



Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica

Sommario

G.B. Zorzoli Prefazione	3
Ilaria Bertini L'efficienza energetica	4
Alberto Clô L'approvvigionamento di gas e petrolio	6
Andrea Lolli Soluzioni per il rafforzamento della sicurezza energetica	9
Arturo Lorenzoni Il ruolo delle fonti rinnovabili	11
Marco Mannocchi Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica	13
Luigi Mazzocchi I Critical Raw Materials	15
Vito Pignatelli Le prospettive dei biocarburanti	18
Riccardo Piunti Il recupero delle risorse	23
Matteo Romano Le prospettive degli e-fuels	25
Xavier Rousseau Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica	28



Prefazione

G.B. Zorzoli

Presidente

Associazione Italiana Economisti dell'Energia - AIEE

Il tema della sicurezza energetica è da tempi non sospetti al centro dell'attenzione dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia.

Quando la sicurezza energetica sembrava un non problema, essendo convinzione diffusa che fosse garantita dagli accordi commerciali, con reciproci vantaggi tra paesi produttori e paesi importatori di risorse energetiche, il 30 novembre 2016 iniziò infatti il “1st AIEE Energy Symposium on Current and Future Challenges to Energy Security”, con la partecipazione di centinaia di esperti, ricercatori, docenti, manager delle principali realtà energetiche, provenienti da decine di Paesi. Simposio che senza soluzione di continuità e con successo è stato replicato negli anni successivi: l'ultimo, il settimo, si è svolto lo scorso dicembre.

La sensibilità dell'AIEE sulla sicurezza energetica ha trovato riscontro quando questa è di colpo balzata al centro delle preoccupazioni dei decisori e degli esperti, ma soprattutto dei consumatori, cittadini e imprese.

Già in autunno 2021, quando il caro prezzi non era stato ancora accelerato dalla guerra in Ucraina, l'Associazione è stata incaricata da un soggetto istituzionale di predisporre un'analisi delle cause del fenomeno e delle possibili contromisure.

Nel corso del 2022, quando il caro prezzi e il caro bollette sono letteralmente esplosi, l'AIEE ha organizzato prima, il 24 giugno, un convegno sulle “Misure d'emergenza per la crisi energetica” e successivamente, il 21 settembre, quello su “Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica”, dove sono state illustrate le proposte di otto qualificati esperti nell'approvvigionamento di gas e petrolio, nel ruolo delle rinnovabili, nelle prospettive dell'idrogeno e dei carburanti sintetici, nei sistemi di abbattimento della CO₂ per applicazioni in energia e industria, nell'efficienza energetica, nei *critical raw materials* e nel recupero delle risorse. Un panel di rappresentanti dei principali stakeholder ha successivamente discusso le proposte degli esperti.

Proprio perché gli interventi erano relativi a proposte di soluzioni strutturali per la sicurezza energetica, a tutti coloro dovevano portare un contributo è stato preventivamente richiesta la disponibilità a far pervenire successivamente una sintesi del loro intervento, che sarebbe stato incluso in un paper da diffondere in rete.

Per non posticipare ulteriormente l'uscita del paper, ne mettiamo in rete una prima edizione già contenente un numero significativo di sintesi, per le quali ringrazio gli autori.



L'efficienza energetica

Ilaria Bertini

Direttore del Dipartimento

Unità per l'Efficienza Energetica (DU EE), Enea

La diffusione dell'efficienza energetica pone sfide politiche complesse, soprattutto nel panorama attuale, caratterizzato da un'emergenza energetica critica. Il governo italiano sta intraprendendo ampie iniziative per far fronte alla salvaguardia della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, alleggerendo il crescente onere energetico per famiglie e imprese e far fronte alle ulteriori conseguenze causate dal deterioramento del quadro economico generale. Le prospettive a breve termine di questi obiettivi richiedono di mobilitare risorse significative su misure prontamente attuabili volte a ridurre le bollette energetiche e i consumi.

La strategia per superare la crisi e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione è complessa e articolata su più fronti, ma è chiaro che questa strategia passa necessariamente attraverso tutte le opzioni politiche disponibili per la decarbonizzazione dal lato dell'offerta e dal lato della domanda: aumentare le infrastrutture per le energie rinnovabili, rafforzare la produzione di biocarburanti, biometano e idrogeno, ma anche ridurre la domanda di energia negli edifici e nei processi produttivi. In questo contesto, è fondamentale concentrare l'attenzione sul sostegno alla diffusione dell'efficienza energetica, soprattutto nel settore edile.

Un uso efficiente delle risorse energetiche stabilisce così un ponte tra un impegno a breve e a lungo termine da tradurre in una risposta politica coerente alla crisi energetica attuale (e futura).

L'effettiva attuazione del principio "dell'efficienza energetica prima" richiede che i responsabili politici affrontino molteplici ostacoli, a seconda dei settori che devono essere presi di mira. In Italia, come ho detto prima, gran parte del potenziale di efficienza energetica non sfruttato risiede nel settore delle costruzioni. Gli utenti finali civili rappresentano il 46% dei consumi energetici finali e il 18,7% delle emissioni di GHG in Italia. Al settore viene assegnata la parte del leone (60%) del risparmio energetico programmato nel 2030, previsto dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (NECP/PNIEC) a 9,3 Mtep all'anno, e al centro delle prospettive Net-Zero nel 2050, stabilito dalla Strategia di Lungo Termine. Questi dati sottolineano l'importanza fondamentale delle politiche a lungo termine volte a sostenere la diffusione dell'efficienza energetica negli edifici nell'ambito della strategia globale per l'energia e il clima italiana.

Il settore residenziale ha registrato il progresso più rapido verso gli obiettivi definiti dal Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica italiana. Tra il 2011 e il 2020 il risparmio energetico cumulato ha superato l'obiettivo previsto di oltre 70 punti percentuali (172,5% corrispondente a 6,3 Mtep). Tuttavia, il settore è ancora lontano dal svolgere il ruolo di "infrastruttura energetica" interconnessa. Scorrendo le informazioni riportate nella nostra Strategia per l'adeguamento energetico del patrimonio edilizio nazionale (STREPIN), il 73% degli edifici residenziali (per circa 2 miliardi di metri quadrati) è stato costruito prima della prima legge nazionale che disciplina i requisiti obbligatori di efficienza energetica negli edifici (1976, Legge n. 373). Complessivamente lo stato di conservazione è valutato dagli occupanti come "cattivo" o "pessimo" per il 17% delle strutture. Analizzando i dati del Sistema Informativo Attestazioni Energetiche (SIAPE), gestito dall'ENEA, si osserva che, nonostante il trend in lieve aumento della percentuale degli edifici più performanti (11% degli edifici in classe EPC A e B nel 2021, con un aumento del +2,5% rispetto al 2020), gli edifici in classe EPC F e G sono ancora la maggioranza assoluta. Tra gli usi designati, le abitazioni residenziali presentano la percentuale più alta di EPC in classe F e G (57,4%).



Per ridurre i costi considerevoli causati da edifici inefficienti dal punto di vista energetico, è possibile sfruttare un potenziale consistente se le barriere economiche, istituzionali e comportamentali vengono mitigate o rimosse ove possibile. In quest'ottica, i decisori politici devono dare priorità agli interventi che:

- Dirigere gli incentivi verso gli interventi che consentano di massimizzare l'economicità e l'impatto sociale (beneficio alle categorie svantaggiate);
- Stimolare la mobilitazione delle risorse private;
- Facilitare la diffusione di tecnologie e dispositivi di risparmio energetico che consentano un approccio più consapevole all'uso dell'energia;
- Sostenere l'implementazione di tecniche costruttive innovative, che armonizzino la diffusione dell'efficienza energetica e la riduzione dell'impatto ambientale (es. costruzione fuori sito);
- Ridurre la complessità delle legislazioni (principalmente sovrapposizioni e contraddizioni), dei regolamenti e della burocrazia in tutte le fasi significative dei progetti: autorizzazioni, progettazione ed esecuzione;
- Promuovere l'empowerment di cittadini ed enti su forme di interazione e condivisione per la produzione e il consumo di energia.

Ulteriori sforzi devono essere spesi per la promozione di approcci di retrofitting degli edifici che affrontino tutte le complesse fasi dei processi di produzione. Questo obiettivo può essere raggiunto attraverso lo sviluppo e la diffusione di soluzioni tecniche integrate economicamente sostenibili, un focus sulla metodologia off-construction, garantendo velocità, semplicità di attuazione e durata nel tempo. Questa procedura di ottimizzazione lungo tutte le fasi produttive e di allestimento dei cantieri consentirà di ridurre i relativi consumi energetici, i costi di produzione e di costruzione (occupazione di suolo pubblico, ponteggi, risorse umane), nonché i disagi per cittadini e imprese.

Infine, un altro strumento essenziale per accelerare il processo di rinnovamento del patrimonio edilizio è rappresentato dalle campagne di informazione dei cittadini. Tali campagne devono rendere gli utenti, in quanto proprietari, più consapevoli del ruolo che il consumo energetico delle loro case incide sul sistema energetico dei loro paesi e dell'Europa nel suo insieme, al fine di promuovere un profondo retrofit energetico degli edifici, anche impegnandosi con parte dei necessari investimenti economici.



L'approvvigionamento di gas e petrolio

Alberto Clo

Economista e Direttore Rivista Energia

Nell'energia dopo quel maledetto 24 febbraio niente sarà più come prima. Ci sarà un prima e un dopo.

Un *prima*: dove le convenienze di mercato dovevano conciliarsi con le politiche climatiche; le politiche europee aver la meglio sugli interessi nazionali; i commerci esteri prevalere su logiche autarchiche.

Un *dopo*: dove nell'agenda dei governi alla lotta ai cambiamenti climatici sono state affiancate se non anteposte quelle della 'convenienza economica' e della 'sicurezza energetica', con sostituzione del gas al carbone e al petrolio. Un prezzo del gas di 240 euro/MWh equivale ad un prezzo di 414 dollari a barile del petrolio. Di qui la sua sostituzione in diversi paesi, a iniziare dalla Germania

La sicurezza energetica è stata l'architrave delle passate politiche energetiche prima che col nuovo Millennio prevalesse il mito dell'abbondanza che faceva ritenere che non vi fosse più ragione di preoccuparsene.

Nel duplice illusorio convincimento che il mercato vi avrebbe provveduto da sé e che gli idrocarburi avessero esaurito il loro ruolo. La guerra ucraina ha spazzato via l'una e l'altra illusione.

Dal punto di vista economico, la sicurezza energetica è raffigurabile in una duplice prospettiva.

Da un lato, come un *bene comune* di cui gli Stati devono farsi carico non potendo delegarlo interamente al mercato.

Dall'altro lato, come 'fallimento del mercato (vero o presunto) con l'insorgere di esternalità negative di cui gli stessi operatori non tengono conto nei prezzi di produzione e consumo.

Da qui, la necessità di accorte politiche pubbliche per garantirsi quella sicurezza messa in discussione nel petrolio dall'ostilità politica dei paesi produttori e nel gas dal suo utilizzo come arma di pressione politica.

