

DECARBONIZZAZIONE RADICALE

IDROGENO VERDE, EMISSIONI ZERO E FUTURO DELL' "EU-ETS"



EXECUTIVE SUMMARY

OLTRE IL PARADIGMA DEL FUEL-SWITCHING: L'ETS DELL'UE E L'OBBIETTIVO DI AZZERAMENTO NETTO DELLE EMISSIONI

Se consideriamo lo shock economico con cui il sistema di scambio di quote di emissioni dell'Unione Europea (European Union Emission Trading Scheme, "EU-ETS") ha dovuto fare i conti a causa del Covid, negli ultimi mesi il prezzo dei diritti di emissione (EUA) ha retto molto bene. Da un minimo di 14,3 €/t toccato nelle prime fasi dei lockdown attuati in tutta l'UE, il contratto di riferimento Dic-20 ha raggiunto un massimo storico quasi da record di 30,8 €/t a giugno, mantenendosi da allora ai livelli pre-Covid.

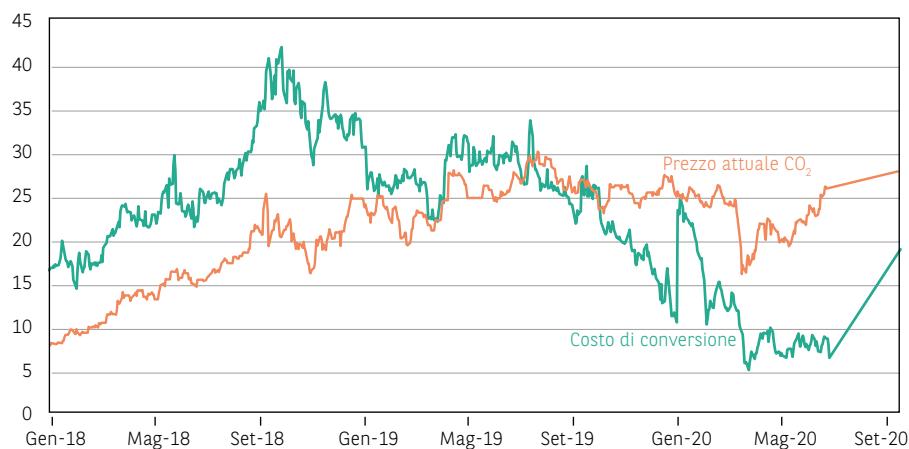
Forse ancor più significativo, però, è stato l'andamento del contratto EUA Dic-20 che, come si evince dalla Figura 1, ha scambiato per la maggior parte di quest'anno a livelli pari – se non addirittura superiori – al segmento più alto dell'intervallo di sostituzione dei combustibili da fossile a gas. Ci sembra sia la prima volta nei 15 anni di storia del mercato del carbonio europeo che le EUA scambiano al di sopra dell'estremità superiore dell'intervallo di fuel-switching, ovvero l'intervallo in cui i prezzi delle EUA incentivano impianti a gas a minore intensità di carbonio in sostituzione di quelli a combustibili fossili a maggiore intensità di carbonio nell'ordine di merito della produzione di energia elettrica.



BNP PARIBAS
ASSET MANAGEMENT

**L'asset manager
per un mondo
che cambia**

Figura 1: Prezzo dell'EUA a dicembre 2020 vs. livello implicito di fuel-switching, da gennaio 2018 a settembre 2020 (€/t)



Fonte: BNP Paribas Exane

Questo risultato è così significativo perché, per la maggior parte dei loro 15 anni di storia, le EUA hanno scambiato a una via di mezzo nell'intervallo di fuel-switching o tutt'al più – nei periodi di eccesso di offerta – ben al di sotto di tale range. Il fatto che i prezzi abbiano superato la soglia massima del range apre le porte a nuove interpretazioni degli attuali segnali del mercato.

Una di queste interpretazioni è che, nonostante l'impatto devastante del Covid sulle emissioni, gli operatori di mercato starebbero iniziando a guardare oltre al mero passaggio da carbone a gas nel settore dell'energia elettrica come l'opzione di abbattimento marginale che finirà nel lungo termine per cancellare l'ETS europeo. E a nostro avviso hanno ragione: vista la natura politica dell'ETS comunitario e l'obiettivo ultimo dell'azzeramento netto delle emissioni nell'UE entro il 2050, all'orizzonte potrebbe esserci un nuovo paradigma di tariffazione.

