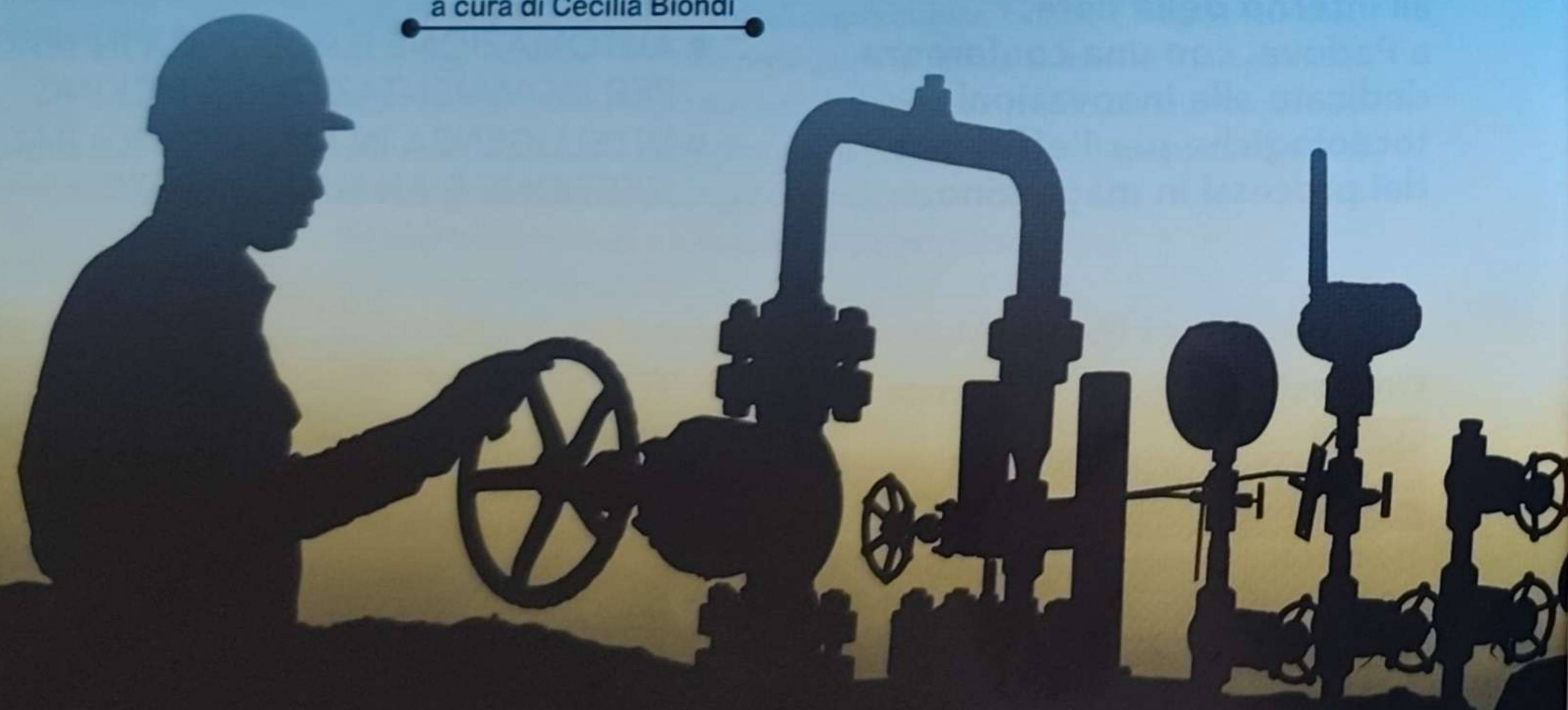


S SPECIALE

DALL'IDROGENO BLU ALLA CATTURA DELLA CO₂:

l'impegno del settore oil & gas per la decarbonizzazione

a cura di Cecilia Biondi



DECARBONIZZAZIONE



La transizione energetica ed ecologica, in risposta alle grandi sfide della crisi climatica, richiede una molteplicità di risposte. Certamente è corretto puntare alle fonti rinnovabili per la produzione di energia, ma anche i settori tradizionali, primo fra tutti l'oil&gas, hanno l'obbligo di perseguire ogni possibile incremento di efficienza e di riduzione dei consumi. Dalla possibilità di recuperare idrogeno dalle fonti tradizionali, sfruttandolo poi come vettore energetico totalmente carbon free, alle soluzioni di cattura della CO₂, utili per mitigare anche le industrie più energivore, l'industria sta mettendo in campo diverse tecnologie e progettualità, tutte funzionali all'obiettivo della mitigazione. La chiarezza e l'urgenza degli obiettivi può condurre ad un costante processo di evoluzione e miglioramento, nel quale nessun passo, per quanto piccolo, può venire escluso