La grande bonanza di queste fonti ha portato nel nuovo Millennio all'oscillazione del pendolo dallo Stato al Mercato. All'interventismo pubblico residuava un compito – sconfiggere il riscaldamento climatico – con politiche spesso confliggenti con logiche di mercato. La guerra russa in Ucraina ha capovolto questo paradigma con un'ennesima oscillazione a favore dello Stato.

Il business dei governi, rovesciando il pensiero di Lord Nigel Lawson – che fu segretario all'energia nel governo di Margaret Thatcher – è tornato ad essere il governo dei business.

L'interrogativo non è tanto sull'opportunità o meno dell'interventismo pubblico quanto sulle modalità con cui esso si esprimerà. Per evitare, come accadde negli anni Settanta, che le cose abbiano a peggiorare.

Per contestualizzare la questione della sicurezza energetica è necessario tener conto delle profonde modifiche intervenute nella sua natura rispetto alla semplice definizione di un lontano passato: disporre di energia nella quantità e qualità necessarie acquistabile a prezzi equi.

Ebbene nel tempo la sua natura è divenuta molto più complessa per più motivi. *Primo*: per la *globalizzazione* dei mercati con un esponenziale aumento degli scambi; un crescente numero di paesi coinvolti; modalità di fissazione dei prezzi riconducibili anche alla loro finanziarizzazione con un istantaneo allineamento dei prezzi in ogni angolo del mondo. Ridurre la dipendenza estera



rimane obiettivo valido sul piano *politico*, ma effimero su quello *economico*: essendo i prezzi identici che si importi o meno.

Secondo: una conseguente sempre più stretta interdipendenza delle decisioni assunte da ciascun paese tale da renderli più vulnerabili alle decisioni altrui e illusorio ogni obiettivo di indipendenza energetica. Pur sapendo che da soli non si va da nessuna parte. La bassa idraulicità nel sud Europa o problemi al nucleare francese stanno impattando sul prezzo del gas a danno di tutti

Terzo: trasversalità: se un tempo i rischi della sicurezza erano tipicamente riferiti al petrolio, oggi investono in modo ancor più critico il metano, che l'ha in larga parte sostituito sperando fosse *altro* dal petrolio.

Quarto: multidimensionalità della sicurezza energetica per tre ordini di rischi: *politici*: col moltiplicarsi delle situazioni di criticità geopolitica nell'intera *supply-chain* delle diverse fonti; *economici*: per la vulnerabilità delle economie agli shocks di prezzo e gli effetti disincentivanti che ne derivano sugli investimenti; *fisici* perché paradossalmente i più gravi contraccolpi alla sicurezza sono derivati da eventi *interni* più che *esterni* ai singoli paesi o aree. Si pensi ai devastanti uragani come Katrina e Rita nel Golfo del Messico o ai sempre più frequenti *black-out* elettrici.

La nuova natura della sicurezza energetica ha depotenziato le politiche nazionali, richiedendo un'elevata cooperazione internazionale.

Gli Stati europei non hanno invece mai ritenuto che la costruzione di un mercato unico consentisse di rafforzarla ritenendo di poterla massimizzare agendo individualmente. Û

In buona sostanza, ed è questo è il punto dirimente, la sicurezza energetica non è stata mai considerata dagli Stati europei come un «comune interesse» che richiederebbe uno spirito di solidarietà estraneo alla loro volontà. Con l'amara conclusione che la sfida all'insicurezza energetica deve conseguirsi all'interno dei confini europei ancora prima che al loro esterno.

E' stata necessaria una guerra per comprenderlo col fiorire di proposte per sopperirvi, come l'adozione di meccanismi di solidarietà intra-europea per fronteggiare di scarsità del metano; accomunare gli acquisti di gas quasi fossero assimilabili ai vaccini; rafforzare la connessione metanifera tra Spagna e resto d'Europa. Se queste proposte si fossero concretizzate prima oggi non ci troveremmo così ostaggi della Russia.

La dinamica dei mercati ha avuto spesso la meglio sui desideri della politica. Non è stata mai la politica di per sé a piegare *tout court* l'economia, ma piuttosto questa a consentirle di dispiegarsi in tutta la sua portata talora distruttiva.

L'insostituibilità a breve di ogni barile di petrolio o metro cubo di metano, rafforza il potere dei paesi produttori mentre una loro abbondanza taglia le unghie alle prevaricazioni della politica. Quel che accadde nel 2014 quando all'annessione russa della Crimea si associò il crollo dei prezzi del petrolio.

Vi è infine un ultimo aspetto che assume un'importanza cruciale: quello degli investimenti che è necessario realizzare in tutte le filiere energetiche.

Rinnovabili, raffinerie, *pipelines*, stoccaggi, rigassificatori sono essenziali a garantire condizioni di minima sicurezza. Imporre standard troppo severi alle nostre raffinerie ha costretto a molte chiusure, trovandoci così a dipendere massicciamente dal diesel importato dalla Russia.

Così come è essenziale riprendere gli investimenti minerari nel petrolio e gas. La crisi energetica esplosa prima della guerra è stata causata dal loro crollo. Se non riprenderanno essa non potrà rientrare, mentre necessiteranno molti anni per raggiungere un nuovo equilibrio dei mercati: tra una domanda che si prevede rimarrà su livelli ancora elevati e un'offerta declinante per l'incapacità anche solo di compensare il declino naturale dei giacimenti, dell'ordine del 5%-7% annui. Si valuta che anche nello scenario più allineato all'obiettivo di neutralità carbonica è necessario comunque scoprire 10 mil bbl/g di nuova produzione di petrolio.



La pandemia di Covid-19 aveva solo mascherato le carenze strutturali rese evidenti non appena le restrizioni sanitarie sono state attenuate. Non riusciamo in sostanza a mettere in produzione nuovi barili convenzionali al ritmo necessario per compensarne la deplezione geologica.

Sostenere che non vi sia più necessità di investire nel petrolio e metano è stato un madornale errore. Rimediarsi non sarà facile. Quel che porta alla conclusione che la sicurezza energetica non la si può affrontare con singoli pur utili interventi a livello nazionale, ma con una comune visione di quel che ci attende in futuro. Ciò su cui le divergenze sono massime.



Soluzioni per il rafforzamento della sicurezza energetica

Andrea Lolli

*Responsabile Affari Istituzionali Centrali,
Enel Italia*

Gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione stabiliti a livello globale ed europeo e volti a contrastare i cambiamenti climatici hanno comportato per il nostro Paese l'avvio di un processo complesso teso a sostituire il mix energetico incentrato sui combustibili fossili con un mix energetico a basse o zero emissioni di carbonio. Questo passaggio epocale deve essere necessariamente coniugato con la garanzia di continuare ad assicurare forniture energetiche adeguate e convenienti e nel contempo può rappresentare l'occasione per consolidare la leadership industriale del nostro Paese in settori tecnologicamente avanzati capaci di trainare la ripresa economica.

In tale contesto, è necessario accelerare il processo di transizione verso un modello energetico che favorisca il più possibile l'indipendenza e sicurezza energetica, sfruttando al massimo le risorse di cui il nostro Paese dispone: le fonti rinnovabili.

Secondo Elettricità Futura, se si riuscissero ad installare in Italia 85 gigawatt di rinnovabili al 2030, sarebbe possibile creare sino a 500 mila posti di lavoro in più nel Paese e mobilitare 300 miliardi di nuovi investimenti, con un impatto positivo anche in termini di sensibile riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Un ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili consentirà infatti di ridimensionare in modo strutturale sia la domanda di gas (nella misura di circa 2 miliardi di Smc ogni 10 TWh circa installati) che le emissioni di CO₂, un obiettivo essenziale in questo particolare momento storico in cui al boom della domanda globale, che ha fatto seguito alla ripresa post-lockdown, si è aggiunto il conflitto russo-ucraino che ha determinato, in un contesto internazionale già difficile per le materie prime, un ulteriore rialzo dei prezzi.

Per raggiungere tali obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili, non è necessario solo un grande sforzo del sistema industriale, ma anche un cambiamento culturale che consenta di comprendere il contributo che le rinnovabili possono assicurare nel nostro Paese per consentire di ridimensionare la dipendenza energetica dall'estero, facilitare la competitività delle imprese e la ripresa economica del Paese.

Una delle leve fondamentali per favorire la crescita delle rinnovabili è l'accelerazione del percorso di semplificazione degli iter autorizzativi dei nuovi impianti che permetta di ridurre in maniera sensibile le lungaggini dei procedimenti e gli adempimenti richiesti alle imprese.

Bisogna inoltre promuovere un cambio di passo, individuando ad esempio obiettivi regionali minimi vincolanti da raggiungere in termini di nuova capacità da fonti rinnovabili che siano associati anche a meccanismi premianti nei confronti della c.d. "over-performance" delle Pubbliche Amministrazioni coinvolte.

Le Pubbliche amministrazioni, a loro volta, dovranno mobilitare risorse e dotazioni adeguate, sia per quanto concerne la formazione del personale della P.A. dedicato ai processi autorizzativi che in termini di risorse necessarie ad affrontare non solo i nuovi progetti attesi, ma anche il corposo numero di iter autorizzativi in corso.

Un contributo importante nella direzione dell'indipendenza energetica, della sostenibilità e competitività è quello svolto dalle comunità energetiche rinnovabili che consentono a cittadini,



enti e piccole e medie imprese, di unire le proprie forze per dotarsi di uno o più impianti condivisi per la produzione e l'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili (es. impianti fotovoltaici).

Nel contesto della transizione energetica, con il previsto incremento di generazione da fonti rinnovabili non programmabili, il sistema elettrico dovrà inoltre operare per rafforzare la resilienza delle reti e disporre di nuove risorse di generazione programmabili per garantire continuità e qualità del servizio per cittadini ed imprese e far fronte ad eventuali fasi di discontinuità nella produzione da fonti rinnovabili.

A tale riguardo, i sistemi di accumulo rappresentano una tecnologia già disponibile in scala adeguata ed installabile in tempi operativi ridotti che è in grado di favorire la necessaria flessibilità del sistema elettrico.

Il processo di transizione energetica non può poi prescindere da un'accelerazione del processo di decarbonizzazione con il graduale phase-out delle fonti fossili, mantenendo l'impegno al conseguimento degli obiettivi di affidabilità, resilienza ed efficacia del sistema.

Per quanto concerne i consumi finali, è necessario procedere sulla strada dell'elettrificazione in tutti i settori che comporta dei significativi benefici sia in termini di riduzione dei consumi di energia primaria, in considerazione del fatto che l'energia elettrica rappresenta il vettore energetico più efficiente, che sul piano della riduzione degli inquinanti locali, in particolare in ambiente urbano.

Tra le azioni che nel breve termine sono suscettibili di produrre maggiore impatto, occorre citare anche l'elettrificazione dei sistemi di riscaldamento e di acqua calda sanitaria. L'installazione su larga scala delle pompe di calore comporterà l'aggregazione di una domanda nazionale crescente in grado di stimolare il consolidamento della filiera industriale nazionale, in particolare per il settore residenziale, permettendo così una progressiva riduzione della dipendenza da importazioni extra-europee.