LA TEORIA DELLA CARBONOMICA: PER IL CONTANGO CI VUOLE LA CO₂

Da un punto di vista teorico, un sistema "cap-and-trade" come l'ETS dell'UE è essenzialmente un costrutto normativo concepito per ottenere un risultato politico specifico, vale a dire una data riduzione delle emissioni in un determinato periodo di tempo. L'ETS europeo si differenzia da una carbon tax proprio perché è un meccanismo di mercato: il legislatore stabilisce in anticipo la riduzione delle emissioni perseguita in un determinato periodo e le forze di mercato determinano poi il prezzo al quale avviene la riduzione richiesta. Con una carbon tax, invece, il legislatore fissa il prezzo delle emissioni in un determinato periodo ed è poi questo prezzo a determinare il livello delle emissioni nel periodo.

Al contempo, l'ETS europeo si differenzia da altri mercati delle materie prime in quanto il legislatore può modulare l'offerta per architettare il risultato politico desiderato. In altre parole, mentre in qualsiasi altro mercato delle commodity l'offerta e la domanda si muovono in un ciclo di continuo feedback reciproco – visto che il prezzo oscilla in risposta all'equilibrio del mercato – nell'ETS il legislatore fissa l'offerta al livello auspicato per raggiungere la riduzione delle emissioni perseguita entro la data stabilita. In effetti, è proprio questo il punto.

Con le EUA trattabili su vari periodi di negoziazione, la curva a termine per le EUA dovrebbe seguire in teoria un classico modello di contango, in cui il prezzo di oggi riflette il maggior prezzo atteso in futuro, scontato in termini reali. E il punto migliore in futuro è quando il prezzo delle EUA raggiunge il livello necessario a conseguire l'obiettivo politico.

Con l'UE in procinto di legiferare in merito all'azzeramento netto delle emissioni entro il 2050, e impegnata anche a perseguire aggressivamente una strategia a favore dell'introduzione dell'idrogeno verde

come pilastro portante del suo obiettivo "net zero", riteniamo che l'intento politico dell'EU-ETS sia di fatto rendere l'idrogeno verde – cioè l'idrogeno prodotto per elettrolisi con elettricità rinnovabile – commercialmente redditizio come materia prima entro il 2030 e come combustibile entro il 2040, se non prima.

Abbiamo definito il punto in cui l'idrogeno verde diventa commercialmente redditizio come "punto di convergenza" e riteniamo si verificherà nel 2030.

L'IDROGENO VERDE È FONDAMENTALE PER L'OBBIETTIVO DELL'UE DI AZZERAMENTO NETTO DELLE EMISSIONI ENTRO IL 2050

Nel 2018, il Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico (IPCC) ha pubblicato un rapporto speciale sull'impatto del cambiamento climatico ipotizzando un riscaldamento globale di 1,5 °C. Secondo il rapporto, la differenza tra un aumento medio della temperatura globale di 1,5 °C e 2 °C è sostanziale e allarmante e, perché il mondo abbia una ragionevole possibilità di limitare l'aumento della temperatura a 1,5 °C, le emissioni devono scendere a zero su base netta entro il 2050.

Nel marzo 2020, la Commissione europea ha presentato la sua proposta di legge per l'azzeramento netto delle emissioni nell'UE entro il 2050, con l'approvazione ed entrata in vigore formale previste per il 4° trimestre di quest'anno o il 1° trimestre del 2021. A luglio, la Commissione ha poi presentato un'ambiziosa strategia che colloca l'idrogeno al centro del processo per il raggiungimento dell'obiettivo "net zero", visto che l'idea è di soddisfare proprio con l'idrogeno il 20% del consumo finale di energia nell'UE entro il 2050 (rispetto al 2% attuale).

