration)** — se ti interessa un riferimento USA, pubblica heat rate medi per tipo di impianto (eia.gov, "average heat rates").
- **Report tecnici dei singoli gestori/costruttori di turbine** (Siemens Energy, GE Vernova, ecc.) per l'efficienza di impianti specifici di ultima generazione, se ti serve un dato puntuale anziché una media di settore.
- **Analisti di mercato energetico** (Argus, Platts/S&P Global Commodity Insights, ICIS) spesso pubblicano insieme alle quotazioni di clean dark/spark spread anche le ipotesi di efficienza standard usate nel calcolo (tipicamente 35-40% per il carbone, 50-55% per un CCGT moderno), il che è comodo perché ti dà direttamente valori coerenti con gli spread quotati sul mercato.

Un consiglio pratico

Se il tuo obiettivo è solo verificare l'ordine di grandezza del prezzo di switch (non un calcolo regolatorio preciso legato a un impianto reale), i valori standard più citati in letteratura accademica e nei report di mercato sono approssimativamente:

- Efficienza carbone: 35-38% (quindi $h_c \approx 2,6$ - $2,9$)
- Efficienza gas CCGT: 50-55% (quindi $h_g \approx 1,8$ - $2,0$)
- $e_c \approx 0,34$ tCO₂/MWh termico (carbone)
- $e_g \approx 0,20$ tCO₂/MWh termico (gas)

Se invece ti serve un dato legato a un impianto o un anno specifico per un'analisi rigorosa, la combinazione MRR (per i fattori di emissione, se il contesto è europeo) + IEA o ENTSO-E (per l'efficienza media) è probabilmente la coppia di fonti più solida e verificabile.

8.8.2. I benchmark: API#2, e da NBP a TTF

Il calcolo della serie storica espressa dall'Equazione 1 può utilizzare come riferimento per il gas l'NBP (National Balancing Point), il punto di scambio britannico che rappresenta il mercato del gas tra i più liquidi in Europa o – ancora meglio – il TTF (Title Transfer Facility, il mercato virtuale olandese), oggi il benchmark più utilizzato per il gas continentale, e per il carbone l'indice API#2 dell'Argus/McCloskey's Coal Price Index, il benchmark standard per il carbone importato nell'Europa nord-occidentale (consegna CIF⁸ Amsterdam-Rotterdam-Anversa). Il nostro suggerimento è utilizzare il TTF per il gas e l'API#2 come riferimento per il carbone.

8.8.3. Perché il prezzo teorico e quello osservato non coincidono

Il prezzo di switch teorico E_t e il prezzo EUA effettivamente osservato sul mercato non coincidono mai perfettamente. Una prima ragione è tecnica: le centrali elettriche non sono tutte ugualmente efficienti, per cui ogni impianto ha un proprio punto di switch specifico, e il prezzo di mercato riflette una media eterogenea di queste soglie individuali. Una seconda ragione è stagionale: il prezzo del gas presenta una marcata stagionalità invernale, dovuta al maggior fabbisogno di riscaldamento, che dovrebbe essere rimosso statisticamente (procedura di destagionalizzazione STL) prima di confrontare le due serie.

8.8.4. Il ruolo del TNAC: la componente strutturale di medio-lungo periodo

Il prezzo di switch spiega principalmente la dinamica di breve periodo del prezzo dei permessi, legata ai costi correnti dei combustibili. Il TNAC (*Total Number of Allowances in Circulation*), l'indicatore annuale di surplus introdotto a proposito della Riserva di Stabilità del Mercato, aggiunge la componente strutturale di medio-lungo periodo: misura se il sistema nel suo complesso si trova in condizione di surplus o di scarsità di permessi. I due indicatori sono complementari: anche quando il prezzo di switch segnalerebbe che il passaggio al gas dovrebbe già essere conveniente, un TNAC molto elevato può mantenere il prezzo EUA sistematicamente al di sotto del prezzo di switch teorico per periodi prolungati — come storicamente osservato durante la Fase II del sistema, quando il surplus accumulato superò i due miliardi di permessi. La Commissione Europea lo pubblica ogni anno, entro il 1° giugno, sulla pagina dedicata alla Market Stability Reserve del sito Climate Action il valore del TNAC il quale determina automaticamente quanti permessi vengono sottratti dalle aste (se il TNAC supera 833 milioni, il 24% del surplus viene messo nella riserva) o rilasciati dalla riserva (se scende sotto 400 milioni). Questo è esattamente il meccanismo di aggiustamento automatico dell'offerta introdotto nella Fase III dell'EU ETS.