Il percorso di elettrificazione dovrà coinvolgere in maniera crescente anche il settore dei trasporti attraverso un ripensamento della mobilità che sia sempre più orientata alla transizione verso l'elettrico, non solo nel trasporto pubblico locale, ma anche nella mobilità privata.

La diffusione della mobilità elettrica potrà beneficiare dallo sviluppo di un'infrastruttura di ricarica capillare e diffusa in maniera omogenea sull'intero territorio nazionale. A tal fine, è necessario prevedere che l'installazione di un'infrastruttura di ricarica, sia considerata tra le opere di urbanizzazione primaria, e possa così rientrare tra gli interventi sottoposti ad una procedura autorizzativa semplificata ed occorre infine lavorare affinché i processi autorizzativi siano unici e omogenei a livello regionale sia in termini di iter amministrativo sia sotto il profilo delle tempistiche.



Il ruolo delle fonti rinnovabili

Arturo Lorenzoni

*Professore di Economia dell'Energia
Università degli Studi di Padova*

La recente evoluzione del clima sulla terra, insieme alle previsioni sempre più affidabili dei modelli di previsione raccolti nell'Assessment Report 6 dell'IPCC, Panel Intergovernativo sui cambiamenti climatici, evidenziano la necessità di accelerare la sostituzione dei combustibili fossili con fonti di energia prive di emissione di anidride carbonica.

Il percorso di riduzione delle emissioni necessario per limitare ai 2 gradi l'incremento di temperatura rispetto al periodo preindustriale con una probabilità del 67% deve essere spaventosamente rapido, con l'azzeramento netto entro il 2065. Una rivoluzione.

Ed è ormai evidente che una parte considerevole delle riserve di petrolio, carbone e gas già scoperte e in produzione, dovrà rimanere sottoterra, se non si vuole innescare fenomeni di portata incalcolabile. Se le riserve provate di combustibili fossili ammontano ad un'emissione equivalente di 3600 miliardi di tonnellate di CO₂, di cui circa 1000 da campi già in utilizzo e in sviluppo, il credito residuo per rispettare gli accordi di Parigi con il 50% di probabilità non supera i 770 miliardi di tonnellate. Nuove scoperte, insomma, sono indesiderabili e pericolosissime per il nostro futuro.

In questo quadro il ruolo delle fonti rinnovabili di energia, eolico e solare prima di tutto e dell'efficienza energetica negli usi finali sono di capitale importanza e in ogni parte del mondo vi sono programmi di investimento rilevanti, tanto che le fonti rinnovabili di energia sono ormai da qualche anno il segmento di maggiori investimenti su scala mondiale.

L'Europa, che ha raggiunto il target del 20% da fonti rinnovabili al 2020, nonostante lo scetticismo di coloro che lo vedevano irraggiungibile quando fu posto nel 2010 (COM/2010/0639), si è data un obiettivo di crescita al 45% al 2030. Per l'Italia ciò significa nuovi investimenti nella produzione elettrica per almeno 29 GW fotovoltaici e 9 GW di eolico, per raggiungere un target di 70 GW complessivi al 2030. Un programma vastissimo, che richiede una pianificazione accurata e capillare e una condivisione di tutti i livelli amministrativi, anche per evitare i fenomeni di congestione creati su Terna, coperta di richieste di connessione per il fatto che ogni investitore richiede varie connessioni, non potendo sapere quale dei progetti potrà superare la lotteria per processo autorizzativo.

Ciò che è indispensabile sottolineare, tuttavia, è che tale cambio di paradigma è un'enorme occasione per creare un'economia solida distribuita sul territorio, capace di generare reddito, qualità ambientale e valore sociale anche nelle aree marginali del paese. Tutt'altro rispetto al bagno di sangue paventato qualcuno anche di recente.

Va ricordato infatti che le fonti rinnovabili, solare ed eolico soprattutto, sono oggi le fonti a minimo costo se prendiamo a riferimento il Levelised Cost of Energy. Questo è un elemento nuovo degli ultimi anni: se un decennio fa la sostituzione dei combustibili fossili era impresa economicamente molto onerosa, oggi vi è pure la convenienza economica, oltre che ambientale. Certo, per fare un confronto tra le fonti fossili programmabili e le fonti rinnovabili intermittenti dobbiamo considerare i costi per adeguare le reti e per dotarsi di adeguati stoccaggi, giornalieri e stagionali, ma anche considerando questi fattori, la svolta energetica non appare fuori dalla portata dal punto di vista economico. Le tecnologie digitali che consentono di accoppiare produzione e consumo in molte applicazioni, dal riscaldamento e raffrescamento degli edifici, alla carica dei veicoli elettrici, rendono la domanda reattiva alle condizioni della produzione di energia, riducendo in modo determinante l'ostacolo della regolazione delle reti.



Con le nuove condizioni di mercato venutesi a creare a partire dal 2021, il gas, con costi elevati e contratti di acquisto da fornitori in aree molto delicate dal punto di vista geopolitico, ha perso attrattività. Tenuto come riferimento l'obiettivo europeo di decarbonizzazione integrale al 2050, che appare sempre più irrinunciabile alla luce dell'evoluzione climatica degli ultimi anni, con un'accelerazione sorprendente dell'innalzamento delle temperature e di tutti i fenomeni connessi, siccità, perdita dei raccolti, ondate di calore, fenomeni estremi ..., gli investimenti nelle infrastrutture gas per ridurre l'intensità carbonica dell'economia in attesa di passare successivamente a fonti prive di carbonio, appare perdente. Le condizioni per la diffusione di eolico e solare sono già favorevoli, soprattutto se si riuscirà ad accelerare gli investimenti distribuiti sul territorio con un ruolo nuovo dei consumatori, tramite le comunità energetiche e uno spazio maggiore per gli aggregatori, capaci di bilanciare i portafogli di produzione.

In questo quadro anche una riforma dei meccanismi di mercato, con un ruolo maggiore dei contratti di acquisto a lungo termine a prezzi fissi dalle fonti rinnovabili, appare desiderabile in tempi stretti. Il sistema basato sui combustibili fossili con costi marginali elevati, che ha dato origine alla liberalizzazione del mercato con la direttiva 96/92/EC, è in progressiva trasformazione e dobbiamo dotarci di regole adeguate a traghettarci verso un sistema con la netta prevalenza di fonti a costo marginale nullo.

Ma la riforma delle regole di mercato non è l'unico aspetto su cui spingere. È necessario superare alcuni atteggiamenti conservatori che stridono con i target sfidanti assunti su scala nazionale: la scarsa proattività delle amministrazioni locali, immobilizzate dalla mancanza di personale in grado di interloquire con gli investitori e spaventate dall'assumere un ruolo attivo nella costruzione degli impianti; l'atteggiamento ostile di alcune sovrintendenze, ancorate ad una visione estremamente conservativa, incapace di comprendere come la protezione dell'ambiente passi per una trasformazione del paesaggio in alcuni casi.

È necessario dunque superare l'atteggiamento che porta a percepire l'amministrazione una controparte da cui difendersi, invece che un partner con cui sviluppare progettualità. Su questo fronte la ripartizione dei target nazionali su scala regionale, e a sua volta anche tra i Comuni, può favorire un atteggiamento più attivo da parte della pubblica amministrazione.

La svolta energetica richiede uno sforzo imponente e condiviso, che sarebbe certamente facilitato da un approccio normativo più prescrittivo. La sostituzione del gas naturale con la pompa di calore negli edifici, la dotazione di fonti rinnovabili negli edifici pubblici, la razionalizzazione dei consumi devono essere spinti con maggior determinazione con prescrizioni nei regolamenti edilizi. Il tempo è troppo poco per dare risposte efficaci se si ha da attendere l'assunzione di consapevolezza da parte di tutti.



Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica

Marco Mannocchi

Public Affairs Manager Europe, Neste

La matrice europea delle politiche clima ed energia e i tre pilastri: decarbonizzazione, sicurezza e competitività

Neste è il primo produttore al mondo di biocarburanti prodotti a partire da rifiuti e residui e di carburante sostenibile per l'aviazione, dall'acronimo inglese SAF - *Sustainable Aviation Fuels*.

Il settore di maggior interesse per noi è quindi quello dei trasporti, la cui analisi non può prescindere dal framework regolatorio europeo, ed in particolare dalla matrice comunitaria delle politiche per il clima e l'energia.

Negli ultimi anni, queste si sono concentrate fundamentalmente sul pilastro della decarbonizzazione e, secondo alcuni, l'obiettivo di riduzione delle emissioni sarebbe stato perseguito a scapito degli altri due, ossia la sicurezza (dimensione dell'offerta) e la competitività (il fattore prezzo).

La situazione di crisi, tanto dell'offerta che dei prezzi, manifestatasi sin dalla seconda metà dell'anno scorso, sembrerebbe confermare che tale approccio comporta problematiche strutturali e non congiunturali.

D'altra parte, è sempre più evidente la contraddizione intrinseca tra gli obiettivi di decarbonizzazione decisi a livello europeo e le misure che gli Stati membri sono costretti ad adottare a livello nazionale a supporto della domanda (di fonti per lo più fossili).

Infatti, i Governi stanno intervenendo massicciamente sul fattore prezzi - si pensi al settore dei carburanti - per calmarne il costo a favore dei consumatori finali. L'effetto rebound sulla domanda viene sempre più spesso criticato, proprio perché è in contraddizione con la politica di riduzione della domanda stessa.

Lo stesso trend è peraltro riscontrabile nel dibattito, oramai noto ai più, sul c.d. *price cap* al prezzo del gas.

In definitiva, se l'obiettivo è la conciliazione fra decarbonizzazione, da un lato, e sicurezza e competitività dall'altro, occorre analizzare con un "approccio laico" il contributo potenziale che in tal senso possono offrire i diversi settori.

Il settore dei trasporti e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) è stato sviluppato, nel nostro Paese, sulla base del *Framework europeo al 2030*, che prevedeva un obiettivo di riduzione delle emissioni del 40%.

Tenendo in conto i nuovi e più ambiziosi obiettivi del Pacchetto *Fit for 55*, che prevede un obiettivo di riduzione intermedio al 2030 del 55% per arrivare alla neutralità climatica - *net-zero* - entro il 2050, l'Italia dovrà aggiornare il proprio PNIEC non più tardi del 30 giugno 2023.

Il trasporto è responsabile di circa il 27% delle emissioni a livello europeo e, nell'attuale PNIEC, ci siamo posti l'obiettivo del 22% di rinnovabili in questo settore entro il 2030, da raggiungere (anche) attraverso un parco circolante rinnovato che potrà contare fino a 6 milioni di autoveicoli elettrici.

