

Una transizione a mezzo gas

Scenari di approvvigionamento, trasporto e distribuzione di gas naturale e idrogeno in Europa e in Italia

VideoTalk

Venerdì 16 ottobre 2020, ore 9:30-11:20

1. La funzione del gas naturale per la transizione energetica

1.1. Lo stato dell'arte: il gas naturale nel mix energetico

Il gas naturale con il suo 23%, rappresenta la terza fonte primaria più utilizzata al mondo dopo il petrolio ed il carbone. Risponde per la stessa quota nel mix di generazione elettrica, dove segue il carbone e le fonti rinnovabili e, con un'incidenza del 42%, è la seconda fonte, quasi alla pari con il carbone, per gli usi termici. Tra il 2000 e il 2018, il gas naturale prodotto al mondo ha continuato a crescere ad un tasso medio annuo del 2,6% circa. Guardando all'interno dell'Unione europea emerge come il gas naturale costituisca il 22% del mix primario di energia (+1,4 punti percentuali rispetto al 2000), secondo solo rispetto al petrolio, che tuttavia ha perso 4,6 p.p. nel corso di 18 anni. Più del gas sono cresciute solo le fonti rinnovabili. ciononostante, continua ad aumentare anche la dipendenza energetica dell'Unione europea dall'import dai Paesi stranieri. Rispetto a un indice di dipendenza complessivo del 58% al 2018, l'UE risulta dipendente, a riguardo del gas, per l'83,2%. Più alta, tuttavia, è la dipendenza UE per l'import di petrolio (94,6%). Il 40,4% delle importazioni europee di gas naturale proviene dalla Russia. Seguono Norvegia (18,1%), Algeria (11,8%) e Qatar (4,6%). Il tema della dipendenza energetica è significativo per l'Italia, che presenta l'indice di dipendenza dall'import più elevato tra i maggiori Paesi europei¹ ed è seconda per volume di importazioni nette di materie energetiche (122 Mtoe, di cui 55,3 Mtoe di gas naturale e 51,6 Mtoe di petrolio), dopo la Germania e pressoché alla pari con la Francia. Tra il 2000 e il 2018, inoltre, le importazioni italiane di gas naturale sono aumentate del 18%. L'Italia è altresì il secondo Paese UE, dopo la Germania, per import di gas ed incide per il 17% sulle importazioni UE di gas. Presenta un valore dell'indice di dipendenza dall'import per il gas naturale pari a 92,9%, in decisa crescita rispetto all'81,1% del 2000. Abbiamo, pertanto, la misura della crescita del ruolo del gas nel mix energetico italiano sia in valori assoluti, nonostante la riduzione generale dei consumi energetici (-15% nei consumi pro-capite tra il 2000 e il 2018), sia per incidenza. Nel mix dei consumi primari e nel mix di generazionale

¹ Più dell'Italia risultano maggiormente dipendenti dall'estero per il proprio fabbisogno di energia solo, nell'ordine, Malta, Lussemburgo, Cipro e Belgio.

elettrica il gas naturale costituisce rispettivamente il 38% e il 44%. In entrambi i casi rappresenta la fonte principale di energia. Nel mix dei consumi finali, invece, il gas naturale presenta una quota del 29%, seconda solo al petrolio.