⁸ **Cost, Insurance and Freight** (Costo, Assicurazione e Nolo).

Dal prezzo dei combustibili al prezzo dei permessi: switch price, EUA osservato e ruolo del surplus strutturale (TNAC)

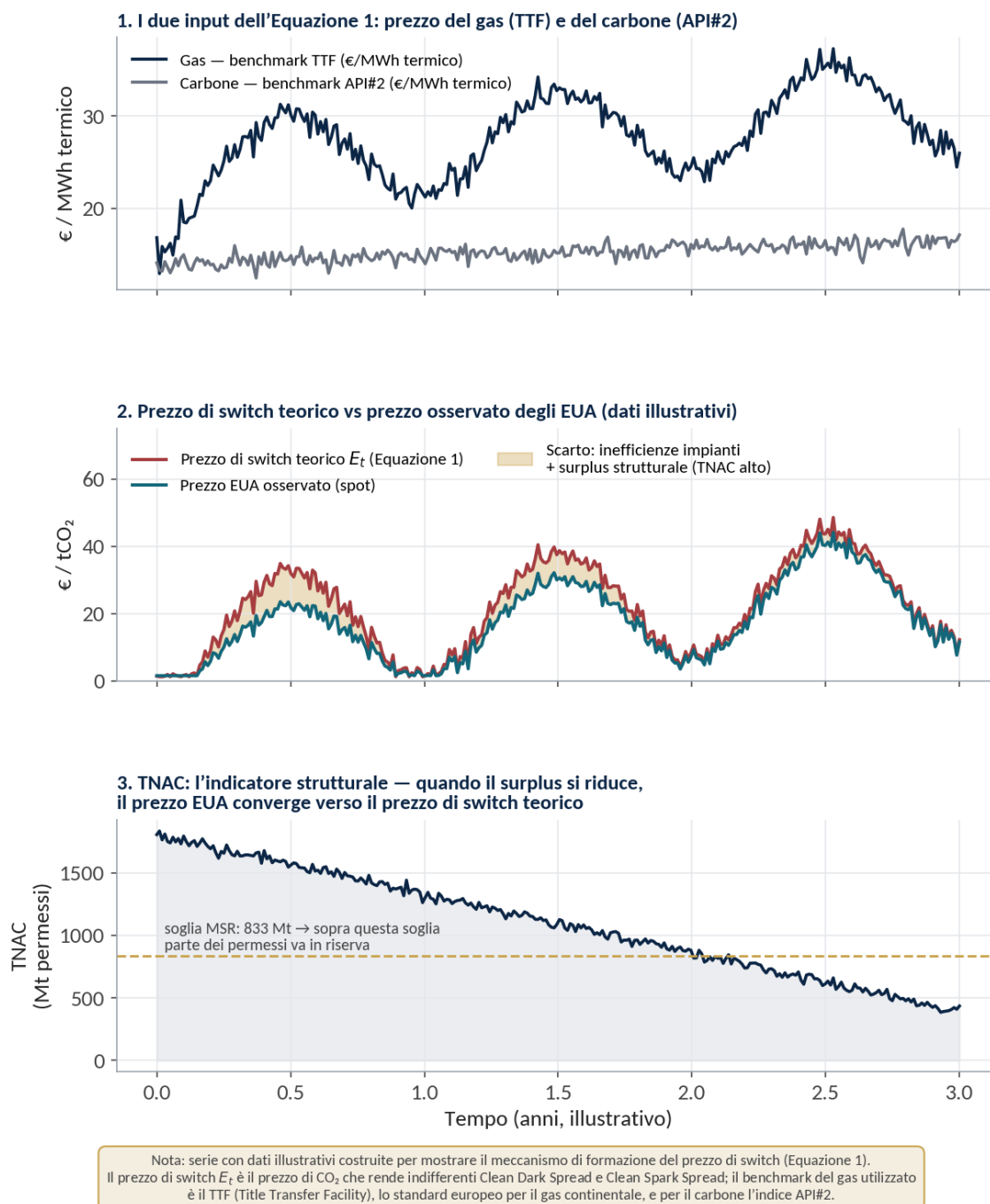


Figura 14. — Dall'alto: (1) i prezzi dei combustibili che alimentano l'Equazione 1 (TTF e API#2); (2) il prezzo di switch teorico E_t confrontato con il prezzo EUA osservato, con lo scarto evidenziato; (3) il TNAC, che spiega la persistenza di quello scarto nel tempo. Serie con dati illustrativi costruite per mostrare il meccanismo descritto in questo approfondimento: non sono dati reali.

Il filo che lega questi cinque elementi può essere riassunto in una sequenza logica: il Clean Dark Spread e il Clean Spark Spread definiscono il margine di profitto delle due tecnologie di generazione; l'Equazione 1 calcola il prezzo di CO₂ che li eguaglia, utilizzando come input i benchmark di mercato API#2 (carbone) e TTF (gas, in sostituzione dell'NBP); il confronto tra questo prezzo teorico e il prezzo EUA realmente osservato rivela uno scarto persistente; e il TNAC fornisce la chiave strutturale per spiegare l'entità e la durata di quello scarto nel tempo.

Considerazioni conclusive

Il percorso proposto procede per cerchi concentrici che si restringono progressivamente: dalla scienza del clima (cap. 2) alla governance internazionale e all'evoluzione dei mercati del carbonio (cap. 3), dagli strumenti generali di politica ambientale e dalla loro traduzione in politica industriale europea (cap. 4), alla relazione di lungo periodo tra crescita economica e vincoli ambientali (cap. 5), fino alla prospettiva della singola impresa regolata, che deve decidere come investire e negoziare sotto un regime di prezzo del carbonio (cap. 6), e infine all'infrastruttura e ai driver fondamentali