Secondo i dati dell'Unione Nazionale Rappresentanti Autoveicoli Esteri (UNRAE), a giugno di quest'anno le immatricolazioni di auto elettriche costituivano il 7,88% di quelle totali, con un trend decrescente rispetto all'anno scorso. Ora, il raggiungimento dell'obiettivo che ci siamo posti



presupporrebbe l'immatricolazione di oltre 700 mila unità elettriche all'anno, vale a dire il decuplo delle immatricolazioni attuali.

Se è del tutto evidente che la situazione attuale non ci consente di essere ottimisti sulla nostra capacità di rispettare gli impegni presi, la soluzione non può certo consistere nella riduzione degli obiettivi, bensì nel loro rilancio. Difatti, la quota di rinnovabili nel settore dei trasporti al 2030 non potrà che essere incrementata nel nuovo PNIEC, aumentando potenzialmente il gap che ci separa dal raggiungimento dei nostri target.

Da questo punto di vista, una soluzione è certamente rappresentata da un maggiore investimento nell'elettrificazione dei consumi finali, un trend irreversibile per alcuni comparti e più complicato per altri - come mezzi pesanti, aviazione e marittimo.

Questo va però affiancato da una penetrazione sempre più profonda e massiccia di soluzioni alternative alle fonti fossili, quali ad esempio i carburanti rinnovabili e sintetici, che assieme al biometano e a soluzioni di più lungo periodo come l'idrogeno, ci consentiranno di decarbonizzare in maniera integrata la filiera in tempi compatibili con gli obiettivi europei e nazionali da cui siamo vincolati.

Il business model globale delle imprese e l'indipendenza energetica dell'Europa

Se gli strumenti di natura regolatoria (target europei e nazionali) informano la domanda, dal lato dell'offerta occorre adeguarsi in tempi rapidi. Adeguarsi ad una supply di rinnovabili che possa tenere il passo con un incremento vertiginoso della domanda a livello globale, anche nei trasporti.

Da questo punto di vista, il mercato di riferimento, anche nella localizzazione dei siti produttivi, non può prescindere dalla dimensione globale del fenomeno, essendo la dimensione nazionale sempre meno rappresentativa delle esigenze di imprese e cittadini.

Neste ad esempio ha due hub europei (Rotterdam, in Olanda e Porvoo, in Finlandia), uno negli Stati Uniti (California) e uno in Asia (Singapore), perché il mercato di destinazione dei nostri prodotti è globale e la domanda di carburanti rinnovabili è in forte crescita, con un potenziale per il solo settore stradale di 30 milioni di tonnellate al 2030, di cui circa la metà proveniente dal Vecchio Continente.

Neste stima un potenziale sfruttabile di 40 milioni di tonnellate all'anno di materie prime di seconda e terza generazione - rifiuti, residui e scarti, in buona parte di matrice europea - per la produzione di carburanti che consentono risparmi di anidride carbonica fino al 90 per cento rispetto al fossile.

Materie prime in gran parte utilizzabili anche per la produzione di biometano, la cui produzione il più recente pacchetto di proposte europee sull'energia, c.d. *RePowerEU*, prevede di decuplicare anche nell'ottica del perseguimento di una maggiore indipendenza energetica continentale.

Uno dei principali vantaggi di queste soluzioni è la presenza di un'infrastruttura di distribuzione e ricarica già esistente che non ha bisogno di essere sostituita con tempi che sarebbero in ogni caso incompatibili con il ricambio integrale del parco circolante, ed in definitiva con il raggiungimento degli obiettivi climatici. Ma oggi siamo qui non solo e non tanto per parlare di tecnologie e soluzioni per la decarbonizzazione, ma soprattutto di sicurezza energetica.

Le due cose non possono essere distinte, per i motivi che abbiamo analizzato finora. Sostituire l'attuale dipendenza europea dal gas e dal petrolio con un'altra, che magari vede come protagonisti nuove fonti e nuovi mercati, non gioverebbe alla sicurezza energetica, e molto probabilmente neanche al processo di decarbonizzazione.

In questo contesto, l'Europa dovrà dimostrarsi in grado di guidare in maniera ordinata la transizione energetica in corso, accelerando sugli obiettivi di sostenibilità, ma senza pregiudicare gli attuali assetti industriali (offerta) e competitivi (prezzi).



I Critical Raw Materials

Luigi Mazzocchi

Direttore del Dipartimento Tecnologie di Generazione e Materiali
Ricerca sul Sistema Energetico -RSE

Premessa

IEA definisce la sicurezza di approvvigionamento energetico come *"uninterrupted availability of energy sources at an affordable price"*. Si tratta quindi di un concetto che include quindi sia la continuità di fornitura che la sostenibilità economica.

La transizione energetica è uno degli strumenti che contribuisce a garantire la sicurezza energetica, attraverso il ricorso alle fonti rinnovabili di energia, a cui necessariamente si abbina una certa quota di sistemi di accumulo, l'elettrificazione dei consumi, che consente di sfruttare energia elettrica rinnovabile anche in settori, fra cui in particolare quello dei trasporti, tradizionalmente legati ai combustibili fossili importati, il "Power to Gas", che ulteriormente potrà estendere l'uso delle rinnovabili anche in settori in cui la penetrazione del vettore elettrico è problematica. L'impatto di queste tecnologie, in termini di minori emissioni e di riduzione della dipendenza dai combustibili importati è molto rilevante: stime RSE indicano una riduzione di 14 miliardi di m³/anno di gas naturale e di 5 MTEP/anno di prodotti petroliferi, grazie ad un incremento di 70 GW di generazione solare ed eolica, assunto come obiettivo al 2030.

Lo sfruttamento delle tecnologie rinnovabili e una più marcata penetrazione del vettore elettrico, tuttavia, non sono esente da rischi geopolitici, che in questi casi non sono più generati dalla dipendenza dai combustibili fossili, ma dalla necessità di disporre di materie prime e tecnologie (generazione fotovoltaica ed eolica, accumulo elettrochimico, motori elettrici a magneti permanenti ecc.) per le quali l'Italia e l'Europa presentano notevoli punti di debolezza.

Sugli aspetti tecnologici, molto è possibile fare e si sta facendo per assicurare una certa autonomia, attraverso la ricerca e l'innovazione tecnologica e forti investimenti pubblici e privati: ad esempio, l'iniziativa "European Battery Alliance" sta generando la nascita di grandi poli produttivi in varie parti d'Europa.

Particolare attenzione va posta al tema delle materie prime critiche, o Critical Raw Materials (CRM), che rappresentano una classe di materiali che è definita in base a due parametri:

- Economic Importance (EI): somma delle frazioni di utilizzo di un materiale nei vari settori produttivi europei, pesata sul valore aggiunto di ciascun settore
- Supply Risk (SR): esprime il rischio di interruzione di fornitura ai Paesi Europei di un certo materiale. Si basa sul grado di concentrazione della fornitura del materiale fra i vari Paesi, sulle caratteristiche dei Paesi stessi (forma di governo e aspetti commerciali) e sul grado di dipendenza della UE dall'importazione del materiale

Un materiale è considerato critico se:

(EI>2.8) e contemporaneamente (SR>1)

Applicando questo criterio, il più recente (2020) elenco di CRM pubblicato dalla Commissione Europea è il seguente:



Antimony	Fluorspar	Magnesium	Silicon Metal
Baryte	Gallium	Natural Graphite	Tantalum
Bauxite	Germanium	Natural Rubber	Titanium
Beryllium	Hafnium	Niobium	Vanadium
Bismuth	HREEs	PGMs	Tungsten
Borates	Indium	Phosphate rock	Strontium
Cobalt	Lithium	Phosphorus	
Coking Coal	LREEs	Scandium	

in cui HREE e LREE rappresentano il gruppo di 17 elementi comunemente denominati “terre rare”, mentre PGM è un gruppo di 6 elementi fra cui il platino ed altri ad esso contigui nella tavola periodica.

Un caso di grandissimo interesse nell’ambito delle tecnologie di sfruttamento delle rinnovabili è quello del fotovoltaico. Negli scenari elaborati a livello globale, con il vincolo di contenere l’aumento medio della temperatura entro 1.5 °C, viene valutata come necessaria l’installazione di circa 300 GW/anno di nuova capacità fotovoltaica nel periodo che va da oggi al 2040. In ambito italiano, gli analoghi scenari indicano da qui al 2030 4 GW/anno, che dovrebbero poi salire a 8 GW/anno negli anni successivi. Tali aggiunte di capacità fotovoltaica, nel periodo considerato, sono attese come prevalentemente costituite da moduli al silicio monocristallino. Con questa tecnologia, la principale materia prima critica è il Silicio stesso. A livello globale, il tasso di installazione di nuova capacità fotovoltaica sopra indicato implica il consumo di circa 0.8 milioni di tonnellate/anno di silicio; riportando la questione a livello europeo, e ammesso di poter produrre localmente la maggior parte dei moduli necessari, il fabbisogno di silicio salirebbe del 50 % circa rispetto ai consumi attuali in tutti i settori economici. Combinando questa indicazione con l’attuale situazione della produzione di silicio, in cui la sola Cina è in grado di produrre il 75 % del fabbisogno mondiale, seguita dalla Russia con il 7 %, è evidente come il silicio tenda a divenire sempre più un CRM e a generare forti preoccupazioni sui rischi associati allo sfruttamento di questa fondamentale tecnologia.

Un altro caso particolarmente rappresentativo è quello delle tecnologie di accumulo elettrico, oggi e per molti anni ancora dominato dalle batterie agli ioni di litio. L’importanza strategica di questa tecnologia è dovuta alla necessità di accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili intermittenti (sole e vento) con forti investimenti in capacità di accumulo elettrico; ma, in misura ancora maggiore (in un rapporto 10:1), dalle necessità dell’industria automobilistica, ormai chiaramente orientata ad una transizione abbastanza rapida dai motori a combustione alla trazione elettrica. In questo ambito, i CRM necessari sono un certo numero, in funzione delle diverse varianti dei materiali impiegati, ma principalmente si tratta del litio, della grafite naturale e del cobalto. Per queste materie prime, l’incremento atteso dei consumi, dovuto alla transizione energetica e in rapporto ai consumi europei attuali in tutti i settori economici, è ancora più marcato rispetto al silicio e può arrivare a incrementi da 5 a 10 volte.

Ulteriori esempi di criticità sotto il profilo della materie prime si ritrovano in altri ambiti, come la generazione eolica, i magneti permanenti per i veicoli elettrici, i catalizzatori in metalli nobili per gli elettrolizzatori necessari alla produzione di idrogeno.

Le azioni utili a prevenire o quantomeno mitigare questo tipo di rischi comprendono:

- L’innovazione tecnologica finalizzata a sostituire le materie prime critiche con altre che lo siano in minor misura
- La ricerca mineraria per assicurare una minore dipendenza da Paesi politicamente meno affidabili



- Lo sviluppo di tecnologie di riciclo dei materiali a fine vita dei componenti, azione che, oltre a ridurre il consumo di materie prime, presenta anche benefici ambientali per la riduzione del volume di scarti.

