

VIII Commissione Ambiente - X Commissione Attività Produttive  
Camera dei Deputati

AGGIORNAMENTO DEL PIANO NAZIONALE INTEGRATO  
ENERGIA E CLIMA

Memoria di Proxigas – Associazione Nazionale Industriali Gas

9 aprile 2024

**CONSIDERAZIONI GENERALI**

La proposta di aggiornamento del PNIEC si pone l'obiettivo generale di adottare un approccio generale che consenta di coniugare le politiche di decarbonizzazione con la tutela della competitività e dell'occupazione, la sicurezza energetica del Paese, l'accessibilità dell'energia, nonché la sostenibilità economica e sociale della transizione ecologica. In tal senso, la proposta risulta condivisibile e sembra tenere conto del nuovo contesto di riferimento, radicalmente mutato rispetto a quello del PNIEC 2019.

Si condivide, in particolare, la rinnovata attenzione che viene data alla **dimensione della sicurezza energetica** e, a tal fine, il **ruolo essenziale riconosciuto al settore gas** e allo sviluppo della produzione e delle infrastrutture di approvvigionamento per garantire la diversificazione e ridurre la dipendenza dalle importazioni estere.

A livello di enunciazione generale, la proposta di Piano richiama l'importanza della **neutralità tecnologica** e mira a valorizzare il contributo dei vettori gassosi alla decarbonizzazione del sistema. Tuttavia, nel declinare misure e interventi, l'utilizzo dei gas verdi e decarbonizzati pare invece essere subordinato rispetto ad altre soluzioni – come ad es. l'elettrificazione. Al riguardo, si ritiene, al contrario, che un approccio basato sulla diversificazione dei vettori e delle tecnologie e sull'integrazione e sulla sinergia tra molecole ed elettroni possa portare maggiori benefici al sistema, permettendo di trarre obiettivi estremamente sfidanti e garantire, al tempo stesso, la sicurezza del sistema. Tale approccio assicurerebbe inoltre la **flessibilità necessaria a gestire la variabilità** che – come dimostrano gli eventi degli ultimi due anni – ormai caratterizza un mercato energetico di dimensione globale e le cui dinamiche sono fortemente influenzate da fattori esogeni.

Si ritiene quindi importante che il Piano adotti una **visione sistemica, strategica e integrata** con riferimento: i) al ruolo e ai modelli di mercato dei vettori energetici che possono contribuire alla decarbonizzazione; ii) alla valorizzazione del sistema infrastrutturale esistente per ottimizzare a loro volta gli investimenti di potenziamento e repurposing e assicurare la resilienza del sistema; iii)

all'orizzonte temporale del 2030, garantendo comunque la coerenza del PNIEC con le strategie e i piani di sviluppo di più lungo periodo, specialmente con riferimento alle filiere in sviluppo (idrogeno e CCS).

Tale visione andrebbe poi declinata in **misure e proposte che siano realistiche ed effettivamente perseguibili**, alla luce del contesto nazionale del nostro Paese, e che possano garantire la partecipazione di imprese e cittadini.

Si evidenzia inoltre l'opportunità che il Piano definisca una **chiara strategia di medio e lungo periodo per lo sviluppo delle reti (elettrica e gas) e una loro maggiore integrazione**, riconoscendone l'importanza sia a livello nazionale che locale ai fini della promozione di modelli di consumo basati sull'efficienza energetica. Le reti intelligenti svolgeranno sempre più un ruolo cruciale nel sostenere la transizione energetica e nell'abilitare – a seconda dei contesti – la penetrazione sia dei gas rinnovabili e decarbonizzati che dell'elettrificazione nei consumi finali, assicurando la miglior combinazione tra vettori energetici nelle effettive condizioni di utilizzo. Al tempo stesso, un'infrastruttura di rete moderna e digitalizzata potrà garantire una maggiore stabilità e sicurezza del sistema energetico.

Si condivide infine il ruolo chiave riconosciuto alla **CCS**, al **biometano** e all'**idrogeno** e si ritiene essenziale che il Piano crei le condizioni per lo sviluppo delle relative filiere, come verrà meglio illustrato più avanti.

Infine, si ritiene importante dare spazio anche al ruolo della **cogenerazione ad alto rendimento** per raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria e delle emissioni nel breve termine. È inoltre una tecnologia matura e diffusa che garantisce sicurezza energetica e flessibilità. È una tecnologia che ben si sposa con la diffusione di rinnovabili in quanto può essere alimentata con gas verdi come il biometano per la produzione di energia elettrica e calore verde. La cogenerazione potrà quindi arrivare là dove l'elettrificazione non sarà possibile (es. nella produzione di vapore industriale ad alta temperatura e in determinati settori hard-to-abate).

## LA DIMENSIONE DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Rispetto al PNIEC del 2019, nell'attuale proposta di aggiornamento del Piano la dimensione della sicurezza acquisisce carattere prioritario, alla luce dell'esperienza maturata negli ultimi due anni e della instabilità che potrebbe caratterizzare i mercati energetici nel prossimo futuro.

La crisi energetica ha evidenziato la necessità di creare un sistema in grado di rispondere con adeguatezza a eventi eccezionali e imprevisti. Con questo obiettivo, il Piano dovrebbe potenziare le **leve di flessibilità che permettono di gestire la variabilità** di un mercato fortemente influenzato dalle dinamiche internazionali.

Una di queste leve è sicuramente l'**integrazione tra i sistemi elettrico e gas** (cd. *sector coupling*). Se, da una parte, questo approccio conduce ad indubbi vantaggi in termini di efficientamento della mole di investimenti ai fini della decarbonizzazione poiché permette una pianificazione e gestione

sinergica delle infrastrutture energetiche (non solo tra settori diversi, ma anche tra vari livelli della medesima filiera), in questa sede esso rileva anche nell'ottica della diversificazione e della capacità del sistema di reagire compensando l'eventuale crisi nell'approvvigionamento di un vettore con la massimizzazione di un altro.