PER REALIZZARE L'OBBIETTIVO DI AZZERAMENTO NETTO DELLE EMISSIONI ENTRO IL 2050, L'IDROGENO VERDE DEVE DIVENTARE UNA MATERIA PRIMA COMPETITIVA ENTRO IL 2030

Il prerequisito per il successo della "hydrogen vision" entro il 2050 è rendere l'idrogeno verde commercialmente redditizio come materia prima industriale entro il 2030. Infatti, come materia prima, una volta prodotto l'idrogeno verde è pronto all'uso, mentre come fonte di energia deve subire un'ulteriore trasformazione, ad esempio attraverso una caldaia (per il riscaldamento degli ambienti), una cella a combustibile (per il trasporto) o una turbina a ciclo combinato (per la produzione di elettricità). Tutti questi processi di trasformazione comportano una perdita di efficienza e fanno sì che per l'idrogeno verde risulti più costoso competere come fonte di energia che non come materia prima, posticipando al 2030-40 e oltre il raggiungimento della scala necessaria affinché tali applicazioni finali siano commercialmente redditizie.

IL DRIVER PRINCIPALE DELLE EUA DESTINATO A DIVENTARE IL TARGET DELL'IDROGENO VERDE

L'UE produce oggi circa 8,2 Mt di idrogeno, generato per lo più dal processo di reazione di reforming del metano con vapore (SMR) usando gas naturale (questo idrogeno a base di combustibile fossile è noto come idrogeno grigio). La maggior parte di questo idrogeno è destinata all'utilizzo come materia prima industriale nella raffinazione del petrolio e nella produzione di ammoniaca e metanolo. Il problema del processo di SMR, però, è che implica un'elevata intensità di carbonio, con 9 kg di CO₂ prodotti per ogni kg di idrogeno, equivalenti a 0,27 tonnellate di CO₂ per megawattora (0,27t/MWh).

Poiché la produzione di idrogeno con il processo SMR è un'attività coperta dall'ETS, sostituire entro il 2030 l'attuale produzione con idrogeno verde da elettrolisi, che utilizza elettricità generata da fonti rinnovabili, ridurrebbe di per sé le emissioni dell'ETS di 80-90 Mt l'anno (pari al 6% delle emissioni totali dell'ETS nel 2019). Questo sarebbe già un ottimo risultato, anche se il vero vantaggio per l'UE va ben oltre: rendere l'idrogeno verde commercialmente redditizio come materia prima industriale entro il 2030 è infatti il prerequisito per realizzare la strategia globale dell'idrogeno dell'UE per il 2050.

L'ultimo decennio di storia del settore europeo delle rinnovabili insegna che l'energia eolica e quella solare sono diventate commercialmente redditizie grazie a un ciclo di feedback positivi, supportati inizialmente da incentivi e direttive. Tali sovvenzioni e mandati hanno attratto capitali, che a loro volta hanno permesso al settore di crescere e alla tecnologia di migliorare. Con la riduzione dei costi, gli incentivi sono proseguiti, seppure a un livello progressivamente inferiore nel tempo, mentre gli obiettivi per le rinnovabili si sono fatti più ambiziosi. Ciò ha permesso ulteriori economie di scala e continui sviluppi tecnologici.

Il punto è che, mentre l'aumento di scala delle energie rinnovabili è stato raggiunto attraverso sovvenzioni e direttive, piuttosto che governando il prezzo del carbonio, l'eolico e il solare si sono evoluti fino a diventare commercialmente redditizi all'odierno prezzo del carbonio di 25€/t-30€/t. Allo stesso modo, il piano dell'UE per l'idrogeno verde prevede di aumentare la produzione fino a >300 TWh entro il 2030 attraverso sovvenzioni e mandati, e quindi di ridurre il costo di produzione ad un massimo di €2/kg (€51/MWh) per renderlo competitivo rispetto all'idrogeno grigio.

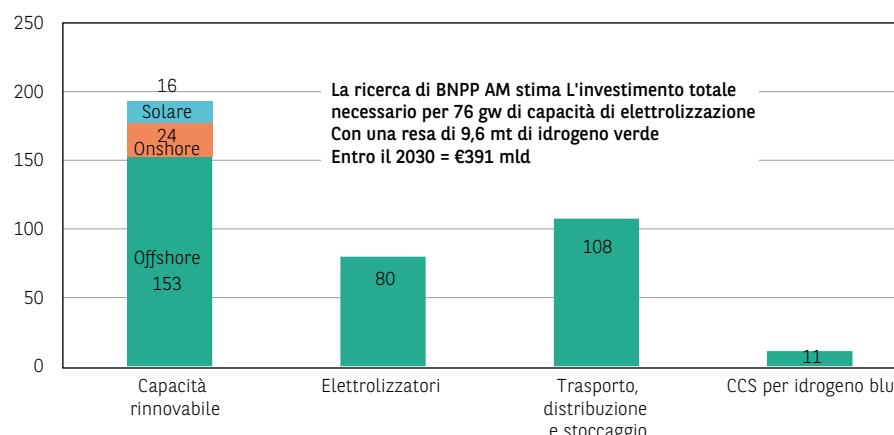
Secondo la Commissione, l'investimento totale necessario per realizzare la sua strategia entro il 2030 si aggira nell'ordine di 320-460 miliardi di euro, di cui 220-340 miliardi per coprire 80-120 GW di nuova capacità eolica e solare dedicata e 24-42 miliardi per 40 GW di capacità di elettrolizzazione.