RSE è attivo nella ricerca finalizzata a questi obiettivi. È in corso lo sviluppo di nuovi materiali per batterie al sodio, nelle quali il ricorso a CRM quali il litio, la grafite e il cobalto è azzerato e viene sostituito dall'uso di materiali non critici o comunque con minore indice di criticità. Si stanno sviluppando metodi di test e di gestione dei pacchi batterie che facilitano l'introduzione della cosiddetta "seconda vita" delle batterie veicolari che, giunte ad un livello di degrado non più compatibile con la trazione, possono essere reimpiegate almeno in parte come sistemi di accumulo energetico stazionario. Si stanno indagando aree geografiche nazionali in cui è pensabile abbinare allo sfruttamento energetico della fonte geotermica il recupero di elementi pregiati, in particolare il litio, e si stanno studiando processi efficaci di recupero.



Le prospettive dei biocarburanti

Vito Pignatelli

Presidente ITABIA

Uno dei principali elementi che caratterizza la nostra civiltà, differenziandola da quelle di un passato neanche troppo lontano, è l'elevata mobilità delle persone e delle merci, che si traduce in un notevole consumo di energia nel relativo settore dei trasporti. Come riportato nel rapporto del MiTE "La situazione energetica nazionale nel 2021" (luglio 2022), i consumi energetici nei trasporti in Italia nello scorso anno erano pari a circa 35,4 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), corrispondenti a poco meno del 31% dei consumi finali totali, coperti per la maggior parte da combustibili fossili importati.

E' quindi evidente che, se si vuole andare nella direzione di una progressiva e significativa decarbonizzazione del nostro modello di sviluppo, è necessario intervenire sostituendo quanto più possibile i combustibili fossili con fonti energetiche rinnovabili, e l'importanza strategica di una simile scelta è confermata dal fatto che, da quando a livello europeo sono stati stabiliti degli obiettivi definiti di utilizzo delle FER, il settore dei trasporti è stato oggetto di una particolare attenzione con individuazione di target specifici, dal 5,75% (indicativo e riferito in pratica ai soli biocarburanti) dei consumi energetici totali da raggiungere entro la fine del 2010 della direttiva 2003/30/CE, al 10% (vincolante) alla fine del 2020 della direttiva 2009/28/CE - la cosiddetta direttiva RED I -, fino al 14% dell'ultima direttiva (RED II) 2018/2001/UE del dicembre 2018.

In realtà, la decarbonizzazione dei trasporti è più difficile rispetto agli altri settori, come ad esempio la produzione di energia elettrica, perché i carburanti (benzina, gasolio, cherosene ecc.) di origine fossile presentano alcune caratteristiche che li rendono particolarmente idonei all'impiego per l'alimentazione di veicoli, natanti e velivoli e, in particolare:

- L'elevato contenuto energetico, maggiore di quello di qualsiasi altro prodotto chimico di uso comune, che garantisce ai mezzi di trasporto una notevole autonomia (centinaia o migliaia di chilometri) con un solo rifornimento;
- La facilità di standardizzazione delle relative proprietà chimico-fisiche, che ne rende possibile l'uso da parte di tutti i mezzi a motore terrestri, aerei o navali, in qualsiasi paese del mondo;
- L'ampia disponibilità e i costi tutto sommato contenuti, e comunque quasi sempre minori rispetto alle possibili alternative.

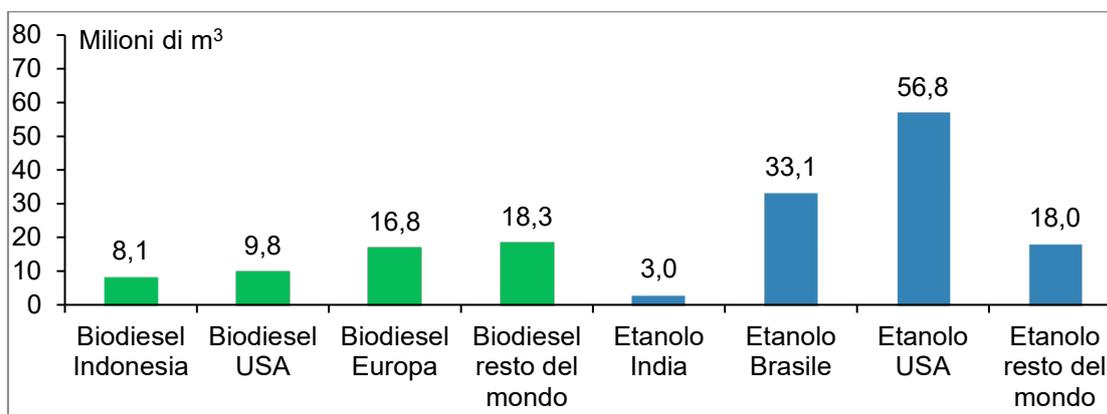
Al netto di possibili problemi di approvvigionamento legati all'insorgere di crisi di natura geopolitica (guerre e tensioni sui mercati internazionali), sostituire i carburanti di origine fossile con fonti rinnovabili rappresenta una vera e propria sfida, che va affrontata con la consapevolezza che non esiste una soluzione ottimale, ma è necessario individuare di volta in volta quelle realisticamente praticabili. Allo stato attuale della tecnologia, esistono diverse alternative in grado di fornire una risposta positiva, dai veicoli a propulsione elettrica (alimentati ovviamente con elettricità da fonti rinnovabili), ai carburanti di sintesi derivanti da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa, o da rifiuti di origine non rinnovabile non utilizzabili per il recupero di materia, a quella attualmente più diffusa dei biocarburanti.

La legislazione europea e nazionale (Dlgs. 28/2011) definisce come biocarburanti tutti i "carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa", definizione che corrisponde ad una vasta gamma di prodotti con caratteristiche molto diverse fra loro. In pratica, solo un numero limitato di biocarburanti viene prodotto industrialmente e immesso sul mercato: il biodiesel, miscela di derivati (esteri metilici) modificati chimicamente di oli e grassi vegetali e/o animali, l'etanolo e alcuni suoi derivati di sintesi (ETBE ed altri eteri), i bio-idrocarburi ottenuti dall'idrogenazione di oli e grassi (HVO) o sottoprodotti della lavorazione del legno (tallolio) e, in



misura estremamente ridotta, gli oli vegetali puri, utilizzati in pratica solo per l'alimentazione di macchine agricole. A questi va aggiunto il biometano, ottenuto dalla purificazione (upgrading) del biogas e utilizzato in sostituzione del metano come gas compresso (bio-CNG) o liquefatto (bio-LNG), particolarmente per il trasporto pubblico locale o per il trasporto merci con tir su lunghe distanze, e potenzialmente di grande interesse anche per l'alimentazione di treni di ferrovie non elettrificate o per la navigazione interna e/o costiera.

La produzione mondiale di biocarburanti è stata pari, nel 2021, a circa 211 milioni di m³, con sensibili differenze a seconda delle principali aree geografiche, come mostrato nella figura seguente.



Produzione mondiale di biocarburanti nel 2021 (Fonte: IEA, Transport Biofuels - 2022)

Per quel che riguarda in particolare l'Europa, le fonti statistiche (EurObserv'ER, RES in Transport Barometer - 2021) riportavano per il 2020 un consumo pari a circa 15,8 Mtep - che, utilizzando i complessi criteri di calcolo stabiliti a livello europeo per quantificare il contributo dei biocarburanti alla decarbonizzazione dei trasporti, corrisponde al 9-10% circa dei consumi totali di energia del settore -, attribuibile per la maggior parte a biodiesel, HVO ed altri sostituti del gasolio (82,5%) e per il resto a etanolo e derivati (15,5%) e biometano (2%).

La situazione in Italia è un po' diversa dalla media europea, con l'immissione al consumo nel 2020 di circa 1,5 milioni di tonnellate di biocarburanti, per il 93,8% biodiesel e sostituti del gasolio e il 4,7% di biometano, mentre il contributo di bioetanolo e derivati è sostanzialmente trascurabile (Fonte: GSE, Energia nel settore dei trasporti 2005-2020, giugno 2021). Utilizzando i criteri di calcolo ufficiali, che premiano con l'uso di fattori moltiplicativi quelli considerati più sostenibili, questi quantitativi corrispondono al 10% circa dei consumi totali, mentre se si considera il contributo effettivo in termini di contenuto energetico tal quale questo valore scende al 4,5%.

Un uso più ampio e diffuso dei biocarburanti rispetto ai livelli attuali richiede comunque il superamento di alcune criticità, che possono essere ricondotte a due problematiche:

- Problematiche ambientali, legate alla natura e alle filiere di approvvigionamento della materia prima (biomassa) utilizzata per la produzione dei biocarburanti;
- Problematiche tecnologiche, legate alla maggiore o minore somiglianza, in termini di caratteristiche e proprietà, fra i biocarburanti e i carburanti convenzionali di riferimento.

Per quel che riguarda il primo punto, l'obiettivo da perseguire è quello della progressiva sostituzione dei biocarburanti più comunemente utilizzati, i cosiddetti biocarburanti di "prima generazione", prodotti a partire da materie prime agricole (colture oleaginose, palma, mais, canna da zucchero ecc.), con altri più sostenibili, che evitino il rischio di una possibile competizione per l'uso del suolo con le produzioni alimentari e/o mangimistiche.



Con la Direttiva 2001/2018/UE (RED II) è stato introdotto ufficialmente il termine "biocarburanti avanzati" per indicare tutti quelli, liquidi o gassosi, ricavati da scarti e residui agricoli ed agroindustriali, biomasse lignocellulosiche, alghe e colture di microalghe ed altre biomasse residuali elencate in uno specifico allegato (Allegato IX). L'unico elemento che distingue un biocarburante convenzionale da uno avanzato è la materia prima utilizzata per la sua produzione, indipendentemente dalla tecnologia e dalle caratteristiche del processo produttivo.

Per questa tipologia di biocarburanti è prevista l'immissione al consumo obbligatoria di un quantitativo tale da coprire lo 0,22% dei consumi di energia nei trasporti a partire dal 2022 fino ad arrivare all'1% nel 2025 e al 3,5% nel 2030.

Un esempio significativo di biocarburanti avanzati è rappresentato dal bioetanolo cosiddetto di "seconda generazione", prodotto da biomasse lignocellulosiche invece che da materie prime amidacee o zuccherine di origine agricola mediante un processo di idrolisi enzimatica e successiva fermentazione degli idrolizzati. Negli ultimi anni sono entrati in funzione alcuni impianti industriali per la produzione di questo biocarburante e diversi altri sono in costruzione o in fase di avvio, come si può vedere dalla tabella seguente (Fonte: IEA Bioenergy TCP, Advanced Biofuels - Potential for cost reduction, 2020).