Premessa tale considerazione generale, per garantire la necessaria flessibilità del sistema, si ritiene importante sostenere lo **sviluppo del sistema gas**, continuando ad investire nello sviluppo infrastrutturale (aumento capacità di trasporto e stoccaggio, capacità di rigassificazione) e accompagnandone l'evoluzione verso un sistema multi-molecolare (gas rinnovabili, idrogeno e CO<sub>2</sub>).

Si condivide inoltre la previsione di **incrementare la produzione nazionale**, realizzabile attraverso misure che si auspica possano potenziare le opportunità già previste dal DL 181/2023 e semplificare gli iter autorizzativi per gli interventi proposti.

Lo **sviluppo infrastrutturale** rappresenta sicuramente un aspetto cruciale non solo ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento ma anche nell'ottica più ampia di valorizzare il nostro Paese quale **hub energetico del Mediterraneo**, con possibili benefici in termini di liquidità e stabilità del nostro mercato nazionale. Si riconosce quindi l'importanza di uno sviluppo adeguato delle infrastrutture attraverso il potenziamento e aggiornamento del sistema di approvvigionamento con una prospettiva anche di medio-lungo termine per poter incrementare la capacità di importazione e assicurare forniture di gas affidabili.

In coerenza con tale obiettivo, vanno quindi sostenuti gli interventi per **potenziare le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio** (anche in forma liquida). Con riferimento alla capacità di rigassificazione, oltre a **sostenere lo sviluppo dei terminali esistenti e in progetto**, in attuazione del DL 181/2023 il Piano dovrà creare i presupposti per la sostenibilità economica dei terminali di rigassificazione *on-shore* già autorizzati e dichiarati interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti e parallelamente valutare ulteriori espansioni della capacità di trasporto che permettano un'efficace trasmissione dei volumi dei suddetti terminali.

Anche l'**evoluzione del sistema gas nell'ottica della decarbonizzazione** rappresenta un elemento funzionale alla garanzia della sicurezza e della flessibilità del nostro sistema energetico.

Si auspica quindi che il Piano valorizzi tale prospettiva sostenendo il percorso di sviluppo e innovazione tecnologica già in atto. In particolare, si fa riferimento alle misure necessarie per:

- integrare l'**idrogeno** nel sistema energetico attraverso la sua progressiva immissione in miscela nelle reti gas esistenti, lo sviluppo di una rete gas hydrogen ready, la realizzazione di una rete dedicata, l'individuazione di siti in grado di abilitare il suo stoccaggio e la realizzazione di infrastrutture per l'importazione (via tubo e liquefatto);
- avviare un percorso per sostenere la **value chain del carbonio** (cattura, trasporto e stoccaggio);
- sostenere l'**incremento della produzione di gas verdi e decarbonizzati** (ad es. biometano, idrogeno) facendo leva sulla capacità di produzione nazionale e sull'utilizzo della rete esistente per la loro integrazione nel sistema energetico nazionale.

Si evidenziano infine alcune considerazioni con riferimento alla **sicurezza e alla continuità delle forniture in Sardegna** - forniture oggi di gas naturale ma in prospettiva anche di miscele di gas rinnovabile - e alla necessità di garantire ai clienti finali sardi prezzi in linea con quelli della restante

parte del Paese. A tal fine è necessario prevedere politiche di sostegno a livello normativo e regolatorio per supportare l'attuale fase avanzata di metanizzazione dei bacini di distribuzione che consentano di disciplinare dal punto di vista legislativo e tariffario tanto l'infrastruttura fisica di trasporto, quanto l'attuale configurazione impiantistica, basata sul trasporto su gomma, che costituisce al momento l'unica soluzione in grado di garantire l'utilizzo di una infrastruttura di distribuzione già oggi in grado di trasportare biometano e idrogeno, vettori fondamentali per la transizione energetica.

## SVILUPPO DELLE FER E LORO INTEGRAZIONE NEL SISTEMA ENERGETICO

Come già anticipato nelle considerazioni generali, si ritiene necessario adottare una **visione integrata del sistema energetico** che permetta al mercato gas e a quello elettrico di operare in sinergia e complementarità. Tale visione è essenziale per abilitare una sempre maggiore penetrazione delle FER nel nostro sistema energetico e garantire al tempo stesso la stabilità e il bilanciamento della rete.

Per quanto riguarda il **mercato dei PPA**, si ritiene che questo possa rappresentare una leva fondamentale per lo sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili e che il suo sviluppo vada sostenuto attraverso l'istituzione di un'apposita piattaforma di scambio, la gestione centralizzata delle garanzie e del settlement e l'implementazione di meccanismi di marginazione.

Rispetto all'**evoluzione del mercato elettrico italiano**, che mira a integrare i mercati spot con meccanismi di contrattazione di lungo termine tra loro coordinati e funzionali a perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza e adeguatezza, si segnalano alcuni possibili ulteriori affinamenti con particolare riferimento a due profili.

Il primo riguarda il **Mercato della Capacità**, che si ritiene debba rappresentare un elemento strutturale del mercato elettrico anche oltre il 2024. L'integrazione di quote crescenti di FER pone nuove esigenze in termini di sicurezza energetica e richiede di valorizzare e preservare le risorse programmabili, come gli accumuli e il termoelettrico. La capacità programmabile svolgerà un ruolo chiave nella transizione energetica. È quindi fondamentale che il sistema si doti in maniera strutturale di meccanismi, quali il *capacity market*, in grado di fornire i corretti segnali di prezzo di lungo periodo e di correggere eventuali fallimenti dei mercati di breve termine. Occorre pertanto:

- confermare almeno sino al 2028 il disegno del meccanismo di *capacity market* vigente, definendo una chiara calendarizzazione delle aste e rimuovendo tutti gli elementi di incertezza che oggi caratterizzano la pianificazione delle prossime aste e che, di fatto, si traducono in altrettante incertezze per gli operatori nella programmazione degli investimenti necessari al mantenimento in efficienza degli impianti;
- sin da subito, valutare il disegno del Mercato della Capacità post 2028 (quando sarà necessario notificare nuovamente il meccanismo alla CE), confermandolo come segmento strutturale del disegno di mercato, tenere conto delle *lesson learned* di questi primi anni e far evolvere il *capacity*,

rendendolo organico alla traiettoria di decarbonizzazione del sistema elettrico e sostenibile da un punto di vista economico, sia per il sistema che per gli operatori.