Dopo aver esaminato la letteratura e condotto un'analisi interna, riteniamo che le stime della Commissione siano da un lato troppo ottimiste e dall'altro eccessivamente pessimiste.

Pensiamo che siano troppo ottimiste semplicemente perché a nostro avviso 40 GW di elettrolizzatori non basterebbero a produrre 10 Mt di idrogeno verde. Abbiamo infatti calcolato che servirebbero almeno 76 GW di elettrolizzatori e 96 GW di nuova capacità rinnovabile dedicata, anche supponendo che la maggior parte della capacità rinnovabile necessaria per alimentare tali elettrolizzatori sia collegata alla rete piuttosto che connessa direttamente agli elettrolizzatori stessi (il collegamento alla rete permetterebbe un tasso di utilizzo molto più elevato per gli elettrolizzatori).

Al contempo, riteniamo che le stime elaborate dalla Commissione in fatto di costi siano troppo pessimistiche, in quanto i costi di capitale ipotizzati per la necessaria capacità rinnovabile dedicata sembrano di gran lunga maggiori rispetto a quelli osservabili già oggi sul mercato per i nuovi progetti eolici e solari, senza contare che probabilmente nei prossimi cinque anni i costi saranno di per sé inferiori. Noi supponiamo quindi un budget totale d'investimento di 391 miliardi di euro per gli elettrolizzatori e la capacità rinnovabile – incluse le infrastrutture di stoccaggio e distribuzione – necessari a produrre 10 Mt entro il 2030 (Figura 2). Si tratta quindi di una via di mezzo fra i 340 e i 460 miliardi di euro stimati dalla Commissione.

Figura 2 : Costo stimato da BNPP AM per realizzare l'economia a idrogeno verde dell'UE entro il 2030 (mld €)



Fonte: stime di BNPP AM Research

LA NOSTRA ANALISI IMPLICA UN INTERVALLO TEORICO DI PREZZI DELLE EUA NEL 2030 COMPRESO FRA €34/T E €149/T

Ipotizzando l'intervallo dei potenziali costi di produzione dell'idrogeno verde nel 2030, così come l'intervallo dei potenziali prezzi del gas nell'UE nel 2030, possiamo ricavare un range di "fair value" teorici impliciti per le EUA, necessari a garantire la competitività dell'idrogeno verde rispetto a quello grigio nel 2030 (Figura 3).

L'intervallo dei costi stimati per produrre idrogeno verde nel 2030 va da un minimo di 1,75/kg a un massimo di 2,5/kg, mentre il range di prezzi presunti del gas è di 10/MWh, 15/MWh e 20/MWh. Con un processo a due fasi, si ricava quindi il valore di equilibrio teorico implicito per ciascuna delle 12 permutazioni a cui tali ipotesi danno origine. In primo luogo, si calcola il divario da colmare fra il costo dell'idrogeno verde ai quattro livelli di costo stimati e il costo dell'idrogeno grigio ai tre diversi prezzi del gas ipotizzati. In seconda battuta, si moltiplica questa differenza per l'intensità di carbonio dell'idrogeno grigio (0,27t/MWh).

Notiamo che il costo dell'idrogeno grigio è molto sensibile ai costi dei combustibili, tanto che una variazione, al rialzo o al ribasso, di €5/MWh nel prezzo del gas nel 2030 comporta un cambiamento di €23/t in più o in meno del prezzo implicito dell'EUA nel 2030, necessario a garantire la competitività dell'idrogeno verde rispetto a quello grigio.

