

Tecnologie e prospettive del Power to Gas

La roadmap energetica a livello europeo e nazionale prevede un progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. In questo contesto, le tecnologie di accumulo ricoprono un ruolo essenziale e, tra esse, il Power to Gas che sfrutta la conversione da energia elettrica in energia chimica sotto forma di idrogeno gassoso che, a sua volta, può essere trasformato in metano. Questa tecnologia, integrando la rete elettrica e del gas, potrà garantire una maggiore sostenibilità del sistema energetico nazionale attraverso la decarbonizzazione dei settori di produzione e di uso finale dell'energia.

DOI 10.12910/EAI2020-041

di **Paolo Deiana, Claudia Bassano, Paola Gislon**, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili (*)

La roadmap energetica a livello europeo [1] e nazionale prevede per i prossimi decenni un progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) propone di incrementare il target delle rinnovabili al 30% del consumo finale lordo di energia. Per raggiungere tale obiettivo è necessario individuare soluzioni tecnologiche che permettano il pieno sfruttamento delle rinnovabili, tra queste le tecnologie di accumulo. **In tale ambito è rilevante esplorare costi e benefici del Power to Gas (PtG), che consente di ridurre eventuali asimmetrie tra la produzione elettrica rinnovabile e la domanda di energia, specialmente per alti livelli di penetrazione delle rinnovabili.**

Power to Gas: necessità e prospettive

Il ruolo delle tecnologie PtG nella decarbonizzazione del sistema energetico italiano viene evidenziato anche nel

Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam (DDS) 2019, negli scenari elaborati congiuntamente dai due TSO per lo sviluppo coordinato delle reti elettrica e gas. Lo scenario più ambizioso prevede un ruolo crescente dei gas verdi e decarbonizzati arrivando a delineare al 2040 una domanda di gas green pari a 6,5 miliardi di m³/anno tra metano sintetico e idrogeno. **Una crescente integrazione delle reti elettriche e gas, il sector coupling, permetterà di perseguire gli obiettivi di sicurezza e di flessibilità del sistema energetico.**

Il PtG sfrutta la conversione da energia elettrica in energia chimica sotto forma di **idrogeno gassoso** prodotto da un elettrolizzatore (nella variante PtH - Power to Hydrogen), oppure in una seconda opzione, nota come PtM (Power to Methane), sotto forma di metano sintetico. Come illustrato dalla Figura 1, il PtG si sviluppa in un quadro di sector coupling consentendo il passaggio da un vettore energetico all'altro. L'idrogeno prodotto può essere utilizzato localmente in un processo industriale, in una stazione

di rifornimento destinata alla mobilità, oppure essere immagazzinato per essere successivamente riconvertito in elettricità con celle a combustibile.

L'idrogeno può essere anche iniettato direttamente nella rete del gas naturale. La capacità dell'infrastruttura della rete gas di trasportare crescenti percentuali di idrogeno attende ancora di essere verificata. La quantità di idrogeno iniettabile nell'attuale rete gas è infatti limitata per diversi motivi quali compatibilità con le infrastrutture e gli utilizzi finali, sicurezza, eventuali perdite etc. In quest'ambito la normativa sia a livello europeo che dei singoli Stati membri è in evoluzione [3].

La possibilità data dal Power To Methane di utilizzare l'idrogeno nel processo di metanazione dell'anidride carbonica (proveniente da gas che la contengono come biogas, syngas da gassificazione o da effluenti industriali, gas di suolo, fino all'aria atmosferica), mediante la reazione di Sabatier, per produrre gas naturale sintetico (SNG - synthetic natural gas), offre ulteriori possibilità all'approccio PtG. La sintesi di metano riduce l'efficienza comples-