Il secondo aspetto attiene alla **generazione termoelettrica**: si ritiene importante che il PNIEC introduca strumenti specifici a sostegno delle nuove tecnologie di flessibilità, come gli accumuli, e low carbon e programmabili – come la CCS abbinata agli impianti a gas - in grado di fornire servizi di flessibilità e adeguatezza al sistema e di bilanciare l'intermittenza della produzione rinnovabile. Le centrali termoelettriche di nuova generazione hanno una vita utile che traguarda la fine degli anni 40 e quindi ben si prestano a investimenti per progetti di cattura della CO<sub>2</sub> che necessitano di meccanismi di sostegno dedicati. La disponibilità di energia elettrica programmabile low carbon, quindi con la cattura di CO<sub>2</sub>, è una soluzione tecnologica in grado di rappresentare uno strumento competitivo importante per il percorso di transizione energetica dell'industria italiana.

Infine, con riferimento allo **sviluppo degli accumuli** - elemento fondamentale ai fini della sicurezza e della flessibilità del sistema energetico - si ritiene che il Piano debba avere un approccio che non sia focalizzato solo sugli accumuli elettrici, ma aperto anche alle soluzioni basate sull'integrazione tra i settori elettrico e gas.

Si ritiene quindi opportuno prevedere misure che permettano di **sviluppare forme di stoccaggio in energia molecolare** che rappresentano soluzioni in grado di gestire la flessibilità anche a livello stagionale, come previsto a livello europeo. In linea con tale approccio, vanno sostenute le tecnologie come il **power to gas**, che permette non solo di stoccare, ma anche di reimpiegare l'energia elettrica in eccesso prodotta da FER attraverso la produzione di idrogeno o metano sintetico. Tale soluzione permette di massimizzare il potenziale di produzione da FER, di valorizzare l'integrazione tra le reti gas ed elettriche, di aumentare le possibilità di stoccaggio dell'energia in eccesso e/o di immettere i vettori molecolari in blending nella rete del gas esistente, abilitando il trasporto dai siti di produzione a quelli di consumo e favorendo quindi la loro diffusione negli usi finali (industria, trasporti, residenziali).

## LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEGLI EDIFICI

La Direttiva in materia di prestazione energetica degli edifici (EPBD), recentemente approvata dal Parlamento Europeo, prevede obiettivi molto ambiziosi: una riduzione del consumo di energia primaria media di almeno il 16% entro il 2030 e di almeno il 20-22% entro il 2035 per gli edifici residenziali, nonché la ristrutturazione del 16% degli edifici non residenziali con le peggiori prestazioni entro il 2030 e del 26% entro il 2033.

Il PNIEC è chiamato a declinare tali obiettivi in un **contesto nazionale** in cui:

- il parco immobiliare ad uso civile presenta il 54% di edifici in classi energetiche prevalentemente F e G;
- vi è una diffusione capillare di edifici storici con specifici vincoli e peculiarità che rendono di maggior impatto economico i costi associati ad una ristrutturazione profonda nelle città;

- la densità abitativa e le caratteristiche medie del parco edifici esistente rendono complessa la realizzazione degli interventi strutturali associabili all'installazione di pompe di calore elettriche;
- a livello territoriale vi sono zone caratterizzate da condizioni climatiche particolarmente rigide con fabbisogni energetici importanti (zone climatiche E-F) per le quali l'uso di tecnologie basate sull'elettrificazione potrebbe non rappresentare la soluzione più efficiente dal punto di visto energetico.

Tale settore va quindi considerato a tutti gli effetti un **settore hard to abate**, per la quota parte non elettrificabile, per il quale occorre trovare una **formula di decarbonizzazione realmente multi-tecnologica e differenziata** a seconda della varietà di contesti.

La **neutralità tecnologica e la pluralità di soluzioni**, se rappresentano elementi centrali per la decarbonizzazione del sistema energetico nel suo complesso, lo sono ancor di più con riferimento al settore residenziale affinché possa avere maggiori possibilità di traguardare obiettivi estremamente sfidanti e che richiedono un forte coinvolgimento del consumatore e della sua capacità di spesa. La proposta di Piano dovrebbe quindi tenere conto anche di soluzioni diverse da quelle proposte, **facendo leva su tutte le tecnologie, incluse quelle che riguardano la filiera gas**.

L'esperienza del cd Superbonus ha infatti evidenziato come, nonostante il riconoscimento di incentivi rilevanti, solo il 30% degli interventi abbia portato all'installazione di una pompa di calore elettrica, per motivazioni ragionevolmente legate ad aspetti tecnici ed economici (cfr. Energy Efficiency Report 2023 – Polimi).

Si ritiene essenziale **sostenere l'impiego di più vettori e tecnologie** per definire un percorso di decarbonizzazione che sia realmente attuabile in tutti i contesti edilizi e abitativi, economicamente sostenibile e accessibile a tutti i consumatori, la cui partecipazione rappresenta una leva essenziale in questo settore. Oltre alla diffusione del vettore elettrico, il Piano dovrebbe quindi **sostenere anche soluzioni basate sull'utilizzo del gas e dei gas rinnovabili e decarbonizzati, puntando a rendere le molecole sempre più sostenibile ed efficientando i sistemi di consumo dei clienti finali** (ad esempio tramite l'installazione di caldaie a condensazione di ultima generazione e alimentabili con combustibili rinnovabili). Questa prospettiva è coerente con il grado di penetrazione delle infrastrutture del gas, che in Italia raggiungono oltre il 90% dei Comuni e che possono essere già utilizzate tal quali per veicolare biometano (e, in prospettiva, anche syngas) e/o riconvertite alla distribuzione di idrogeno, anche in miscela con il gas naturale, tramite repurposing.