Questo range varia da un minimo di €34/t a un massimo di €149/t, riflettendo l'intervallo dei potenziali valori del costo di produzione dell'idrogeno verde e del prezzo del gas nell'UE nel 2030. Se si osservano i potenziali costi dell'idrogeno verde nel 2030, emerge come a metà del range – ovvero a €2/t e €2,25/t – i valori di equilibrio impliciti del carbonio nel 2030 sarebbero, rispettivamente, di €79/t e €103/t.

Figura 3: Valori di equilibrio impliciti delle EUA nel 2030 necessari affinché l'idrogeno verde sostituisca quello grigio, con gas a 10/MWh, 15/MWh, 20/MWh

La matrice mostra il fair value implicito delle EUA nel 2030 in base ai nostri quattro scenari di costo dell'idrogeno verde nel 2030

	€1,75	€2	€2,25	€2,5
€10/MWh	€79/t	€103/t	€126/t	€149/t
€15/MWh	€56/t	€79/t	€103/t	€126/t
20/MWh	€34/t	€57/t	€81/t	€104/t

Fonte: stime di BNPP AM Research

Sulla base di tutte le ipotesi formulate in questo studio sui costi di produzione dell'idrogeno verde e sul prezzo del gas nell'UE entro il 2030, riteniamo che 79-103 €/t sia una giusta indicazione dell'intervallo di negoziazione delle EUA nel 2030, affinché l'idrogeno verde possa competere con quello grigio entro tale data.

Nel decennio successivo, ovvero fra 2031 e il 2040, la sfida consisterà invece nel rendere competitivo l'idrogeno verde come fonte di energia. A tal fine, il prezzo del carbonio dovrebbe oscillare secondo noi fra i €100/t e i €140/t entro il 2040, anche in questo caso in base al costo di produzione dell'idrogeno verde e al prezzo del gas raggiunti in quel momento nell'UE. Presupponendo che, entro il 2040, il costo per produrre l'idrogeno verde scenda a €1,25/kg e che il prezzo del gas sia di €15/MWh, l'idrogeno potrebbe competere come combustibile per la generazione di energia elettrica a €100/t. Al contrario, ipotizzando nel 2040 uno stesso costo di €1,25/kg per l'idrogeno verde, ma un prezzo del gas di €10/MWh, l'idrogeno potrebbe competere con il gas per la generazione di elettricità ad un prezzo del carbonio di €137/t.

QUAL È IL GIUSTO TASSO DI SCONTTO PER IL CARBONIO?

Il tasso di sconto per il carbonio dovrebbe equivalere in teoria al costo del capitale di chi acquista per rispettare i limiti e/o degli investitori finanziari che arbitraggiano da un lato il divario tra il prezzo di mercato prevalente oggi e, dall'altro lato, il valore di equilibrio implicito oggi del prezzo necessario nel 2030 a rendere l'idrogeno verde commercialmente redditizio come materia prima entro tale anno.

Considerato l'attuale contesto di tassi d'interesse molto bassi nell'UE, il costo del capitale per gli operatori industriali e finanziari nell'ETS europeo varia dal 4% al 10%. Ai fini del presente studio, prenderemo una media del 6%.

LA NOSTRA ANALISI IMPLICA UN "FAIR VALUE" DELLE EUA NEL 2020 COMPRESO FRA €18/T E €80/T E UN "FAIR VALUE" MEDIO DI €49/T

Il Grafico 4 mostra il valore equo implicito delle EUA nel 2020 per tutte le permutazioni ipotizzate nei vari scenari precedenti, scontato al 6% dal 2030.

Figura 4: Fair Value impliciti delle EUA nel 2020 perché l'idrogeno verde possa sostituire quello grigio

La matrice mostra il fair value implicito delle EUA nel 2020 scontato a partire dal 2030

	€1,75	€2	€2,25	€2,5
€10/MWh	€43/t	€55/t	€68/t	€80/t
€15/MWh	€30/t	€42/t	€55/t	€68/t
€20/MWh	€18 €/t	€31/t	€43/t	€56/t