Impianto / Proprietà	Stato	Paese	Capacità produttiva (m3/anno)	Avvio produzione	Note
Raizen / Cosan, Shell	In funzione	Brasile	40.000	2015	Produzione ancora inferiore alla capacità
Bioflex 1 / GranBio	Upgrading in corso	Brasile	82.000	2014	Potenziato, con riavvio previsto nel 2019
Liberty / Poet & DSM	In funzione	USA	76.000	2015	
Crescentino / ENI	In funzione	Italia	50.000	2013	Venduto da Gruppo M&G a ENI nel 2018 (*)
Kajaani / St1	In funzione	Finlandia	10.000	2017	Tecnologia Cellunolix
Bargarh / Bharat Petroleum	In costruzione	India	40.000	2021	Tecnologia Praj
Podari / Clariant	In costruzione	Romania	60.000	2020	(**)
Raffineria ABRPL	In costruzione	India	60.000	2021	Tecnologia Formicobio
Impianto Bhatinda / HPCL	In costruzione	India	40.000	2020	Tecnologia DBT-ICT

(*) attualmente fermo, in attesa di riavvio

(**) costruzione completata nel 2021

Le problematiche di natura tecnologica dipendono invece dalle caratteristiche e proprietà chimico-fisiche dei biocarburanti che li rendono più o meno simili ai prodotti di origine fossile da sostituire. I biocarburanti tradizionali sono chimicamente diversi dagli idrocarburi a causa della presenza di ossigeno, che ne peggiora le caratteristiche creando problemi di incompatibilità in caso di miscelazione con quelli fossili di riferimento (il cosiddetto "blending wall"). Pertanto, le normative vigenti fissano percentuali massime di aggiunta nei carburanti erogati dalla rete di distribuzione stradale, percentuali che possono essere però superate nel caso di distribuzione extra-rete, come ad esempio mezzi di trasporto pubblico, raccolta dei rifiuti ecc.

Il problema è particolarmente grave quando ci si propone di utilizzare i biocarburanti nel trasporto aereo. In questo caso, infatti, i biocarburanti tradizionali (biodiesel, etanolo e derivati) non sono in grado di soddisfare alcune stringenti specifiche per l'alimentazione degli aerei a reazione, come ad esempio la viscosità alle basse temperature. Di conseguenza, per sostituire il jet fuel, è necessario utilizzare una nuova tipologia di biocarburanti, cosiddetti "drop-in", idrocarburi liquidi



ottenuti dalla biomassa con caratteristiche chimico-fisiche equivalenti a quelle dei prodotti di origine fossile e quindi pienamente compatibili con i motori e le infrastrutture di stoccaggio, trasporto e distribuzione esistenti.

Per trasformare un prodotto derivante dalla biomassa (come oli vegetali, grassi, alcoli, oli di pirolisi ecc.) in una miscela di idrocarburi, è necessario rimuovere il contenuto di ossigeno in modo da portare il rapporto fra contenuto di idrogeno e di carbonio il più vicino possibile al valore 2, tipico del gasolio e del jet fuel. Analogamente a quanto avviene in raffineria, dove il petrolio greggio viene trattato con idrogeno per rimuovere zolfo, ossigeno e altri eteroatomi (hydrotreating) e "spezzare" gli idrocarburi a catena lunga (cracking), la produzione di biocarburanti "drop-in" richiede quindi l'apporto di idrogeno, in quantitativi tanto più elevati quanto maggiore è la percentuale di ossigeno da rimuovere.

I biocarburanti "drop-in" possono essere prodotti a partire da una molteplicità di materie prime, con processi e tecnologie che presentano diversi livelli di sviluppo, da quelli ancora oggetto di attività di RST su impianti pilota a quelli già utilizzati su scala industriale. Le tecnologie per la produzione di biocarburanti "drop-in" da esteri di acidi grassi, oli vegetali o tallolio idrotreatati (HEFA o HVO) sono le uniche attualmente sviluppate a livello industriale, e che consentono la produzione di quantità significative, anche se ancora limitate, di carburanti rinnovabili (SAF - Sustainable Aviation Fuels) utilizzabili per il trasporto aereo.

La produzione mondiale è attualmente dell'ordine dei 3,5 milioni di t/anno, che corrispondono a 4,3-4,5 milioni di t/anno di materie prime oleose. I relativi processi sono complessi e costosi e risentono fortemente delle economie di scala, per cui gli unici esempi di realizzazioni industriali sono all'interno di raffinerie (o bioraffinerie).

Nella tabella seguente è riportato un elenco dei principali produttori europei di biocarburanti "drop-in" da materie prime oleose attivi nel 2020 (Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2020 / Siti WEB produttori).

Società produttrice	Paese	Località	Materie prime utilizzate	Anno di avvio produzione	Capacità produttiva (t/anno)
Neste	Finlandia	Kilpilahti, Porvoo	Oli vegetali (OVP e UCOs), grassi animali	2007 e 2019	380.000
Neste	Paesi Bassi	Rotterdam	Oli vegetali (OVP e UCOs), grassi animali	2011	1.000.000
ENI	Italia	Porto Marghera (VE)	Oli vegetali (OVP e UCOs), grassi animali	2014 (upgrading 2021)	360.000 (upgrading a 500.000)
UPM Lappeenranta	Finlandia	Lappeenranta	Tallolio	2015	100.000
Preem	Svezia	Goteborg	Tallolio (co-processing con gasolio)	2015 (upgrading 2023)	170.000 (upgrading a 1.000.000)
Galp	Portogallo	Sines	Oli vegetali (co-processing con gasolio)	2017	40.000
ENI	Italia	Gela	Oli vegetali (OVP e UCOs), grassi animali	2019	600.000
TOTAL	Francia	La Mède	Oli vegetali (OVP e UCOs), grassi animali	2019	500.000

Nei prossimi anni è previsto un forte incremento dei consumi di elettricità da FER nel trasporto stradale pubblico e privato, ma per la decarbonizzazione dei sistemi di trasporto che richiedono un'elevata densità di energia per coprire lunghe percorrenze - in primo luogo il trasporto aereo, ma anche quello marittimo e stradale con mezzi pesanti su lunghe distanze - non ci sono ancora alternative realistiche ai biocarburanti liquidi.



In quest'ottica, i biocarburanti “drop-in”, prodotti da materie prime a basso costo, ampiamente disponibili e facilmente reperibili, e soprattutto non in competizione per la destinazione d'uso e/o il consumo di suolo con le produzioni alimentari o mangimistiche, diventeranno sempre più importanti.

Un'attenta valutazione e analisi dei costi/benefici, che tenga conto di tutti gli aspetti tecnologici, economici e ambientali delle diverse possibili soluzioni costituirà, insieme ai progressi della ricerca, il presupposto fondamentale per una crescita significativa e durevole del mercato di questa nuova generazione di biocarburanti, contribuendo così a vincere la sfida della sostenibilità per i trasporti del futuro.



Il recupero delle risorse

Riccardo Piunti

Presidente

CONOU -Consorzio Nazionale degli Oli Minerali Usati

L'occasione di questo seminario è particolarmente interessante, visto che il cuore del problema posto è la sicurezza e l'economicità dell'approvvigionamento energetico e, in generale, dei materiali; il tema è certamente nel cuore di questa associazione, che ringrazio per l'invito a questa sessione che nasce in un momento di particolare criticità, pur iniziato prima della tensione legata alla guerra della Russia all'Ucraina, ma da questa fortemente accentuato rendendo stabile ...l'instabilità e l'incertezza di tutta l'Europa ... e non solo..

L'interesse al tema per il mio, ma certamente per altri Consorzi di filiera di Economia Circolare, va letto seguendo il filo della storia che ha portato, in Italia, alla nascita di questi Consorzi. Quest'ultimi debuttano negli anni '80, per gestire la raccolta di particolari rifiuti (spesso pericolosi) evitandone la dispersione nell'ambiente.

Tuttavia, nel caso dell'olio minerale già agli albori (1940), prima ancora che nascesse il Conou o si ponesse il tema dell'ambiente, emergeva un'esigenza legata al riciclo in ottica autarchica (in tempo di guerra, appunto).

Già allora la "povera" Italia, comprese come il recupero e il riciclo non dovevano essere solo un'opportunità economica, ma anche di approvvigionamento alternativo, in fase di difficoltà nel reperimento (allora per altre ragioni) di materie di importazione. La legge del'40, già allora, stabiliva infatti l'obbligo di conferimento del rifiuto e una sorta di priorità "ante litteram" alla rigenerazione degli oli minerali.

Volendo continuare a seguire l'asse del tempo, gli anni '60 sono un punto di passaggio strategico del percorso che stiamo narrando:

- In quel periodo infatti Boulding (inventore della teoria dei sistemi e filosofo della scienza), definì l'idea della prevalenza dell'economia circolare e scapito di quella lineare (ridurre consumo, massimizzare recupero e riciclo). In modo figurato preconizzò l'abbandono progressivo della economia del "far west", ovvero quella in cui l'uomo avanza, devasta, sfrutta depreda le risorse dal territorio per poi spostarsi più a ovest, verso la "frontiera"; propose al contrario il modello "astronave", che assimilava il Pianeta a una navicella spaziale (erano allora gli inizi dell'avventura spaziale), nella quale le risorse erano limitate e l'esigenza di contenere i consumi e recuperare i rifiuti determinanti.
- Contemporaneamente, nel ns Paese, venivano costruite le 3 raffinerie di olio usato oggi in attività nella nostra filiera, site a Lodi, Ceccano e Napoli.

Successivamente la Direttiva Europea del 1975, sancendo il principio di "chi inquina paga" apriva le porte alla "responsabilità estesa del produttore" (EPR) e alla nascita del Conou 40 fa (1982-84).

La Responsabilità del Produttore si esprimeva chiaramente in questa genesi; il Consorzio infatti era costituito dalle aziende che immettevano oli lubrificanti al consumo (in gran parte i "petrolieri") che, appunto, oltre che produrre, imballare, vendere, consegnare e fatturare l'olio, si impegnavano, consorziandosi, a recuperare l'olio presso il loro cliente una volta che non fosse più adeguato all'utilizzo.

L'attenzione iniziale fu dedicata, come detto, alla raccolta al fine di salvaguardare l'ambiente ed evitare la dispersione; i dati mostrano una progressiva crescita del rapporto fra raccolto e immesso al consumo fino alla saturazione e al raggiungimento del massimo recuperabile. L'attività trasse il maggior vantaggio dalla capacità del Conou di coordinare e incentivare



adeguatamente le imprese di raccolta anche al recupero di quantitativi più piccoli e, magari, in località di difficile raggiungimento, cercando appunto di orientare la rete a “raccolgere tutto”.

Successivamente (anche su spinta della Direttiva UE 2008 e poi 2018) si iniziò a dare sempre più enfasi alla priorità alla Rigenerazione, ossia a concentrare gli sforzi anche sulla gestione ottimale dei flussi e della qualità dell’olio usato per contenere la quota di quello destinato a combustione a favore di quello destinato alle raffinerie della filiera: in altre parole non si puntava più solo a raccogliere per non inquinare e, magari, a valorizzare termicamente per non sprecare, ma a RIGENERARE, ossia a recuperare il prodotto nuovo dal rifiuto pericoloso.