Entrando nel merito delle misure finalizzate a sostenere il percorso di decarbonizzazione di tale settore, si ritiene opportuno privilegiare un **approccio su base volontaria**, in considerazione del contesto nazionale e delle specificità che lo caratterizzano, in relazione al patrimonio edilizio e alle diverse condizioni climatiche. Ove si ritenga di prevedere obblighi di riqualificazione, questi dovrebbero rappresentare uno strumento non alternativo, ma complementare rispetto agli incentivi - anche attraverso misure che prevedano la riduzione della spesa dell'investimento iniziale - e basato su un approccio tecnologicamente neutro che preveda l'utilizzo anche delle tecnologie a gas.

Con particolare riferimento ai **meccanismi incentivanti**, si ritiene importante che il Piano adotti alcuni miglioramenti volti all'ottimizzazione e alla razionalizzazione degli stessi, attraverso misure che:

- garantiscano una **visione normativa stabile nel tempo**, per evitare distorsioni di mercato, permettere agli operatori economici di strutturarsi, organizzarsi e pianificare le risorse in termini sia economici che di forza lavoro;
- individuino con chiarezza i parametri volti a definire le **priorità di intervento** (ad es. edifici meno performanti, gestione della povertà energetica, priorità per i soggetti meno abbienti, etc.);
- consentano di **digitalizzare, monitorare e verificare l'effettiva efficacia** del miglioramento della prestazione energetica dell'edificio, rendendo quindi obbligatoria l'adozione dello *Smart Readiness Indicator* previsto dalla Direttiva EPBD.
- evitino il finanziamento degli incentivi per il tramite delle tariffe energetiche, così da evitare eventuali alterazioni dei prezzi finali e delle dinamiche dei mercati energetici.

Si ritiene inoltre importante sostenere lo sviluppo di **schemi di finanziamento** che valorizzino:

- l'utilizzo di **Partnership Pubblico Privato (PPP)**: il project financing rappresenta, nell'attuale contesto presidiato dal PNRR, uno strumento centrale per la crescita economica e la realizzazione di interventi di efficienza energetica in Italia;
- il ricorso a **Energy Performance Contracts (EPC)**, che rappresentano uno strumento fondamentale per la promozione dell'efficienza energetica sollevando il beneficiario da ogni onere e garantendo al contempo risultati sia in termini di risparmio energetico che dal punto di vista economico;
- gli **strumenti della cessione del credito** - in modo che i privati, le imprese e le pubbliche amministrazioni possano cedere il credito ad aziende del settore specializzate ad effettuare gli interventi di efficienza energetica – **e della detrazione fiscale**;
- il **ruolo delle ESCo**, come promotori dell'efficientamento energetico, prevedendo l'erogazione degli incentivi a tali aziende, oltre che direttamente all'utente finale. La ESCo si farebbe carico di: i) finanziare in anticipo l'intero intervento; ii) progettare e realizzare gli interventi di efficientamento (anche in abbinamento all'installazione di energie rinnovabili) secondo le specificità e le esigenze dell'edificio e dei suoi occupanti, nonché di gestire le opere efficientate attraverso, ad esempio, un contratto Servizio Energia, Servizio Energia Plus ai sensi del D.P.R. 26 agosto 1993 n. 412 e del D.Lgs 115/2008 / Energy Performance Contract; iii) gestire le procedure amministrative legate all'ottenimento dell'incentivo. Questo modello – utilizzabile sia in ambito residenziale che pubblico - permetterebbe ai consumatori di essere sgravati dall'impegno finanziario e dalle attività amministrative e gestionali e alle ESCo di rientrare nell'investimento attraverso l'incentivo e i risparmi generati dagli interventi.

Con particolare riferimento alle peculiarità e complessità delle **realità condominiali**, la sola previsione di meccanismi di incentivo potrebbe non essere in grado di contribuire in maniera adeguata ed efficace al raggiungimento degli obiettivi. Si ritiene utile prevedere ulteriori misure che possano semplificare i processi decisionali delle assemblee condominiali o indurre la

realizzazione degli interventi di efficientamento più rilevanti e improrogabili. Potrebbe inoltre essere opportuno prevedere misure incentivanti per stimolare l'ottimizzazione dei consumi dei singoli condòmini e valorizzare i comportamenti che favoriscono effettivi risparmi energetici.

Con riferimento specifico agli incentivi, si ritiene opportuno prevedere un modello finanziario basato sulla fiscalità generale. Sul mercato, nonostante l'incentivo sia sceso al 70%, c'è ancora interesse e richiesta e questa dinamica sta dando respiro a un mercato altrimenti contratto.

Il miglioramento dell'efficienza energetica nei condòmini non si ottiene solo attraverso interventi sull'involucro edilizio, ma anche attraverso l'adozione di misure che ottimizzino i consumi dei singoli condòmini. A tal fine uno degli strumenti per promuovere misure di uso razionale dell'energia e di risparmio economico potrebbe essere l'autoconsumo collettivo da conseguire modificando il modello convenzionale di produzione e consumo dell'energia termica ed elettrica.

Per quanto riguarda infine le **opere di riqualificazione dell'edilizia residenziale pubblica**, in particolare a vantaggio dei soggetti vulnerabili, il meccanismo dei Certificati Bianchi può rappresentare uno strumento utile e tecnologicamente neutro per la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni, in quanto basato sulla promozione dell'efficienza energetica conseguita e misurata e non sulla preselezione di determinate tecnologie.

## LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEI TRASPORTI

Anche nella definizione delle strategie di riduzione dei consumi e delle emissioni del settore trasporti si ritiene importante che venga adottato un **approccio capace di valorizzare tutte le migliori opzioni disponibili sia nel breve che nel medio-lungo termine**, nell'ottica della neutralità tecnologica. Per poter rispondere ai diversi bisogni della mobilità in maniera efficace ed efficiente, occorre infatti promuovere l'impiego di un mix di soluzioni in grado di rispondere alla necessità di ridurre l'impronta carbonica dei diversi segmenti di trasporto, tenendo conto delle relative specificità.

Accanto al processo di progressiva crescita della mobilità elettrica, è importante valorizzare il **ruolo dei carburanti alternativi a basso contenuto di carbonio**, in particolare quelli basati sul gas naturale, liquido o gassoso (LNG/CNG) e i biocarburanti (in particolare quelli utilizzati in purezza), in quanto costituiscono un'opzione di decarbonizzazione immediatamente disponibile, utilizzabile nelle più recenti motorizzazioni e in grado di limitare i costi complessivi della transizione energetica, anche attraverso la valorizzazione e l'utilizzo delle infrastrutture esistenti. Nel medio periodo si affiancheranno anche gli e-fuels.