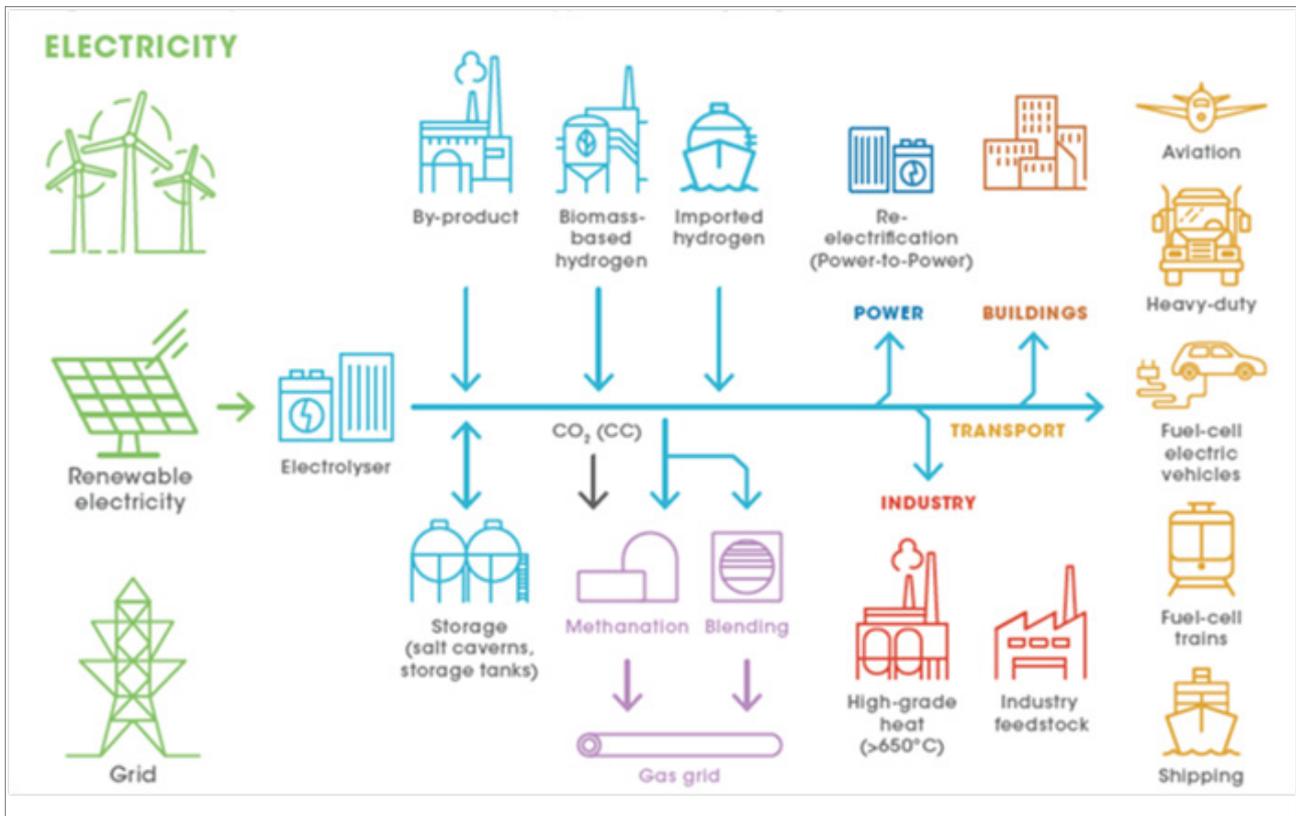


Fig. 1 Schema della filiera tecnologica PtG -Fonte [2]

siva di circa 5-8 punti percentuali: tuttavia, il prodotto finale è in tutto simile al gas naturale. Il vantaggio principale è che il metano così prodotto è iniettabile immediatamente e al 100% nella rete gas. Pertanto, rispetto all'idrogeno, le tecnologie di distribuzione e l'insieme degli utilizzatori finali sono già disponibili e la diffusione nel breve periodo come tecnologia abilitante per la transizione è agevolata, soprattutto in un Paese come l'Italia che può vantare una rete di distribuzione gas estesa e capillare. Nel caso in cui l'energia elettrica utilizzata provenga da fonti rinnovabili, l'idrogeno prodotto è un gas rinnovabile. Nel caso in cui anche l'anidride carbonica (o il gas che la contiene) sia di origine rinnovabile, anche il metano prodotto è un gas rinnovabile. Non dà luogo infatti a emissioni climalteranti in quanto utilizza carbonio proveniente dal ciclo biologico e/o dall'atmosfera.