del mercato finanziario delle European Union Allowances (capitoli 7 e 8). L'ultimo cerchio è quello dell'EUA come vera e propria asset class, con un proprio mercato di derivati, una propria base di investitori istituzionali e propri modelli quantitativi di valutazione.

Un filo teorico attraversa l'intero report: la nozione che le decisioni economiche in condizioni di incertezza e (parziale) irreversibilità — che si tratti della scelta di un policy-maker tra tassa e permesso, o della scelta di un'impresa tra investire in tecnologia pulita o acquistare permessi — vanno valutate tenendo conto esplicitamente del valore della flessibilità: la possibilità di attendere, di raccogliere nuova informazione, di cambiare rotta. È lo stesso principio che sta alla base sia del teorema di Weitzman sul confronto tra prezzo e quantità in condizioni di incertezza (cap. 4), sia dell'intero impianto delle opzioni reali applicato alle decisioni di investimento ambientale (cap. 6).

Un secondo filo, più empirico, riguarda il ruolo dei mercati: pur con i loro limiti (asimmetrie informative, rischio di manipolazione, necessità di un disegno istituzionale accurato), i sistemi di scambio dei permessi negoziabili restano lo strumento più efficiente osservato finora per raggiungere un dato obiettivo di riduzione delle emissioni al minor costo aggregato possibile. L'esperienza dell'Unione Europea tra il 1990 e il 2024 — PIL cresciuto di oltre il 70%, emissioni nette diminuite del 40% — costituisce oggi la prova empirica più solida a sostegno di questa tesi, pur dovendo sempre essere bilanciata con le esigenze di equità distributiva (da cui, ad esempio, il Social Climate Fund introdotto insieme all'ETS2) e con il riconoscimento che alcuni beni ambientali sfuggono, almeno in parte, a una piena valutazione monetaria.