1.2. Gli scenari IEA e della Commissione Europea per il gas naturale

Considerata la rilevanza che il gas naturale riveste a livello italiano ed europeo al giorno d'oggi, è utile verificare quale funzione si immagina per il gas nei decenni a venire ai vari livelli. L'IEA, nello scenario a politiche correnti, immagina un aumento della domanda di gas naturale da 3.273 Mtep nel 2018 a 4.070 Mtep nel 2030 e 4.847 nel 2040, con una crescita media annua ad un tasso dell'1,8%. La quota del gas naturale sulla domanda di energia sarebbe del 25% rispetto al 23%. La stessa incidenza avrebbe nello scenario a politiche assunte. Nello scenario finalizzato a conseguire gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, invece, la domanda di gas avrebbe un picco al 2030 (3.513 Mtep), ma scenderebbe a 3.162 Mtep nel 2040, con una riduzione media annua rispetto al 2018 dello 0,2%. Per quanto riguarda l'Unione europea, a politiche correnti la domanda di gas salirebbe dal 392 Mtep nel 2018 a 398 Mtep nel 2030 e 412 Mtep nel 2040, con un tasso medio annuo di crescita dello 0,2%. La quota del gas naturale sarebbe il 28% della domanda complessiva di energia. Nello scenario a politiche assunte, si registrerebbe, invece, una riduzione annua dell'1% della domanda di gas naturale, che toccherebbe 363 Mtep nel 2030 per poi scendere a 317 Mtep nel 2040. Tuttavia, non sarebbe un calo sufficiente a conseguire gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Secondo questo scenario, infatti, la domanda di gas dovrebbe contrarsi del 2,7% annuo, scendendo a 317 Mtep nel 2030 e 217 Mtep nel 2040. Al termine del periodo, il gas naturale costituirebbe il 20% della domanda di energia dell'Unione Europea. Inoltre, bisogna guardare agli scenari elaborati in sede europea in coerenza con le prospettive di sviluppo del sistema energetico immaginate. Nello specifico, facciamo riferimento agli ultimi scenari diffusi dalla Commissione, che valutano l'impatto potenziale degli obiettivi climatici ed energetici dell'UE al 2030, in particolare l'obiettivo del 32% per quanto riguarda la quota delle fonti rinnovabili nel mix energetico e del 32,5% in relazione ai miglioramenti nell'efficienza energetica². Tal target dovrebbero consentire al 2030 una riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 40% rispetto al 1990³. Queste analisi di scenario sono state altresì

² L'obiettivo di efficienza energetica è un target per il consumo totale di energia primaria e di energia finale nel 2030 nell'UE, calcolato come una riduzione di almeno il 32,5% rispetto alle proiezioni per l'anno 2030 elaborate dallo scenario di riferimento del 2007.

³ Dallo scenario elaborato dalla Commissione UE, l'applicazione delle misure decarbonizzazione ed efficienza energetica contemplate condurrebbe a una riduzione delle emissioni di gas serra superiore all'obiettivo minimo e pari al 45,6%. Tra gli strumenti di *policy* previsti troviamo il *carbon pricing* per ridurre le emissioni di gas serra nei settori coperti dall'*Emission Trading System* (ETS), gli standard di CO₂ per i veicoli e politiche di trasporto specifiche, la riduzione delle barriere di mercato, e ampi obblighi e incentivi relativi all'efficienza energetica e alle politiche sulle energie rinnovabili per l'industria, gli usi residenziali e i trasporti.