Andiamo, dopo questo lungo cammino, a vedere i numeri di questa filiera in Italia: circa 200.000 tonnellate di lubrificanti usati raccolti ogni anno, con produzione, al 70%, di nuove basi lubrificanti, nonché di gasoli e bitumi. Il tasso di rigenerazione dell’olio raccolto è oltre il 98%, con meno del 2% destinato a combustione o termodistruzione. Si tratta di valori di assoluta Eccellenza in Europa, dove il tenore di rigenerazione raggiunge a stento il 61%.

I segreti di questo successo sono intrinseci alla storia testé raccontata e si rifanno all’attento controllo dei flussi (a garanzia della citata priorità alla rigenerazione) nonché a una gestione della qualità estremamente attenta:

- qualità in entrata per evitare la diluizione delle partite inquinate e, di conseguenza, per la minimizzazione dell’olio non rigenerabile;
- qualità in uscita per garantire standard allineati con quelli dei lubrificanti di nuova produzione, evitando le “finte rigirazioni” che mettono in circolo prodotti inadeguati o , peggio, ambientalmente dannosi.

Tutto ciò si traduce in una riduzione delle importazioni di petrolio per circa 150 milioni di euro annui (a valori attuali) e in un “miracoloso” riscatto di ottime materie prime a prodotti.

Ne porsi il quesito iniziale sulla difficoltà di approvvigionamento energetico e di materie prime, non possiamo non citare gli incredibili dati forniti annualmente dal “Circularity Gap”, che ci ricorda come, ogni anno il Pianeta venga depredata di circa 101 miliardi di tonnellate di materiali, di cui il 46% sono, una volta usati, dispersi o perduti; solo l’8% circa vengono destinati a riciclo, con uno spreco incredibile di risorse. Del resto il “modello Consorzio” e la ns cultura di base hanno fatto un’eccezione dell’Italia in numerosi settori di economia Circolare, tant’è che il nostro Paese è capace di fare meglio, con circa 0,5 miliardi di tonnellate di materiali all’anno, rispetto alla media UE, con un tasso di riciclo prossimo al 22% (contro il 13% circa).

In parallelo la performance dell’Economia circolare segna la sua impronta anche nella battaglia climatica: la filiera del Conou, ad esempio, consente in Italia il risparmio di 90.000 tonnellate/anno di CO₂ rispetto al ciclo tradizionale che prevede l’estrazione (p.es.) in Medio Oriente o in Russia di petrolio, il suo trasporto la sua raffinazione per la produzione dei medesimi lubrificanti che, invece, possiamo ottenere trattando il rifiuto. Analogamente l’analisi LCA (il confronto fra i due percorsi) individua, per la stessa filiera, cospicue riduzioni di inquinanti emessi nell’ambiente (p.es. 143.000 tonn/anno di Diclorobenzene equivalente) o di consumo di acque (36 milioni m³ all’anno).

Per concludere, se le grandi crisi di questa nostra epoca sono connesse alla sicurezza e la disponibilità di energia e materie prime, alla sfida del cambiamento climatico e, comunque, alla lotta all’inquinamento, in tutte e tre queste partite esistenziali per la nostra vita e la nostra civiltà, l’Economia Circolare non costituisce un tassello utile o, peggio, un orpello per una comunicazione green, ma una condizione necessaria e ineludibile per poter garantire un esito favorevole a queste sfide.

Le prospettive degli e-fuels

Matteo C. Romano

Professore Dipartimento di Energia,
Politecnico di Milano

Gli *e-fuels* (o *electro-fuels*) sono combustibili sintetici prodotti grazie all'apporto energetico di elettricità, utilizzata per produrre idrogeno dall'elettrolisi di acqua (o una miscela H₂-CO dalla co-elettrolisi di acqua e CO₂). Il risultato complessivo dei processi di produzione di e-fuels è quindi la conversione e l'accumulo di energia elettrica nella forma di energia chimica di un combustibile.

Con l'eccezione dell'ammoniaca (NH₃), le altre molecole di e-fuels contengono atomi di carbonio, forniti al processo nella forma di CO₂. Tra gli e-fuels a base carbonio, la maggior parte può essere stoccata in forma liquida a temperatura e pressione ambiente (es: metanolo, idrocarburi da Fischer-Tropsch) o a pressione moderata (es: dimetiletere - DME), in modo da consentirne lo stoccaggio ad alta densità. A questi fa eccezione il metano (CH₄) che è gassoso, ma che tuttavia può trarre vantaggio del grande volume di stoccaggio nell'infrastruttura di trasporto e accumulo di gas naturale.

In Figura 1 è riportato uno schema concettuale dei sistemi di produzione di e-fuel, che includono: (i) sistemi di produzione e approvvigionamento di elettricità, (ii) la produzione di idrogeno da elettrolisi, (iii) un sistema di approvvigionamento di CO₂ da fonti industriali, biogeniche o dall'aria, (iv) un processo di sintesi del combustibile e (v) sistemi di stoccaggio di energia (es: batterie) o materia (H₂ e CO₂) per far fronte alle fluttuazioni della produzione elettrica rinnovabile.

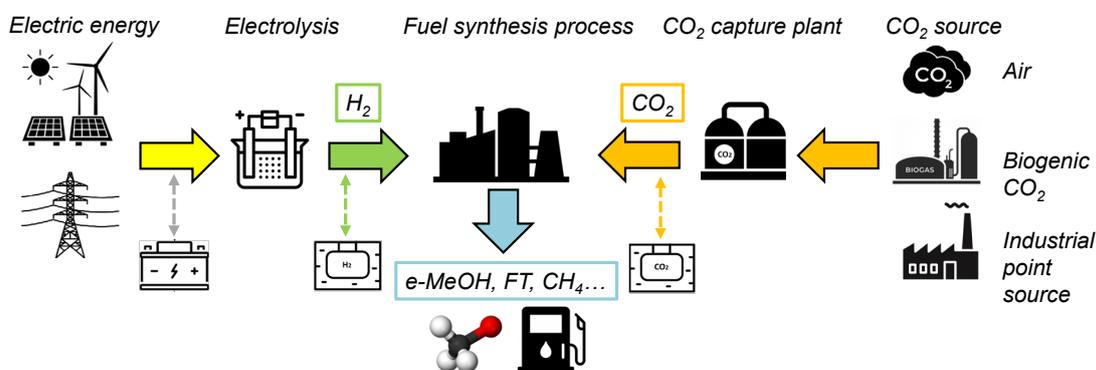


Figura 1. Schema concettuale di un sistema di produzione di e-fuel

I principali punti di forza degli e-fuels risiedono nella capacità di stoccaggio di energia elettrica rinnovabile a lungo termine e basso costo e l'esistenza di un'infrastruttura di stoccaggio, trasporto e utilizzo sviluppata che ne consente il trasporto su lunga distanza e l'accumulo su scale di tempo stagionali. Gli e-fuels rappresentano inoltre un'alternativa o un complemento ai biocombustibili (la cui produzione è limitata dalla disponibilità di biomassa) per quelle applicazioni in cui l'elettificazione diretta è poco praticabile, come il trasporto navale e aereo. Secondo lo scenario IEA "Net zero" (IEA, 2021), nel 2050 circa il 50% del combustibile navale e il 30% del combustibile per aviazione sarà costituito da e-fuels.

Ai punti di forza sopra citati, è importante accompagnare le seguenti considerazioni:

- L'efficienza energetica di produzione degli e-fuels è dell'ordine del 50-60% (quindi, da 1 kWh di energia elettrica è possibile produrre combustibili con un contenuto energetico di 0.5-0.6

kWh). Il successivo utilizzo del combustibile in un ciclo termodinamico (ad esempio un motore a combustione interna), porta l'efficienza complessiva di conversione dell'elettricità a valori di 15-30% (ovvero 0.15-0.30 kWh di energia utile prodotta da 1 kWh di elettricità iniziale). Questi valori sono molto inferiori rispetto ai rendimenti dell'ordine del 70-90% dell'utilizzo ed eventuale accumulo diretto dell'elettricità. È quindi evidente che l'utilizzo diretto dell'elettricità è energeticamente preferibile rispetto all'utilizzo indiretto attraverso un e-fuel, che è quindi giustificabile solo quando l'utilizzo dell'energia è significativamente dilazionato nel tempo e nello spazio rispetto alla momento e/o alla località di produzione dell'energia elettrica.

- Affinché si abbia un bilancio favorevole sulle emissioni di CO₂ complessive è necessario che l'elettricità utilizzata per la produzione di e-fuels abbia una bassissima intensità carbonica, compatibile solo con elettricità di origine rinnovabile o nucleare. Ueckerdt et al. (2021) hanno calcolato che intensità carboniche del mix energetico superiori a 100 kg/MWh comporterebbero emissioni dall'utilizzo degli e-fuels sul ciclo di vita superiori all'utilizzo di combustibili fossili. Per una riduzione significativa (oltre il 50%) delle emissioni rispetto ai combustibili tradizionali, l'intensità carbonica dell'elettricità deve essere indicativamente inferiore a 50 kg/MWh.
- Il raggiungimento di obiettivi ambiziosi di emissioni "net zero" implica la presenza di sistemi di cattura di CO₂ dall'atmosfera o per via diretta (attraverso sistemi *direct air capture* – DAC) o per via indiretta (da biomassa). In un sistema "net zero", nel caso di utilizzo di CO₂ di origine fossile da un punto di emissione industriale (Figura 2), l'emissione di CO₂ conseguente alla combustione dell'e-fuel, richiederà la successiva cattura di CO₂ dall'aria e il suo stoccaggio geologico con sistemi *direct air capture* con *carbon capture and storage* (DACCS) o *bioenergy* con *carbon capture and storage* (BECCS). Un'opzione interessante è quella di integrare la produzione di e-fuels in processi di produzione di biocombustibili, in modo da convertire l'eccesso di carbonio nella biomassa attraverso la sintesi di un *bio-e-fuel* (Koponen and Hannula, 2017; Poluzzi, 2021).

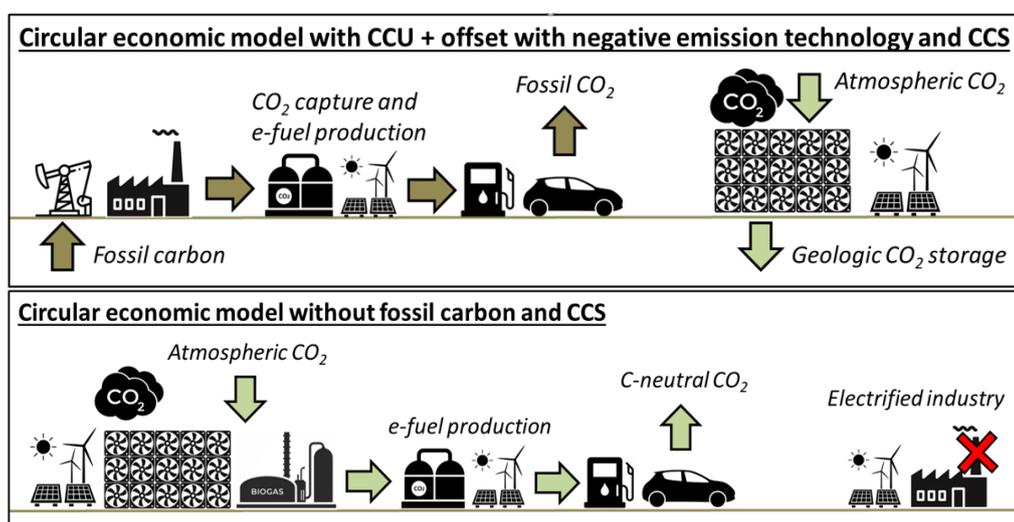


Figura 2. Esempi di sistemi e-fuels "net zero". Sopra: sistema basato su utilizzo di CO₂ di origine fossile con compensazione attraverso sistema direct air capture with CCS (DACCS). Sotto: sistema basato sull'utilizzo di CO₂ atmosferica con contemporanea elettrificazione dell'industria.