Un terzo filo riguarda la progressiva **finanziarizzazione** del mercato del carbonio europeo. Le European Union Allowances, nate come permessi amministrativi di conformità, sono oggi un'attività negoziabile con un mercato spot, futures, opzioni, calendar spread, prodotti quotati e una base di investitori istituzionali sempre più ampia. Questa trasformazione non ha sostituito la funzione originaria delle EUA — internalizzare il costo sociale delle emissioni di CO₂ — ma l'ha affiancata a una seconda funzione, quella di componente autonoma dei portafogli di investimento, con proprie determinanti di rischio-rendimento. Il modo in cui queste due funzioni continueranno a convivere — conformità normativa da un lato, asset class finanziaria dall'altro — rappresenterà probabilmente uno dei temi più rilevanti della prossima evoluzione del mercato del carbonio europeo, e forse mondiale.

Glossario dei termini chiave

Absolute decoupling — Situazione in cui le emissioni di gas serra diminuiscono in termini assoluti anche in presenza di crescita del PIL, distinta dal decoupling relativo (in cui diminuisce solo l'intensità emissiva per unità di prodotto).

Accordo di Parigi — Trattato internazionale sul clima adottato alla COP21 (2015), basato su Nationally Determined Contributions (NDC) presentati autonomamente da ciascuno Stato, con l'obiettivo di contenere il riscaldamento ben al di sotto dei 2°C e proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5°C.

Addizionalità — Requisito secondo cui la riduzione di emissioni generata da un progetto (nel Clean Development Mechanism come nei mercati volontari) deve essere aggiuntiva rispetto a quanto sarebbe comunque accaduto in uno scenario di riferimento (business as usual).

Articolo 6 (Accordo di Parigi) — Disposizione dell'Accordo di Parigi che disciplina la cooperazione internazionale attraverso strumenti di mercato (Art. 6.2, trasferimenti bilaterali; Art. 6.4, nuovo meccanismo multilaterale) e non di mercato (Art. 6.8).

Assigned Amount Unit (AAU) — Unità di quota di emissione assegnata a ciascun paese Annex I ai sensi del Protocollo di Kyoto, espressa in tonnellate di CO₂ equivalente.

Banking / Borrowing — Possibilità, in un sistema cap-and-trade, di riportare permessi inutilizzati a periodi futuri (banking) o di anticipare l'uso di permessi futuri nel periodo corrente (borrowing).

Cap-and-trade — Sistema di regolazione ambientale in cui un'autorità fissa un tetto aggregato di emissioni (cap), lo suddivide in permessi negoziabili e ne permette lo scambio tra le imprese regolate.

Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) — Meccanismo europeo che applica progressivamente un prezzo del carbonio alle importazioni di determinati beni (cemento, acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità, idrogeno) per contrastare il rischio di carbon leakage.

Carbon budget — Quantità massima cumulata di gas serra che può ancora essere immessa in atmosfera senza superare una soglia di riscaldamento considerata sicura, con una determinata probabilità.

Carbon leakage — Spostamento della produzione (e delle relative emissioni) verso giurisdizioni con regolamentazione climatica meno stringente, in risposta a un aumento del costo del carbonio in un dato paese o area.

CDM (Clean Development Mechanism) — Meccanismo flessibile del Protocollo di Kyoto che permetteva a un paese Annex I di finanziare progetti di riduzione delle emissioni in un paese in via di sviluppo, ottenendo crediti CER; progressivamente sostituito dal nuovo meccanismo dell'Articolo 6.4 dell'Accordo di Parigi.

Clean Dark / Clean Spark Spread — Indicatori che misurano la redditività teorica della produzione elettrica rispettivamente da centrali a carbone e a gas, al netto del costo delle quote di emissione.

Corresponding Adjustment — Correzione contabile richiesta dall'Articolo 6.2 dell'Accordo di Parigi per evitare il doppio conteggio delle riduzioni di emissione trasferite tra Stati.

Esternalità — Effetto (positivo o negativo) di un'attività economica su soggetti terzi, non riflesso nel prezzo di mercato del bene o servizio che la genera.

ETS2 — Secondo sistema europeo di scambio delle emissioni, introdotto dal pacchetto Fit for 55, dedicato ai combustibili utilizzati negli edifici e nel trasporto stradale; distinto e non fungibile con le EUA dell'EU ETS tradizionale.