A tal fine, si propone l'introduzione di misure che vadano a operare a diversi livelli.

Sul **versante infrastrutturale**, è necessario sostenere lo sviluppo delle stazioni di rifornimento – comprese quelle per l'idrogeno – anche attraverso una semplificazione degli iter autorizzativi.



Con riferimento al **parco circolante** - pubblico e privato, per trasporto pesante, leggero e marittimo - si ritiene opportuno supportare una riconversione dei mezzi verso soluzioni sostenibili favorendo l'uso di combustibili alternativi (CNG/GNL) e biocarburanti attraverso incentivi destinati all'acquisto e all'utilizzo, in particolare per quanto riguarda la riconversione di autobus e mezzi pesanti. Risulta necessario, inoltre, prevedere delle misure di incentivazione per rendere maggiormente sostenibile, da parte degli operatori, l'acquisto dei mezzi a idrogeno FCEV e conseguentemente rendere efficaci gli investimenti nello sviluppo delle stazioni di rifornimento.

Sul fronte della **produzione**, andrebbe sostenuto lo sviluppo dei biocarburanti ampliando la disponibilità delle materie prime utilizzabili, attraverso una revisione dell'Annex IX, allegati A e B, della Direttiva RED III.

Una leva fondamentale per lo sviluppo della mobilità sostenibile è quella **fiscale**. In attesa di una revisione organica della fiscalità energetica in chiave ambientale, si potrebbero differenziare le accise delle fonti e dei vettori energetici per la mobilità in funzione della loro impronta carbonica. Tra le misure attuabili da subito per anticipare tale approccio, ad es.: la definizione di aliquote minori per i carburanti a basso contenuto di carbonio o altri inquinanti (secondo un criterio di neutralità tecnologica) o la previsione di un credito di imposta per l'utilizzo commerciale di biocarburanti in purezza commisurato alla quantità acquistata.

## LO SVILUPPO DELL'IDROGENO

Si condivide l'approccio della proposta di Piano che pone l'accento sullo **sviluppo dell'idrogeno rinnovabile e low carbon** e ne promuove l'utilizzo in prima applicazione nel comparto industriale hard to abate e nel settore dei trasporti. Al tempo stesso, come già previsto in altri Stati europei, le tecnologie legate allo sviluppo dell'idrogeno possono trovare applicazione anche nel settore residenziale, per la quota parte non elettrificabile, e in prospettiva nel comparto della generazione termoelettrica (ad es. Germania), per cui si ritiene opportuno valorizzare anche queste opzioni di impiego.

Con riferimento alla **produzione di idrogeno**, è importante sostenere il passaggio dai combustibili tradizionali all'idrogeno nei settori considerati prioritari per il suo impiego, prevedendo misure efficaci che riducano l'attuale gap di costo indirizzate, da un lato, a favorire l'innovazione tecnologica, lo scale-up e la localizzazione degli impianti nelle aree che presentano un maggiore potenziale di produzione e, dall'altro lato, a garantire la copertura dei costi di investimento e di esercizio. Per questo si ritiene fondamentale l'implementazione del meccanismo tariffario a supporto dell'idrogeno rinnovabile recentemente posto in consultazione, ma si evidenzia che i valori massimi dell'incentivo ipotizzati risultano insufficienti a garantire il pieno recupero dei costi di produzione.

Si ritiene inoltre essenziale che siano incentivate anche altre tecnologie di produzione di idrogeno a basse emissioni (*low-carbon*), che siano introdotti opportuni meccanismi a sostegno dell'applicazione della CCS ai processi di produzione dell'idrogeno da *steam methane reforming* e che siano supportati anche i processi di produzione di idrogeno a partire dalla quota non biogenica

dei rifiuti, nel rispetto della gerarchia dei rifiuti. Infine, è auspicabile che la copertura dei costi di promozione dell'idrogeno avvenga tramite la previsione di un fondo dedicato, che potrebbe essere alimentato ad es. dai proventi delle quote ETS, evitando il ricorso a sussidi incrociati.

In relazione al **trasporto dell'idrogeno**, nell'ottica di promuovere un rapido ed efficiente sviluppo della filiera, si ritiene essenziale sfruttare la sinergia con le infrastrutture gas esistenti e future prevedendo:

- nel breve termine, la **valorizzazione del blending** per permettere da subito lo sviluppo di capacità di produzione con ridotti investimenti da parte degli utenti finali, fermo restando quanto previsto dal DM 224/2023. Il blending permetterebbe inoltre di attuare un de-risking della produzione di idrogeno a favore degli operatori nella prima fase di sviluppo dell'infrastruttura, consentendo uno sviluppo parallelo tra produzione e infrastruttura, a supporto dell'avvio della domanda. A tal fine si auspica l'istituzione di un modello che preveda l'immissione fisica dell'idrogeno nella rete del gas e consegna commerciale al cliente finale di un equivalente energetico (cosiddetto "virtual deblending") con misure a sostegno dell'immissione in blending e innalzando la soglia tecnica del 2%;
- nel medio e lungo termine, la **realizzazione di una rete dedicata sfruttando il repurposing di porzioni della rete gas** nell'ottica di attuare un sistema integrato a livello europeo che abiliti anche l'importazione extra UE, via pipeline o via mare. A tal proposito si richiama il progetto per una dorsale italiana "Italian Hydrogen Backbone" finalizzato a collegare le aree di produzione situate in Sud Italia (e in prospettiva l'import dal Nord Africa e dalle nuove opzioni nel Mediterraneo Orientale) con il mercato interno (Nord Italia) e ad abilitare le esportazioni verso l'Europa Centrale, in particolare la Germania, sfruttando le infrastrutture gas italiane opportunamente riadattate. Tale progetto favorirebbe la sicurezza energetica di Italia e UE, aumentando la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico.