DECARBONIZZAZIONE E IDROGENO

L'idrogeno si può considerare come un ponte fra economia basata sulle risorse fossili e prospettive della decarbonizzazione. Non appena ci si accosta all'idrogeno come vettore energetico e al suo ruolo nelle diverse industrie, emerge un mondo complesso, soprattutto dal punto di vista tecnologico, ma anche denso di opportunità.

Consideriamo ad esempio che, come emerge dalla ricerca Hydrogen Innovation Report 2024, presentata a luglio dal gruppo Energy&Strategy della School of Management Politecnico di Milano, insieme alle aziende partner, il fabbisogno annuale di idrogeno in Italia sarebbe di circa 7,5 milioni di tonnellate di idrogeno sostenibile per i settori industriali e per i trasporti pesanti, difficilmente elettrificabili, cui se ne aggiungerebbero altri 7,7 se si volesse anche soddisfare il fabbisogno civile di riscaldamento. Tutto questo considerando i settori principali di possibile adozione e convertendo l'attuale utilizzo di altre fonti, come ad esempio il metano. All'industria sarebbero destinati 5,4 milioni di tonnellate, di cui 4,1 a quella hard-to-abate (che permetterebbero da soli di risparmiare fino a 27,37 Mt di emissione di CO₂ l'anno a fronte dei 287,1 Mt totali previsti dal nostro Paese al 2030), i restanti 2,1 ai trasporti pesanti: una quantità che appare irraggiungibile se si considerano gli obiettivi decisamente poco ambiziosi del PNIEC al 2030, che prevedono appena 0,115 Mt per utilizzi industriali e 0,136 Mt per i trasporti, cioè rispettivamente il 2,1% (2,8% se si considerano i soli settori hard-to-abate, come acciaio e fonderie, chimica, ceramica, carta e vetro) e il 6,4% del potenziale massimo di adozione.

«Per consentire la sola produzione annua di 7,5 milioni di tonnellate di idrogeno richiesti per industria e trasporto pesante servirebbero 250 GW aggiuntivi di rinnovabili, cioè circa tre volte gli attuali obiettivi di fotovoltaico al 2030, 500 GW se si includono i consumi termici del settore civile», commenta Vittorio Chiesa, direttore di E&S e tra gli estensori dell'Hydrogen Innovation Report 2024. «Negli ultimi anni sono state messe a punto diverse ed eterogenee misure di sostegno, come gli investimenti del PNRR, e altre sono in corso di implementazione (Decreto idrogeno attual-