Tecnologie e impianti

Il PtG non è in realtà una singola tecnologia, bensì un insieme di più processi e tecnologie. Il passaggio da energia elettrica a combustibile gassoso avviene attraverso più passaggi: produzione, accumulo e utilizzo di idrogeno, cattura e separazione dell'anidride carbonica necessaria per eventuali processi di metanazione (catalitici e/o biologici), trattamento e purificazione dei gas, compressione e immissione in rete. La produzione di idrogeno è attuata dall'elettrolisi dell'acqua che richiede un grande apporto energetico esterno. Attualmente vi sono tre differenti tecnologie di elettrolisi che possono essere considerate commercialmente mature, basate rispettivamente su elettrolizzatori alcalini (AEL), elettrolizzatori a membrana elettrolita polimerica (PEM) ed elet-

trolizzatori ad ossidi solidi (SOEC). L'elettrolisi alcalina, tra tutte, è la tecnologia più matura e si avvale di una soluzione alcalina (KOH o NaOH) a pressione atmosferica o leggermente superiore. L'elettrolisi PEM è relativamente nuova (nel 1978 il primo elettrolizzatore commerciale) e si basa su membrane polimeriche a scambio protonico. L'elettrolisi ad ossidi solidi (nota anche come elettrolisi ad alta temperatura, 700-800 °C) è la tecnologia più recente. Un suo vantaggio è la reversibilità di funzionamento che in sistemi PtG potrebbe essere utilizzata per "restituire" energia elettrica alla rete quando necessario. La metanazione termochimica è un processo catalitico che si attua tra 250 e 550 °C e pressioni elevate [4]. La reazione è fortemente esotermica, per cui il controllo della temperatura è la sfida più complessa; d'altro canto l'esotermicità della

reazione permette di avere come sottoprodotto, oltre ai prodotti di reazione, anche una notevole quantità di calore, che può essere utilizzato all'interno del sistema PtG, per esempio nel caso in cui la CO₂ provenga da upgrading di biogas da digestione anaerobica, in processi industriali di svariato tipo o in soluzioni quali una rete di teleriscaldamento locale o serre. Gli impianti si avvalgono di reattori a letto fisso refrigerati o adiabatici multistadio.

Una seconda opzione per l'idrogenazione della CO₂ è data dalla metanazione biologica, in cui microrganismi metanogeni come ad esempio gli *Archaea* fungono da biocatalizzatori, a temperature tra 20 e 70 °C a pressioni maggiori di quella atmosferica. Le due tecnologie di metanazione possono rivelarsi complementari; la metanazione termochimica, più costosa, è realizzata con sistemi più compatti e offre risposte più immediate e una maggiore dinamicità di processo; soffre però di una maggiore sensibilità alle impurezze presenti nei gas reagenti. Gli accumuli dell'idrogeno e della CO₂ consentono di disaccoppiare l'impianto PtG dalla fornitura di energia elettrica rinnovabile e incrementare le ore di esercizio.

Punti di forza e debolezze

Il PtG consente la decarbonizzazione dei settori di produzione e uso finale dell'energia, di immagazzinare energia su tempi lunghi, anche stagionali, di trasportarla e distribuirla anche su lunga distanza, incrementando la resilienza e la sicurezza del sistema energetico. Difatti, favorendo la penetrazione delle rinnovabili elettriche, le tecnologie PtG consentono l'accumulo di energia elettrica in vettori energetici al 100% rinnovabili in sostituzione di quelli convenzionali di origine fossile, in una cornice di decarbonizzazione degli usi finali dell'energia, specie per i settori difficilmente elettrificabili come parte dell'industria e del trasporto. **Un ulteriore valore aggiunto del PtG è la**

possibilità di utilizzare le infrastrutture gas esistenti riducendo la necessità di implementare pesantemente la rete elettrica. Tali caratteristiche consacrano il PtG come sistema affidabile e versatile per accumulare energia e fanno pendere il piatto della bilancia decisamente a favore dell'introduzione del PtG nel sistema energetico italiano. **Nel piatto dei "contro" troviamo ostacoli di natura tecnica, economica e normativa, che hanno frenato fino ad ora la diffusione di tale tecnologia.**

Tra le sfide tecnologiche, lo sviluppo di elettrolizzatori efficientemente operativi in regimi altamente dinamici, l'ottimizzazione del recupero termico nel metanatore catalitico, la riduzione dei volumi nei metanatori biologici, l'integrazione dei diversi processi. In particolare, sull'ottimizzazione degli elettrolizzatori lo sforzo comunitario è notevole: il processo di elettrolisi dell'acqua è altamente energivoro, l'efficienza degli attuali elettrolizzatori si attesta nel range 65-85%, a seconda del tipo e taglia, gli impianti hanno potenze massime di decine di MWe e costi di circa 650 €/kWe per gli alcalini e 950 €/kWe per i PEM; l'obiettivo dichiarato nei prossimi bandi dello "European Green Deal" è raggiungere taglie di elettrolizzatori compatibili con impianti di produzione da rinnovabili di 100 MWe, con consumi energetici di 49 (efficienza 67%) e 52 (64%) kWh/kg H₂, rispettivamente per elettrolizzatori alcalini e PEM, con costi di installazione (CAPEX) rispettivamente di 480/kW e 700 €/kW [5]. In un impianto tipico PtM considerando un CAPEX 2500-3000 euro/kWe le voci di costo sono generalmente suddivise per il 40% elettrolizzatore, 20% metanatore, 40% storage, piping, connessioni alle reti, opere civili e Balance of Plant.