EUA (European Union Allowance) — Permesso di emissione negoziato nell'ambito dell'EU ETS, pari al diritto di emettere una tonnellata di CO₂ equivalente.

European Green Deal — Strategia di crescita dell'Unione Europea presentata nel 2019, volta a rendere l'economia climaticamente neutrale entro il 2050.

Fit for 55 — Pacchetto legislativo europeo che traduce in norme operative gli obiettivi della European Climate Law, includendo la riforma dell'EU ETS, l'ETS2 e il CBAM.

Fuel switching — Sostituzione, nella produzione di energia elettrica, del carbone con il gas naturale (meno emissivo), resa più o meno conveniente dal prezzo relativo dei due combustibili e dal prezzo dei permessi di emissione.

Global Stocktake — Meccanismo di verifica quinquennale, previsto dall'Accordo di Parigi, del progresso collettivo verso gli obiettivi climatici globali.

Global Warming Potential (GWP) — Indice che misura l'effetto serra relativo di un gas rispetto alla CO₂, su un dato orizzonte temporale, tenendo conto sia dell'intensità dell'effetto sia della persistenza in atmosfera.

Grandfathering — Modalità di allocazione gratuita dei permessi di emissione alle imprese regolate, tipicamente basata sui livelli storici di emissione.

Linear Reduction Factor (LRF) — Tasso annuale di riduzione del cap dell'EU ETS; significativamente aumentato con il pacchetto Fit for 55.

Market Stability Reserve (MSR) — Meccanismo automatico dell'EU ETS che ritira temporaneamente quote dal mercato in presenza di surplus eccessivo, e ne reimmette in caso di scarsità.

Nationally Determined Contributions (NDC) — Obiettivi di riduzione delle emissioni e relative politiche, definiti autonomamente da ciascuno Stato aderente all'Accordo di Parigi e aggiornati periodicamente.

Net Zero — Condizione di equilibrio tra emissioni antropiche di gas serra e assorbimenti, obiettivo dell'Accordo di Parigi per la seconda metà del secolo.

Opzione reale — Applicazione della teoria dei prezzi delle opzioni finanziarie alle decisioni di investimento reale (in capitale fisico, tecnologia, permessi), per tenerne conto la flessibilità di tempistica, scala o abbandono.

Social Cost of Carbon (SCC) — Valore monetario del danno economico complessivo provocato dall'emissione di una tonnellata aggiuntiva di CO₂.

Sostenibilità debole / forte — Nella sostenibilità debole, la crescita è sostenibile se lo stock aggregato di capitale (naturale, fisico, umano) non diminuisce nel tempo, indipendentemente dalla composizione; nella sostenibilità forte, alcune componenti di capitale naturale critico devono essere preservate indipendentemente dal livello di altre forme di capitale.

SSP (Shared Socioeconomic Pathways) — Famiglia di scenari climatici introdotta dal Sixth Assessment Report dell'IPCC, che ha sostituito i Representative Concentration Pathways (RCP) come riferimento principale nella modellistica climatica.

Tipping point (punto di non ritorno) — Soglia oltre la quale un sistema climatico o ecologico subisce un cambiamento rapido, spesso irreversibile, di stato.

TNAC (Total Number of Allowances in Circulation) — Numero complessivo di EUA disponibili nel sistema non ancora utilizzate per la compliance; principale indicatore del surplus strutturale del mercato e variabile guida del Market Stability Reserve.

VAN / NPV (Valore Attuale Netto) — Criterio di valutazione degli investimenti basato sulla somma attualizzata dei flussi di cassa attesi, netti dei costi; raccomanda l'investimento se il risultato è positivo, ma ignora il valore della flessibilità decisionale.

Voluntary Carbon Markets (VCM) — Mercati non regolamentati in cui imprese e investitori acquistano volontariamente carbon credits generati da progetti di riduzione o rimozione delle emissioni, per compensare le proprie emissioni residue.

Weitzman, teorema di — Risultato secondo cui, in presenza di incertezza sui costi di abbattimento, la scelta ottimale tra uno strumento di prezzo (tassa) e uno di quantità (permesso) dipende dalla ripidità relativa delle curve di beneficio marginale sociale e di costo marginale di abbattimento.