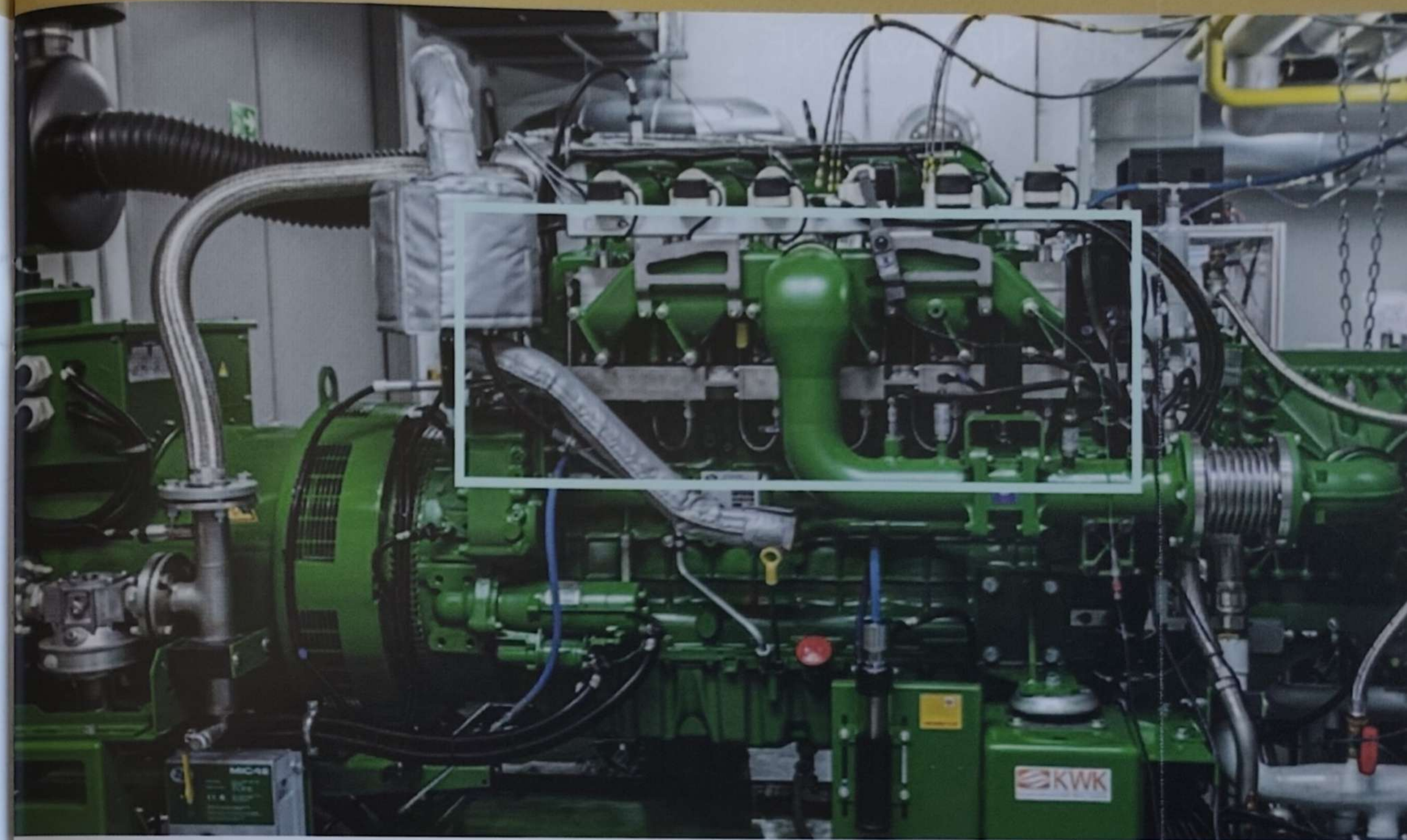
mente in consultazione), ma resta non chiara la direzione di medio-lungo periodo che si intende percorrere, imprescindibile per permettere agli operatori di elaborare strategie di azione e per dare il via allo sviluppo di una filiera nazionale».

«L'idrogeno sostenibile rappresenta una componente cruciale nella transizione energetica verso un futuro a basse emissioni di carbonio perché può essere prodotto da fonti rinnovabili» aggiunge Federico Frattini, vicedirettore di E&S e responsabile del Rapporto. «Questa transizione riguarda sia i settori industriali che consumano idrogeno da combustibili fossili per i loro processi (raffinazione e industria chimica) sia quelli che oggi non possono sostituire diversamente il gas naturale per produrre il calore necessario a funzionare (come la carta, il vetro, la ceramica e la grande siderurgia). Per farlo, però, sono necessari ulteriori sviluppi tecnologici che rendano l'idrogeno 'verde' finalmente competitivo anche dal punto di vista economico».

Idrogeno sostenibile non significa solo elettrolisi e idrogeno verde: ad oggi sono numerosi gli sforzi di ricerca verso altre tecnologie innovative di produzione

Infatti, nonostante per l'Europa il 2023 sia stato un anno di svolta sia dal punto di vista del supporto all'intera filiera dell'idrogeno che da quello normativo, con l'adozione di numerosi accordi e direttive per favorirne la diffusione principalmente nei settori di difficile decarbonizzazione come le industrie hard-to-abate e i trasporti pesanti, risulta difficile immaginare, almeno nel breve termine, una produzione di idrogeno rinnovabile che riesca a insidiare il massiccio utilizzo attuale di fonti fossili. La conferma viene anche dal nuovo schema incentivante della European Hydrogen Bank, attraverso cui la Commissione europea concede un supporto finanziario ai progetti di produzione da elettrolisi più competitivi: purtroppo i risultati della prima asta pilota, che ha assegnato 720 milioni di euro, mostrano che oggi il vantaggio con le soluzioni fossili è estremamente basso e migliora solo laddove sono abbondanti le risorse FER a disposizione.