utilizzate dalla Commissione nella valutazione delle proposte di Piano Nazionale per l'Energia e il Clima avanzate dagli Stati nel 2019 e per i più recenti negoziati sugli atti legislativi ed analisi di impatto. Come è immaginabile, la previsione della Commissione comporta un calo deciso del ricorso alle fonti fossili e uno sviluppo consistente delle energie pulite. In particolare, dal 2020 al 2030, si prevede che il consumo primario di gas si riduca al tasso medio annuale del 2,9%. Per la produzione di gas si stima una riduzione al ritmo medio annuo del 3,4%. Al contrario, la produzione di energia rinnovabile dovrebbe crescere nello stesso periodo a un tasso del 2,4%⁴. Per il gas si prevede anche una riduzione dell'import netto del 2,5% all'anno tra il 2020 e il 2030. Allo stesso modo, dovrebbe diminuire in misura significativa l'apporto del gas ai fini della generazione elettrica. In questo caso, si immagina una riduzione al ritmo del 4,6%. Per gli usi termici, il calo del ricorso al gas sarebbe di poco inferiore, del 4,4% annuo. A riguardo dei consumi finali, invece, lo scenario della Commissione descrive per il gas una riduzione media del 2,6% nell'arco di tempo considerato. È possibile condurre lo stesso esercizio anche per gli Stati nazionali e quindi, per quanto di interesse, per l'Italia⁵. In questo caso, si stima che il consumo interno lordo di gas si riduca al tasso medio annuo dell'1,7% tra il 2020 e il 2030. La produzione dovrebbe segnare -3,7%, mentre l'import netto di gas naturale dovrebbe contrarsi in media dell'1,4%. Dell'1,9% annuo, invece, dovrebbe ridursi l'apporto del gas naturale alla generazione elettrica e del 2% il ricorso al gas naturale per gli usi termici. Nel complesso, si prevede che in Italia la domanda finale di gas diminuisca dell'1,6% annuo nel prossimo decennio, una quota di poco inferiore alla riduzione prevista della domanda totale finale di energia (-1,7%). Rispetto al 29% odierno, la quota del gas naturale nei consumi finali crescerebbe leggermente (30,6%), mentre la quota nel mix elettrico dovrebbe ridursi dal 44% al 33%. La diminuzione del ricorso al gas dovrebbe contribuire agli obiettivi italiani di efficienza energetica e decarbonizzazione. Nel primo ambito, la proiezione della Commissione riporta una diminuzione dei consumi finali al 2030 per l'industria (-1,4% annuo), il comparto residenziale (-2,3%), il terziario (-2,4%) e i trasporti (-0,9%). Nel secondo caso, si stima che le emissioni di gas serra vadano decrescendo al ritmo del 3,2% l'anno e che la CO₂ emessa si riduca annualmente del 3,8%.

1.3. Le previsioni del Governo italiano per il gas naturale nel PNIEC: mix energetico e sviluppo infrastrutturale

Le proiezioni sulla base degli impegni che il Governo italiano ha assunto con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), a riguardo del settore gas, si pongono in linea con gli scenari della

⁴ A crescere dovrebbero essere soprattutto l'energia solare (+9,3% annuo), eolica (+6,4%) e geotermica (+6,1%).

⁵ Ovviamente le proiezioni della Commissione europea non escludono la possibilità per gli Stati membri di prevedere, nei propri Piani Nazionali per l'Energia e per il Clima, misure aggiuntive e quindi un contributo maggiore al conseguimento degli obiettivi europei (per l'Italia cfr. par. 1.3).

Commissione Europea. Similmente, infatti, si prevede che il fabbisogno italiano di gas naturale al 2030 si attesti a 49 Mtep (con una riduzione del 14% rispetto allo scenario base che prevedeva 55,8 Mtep), circa 7 Mtep meno di oggi, con un picco al 2025 a causa dell'eliminazione del carbone dal mix di generazione elettrica, per poi ridursi ulteriormente a 37,7 Mtep al 2040. Allo stesso modo, il consumo finale di gas al 2030 sarebbe pari a 28,3 Mtep (con un calo del 20% rispetto allo scenario base che riporta 33,9 Mtep) per poi contrarsi a 23,8 Mtep nel 2040, circa 10 Mtep meno di oggi. Si stima, inoltre, che la produzione interna di gas naturale dovrebbe ridursi al 2030 dell'8% rispetto allo scenario base per poi fermarsi a poco più di 1 Mtep nel 2040, un valore inferiore a un quarto se comparato alla produzione interna odierna. Le importazioni nette dovrebbero attestarsi nel 2030 a 46,5 Mtep (in linea con le previsioni europee e con un calo del 15% rispetto allo scenario base) per poi scendere a 39,7 nel 2040, quando oggi superano i 50 Mtep. Nello scenario base, il consumo di gas naturale risulta abbastanza stabile fino al 2040, rappresentando quasi il 40% della domanda di energia primaria. Nella scenario PNIEC lo sviluppo delle FER e dell'efficientamento energetico causano una diminuzione del ricorso al gas naturale, che passa dal 37% di incidenza sulle fonti di energia nel 2030 a poco più del 30% nel 2040. Nel complesso, pertanto, la proiezione PNIEC riporta una riduzione della quota del gas naturale nel mix energetico primario di 10 punti percentuali al 2040 se comparata alla scenario a politiche e misure correnti. Secondo la previsione PNIEC, si ridurrebbe anche il fabbisogno occupazionale del settore gas naturale, in particolare l'evoluzione del parco impianti per la produzione di energia elettrica comporterebbe una diminuzione degli occupati permanenti nel settore gas di più di 2 mila unità (da 13.583 nel 2017 a 11.408 nel 2030)⁶.