Infine, si evidenzia l'importanza di **definire un contesto normativo, regolatorio e tecnico** che valorizzi tutte le leve di flessibilità disponibili con l'obiettivo di dare impulso all'avvio e alla crescita della filiera dell'idrogeno e di rendere competitivo il relativo mercato. A tal fine si auspica che la proposta di Piano – per l'arco temporale fino al 2030 ma in coerenza con la Strategia nazionale che avrà un orizzonte più ampio – possa definire un quadro di riferimento certo che permetta a tutti gli operatori, inclusi quelli infrastrutturali, di cogliere le opportunità di investimento e innovazione tecnologica che tale filiera può offrire e che valorizzi anche le prospettive di utilizzo, conversione e adeguamento del sistema esistente.

## LO SVILUPPO DEL BIOMETANO

Si condivide il prospettato sviluppo del biometano fino a 5,7 mld/mc di produzione nazionale al 2030, sia da nuovi impianti che da riconversione di quelli esistenti, ma se ne auspica un ulteriore aumento per allinearli al reale potenziale nazionale e anche in considerazione dell'obiettivo europeo di 35 mld/mc annui di produzione, sempre al 2030. Tale obiettivo sarà tuttavia raggiungibile solo se sostenuto da adeguate misure che intervengano sui seguenti fronti.

Lato **produzione**, si ritiene opportuno valutare ulteriori aggiustamenti ai meccanismi di incentivazione vigenti (DM 2.3.2018 e DM 15.9.2022) - in aggiunta a quanto già disposto dal DL 104/2023 in materia di rivalutazione delle tariffe base e dei valori di riferimento per i contributi in conto capitale – con l’obiettivo di massimizzare l’efficacia e sostenere una rapida crescita degli investimenti e quindi della capacità produttiva. Si propone inoltre di sviluppare gli investimenti che valorizzino in modo sostenibile la produzione del digestato e del compost ad uso agronomico, il recupero della CO<sub>2</sub> biogenica per la produzione di e-fuels (incluso il metano sintetico), la produzione di metano sintetico abilitato dalla cattura della CO<sub>2</sub> dall’atmosfera (BECCS) e l’innovazione tecnologica (ad es. la gassificazione).

Leva importante per stimolare la produzione è anche l’**ottimizzazione e la semplificazione degli iter autorizzativi**, al fine di agevolare e accelerare i tempi di realizzazione degli impianti: ad es. estendendo l’applicazione della procedura abilitativa semplificata anche alle opere di connessione, adottando la conferenza dei servizi semplificata e promuovendo un coinvolgimento più attivo e sollecito della PA.

Per quanto riguarda la **connessione degli impianti**, le seguenti misure andrebbero a sostegno dell’integrazione del biometano nelle reti esistenti e quindi a beneficio dell’incremento della produzione e della diffusione di tale risorsa negli usi finali:

- sviluppo delle economie di scala e dell’immissione del biometano nella rete gas; anche sostenendo soluzioni volte alla riconversione di impianti di biogas di piccole dimensioni attraverso upgrading centralizzati;
- promozione del coordinamento tra operatori infrastrutturali con riferimento agli allacciamenti per individuare le soluzioni più efficaci in modo da minimizzare i costi complessivi e garantire la trasportabilità e il bilanciamento dei quantitativi previsti in immissione in rete, inclusa la possibilità di reverse flow del gas dalla rete di distribuzione a quella di trasporto;
- valorizzazione delle sperimentazioni sviluppate a livello regolatorio, tra cui l’impiego di reti bi-direzionali per massimizzare l’immissione in rete di biometano anche nei contesti dove la capacità di ricezione degli impianti a valle non consentirebbe, in condizioni normali, il totale assorbimento delle produzioni di biometano nelle reti di distribuzione;
- revisione dello *sharing* tra produttore e distributore (attualmente 80%-20%) del costo di allacciamento, elemento che oggi disincentiva i produttori a richiedere l’allaccio del proprio impianto alla rete, con ricadute negative sulle potenzialità produttive del settore.

Particolare importanza avrà inoltre l’attuazione della riforma del PNRR integrata dal RePowerEU che mira alla riduzione dei costi di connessione alla rete gas degli impianti di produzione di biometano sostenibile e dovrebbe favorire una maggiore integrazione tra reti di trasporto e distribuzione.

Infine, si sottolinea l’importanza di completare rapidamente il **quadro di implementazione delle Garanzie di Origine**, assicurando in particolare la piena spendibilità delle GO in ambito ETS (anche per quanto riguarda il settore marittimo e a tendere nel sistema ETS2) anche in via disgiunta da contratti fisici di fornitura e attribuendo la qualifica di contratti di vendita da fonti rinnovabili alle

vendite di gas compensate da GO, analogamente a quanto previsto per i contratti di vendita di energia elettrica. In tale prospettiva, appare anche opportuno assicurare la più ampia utilizzabilità del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità.

Si ritiene inoltre utile implementare quanto prima misure che:

- favoriscano l'importazione di biometano e relative GO dall'estero, anche attraverso il coordinamento di quanto previsto dalla normativa nazionale e i sistemi vigenti negli altri Stati Membri (es. indicazione settore di utilizzo);
- favoriscano una maggiore aderenza delle informazioni richieste per le GO importate rispetto alle informazioni delle GO attualmente esistenti in Europa (ad es. attraverso l'eliminazione della necessità per le GO importate di riportare un settore di riferimento, caratteristica attualmente prevista solo per le GO prodotte in Italia);
- prevedano l'inclusione del biometano nell'ambito delle fonti rilevanti del previsto obbligo di fornitura di calore rinnovabile;
- rimuovano il blocco alle esportazioni attualmente previsto per gli impianti incentivati.

## LO SVILUPPO DELLA CCS

Si condivide il ruolo chiave riconosciuto alla CCS per il raggiungimento dell'obiettivo di contenimento delle emissioni e per contribuire alla competitività del tessuto produttivo nazionale.