Quanto ai progetti che dovrebbero entrare in esercizio, stando a quanto dichiarato dagli investitori, l'Europa avrà al 2030 una capacità produttiva di circa 8,9 milioni di tonnellate annue di idrogeno, una cifra vicina al target fissato dall'Unione (10 Mt) e che tuttavia non è scontato venga raggiunta, a causa delle difficoltà che molti impianti incontreranno nell'entrare in esercizio entro le



IL COGENERATORE CONVERTITO AD IDROGENO DI 2G ENERGY AG.

tempistiche annunciate, anche a causa dell'inadeguatezza della rete infrastrutturale. In particolare, l'Europa punta sulla tecnologia elettrolitica, che al 2029-30 dovrebbe produrre un volume pari al triplo delle tecnologie tradizionali (CCS, Carbon Capture and Storage): il primato lo detiene la Spagna (oltre 25 GW), seguita da Danimarca, Paesi Bassi e Germania. I settori a cui si rivolge il maggior numero di progetti sono quelli della mobilità, della raffinazione e della produzione di ammoniaca. Altre applicazioni rilevanti riguardano l'intero settore industriale e la generazione elettrica, mentre rimangono di nicchia la cogenerazione e il riscaldamento residenziale.

Idrogeno sostenibile però non significa solo elettrolisi e idrogeno verde: ad oggi sono numerosi gli sforzi di ricerca verso tecnologie innovative di produzione come il Bio-Hydrogen e l'idrogeno naturale, entrambi promettenti. Il bio-idrogeno è l'unico con un'impronta carbonica potenzialmente negativa, grazie all'uso delle biomasse come origine e all'applicazione di tecnologie CCS, in più ha costi di produzione attesi che potrebbero essere più competitivi di quelli dell'idrogeno verde, anche se ancora distanti di quello grigio. Tuttavia, la diffusione su larga

scala è limitata dalla scarsa maturità delle tecnologie e dalla competizione con la produzione di biometano. C'è poi l'idrogeno naturale, presente nel sottosuolo e capace di rigenerarsi continuamente grazie a diversi processi geologici (il ciclo dura circa 10 anni), cosa che lo porta ad essere assimilato alle fonti rinnovabili. Nonostante prospettive di costo potenzialmente minime (0,5 - 1 €/kg H₂), vi è una forte incertezza normativa accompagnata da importanti preoccupazioni sull'effettiva disponibilità e utilizzabilità dei giacimenti.

IDROGENO E COGENERAZIONE

Con un progetto di ricerca applicata, che ha coinvolto la Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden in Germania, 2G Energy AG sta valutando la trasformazione di un preesistente impianto di cogenerazione dall'alimentazione a gas a quella ad idrogeno. L'impianto protagonista del progetto di conversione è un cogeneratore a gas naturale preesistente con una capacità elettrica di 250 kW, installato presso l'OTH di Amberg nel marzo 2019 e già impiegato nella ricerca e nell'insegnamento fin dalla sua messa in funzione.



LA CENTRALE ENI A CASALBORSETTI.

L'impegno di 2G nella produzione di energia elettrica e termica on site tramite idrogeno risale al 2014. Uno dei primi impianti di cogenerazione 100% idrogeno è stato realizzato nell'ambito di un progetto collaborativo tra Stadtwerk Hassfurt GmbH e lo stesso Istituto di Tecnologia Energetica presso l'OTH di Amber-Weiden. La ricerca è continuata con il successivo "Progetto CH2P", un'iniziativa di ricerca tecnico-scientifica finanziata dal Ministero Federale per gli Affari Economici e la Protezione del Clima con obiettivo l'aumento della densità di potenza dei generatori ad idrogeno. Tale know-how, acquisito nell'installazione di nuovi impianti, è stato sicuramente determinante nel facilitare il processo di conversione dell'impianto di cogenerazione a gas di Amber-Weiden.