- Dal punto di vista ambientale, nelle attuali condizioni di scarsa disponibilità e penetrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico, è preferibile dedicare l'energia elettrica rinnovabile ad usi diversi rispetto alla produzione di e-fuels. Usi prioritari dal punto di vista ambientale (ovvero che consentono di evitare quantità di CO₂ superiori per kWh di elettricità rinnovabile utilizzata) sono la sostituzione dell'attuale elettricità prodotta da fonti fossili e



l'elettificazione di nuovi settori quali il riscaldamento civile e industriale (preferibilmente con pompe di calore) e la mobilità (Sternberg et al., 2015). È quindi ambientalmente preferibile che la produzione di e-fuels con elettricità prodotta in Europa segua la sostituzione della produzione elettrica fossile e l'elettificazione diretta di settori oggi sostenuti da combustibili fossili.

- Il costo di produzione degli e-fuels è dominato dal costo di produzione dell'idrogeno, a sua volta legato al costo di produzione dell'elettricità e al costo di investimento del sistema di elettrolisi. Il costo dell'approvvigionamento di CO₂ diventa non trascurabile (seppur sempre minoritario) solo in caso di approvvigionamento di CO₂ dall'aria e di bassissimo costo di produzione dell'elettricità. D'altra parte, il trasporto di combustibili liquidi via nave su lunghe distanze incide marginalmente sul costo degli e-fuel. Di conseguenza, gli e-fuels rappresentano un'opportunità per lo sfruttamento di energia solare ed eolica prodotta a basso costo in località remote (ad es: sud America, Australia, penisola Arabica), trasportabile in regioni densamente popolate quali l'Europa solo nella forma di prodotti chimici ad alta densità. L'altro lato della medaglia è che nelle regioni importatrici si possano riproporre situazioni di parziale dipendenza energetica dall'estero. D'altra parte, assorbimenti elettrici flessibili nella produzione di e-fuels consentirebbero di ridurre il curtailment stagionale delle rinnovabili. Impianti europei di produzione di e-fuels potrebbero quindi diventare abilitatori di scenari ad altissima penetrazione di rinnovabili, riducendo anche la necessità di interconnessioni elettriche internazionali (Breyer, 2021).

In conclusione, è probabile che nel lungo periodo (post-2040) una quota non trascurabile di e-fuels sarà necessaria per decarbonizzare il settore dei trasporti, specialmente navale e aereo. In scenari net-zero, lo sviluppo di tecnologie e-fuels dovrà procedere di pari passo con una forte penetrazione della produzione elettrica a bassissime emissioni (rinnovabili e nucleare), con l'elettificazione dei settori civile e industriale, dei trasporti e con tecnologie di cattura e stoccaggio geologico di CO₂ per l'industria (CCS). Gli e-fuels potranno essere prodotti a un costo inferiore in località remote a bassa densità di popolazione e alta disponibilità di energia solare ed eolica oppure localmente, a costo superiore, ma aumentando l'indipendenza energetica e possibilmente favorendo la penetrazione di rinnovabili elettriche grazie alla riduzione della necessità curtailment stagionale.

Bibliografia

- Breyer, 2021. *100% Renewable Energy Systems in Europe*.
IEA, 2021. *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*.
Koponen K and Hannula I, 2017. *GHG emission balances and prospects of hydrogen enhanced synthetic biofuels from solid biomass in the European context*. *Appl Energy* 200, 106–18.
Poluzzi et al., 2021. *Flexible Power & Biomass-to-Methanol plants: Design optimization and economic viability of the electrolysis integration*. *Fuel* 310, 122113.
Sternberg et al., 2015. *Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems*. *Energy and Environmental Science*, 8, 389–400.
Ueckerdt F. et al., 2021. *Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation*. *Nature Climate Change* 11, 384–393.



Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica

Xavier Rousseau

Senior Vice President Strategy Snam

Con un quadro geopolitico internazionale contraddistinto da rapide evoluzioni e cambiamenti e che nel futuro si prefigura incerto, la sicurezza energetica è tornata al centro del dibattito pubblico e si è posta maggiore attenzione alle scelte di pianificazione degli investimenti nel settore energetico, in particolare quello del gas. Si tratta di agire garantendo al contempo il conseguimento di una pluralità di obiettivi influenzati dalle politiche europee volte a disegnare un sistema net zero emission entro il 2050. In questo contesto, appare chiaro che solo un solido sistema infrastrutturale gas può restituire al Paese e all'Europa gli strumenti idonei per rispondere alle sfide che ci attendono oggi e in futuro. Parlare di sicurezza energetica significa quindi parlare del grado di adeguatezza delle attuali infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, delle azioni compiute e ancora da compiere.

Nella predisposizione di un piano di sviluppo strategico di lungo termine, un operatore di sistema pone da sempre particolare attenzione alla sicurezza della rete e alla realizzazione delle infrastrutture necessarie alla diversificazione degli approvvigionamenti. Da qui il motivo per cui è possibile già oggi cogliere dei benefici dagli investimenti sostenuti sulla rete gas negli ultimi anni. Tra questi, almeno due sono quelli più rilevanti sulla rete di trasporto gas: la realizzazione del reverse flow fisico ai punti di entrata (da nord) della rete e la partecipazione alla realizzazione del gasdotto TAP.

Il primo ha assicurato l'Italia uno sbocco al mercato nord-europeo permettendo al nostro paese, dal 2018, di essere anche un esportatore e non più solo un importatore di gas. Il secondo ha permesso la creazione di un nuovo punto di importazione da sud, divenuto pienamente operativo a fine 2020, contribuendo in maniera fattuale ad aumentare diversificazione degli approvvigionamenti e la liquidità del mercato della commodity. Questi due interventi insieme hanno di fatto permesso all'Italia di diventare un punto di snodo del gas contribuendo a ridurre lo storico differenziale del prezzo spot del gas che il nostro mercato scontava rispetto a quello scambiato, più economicamente, nei principali mercati europei (TTF, in particolare) fino ad allineandosi e addirittura diventando negativo, come accaduto più volte negli ultimi mesi.

A questo si aggiunge il ruolo essenziale dello stoccaggio per bilanciare il fabbisogno della domanda giornaliera e soprattutto di quella stagionale, in particolare quest'anno. L'Italia si è mossa tempestivamente per raggiungere l'obiettivo europeo di un livello minimo di riempimento per la stagione invernale degli stoccaggi gas (individuata pari all'80% della capacità di stoccaggio) attestandosi, ad inizio ottobre, ad oltre il 91% (un dato superiore alla media di altri paesi UE).

Per gestire il mutato contesto geopolitico occorre proseguire su questa strada. Più in particolare, è necessario agire seguendo una road map volta ad accelerare gli investimenti secondo criteri temporali, con azioni da realizzare nel breve, nel medio e nel lungo termine, dando priorità a quelle applicabili nell'immediato. Risponde a questa necessità l'investimento in due navi FSRU (unità di rigassificazione flottanti) attraverso cui sarà possibile entro 1-2 anni un aumento della capacità di rigassificazione. Tale configurazione non solo permetterà un più equilibrato rapporto della quota gas importata via tubo con quella liquida estendendo a dieci gli attuali otto punti di entrata (cinque dei quali di interconnessione ad altri gasdotti e tre con terminali di rigassificazione) ma aumenterà ulteriormente la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Nel medio termine ci si può attendere un ulteriore maggiore contributo in termini di aumento di capacità di trasporto dal potenziale raddoppio del gasdotto Tap. Le interconnessioni a Nord (Austria e Svizzera) non saranno più viste solo come un'infrastruttura di transito verso l'Italia, ma anche dall'Italia verso il centro Europa con una nuova configurazione dei flussi stabilmente orientata da



Sud verso Nord. Una tale configurazione di rete richiede conseguentemente anche il potenziamento dell'asse interno italiano (la cosiddetta linea adriatica).

Ma l'infrastruttura gas guarda oltre. La sfida sulla sicurezza energetica si può vincere solo realizzando un sistema energetico sostenibile sia dal punto di vista ambientale che economico. Per questo, parallelamente ad assicurare la disponibilità di nuova capacità per il gas naturale, nei prossimi anni si dovrà agire anche sullo sviluppo dei gas rinnovabili e su una maggiore integrazione fra vettori energetici.

Su fronte dello sviluppo del biometano, è necessario continuare a supportarne la produzione nazionale e un suo uso in tutti i settori. Con l'attuazione del PNRR ci si attende una produzione di biometano pari a 3,6 bcm/anno al 2026 che al 2030 saranno 5,4 (scenario Snam- Terna) grazie all'accelerazione per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione introdotti dal programma Fit55 della Commissione EU. A tal fine, è opportuno agire fin da ora per garantire la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture di allacciamento alla rete gas.

Sul fronte dell'idrogeno, le infrastrutture di trasporto sono già pronte per accogliere quote crescenti di idrogeno nella propria rete (blending). Gli sforzi dovranno concentrarsi anche verso la realizzazione a livello europeo di una rete di trasporto (e stoccaggio) dedicata, che tenga conto degli indirizzi proposti dalla Commissione EU nel Repower EU per una produzione di 20 mln di tonn di idrogeno verde entro il 2030, di cui la metà di importazione extra EU. L'iniziativa di 31 TSO gas per una european h2 backbone (EHB) mira appunto a individuare le direttrici e i corridoi di importazione da realizzare in parte già entro il 2030. Per l'Italia questo rappresenta un'opportunità per assicurarsi un ruolo strategico nel collegare i flussi di idrogeno verde importati dal nord Africa via pipeline verso il centro Europa. Lo sviluppo di questo nuovo vettore energetico decarbonizzato dovrà avvenire in maniera sinergica e integrata con il mercato e l'infrastruttura elettrica, sfruttando la produzione di idrogeno verde nelle aree con maggior potenziale (sud Italia) e trasportarlo via pipeline fino a poli di consumo (tipicamente al nord).

Un contributo dovrà anche venire dalla cattura della CO₂ (CCS) e quindi anche dalle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂. Il ricorso alle tecnologie CCS è infatti essenziale per abbattere l'impatto emissivo della quota residuale di combustibili tradizionali nei settori cosiddetti hard to abate (in particolare dell'industria), nei processi industriali e nel settore termoelettrico ovvero si vogliono realizzare condizioni carbon negative.