Nella visione del *policy maker* il gas naturale sarà il perno di un sistema energetico "ibrido", fondato sull'elettricità e sul gas naturale, anche alla luce di un'auspicata diffusione di carburanti alternativi nei trasporti e dello sviluppo dei gas rinnovabili (biometano, idrogeno e metano sintetico). Ai consumi di gas naturale sopra descritti, infatti, bisogna quantomeno aggiungere il biometano, al momento quantificato in circa 1 Gmc, utilizzato nei trasporti come da sistema di obblighi di biocarburanti vigente, ma che potrebbe rappresentare in prospettiva una fonte di gas rinnovabile a cui fare ricorso in tutti gli usi finali, compresa la generazione elettrica. In Italia poi va rimarcato il successo del GNL nel trasporto pesante su gomma che – benché non sia stata ancora risolta la quasi totale dipendenza dall'estero – sta dimostrando come sia possibile fare concorrenza al diesel, anche realizzando un'infrastruttura di rifornimento ex novo. La rilevanza che il gas naturale manterrà nel lungo periodo nel sistema energetico nazionale, rispondendo per quasi un terzo delle fonti di energia primaria, richiede una politica di diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti e di sostegno alla flessibilità del sistema energetico nazionale. L'assetto attuale del sistema del gas naturale presenta almeno due effetti negativi: ordinariamente produce un più elevato costo dell'energia in Italia, considerato il più alto prezzo di

⁶ Al contrario, gli occupati permanenti nel settore FER crescerebbero in misura consistente, con gli aumenti più significativi nel solare, con più di 9 mila unità, e nell'eolico, con più di 5 mila unità.

scambio del gas naturale rispetto ai principali hub europei, a ragione di un'integrazione ancora incompleta del mercato italiano con i mercati più liquidi nord europei. In condizioni congiunturali, inoltre, si potrebbe registrare una crisi di approvvigionamenti, in particolare nella stagione invernale, come riportato da diverse analisi⁷ e simulazioni, a causa della crescita della domanda di punta di gas avvenuta negli ultimi anni e della diminuzione dei flussi da parte di metanodotti già in esercizio. Gli obiettivi di sicurezza, flessibilità e resilienza del gas naturale in Italia, oltre al rafforzamento della capacità di sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili e di fronteggiare incertezza e volatilità di mercato, nell'ottica del legislatore andrebbero raggiunti senza ricorrere a nuove grandi infrastrutture al di là quelle già in costruzione o previste. Si immagina, al contrario, di fare leva sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento tramite l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti, lo sviluppo del mercato e della rete del GNL⁸ e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e, a tendere, idrogeno). Si prevede, altresì, di aumentare la flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ammodernamento della rete di trasporto del gas, e l'ampliamento del margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda. Sul fronte regolatorio e programmatico, al fine di elevare gli standard di controllo, appare prioritario aggiornare il Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale, in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi agli stessi corridoi di approvvigionamento, rivedere il Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale e coordinare i piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei. Si ritiene, inoltre, di incentivare la ricerca tesa ad approfondire i benefici potenziali dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas attraverso l'implementazione di progetti pilota *power to gas*, *power to hydrogen* e *gas to power*. In questo senso, si intende la rete del gas naturale come supporto di un'infrastruttura energetica integrata, volano funzionale a sviluppare una quantità sempre maggiore di rinnovabili intermittenti e conduttrice essa stessa di gas rinnovabili. In più, utilizzando le conversioni del vettore elettrico in gas e viceversa, si accrescerebbe la possibilità di sfruttare il potenziale delle fonti rinnovabili, assicurando anche lo stoccaggio dell'energia a medio-lungo termine.