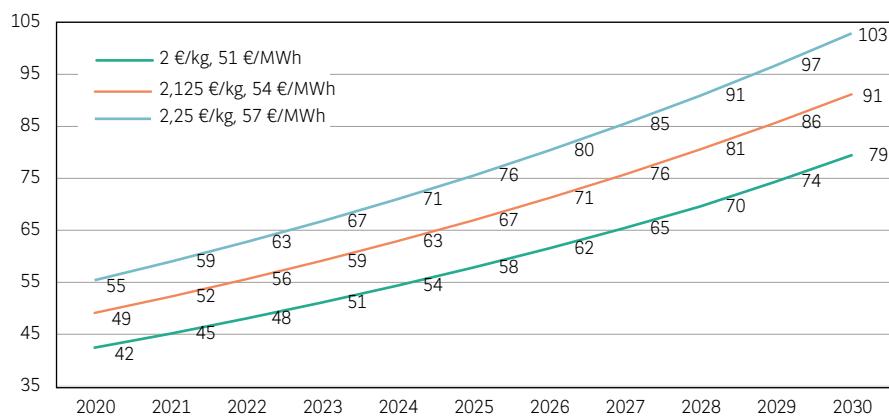
Fonte: stime di BNPP AM Research

L'intervallo varia da un minimo di €18/t a un massimo di €80/t. Considerando quindi i potenziali costi per l'idrogeno verde nel 2030, emerge come a metà del range – ovvero a €2/kg e €2,25/kg – i fair value impliciti per il carbonio nel 2020, scontati dal 2030, equivalgano rispettivamente a €42/t e €55/t.

Riteniamo che €42/t-€55/t sia un range affidabile del valore di equilibrio teorico delle EUA oggi nell'ottica di rendere l'idrogeno verde competitivo come materia prima industriale nel 2030.

La Figura 5 parte dalla media del nostro intervallo di fair value teorici per le EUA nel 2030 (€2/kg-€2,25/kg) per tracciare le conseguenti curve a termine teoriche implicithe. Il diagramma mostra che, ipotizzando per il 2030 un costo medio del gas nell'UE di €15/MWh e un costo di produzione dell'idrogeno verde di €2,213/kg, il valore equo implicito delle EUA sarebbe di €91/t. Per contro, con uno sconto del 6%, il valore equo implicito teorico per il 2020 sarebbe di €49/t.

Figura 5: Forma implicita della curva a termine delle EUA con costi dell'idrogeno verde nel 2030 variabili da €2/kg a €2,25/kg e costi di input del gas per l'idrogeno grigio di €15/MWh



Fonte: stime di BNP Paribas AM Research

PER IL MOMENTO I PREZZI DELLE EUA CONTINUANO AD AUMENTARE, MA IL PARADIGMA DEL FUEL-SWITCHING HA TRACCIATO IL SUO CORSO

Con riferimento all'ETS dell'UE, abbiamo delineato uno scenario che presuppone l'adozione della recente proposta di riduzione del -55% delle emissioni a livello comunitario entro il 2030 e l'abbiamo poi confrontato con l'ETS all'attuale target del -40%. A causa dell'impatto strutturale che ci aspettiamo dalla pandemia di COVID sulle emissioni nel prossimo decennio, il nostro scenario incentrato sull'EU-ETS a un target del -55% lascia intendere che nel 2030 ci sarebbe ancora un surplus di EUA nel mercato, per quanto di gran lunga inferiore (462 Mt) rispetto a quello che si avrebbe mantenendo invariato l'attuale obiettivo del -40% (1.150 Mt).

Tuttavia, ciò che conta dal punto di vista dei prezzi è come un obiettivo più ambizioso per il 2030 cambi la psicologia del mercato e quindi il comportamento dei suoi operatori. A nostro avviso, non esiste un percorso plausibile per l'azzeramento netto delle emissioni entro il 2050 senza un potenziamento progressivo dell'idrogeno verde, in modo da renderlo commercialmente redditizio innanzitutto come materia prima industriale entro il 2030 e poi come fonte di energia.

In ultima analisi, quindi, convincere il mercato che la decarbonizzazione radicale è una priorità impellente sarebbe il principale catalizzatore per realizzare un cambiamento sostanziale nella curva a termine delle EUA, in linea sia (i) con la nostra analisi teorica nella Sezione 2, sia – a seconda della visione del mercato dei costi dell'idrogeno verde e dei prezzi del gas nell'UE entro il 2030 – (ii) con lo scenario ipotizzato nella Sezione 3.