Il successo del progetto appena concluso, infatti, ha radici profonde anche nella progettazione: da diversi anni tutti gli impianti di cogenerazione 2G presentano un design modulare che, grazie agli esiti delle continue ricerche e installazioni, è stato sempre più ottimizzato in funzione del nuovo carburante, facilitando la conversione tramite una sostituzione dei singoli elementi. È il caso dell'adattamento della geometria della camera di combustione. Oltre al

cambiamento del rapporto di compressione determinato dall'impiego di pistoni differenti, durante la conversione è stato necessario modificare anche il processo di formazione della miscela che, con l'idrogeno, deve avvenire direttamente nella camera di combustione. A tal fine, l'idrogeno viene introdotto nel condotto di aspirazione tramite un iniettore di gas prima che la miscela pronta per l'accensione venga immessa nella camera di combustione. Oltre alla maggiore facilità di accensione rispetto ai gas convenzionali, l'idrogeno presenta anche una velocità di fiamma laminare superiore, il che richiede che l'aria compressa venga mescolata con l'idrogeno solo poco prima della combustione per evitare un'ignizione incontrollata.

Un altro aspetto importante è quello della necessità di collegare fin da subito i programmi di manutenzione e retrofit ai piani di conversione all'idrogeno. Sia i pistoni che gli iniettori di gas 2G, oltre al turbo compressore adatto all'idrogeno, sono standardizzati da tempo al punto da poter essere sostituiti o aggiornati - come già normalmente accade in fase di regolare revisione - in un secondo momento con un costo della conversione che può essere ridotto al 10-15% dell'investimento iniziale.

Secondo Frank Grewe, CTO di 2G Energy AG, i prossimi passi della ricerca andranno nella direzione della potenza elettrica e dello stoccaggio: «Al momento, abbiamo introdotto motori a idrogeno con una pressione media fino a 14 bar, rispetto ai 18 bar della serie a gas naturale, il che comporta una leggera riduzione dell'output. A Heek stiamo testando anche l'idrogeno a 18 bar, garantendo prestazioni identiche. I colleghi ad Amberg dispongono delle stesse risorse per eseguire ricerche avanzate».

L'altro versante riguarda l'impianto di stoccaggio dedicato, i cui lavori per la costruzione della stazione di alimentazione a idrogeno per il cogeneratore pilota ad Amberg vedranno un completamento nel prossimo futuro a dimostrazione dell'impegno continuo di 2G come facilitatore dei processi di autonomia energetica nella direzione della sostenibilità. Ad ulteriore testimonianza dell'impegno di 2G nella ricerca scientifica in materia di idrogeno e per una transizione energetica sostenibile, l'azienda tedesca ha appena ospitato gli associati del progetto "HydrogenJRP" e i professori del Politecnico di Milano presso l'impianto di Stadtwerk Haßfurt, dove è stato presentato l'innovativo cogeneratore a idrogeno 2G.

DECARBONIZZAZIONE E STOCCAGGIO DELLA CO2

Nell'ambito di quello che è un altro fronte molto complesso della decarbonizzazione, possiamo fare riferimento ad un progetto di cui a lungo si è parlato anche sulla stampa generalista. È stato annunciato infatti proprio a settembre l'avvio del primo progetto di cattura e stoccaggio della CO2 in Italia: Ravenna CCS, promosso e portato avanti dalla Joint Venture paritetica fra Eni e Snam. Quella che è cominciata è la Fase 1, con l'obiettivo di catturare, trasportare e stoccare la CO2 emessa dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti, nel comune di Ravenna, stimata in circa 25 mila tonnellate per anno. Una volta catturata, l'anidride carbonica viene trasportata, attraverso condotte precedentemente utilizzate per il trasporto del gas naturale e opportunamente riconvertite, fino alla piattaforma offshore di Porto Corsini Mare Ovest, per essere infine iniettata nell'omonimo giacimento a gas esaurito dove viene stoccata permanentemente a circa 3000 metri di profondità.

Il progetto sta garantendo un livello di abbattimento superiore al 90%, e con punte fino al 96%, della CO2 in uscita dal camino della centrale con una concentrazione di carbonio inferiore al 3% ed a pressione atmosferica, le condizioni più severe ad oggi riscontrabili dal punto di vista industriale. Queste performance collocano Ravenna CCS come il primo progetto al mondo su scala industriale con tale efficienza di cattura.

Un altro elemento distintivo del progetto è l'alimentazione dell'impianto di cattura della centrale di Casalborsetti con energia elettrica da fonti rinnovabili, con il risultato di evitare ulteriori emissioni di CO2.