⁷ Facciamo riferimento, tra le altre analisi, alla Formula N-1, utilizzata in sede europea, che calcola quanta parte della domanda massima giornaliera di gas del Paese sarebbe soddisfatta se si interrompesse il flusso da parte della principale infrastruttura di approvvigionamento, che per l'Italia è il metanodotto di importazione del gas russo. Per l'Italia, la Formula N-1 dà un valore pari a 88%, il terzo più basso dell'Unione europea dopo Malta (0%) e Bulgaria (36,2%). Si consideri che Germania, Spagna e Regno Unito presentano valori rispettivamente del 227%, 127% e 125%.

⁸ Significativo è il rilievo dato allo sviluppo della rete GNL, per cui, recependo le direttive europee, si immagina di realizzare nei porti un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per le navi e di punti, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL. Si consideri che la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi: il primo che da Palermo si connette al Brennero, il secondo che da Genova raggiunge Gravellona Toce (VCO), passando per Milano, e l'ultimo che dal Frejus porta a Trieste, tagliando il Nord Italia.

2. L'idrogeno verde e la prospettiva di neutralità climatica al 2050

2.1. L'idrogeno nelle politiche energetiche italiane

L'obiettivo di conseguire la neutralità climatica, cioè le emissioni nette zero, al 2050 impone alle politiche energetiche un ulteriore importante sforzo di promozione della decarbonizzazione e dell'efficienza energetica. Per quanto riguarda il settore del gas naturale, questo vuol dire sfruttare il potenziale dei gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio e sviluppare le tecnologie e le reti necessarie a questo fine (cfr. par. 1.3). Se il biometano già oggi contribuisce al raggiungimento degli obiettivi relativi alle energie rinnovabili e, combinato a tecnologie di CCUS, consente anche emissioni negative, è l'idrogeno a vantare le maggiori prospettive di crescita. In primis, l'attesa riduzione dei costi delle tecnologie di elettrolisi dovrebbe consentire di avere disponibilità di idrogeno rinnovabile per sostenere i processi di decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e dei trasporti a lungo raggio. La produzione di idrogeno da elettricità rinnovabile presenta il duplice vantaggio di ridurre le emissioni da fonti fossili e contemporaneamente, quando l'offerta supera la domanda, di accumulare l'elettricità rinnovabile in eccesso generata. L'idrogeno, pertanto, può fornire una soluzione utile anche all'annoso problema degli stoccaggi. Già nel 2016 il Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture (D.Lgs. 257/2016) aveva definito un percorso di prospettiva per il ricorso all'idrogeno nei trasporti, stabilendo che, per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto, si applicano le procedure autorizzative previste per gli impianti di distribuzione di carburanti. Il PNIEC prevede per l'idrogeno un contributo al 2030 intorno all'1% del target delle rinnovabili nel settore dei trasporti, che è pari al 22%. Quindi l'idrogeno contribuirebbe per lo 0,2% alla domanda di energia del settore trasporti. Si immagina, nello specifico, l'uso diretto in auto, autobus, nel trasporto pesante e in treni a idrogeno, per sostituire il diesel nelle tratte non elettrificate, oltre, in prospettiva, al trasporto marino o all'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Ai fini della strutturazione di una filiera dell'idrogeno nella mobilità, appare necessario investire in R&S, a partire dalle infrastrutture di rifornimento. Sarà importante, inoltre, sviluppare *fuel cell* a idrogeno o *multifuel*. Come incentivo allo sviluppo del settore, il PNIEC prevede che, nel recepimento della direttiva RED II, l'idrogeno da fonti rinnovabili sia inserito nell'elenco dei biocarburanti utilizzabili ai fini dell'assolvimento degli obblighi. Similmente, si contemplano i veicoli a idrogeno, insieme a quelli elettrici, ibridi e a metano, per gli obblighi di acquisto di veicoli a combustibili alternativi da parte della Pubblica Amministrazione. Accanto al miglioramento delle prestazioni e alla riduzione dei costi degli elettrolizzatori, la ricerca in questo campo dovrà necessariamente occuparsi dell'integrazione dell'idrogeno nelle reti, a partire da un'iniezione in quantità crescenti dell'idrogeno nelle attuali infrastrutture del gas. Sono allo studio applicazioni che in futuro prevedano due infrastrutture separate, a seconda del livello di maturità dei mercati, una al 100% di idrogeno e un'altra