La proposta di Piano ritiene fondamentale lo sviluppo della CCS per la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l'emissione di CO<sub>2</sub> è parte inevitabile del processo produttivo, degli usi termici non elettrificabili e anche della generazione di energia elettrica, grazie alla associata possibilità di contare su una produzione elettrica decarbonizzata e programmabile che accompagni la crescita delle rinnovabili e gli accumuli. Inoltre, la CCS può essere utilizzata nel settore dell'idrogeno, mediante integrazione dell'idrogeno da fonti rinnovabili con idrogeno a basso contenuto di carbonio e il conseguimento di emissioni negative attraverso il ricorso alla bioenergia associata alla CCS (BECCS) e alla cattura diretta del carbonio presente nell'aria (DACCS).

Gli obiettivi fissati dalla strategia europea sulla gestione del carbonio pubblicata a febbraio 2024 sono ambiziosi e mirano a sviluppare una capacità di iniezione della CO<sub>2</sub> di 50 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030. Per garantire la realizzazione di progetti su scala industriale e conseguire gli obiettivi nazionali ed europei in materia di CCS, è quindi necessario costruire un **contesto normativo favorevole agli investimenti**, con procedure e iter autorizzativi velocizzati, chiare regole e prescrizioni tecniche e un modello di mercato abilitante.

Nel dettaglio, si ritiene opportuno:

- prevedere adeguati **meccanismi di sostegno e de-risking per tutta la filiera**, specialmente nelle fasi iniziali dei progetti, per abilitare lo sviluppo di hub CCS, come già avvenuto in altri Paesi con successo (Regno Unito);
- creare le condizioni per assicurare la **stabilità dei prezzi del carbonio**, evitando distorsioni del mercato ETS, per sostenere investimenti da parte del mercato;
- prevedere e incentivare, contestualmente allo sviluppo di tecnologie per la cattura della CO<sub>2</sub>, anche lo **sviluppo di una rete di trasporto e stoccaggio** nell'ambito di una strategia e

di una visione sistemica di lungo termine a livello nazionale e in coerenza con gli scenari di policy EU;

- favorire il pieno sviluppo della CCS, sostenendo l'applicazione di tutte le tecnologie CCS disponibili (eg: l'onboard carbon capture per il trasporto marittimo a complemento della sostituzione dei carburanti tradizionali con carburanti alternativi e soluzione concreta per il rispetto degli obblighi ETS).

Infine, a supporto della realizzazione di **progetti transfrontalieri di CO<sub>2</sub>**, si accoglie favorevolmente quanto previsto dalla proposta di PNIEC secondo cui l'Italia, per superare il vigente divieto di esportazione di CO<sub>2</sub> per il successivo stoccaggio in ambiente marino, intende depositare una dichiarazione formale di applicazione provvisoria dell'emendamento all'articolo 6 del Protocollo di Londra e avviare discussioni con i Paesi dell'area del Mediterraneo e sud Europa per concludere accordi bilaterali, là dove necessari, sul trasporto transfrontaliero di CO<sub>2</sub>.

## LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO

La riduzione delle emissioni fuggitive di metano rappresenta una linea di intervento da sviluppare e sostenere per conseguire esternalità ambientali positive, soprattutto considerando che le tecnologie sono disponibili e che gli interventi possono essere realizzati in tempi brevi e a costi contenuti.

Il Regolamento europeo sulle emissioni di metano rappresenta un'occasione da sfruttare al meglio per promuovere azioni efficaci. In quest'ottica appare necessario prevedere interventi di mitigazione e di quantificazione efficienti nel ridurre le emissioni di metano secondo il criterio della materialità delle sorgenti (presente in ambito OGMP 2.0), della *cost effectiveness*, della fattibilità pratica e della proporzionalità, evitando di imporre misure ad alto costo per utenti finali e aziende a fronte di benefici poco significativi. È importante completare e chiarire il quadro di riferimento in tempi rapidi per abilitare in particolare le decisioni e gli investimenti delle aziende sulle azioni da intraprendere, anche ingenti, ad esempio per l'acquisto della strumentazione e per l'organizzazione delle attività di monitoraggio e riparazione delle perdite (Leak detection and repair – LDAR).

## LO SVILUPPO DEI MERCATI RETAIL

I mercati al dettaglio in Italia sono caratterizzati dalla presenza di un numero molto elevato di operatori (nel 2022 si contavano 598 gruppi attivi nella vendita di energia elettrica ai clienti domestici e 538 operatori attivi nella vendita di gas). In linea con il dettato europeo, dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono scegliere liberamente il proprio fornitore e, in entrambi i settori elettrico e gas, la partecipazione al mercato dei clienti domestici è progressivamente aumentata, in termini di incremento sia del tasso di switching sia del mercato libero. Tali dinamiche permettono al nostro Paese di collocarsi tra i più dinamici dell'Unione Europea. Da gennaio 2024, la tutela di prezzo nel settore gas è limitata ai clienti vulnerabili; nel settore elettrico tale traguardo è previsto a partire dal 1° luglio 2024.

In considerazione della liberalizzazione dei mercati, è oggi importante aumentare la **consapevolezza dei consumatori** sui propri diritti e sulle proprie possibilità di scelta, migliorando la conoscenza di strumenti e soluzioni già oggi disponibili ancorché poco conosciute e utilizzate, come gli strumenti di comparazione (ad es. Portale Offerte), che rappresentano una guida terza per la scelta delle diverse offerte, le Schede Sintetiche che accompagnano i plichi contrattuali, il Portale Consumi e gli strumenti informativi messi a disposizione dallo Sportello per il consumatore di energia.

Più in generale, specialmente con la piena liberalizzazione dei mercati, diventa importante valorizzare la semplificazione delle bollette e di tutte le informazioni che vengono fornite ai clienti e monitorare in maniera più stringente le attività di *teleselling* e di vendita porta a porta, in modo da colpire le truffe e la diffusione di false informazioni che in questi anni hanno determinato un ingiustificato danno reputazionale ed economico agli operatori seri oltre che, ovviamente, ai consumatori e al mercato. Sul punto, si ritiene necessario prevedere degli efficaci meccanismi di monitoraggio e vigilanza volti a garantire la correttezza e la trasparenza delle informazioni diffuse alla clientela, anche mediante la previsione di requisiti più stringenti per l'accesso alle attività di intermediazione alla vendita e tali da garantire maggiore affidabilità e qualità degli operatori. In tal senso, è fondamentale prevedere una regolamentazione del settore, a garanzia dei clienti, per evitare condotte elusive e opportunistiche.