Nei prossimi anni, in corrispondenza della Fase 2, è in progetto lo sviluppo su scala industriale di Ravenna CCS che prevede di stoccare fino a 4 milioni di tonnellate l'anno entro il 2030, in linea con gli obiettivi definiti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

(Pniec). A tale scopo, la JV avvierà tutte le pratiche necessarie all'ottenimento dei permessi in accordo con il quadro normativo e in collaborazione con gli enti, gli stakeholder e in particolare con il territorio.

Grazie alla capacità totale di stoccaggio dei giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico, i volumi catturati e da immagazzinare nel sottosuolo potranno raggiungere 16 milioni di tonnellate all'anno in base alla domanda del mercato.

Alla luce delle sue caratteristiche e del potenziale di stoccaggio, il progetto di Ravenna si candida a diventare il polo italiano per la decarbonizzazione delle industrie energy intensive e hard to abate rappresentando un contributo fondamentale per raggiungere gli obiettivi climatici e la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, il progetto fornirà una soluzione concreta ed efficace per sostenere la competitività delle attività industriali italiane, inclusi i comparti energy intensive dei distretti emiliano-romagnoli, preservando gli attuali livelli occupazionali e generando al contempo nuovi posti di lavoro ad alta specializzazione attraverso la filiera legata alla realizzazione del progetto. Non solo: Eni e Snam stanno altresì portando avanti iniziative di ricerca e sviluppo per un possibile riutilizzo futuro della CO2 catturata. Queste iniziative tenderanno a coinvolgere, nel prossimo futuro, le migliori competenze presenti sul territorio emiliano romagnolo, tra cui centri di ricerca e Università.

È stato
annunciato infatti
proprio a settembre
l'avvio del primo progetto
di cattura e stoccaggio della
CO2 in Italia: Ravenna CCS,
promosso e portato avanti
dalla Joint Venture
paritetica fra Eni e
Snam

S SPECIALE DECARBONIZZAZIONE

IMPIANTI DRILLMEC.



Un altro progetto italiano che possiamo menzionare in questo contesto è quello che vede protagonista Drillmec, un'azienda globale con sede in Italia, specializzata nella perforazione onshore e offshore, che sta sviluppando nuove e innovative tecnologie di stoccaggio; a questo sviluppo sta partecipando anche la tecnologia e l'expertise di Rockwell Automation.

La tecnologia avanzata di Drillmec utilizza l'intelligenza basata sui dati e l'automazione di precisione per rendere la perforazione dei punti di ingresso per le nuove strutture di stoccaggio del carbonio, più veloce, più facile, più sicura e più conveniente. Questa iniziativa rafforza l'impegno di Drillmec nello sviluppare soluzioni che sfruttano la sua esperienza nella trivellazione e nei rig per ridurre le emissioni e raggiungere obiettivi ambientali. Le attività di cattura e stoccaggio del carbonio ne prevedono l'in-

trappolamento nel punto di emissione – ad esempio, in una fabbrica – per poi pomparlo in un'ideale struttura di stoccaggio sotterranea dove viene immagazzinato in modo permanente, impedendone il rilascio nell'atmosfera.

Utilizzando i convertitori di frequenza CA Allen-Bradley PowerFlex TL XT 755, il sistema di perforazione automatizzata di Drillmec è più preciso e mirato rispetto ai suoi predecessori. Ciò consente di raggiungere lo stato finale desiderato – la creazione di un punto di ingresso per nuove strutture di stoccaggio del carbonio – in meno tempo, utilizzando meno materiali e meno energia rispetto ai sistemi precedenti. Attraverso una maggiore efficienza, una maggiore automazione e altre funzionalità avanzate, la nuova tecnologia ridurrà anche il numero di personale necessario in loco. Ciò contribuirà a contenere i costi e a migliorare la sicurezza del cantiere.

La tecnologia di Drillmec è adatta all'uso onshore e offshore. Riducendo i costi, contribuisce ad abbassare la barriera all'ingresso di nuovi impianti di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS). Ciò ha il potenziale per ridurre significativamente le emissioni legate a tutta una serie di usi industriali e domestici. Oltre a fornire tecnologia, Rockwell Automation ha collaborato fianco a fianco con Drillmec per ottimizzare il flusso di lavoro della perforazione, massimizzando l'efficienza e minimizzando le emissioni.