con la miscela, utilizzando altresì soluzioni, quali membrane, che consentano la separazione selettiva dell'idrogeno. Ad oggi, infatti, secondo diversi studi l'idrogeno può essere immesso nei metanodotti esistenti, senza che questi siano sottoposti a interventi, per una quota che oscilla tra il 5% e il 10%. Da recenti dichiarazioni di esponenti del Governo, risulta che, tra la prossima manovra di bilancio e il *Recovery Plan*, 3 miliardi di euro possano essere stanziati dall'Italia per l'IPCEI (Important Projects of Common European Interest) sull'idrogeno e che a questa fonte di energia possa essere dedicato uno dei 5 Network di Alta Tecnologia⁹ in via di istituzione.

2.2. La Strategia per l'idrogeno dell'UE e di Francia e Germania

Rispetto al ruolo limitato che l'idrogeno riveste ad ora negli scenari energetici, emerge la rilevanza che la stessa fonte di energia sta assumendo nelle azioni dell'Unione europea e dei maggiori Paesi UE, Francia e Germania su tutti. A maggio 2020 la Commissione europea aveva lanciato una "EU Hydrogen Strategy Roadmap" che ha condotto, a luglio, all'adozione della Strategia per l'idrogeno per un'Europa *climate-neutral*. L'obiettivo è sviluppare il potenziale dell'idrogeno pulito per la decarbonizzazione dei sistemi energetici, dell'industria e del trasporto nell'Unione europea. Ad oggi, l'idrogeno rappresenta meno dell'1% dei consumi energetici UE e si tratta quasi esclusivamente di idrogeno grigio¹⁰, cioè prodotto a partire da fonti fossili¹¹. La Strategia si propone di incrementare il ruolo dell'idrogeno nell'energy mix dell'Unione dalla quota marginale rappresentata oggi al 13-14% entro il 2050. Si stima altresì che gli investimenti in idrogeno rinnovabile nell'UE possano attestarsi al 2050 tra i 180 e i 470 miliardi di euro e che quelli in idrogeno fossile a basse emissioni di carbonio sarebbero compresi tra i 3 e i 18 miliardi. Dalla costruzione di una filiera europea dell'idrogeno scaturirebbero vantaggi occupazionali non trascurabili: viste le possibilità di impiego di questa fonte di energia in una molteplicità di settori, si prevede che, in misura diretta e indiretta, possano essere impiegate fino a 1 milione di persone. La Strategia europea per l'idrogeno si articola in 3 fasi. Tra il 2021 e il 2024 si attende l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori nell'UE e la produzione di fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Tra il 2025 e il 2030 si intende far accrescere la rilevanza dell'idrogeno nel sistema energetico con l'installazione di almeno 40 GW¹² di elettrolizzatori entro il 2030 e la produzione di fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile. In conclusione, tra il 2030 e il 2050 si stima che

⁹ Gli altri 4 dovrebbe riguardare l'Intelligenza Artificiale, il Quantum Computing, le Tecnologie Verdi e il Biomedicale.

¹⁰ I 300 elettrolizzatori attualmente attivi nell'UE producono meno del 4% della produzione totale di idrogeno. Attualmente l'idrogeno verde non risulta competitivo per costo: richiede tra 2,5 e i 5,5 €/Kg contro 2€/Kg dell'idrogeno blu e 1,5€/Kg dell'idrogeno grigio.

¹¹ Per questo motivo, la produzione di idrogeno rilascia annualmente nell'Unione europea tra le 70 e le 100 tonnellate di CO₂.