Nell'ottica della transizione e dell'efficienza energetica, assume rilievo anche la consapevolezza e la responsabilizzazione del cliente finale rispetto ai propri consumi energetici. Si ritiene quindi importante valorizzare anche il percorso di **digitalizzazione delle reti di distribuzione**, sostenendo i relativi investimenti. Si fa riferimento, a titolo esemplificativo, all'implementazione dei contatori intelligenti che permettono al consumatore finale una maggiore consapevolezza dei propri consumi e, di conseguenza, la possibilità di meglio orientare i propri comportamenti nell'ottica del risparmio energetico.

Per quanto riguarda i **consumatori vulnerabili e/o in condizioni di povertà**, la definizione di una politica di sostegno destinata a tali consumatori richiede una **strategia coordinata** che coinvolga diversi attori: il Governo, le Autorità locali, il settore energetico e le organizzazioni della società civile.

Nello specifico, si evidenziano i seguenti possibili interventi:

- favorire l'informazione e l'educazione dei consumatori fornendo informazioni chiare e accessibili, per educarli su come ridurre la domanda di energia e adottare comportamenti più efficienti per abbassare le bollette energetiche;
- rafforzare, estendere e semplificare l'accesso alle agevolazioni e ai sussidi per il reddito energetico, assicurandosi che siano efficaci nel sostenere i consumatori vulnerabili nella gestione delle spese energetiche;
- incentivare l'efficienza energetica, con misure specifiche dedicate alla promozione dei relativi interventi, con particolare attenzione alle abitazioni dei consumatori vulnerabili;
- collaborare con enti sociali e organizzazioni non governative per identificare e assistere i consumatori vulnerabili, offrendo programmi di assistenza sociale, consulenza energetica e supporto nella gestione delle bollette;
- favorire progetti di partecipazione locale che coinvolgano la comunità nella gestione condivisa dell'energia, promuovendo la solidarietà e la condivisione delle risorse;

- valorizzare le CER quale strumento per promuovere la penetrazione delle FER, la condivisione diffusa dei benefici ambientali, economici e sociali e più in generale per lo sviluppo in chiave sostenibile delle comunità locali.

## LO SVILUPPO DELLA RICERCA E DELL'INNOVAZIONE

Il processo di transizione energetica richiede trasformazioni profonde della struttura produttiva nazionale e pone sfide in termini di capacità e prontezza di adattamento dei diversi settori industriali. Oggi, anche a fronte del mutato contesto internazionale, è ancor più necessario **coniugare le politiche di decarbonizzazione con la tutela della competitività e dell'occupazione**, garantendo la sicurezza energetica del Paese, l'accessibilità dell'energia, nonché la sostenibilità economica e sociale della transizione. La decarbonizzazione potrà quindi realizzarsi solo attraverso una pluralità di tecnologie da applicare a seconda del contesto di riferimento.

La ricerca, attraverso un **approccio tecnologicamente neutro**, dovrà quindi promuovere lo sviluppo dell'intera filiera tecnologica, individuando priorità a breve, medio e lungo termine, con la previsione di step intermedi che consentano un aggiornamento continuo delle stesse alla luce degli avanzamenti tecnologici.

Con tale prospettiva si ritiene importante sviluppare competenze, ricerca e innovazione nei seguenti ambiti:

- evoluzione degli asset verso una maggiore flessibilità e verso soluzioni che permettano una pianificazione e gestione integrata dei settori elettrico e gas (**sector coupling**);
- sviluppo della **CCS** e, in particolare, di soluzioni innovative per la cattura della CO<sub>2</sub> biogenica, dell'utilizzo di nuovi materiali per la cattura, delle tecnologie efficienti per la DAC (Direct Air Capture) e delle BECCS, sfruttando la CO<sub>2</sub> catturata;
- sviluppo dell'**idrogeno** e, in particolare, delle soluzioni in grado di abilitare lo scale-up degli elettrolizzatori, delle altre modalità di produzione (biologiche, termoelettriche e bioelettriche), delle tecnologie di cracking dell'ammoniaca come potenziale vettore di trasporto su lunga distanza quando non sia possibile il vettoriamento via tubo;
- sviluppo delle **tecnologie digitali** attraverso la digitalizzazione avanzata delle reti energetiche, modelli per simulare dinamiche di flusso e bilanciamento del mix di molecole miscelate lungo la rete gas, strumenti per la tracciatura commerciale dei gas rinnovabili e per la gestione dei certificati, soluzioni basate su AI, IoT e edging per migliorare la sicurezza degli asset.

## SUSSIDI AMBIENTALMENTE DANNOSI

Il Catalogo dei Sussidi Ambientalmente Dannosi e Favorevoli nasce con lo scopo di sostenere il Parlamento e il Governo nella definizione di politiche attive di decarbonizzazione, in linea con le raccomandazioni europee e internazionali tese a eliminare sussidi dannosi liberando risorse da dedicare ai sussidi favorevoli all'ambiente. Tuttavia, la metodologia attuale di classificazione delle misure come SAD/SAF presenta aspetti che conducono a distorsioni abbastanza evidenti.

Lo sforzo di rimodulazione dei SAD, anche per liberare risorse da allocare per misure di promozione della transizione energetica, dovrebbe partire da una revisione e un ripensamento della metodologia seguita nella compilazione del Catalogo, per evitare effetti dannosi o distorsivi e focalizzare l'attenzione sulle misure la cui rimozione ha una valenza effettiva e positiva sulle emissioni. In particolare, dovrebbero essere promosse e salvaguardate le agevolazioni fiscali che favoriscono l'utilizzo di vettori energetici in grado di contribuire al processo di decarbonizzazione e rispetto ai quali non sono disponibili alternative meno inquinanti, come i biocarburanti in purezza. Il ribilanciamento SAD verso SAF consentirebbe di promuovere comportamenti virtuosi, stimolando la richiesta di utilizzo di vettori energetici rinnovabili e permettendo così una maggiore penetrazione di tali vettori, oggi sostenuta solo attraverso il sistema degli obblighi.