Infatti, se il mercato considererà la decarbonizzazione radicale una priorità urgente, sia gli acquirenti per ragioni di compliance che gli investitori finanziari si aspetteranno dalla Commissione la creazione delle condizioni necessarie affinché i prezzi raggiungano il livello auspicato entro il 2030.

Tutte le informazioni riportate nel presente documento sono disponibili sul sito web www.bnpparibas-am.it.

BNP Paribas Asset Management France è una società di gestione di investimenti autorizzata in Francia dalla «Autorité des Marchés Financiers (AMF)» con il numero GP 96002; società per azioni con capitale di 70.300.752 euro, ha sede legale al n. 1 di boulevard Haussmann, 75009 Parigi, Francia, RCS Paris 319 378 832.

Sito web: www.bnpparibas-am.fr

Il presente documento è redatto e pubblicato dalla suddetta società di gestione del risparmio. Ha natura pubblicitaria e viene diffuso con finalità promozionali, è prodotto a mero titolo informativo e non costituisce:

1. un'offerta di acquisto o una sollecitazione di vendita; non costituirà la base di qualsivoglia contratto o impegno né ci si potrà fare affidamento in relazione a questi ultimi;
2. una consulenza finanziaria.

Il presente documento fa riferimento a uno o più strumenti finanziari autorizzati e regolamentati nella giurisdizione in cui hanno sede legale.

Non è stata avviata alcuna azione finalizzata a permettere l'offerta pubblica degli strumenti finanziari in altre giurisdizioni, salvo quanto indicato nella versione più recente del prospetto e nel documento contenente le informazioni chiave per l'investitore (KIID) degli strumenti finanziari, in cui una tale azione sarebbe necessaria e, in particolare, negli Stati Uniti, a US persons (ai sensi del Regolamento S del United States Securities Act del 1933). Prima di effettuare una sottoscrizione in un Paese in cui gli strumenti finanziari sono autorizzati, gli investitori devono verificare gli eventuali vincoli o restrizioni legali potenziali relativi alla sottoscrizione, all'acquisto, al possesso o alla vendita degli strumenti finanziari in questione.

Gli investitori che intendano sottoscrivere degli strumenti finanziari devono, prima dell'adesione, leggere attentamente la versione più recente del prospetto e del documento contenente le informazioni chiave per l'investitore (KIID) e consultare l'ultima relazione finanziaria pubblicata sugli strumenti finanziari in questione. Questa documentazione è disponibile presso le sedi dei collocatori e sul sito web della società di gestione del risparmio.

Le opinioni espresse nel presente documento rappresentano il parere della società di gestione del risparmio alla data indicata e sono soggette a modifiche senza preavviso. La società di gestione del risparmio non è obbligata ad aggiornare o a modificare le informazioni e le opinioni contenute nel presente documento. Si raccomanda agli investitori di consultare i loro abituali consulenti finanziari, legali e fiscali per valutare l'adeguatezza e l'opportunità di investire negli strumenti finanziari. Si noti che i diversi tipi di investimento, se contenuti in questo documento, comportano gradi di rischio differenti e nessuna garanzia può essere fornita circa l'adeguatezza, l'idoneità o la redditività di un investimento specifico sul portafoglio di un cliente o potenziale cliente.

Tenuto conto dei rischi di natura economica e finanziaria, non può essere offerta alcuna garanzia che gli strumenti finanziari raggiungano i propri obiettivi d'investimento. Le performance possono variare in particolare in funzione degli obiettivi o delle strategie di investimento degli strumenti finanziari e di condizioni economiche e di mercato rilevanti, come i tassi di interesse. Le diverse strategie applicate agli strumenti finanziari possono avere un impatto significativo sui risultati presentati in questo documento. **Le performance passate non sono garanzia di risultati futuri e il valore degli investimenti negli strumenti finanziari può, per sua natura, diminuire oltre che aumentare. È possibile che gli investitori non recuperino l'importo inizialmente investito.**

I dati di performance, se presenti nel documento, non tengono conto delle commissioni, dei costi di sottoscrizione e di rimborso e degli oneri fiscali.

Ottobre 2020 - Design: AM STUDIO - P2010001



**BNP PARIBAS
ASSET MANAGEMENT**

**L'asset manager
per un mondo
che cambia**