¹² Ai 40 GW installati all'interno della UE, al fine di sostenere nuove opportunità di cooperazione, dovrebbero aggiungersi altri 40 GW nei Paesi del vicinato Est, in particolare in Ucraina, e Sud, con importazione poi nell'Unione dell'energia prodotta.

l'idrogeno rinnovabile dovrebbe raggiungere la maturità ed essere impiegato su larga scala per raggiungere i settori difficili da decarbonizzare, dove altre alternative potrebbero non essere fattibili o avere costi più elevati. L'Unione europea promuove diversi progetti di ricerca per lo sviluppo delle tecnologie per l'idrogeno, gestiti attraverso la *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*, una partnership pubblico-privata sostenuta dalla Commissione, e ha lanciato, come parte della strategia industriale europea, la *European Clean Hydrogen Alliance*, che unisce istituzioni nazionali e locali, l'industria, la società civile ed altri stakeholder. Se è vero che l'idrogeno richiede tempi di sviluppo ed entità degli investimenti elevati, si nota come le risorse dedicate a questo mercato stiano crescendo rapidamente.

La Strategia europea per l'idrogeno è stata accompagnata da due atti simili promossi da Germania e Francia nell'ambito dei rispettivi piani di rilancio dell'economia dalla crisi Covid-19. A giugno scorso il Governo tedesco ha lanciato una propria strategia per l'idrogeno che destina 9 miliardi di euro allo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile (7 per la tecnologia e 2 per progetti di cooperazione internazionale). Si ambisce a installare una capacità di produzione di idrogeno rinnovabile pari a 5 GW entro il 2030, oltre ad altri 5 GW nei cinque anni successivi. A seguire, a settembre il Governo francese ha presentato una strategia per l'idrogeno al 2030 prevedendo lo stanziamento di 7,2 miliardi di euro al 2030 secondo tre filoni: industria, trasporti e ricerca. L'obiettivo è di installare al 2030 elettrolizzatori per una capacità produttiva pari a 6,5 GW, che farebbe della Francia il principale Paese europeo produttore di idrogeno e consentirebbe di ridurre le emissioni annuali di CO₂ di 6 milioni di tonnellate. Si immagina, allo stesso tempo, di creare tra i 50 e i 150mila posti di lavoro, tra effetto diretto e indiretto. Se alle previsioni di sviluppo della capacità di elettrolisi di Francia e Germania, aggiungiamo quelle di Portogallo e Paesi Bassi, che hanno anch'essi diffuso le proprie strategie nazionali per l'idrogeno, impegnandosi rispettivamente all'installazione di 2 e 4 GW, otteniamo 17,5 GW, pari al 44% circa dei 40 GW ipotizzati dall'Unione europea con la propria strategia al 2030.

Questioni chiave

- *Quale ruolo si può immaginare per il gas naturale nel sistema energetico europeo e italiano dei prossimi decenni? Quali eventuali specificità del sistema energetico nazionale devono essere tenute in considerazione rispetto al contesto europeo? Quanto spazio potrà avere il biometano?*
- *Reputa gli scenari europei relativi al gas naturale adeguati alle prospettive di decarbonizzazione e al raggiungimento dell'obiettivo di neutralità climatica al 2050? Come garantire gli investimenti nelle infrastrutture gas necessari per assicurare la piena funzionalità del sistema? Quali interventi*

è necessario mettere in campo per mantenere la flessibilità, la sicurezza e l'efficienza del settore gas in Italia?

- *Quale evoluzione avranno i gas verdi ed in particolare l'idrogeno negli scenari energetici italiani ed europei da qui al 2050? Quali gli ostacoli al suo sviluppo e come superarli?*
- *Come sviluppare al meglio le potenzialità del biometano e dell'idrogeno verde per la decarbonizzazione dell'industria e dei trasporti?*
- *La strategia disegnata dall'Europa per lo sviluppo dell'idrogeno verde è adeguata al livello di ambizione dichiarato? Come garantire un primato tecnologico che possa massimizzare i benefici dello sviluppo e dell'applicazione su larga scala di questo vettore energetico?*
- *Come valuta lo stato attuale del settore dell'idrogeno in Italia rispetto agli altri Stati europei? Quali punti i principali forza? Quali misure mettere in campo per inserire l'Italia nella prospettiva descritta dalla Strategia europea per l'idrogeno?*