Gli alti costi rispetto ai gas ottenuti da idrogeno e metano fossili rappresentano un indubbio svantaggio, a cui incentivi governativi potrebbero rimediare, specie nella fase di assessment e sviluppo tecnologico. È ancora in fase di elaborazione la nor-

mativa che permetterà di utilizzare, immagazzinare e trasportare idrogeno. Anche un sistema di certificazione e garanzia d'origine "verde" per metano e idrogeno potrebbe consentire lo sviluppo delle tecnologie e superare il gap di costo. **Azioni abilitanti dovranno consentire il superamento di barriere tecniche, economiche, finanziarie e normative.** In quest'ambito il ruolo della governance, della ricerca e degli stakeholder industriali e il loro coinvolgimento sinergico sarà fondamentale. Tra le azioni concrete per ridurre il divario con le tecnologie convenzionali si possono includere lo sviluppo e la validazione di prototipi dimostrativi della tecnologia in piccole comunità energetiche, e un piano di ricerca finalizzato.

Prospettive e motivazioni allo sviluppo

Le motivazioni allo sviluppo nel sistema energetico italiano includono aspetti strategici come una maggiore stabilità della rete elettrica e la riduzione della dipendenza dell'Italia dai Paesi produttori di combustibili fossili. Nel contesto italiano sono molteplici gli stakeholder già attivi sulle tecnologie PtG, a conferma del fatto che l'interesse è elevato, anche a fronte di potenziali ricadute positive sul tessuto industriale. L'introduzione degli impianti PtG potrebbe portare benefici legati allo sviluppo di una nuova filiera industriale sia come utilizzatori finali delle tecnologie (i settori energetico, chimico e dell'industria impiantistica, i produttori di energia elettrica e gas da fonti rinnovabili oltre che i grandi emettitori/produttori di CO₂) che come fornitori. Le attività di ricerca e sviluppo, tramite progetti pilota di PtG sono essenziali, come peraltro riportato dal Piano Energia e Clima. L'ENEA individua il PtG come una tecnologia promettente per la transizione energetica, al fine di adeguare il sistema energetico italiano ed af-

frontare le sfide legate alla sostenibilità ambientale, economica e sociale. In ENEA esiste un know-how tecnologico che parte dalle attività su progetti specifici [6] e spazia dai materiali (membrane per elettrolizzatori e celle a combustibile, catalizzatori per la reazione chimica di sintesi del metano) allo studio dei processi tramite impianti in scala ridotta, dalla proget-

tazione ad analisi predittive, alle competenze in ambito normativo e di modellistica della rete elettrica e gas. Su questi temi recentemente l'Agenzia ha proposto al Tavolo Idrogeno, istituito presso il MISE, il Centro di Ricerche della Casaccia come **incubatore tecnologico in cui realizzare un ecosistema idrogeno (Hydrogen Valley)** per la validazione sperimentale dei

diversi anelli della filiera dell'idrogeno. Sempre in quest'ambito, ENEA ha siglato due Accordi di Collaborazione con Snam e SGI, tra i più importanti TSO del settore gas in Italia.

(*) *Paolo Deiana, Claudia Bassano, Paola Gislone, Laboratorio Accumulo di Energia, Batterie e tecnologie per la produzione e l'uso dell'Idrogeno.*

BIBLIOGRAFIA

1. EU COM (2018) 773. A Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, In-depth analysis in support of the communication
2. IRENA. Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen. 2019
3. I 'colori' dell'idrogeno nella transizione energetica. Massimiliano Della Pietra, Stephen McPhail, Luca Turchetti, Giulia Monteleone, Energia Ambiente e Innovazione (in questo numero)
4. Götz M, et al. 2016. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renew Energy* 2016;85:1371–90. Elsevier
5. https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/strategy/european-green-deal/call/clean-affordable-and-secure-energy_en
6. ENEA, Progetti qSOFC, INNOSOFC, NELLHI, BALANCE, FCTSQA, SOCTESQA, HyLaw, +GAS (<http://progettiue.enea.it/>)