

## **“Il gas ha un futuro, enormi opportunità per biometano e idrogeno”**

*Il capo di Gabinetto della commissaria Simson, Grassi, delinea i contenuti del pacchetto Ue del 14 dicembre: dal quadro normativo per H2 e biogas alla sicurezza degli approvvigionamenti, fino agli stoccaggi collettivi e alle comunità energetiche. “La crisi dei prezzi ha dato una lezione di realismo”*

“Nelle fasi iniziali del Green deal era difficile pensare al gas come a una componente essenziale della transizione e si pensava che questo decennio avrebbe segnato la fine dei combustibili fossili, ma questa percezione adesso si è modificata”. Lo dice Stefano Grassi, capo di Gabinetto della commissaria Ue all'Energia Kadri Simson, intervenuto giovedì al webinar di Arel “La proposta di riforma del mercato del gas”.

Soffermandosi sui contenuti del pacchetto gas (revisione della direttiva 2009/73/CE e del regolamento 715/2009) che l'esecutivo comunitario presenterà il 14 dicembre - assieme al regolamento sulle emissioni di metano e alla nuova direttiva sulla prestazione energetica degli edifici - Grassi ha spiegato che le riflessioni della Commissione sul gas hanno considerato tre fattori: la necessità di una transizione “cost effective” che mantenga la competitività sfruttando tutte le tecnologie e le reti infrastrutturali esistenti, l'attenzione crescente per l'idrogeno come “opzione credibile e competitiva per la decarbonizzazione” e da ultima la crisi dei prezzi, che “ha dato una lezione di realismo su molti aspetti”: l'importanza del gas nella produzione elettrica, la dipendenza dall'estero, l'esigenza di una produzione baseload per consentire lo sviluppo delle rinnovabili. Il tutto abbinato alla necessità di avere un mercato del gas ben funzionante ma anche capace di resistere alle pressioni esterne e alle fiammate dei prezzi.

Si è passati così dall'idea di “accompagnare la fine di un settore” a quella di “creare le opportunità per l'evoluzione del mercato”. In quest'ottica, il capo di Gabinetto ha illustrato le previsioni al 2050, che indicano consumi complessivi di combustibili gassosi non troppo diversi dagli attuali (260 mln tep contro i 310 mln tep del 2020) ma con un mix profondamente modificato: a metà secolo l'idrogeno coprirà il 40% circa del totale e il biogas e il gas naturale il 25% ciascuno, con il restante 10% di e-gas.

Il pacchetto dovrà insomma “assistere e accompagnare lo sviluppo di una rete per l'idrogeno, facilitare l'accesso alle reti dei gas rinnovabili e low-carbon, stimolare lo sviluppo integrato delle infrastrutture e promuovere il coinvolgimento e la difesa dei consumatori”. Come?

Per l'idrogeno, la Commissione ha cercato di trovare un equilibrio per assicurare da un lato una prospettiva agli investitori e, dall'altro, una flessibilità sufficiente a non limitare sul nascere lo sviluppo degli operatori di mercato.

Di qui un processo in due fasi. Nella prima, con orizzonte al 2030, è previsto un quadro più flessibile per l'accesso non discriminatorio alle reti e - ispirandosi più al mercato elettrico che a quello del gas - nessuna tariffa transfrontaliera per favorire l'integrazione dei mercati.

Quanto all'asset base delle entità regolate, l'indirizzo è di mantenere separate le infrastrutture del gas da quelle dell'idrogeno, consentendo però ai 27 di autorizzare trasferimenti tra le due attività. Grassi ha sottolineato anche l'importanza di regole di unbundling orizzontale.

Un'altra parte essenziale della riforma riguarderà le regole per l'unbundling verticale degli operatori dell'idrogeno, Saranno regolati anche lo storage (con "un regime stringente per garantire a tutti l'accesso a una risorsa ancora scarsa"), i terminali di importazione (ma "nella fase iniziale dovremo avere la mano leggera e lasciare varie modalità di regolazione") e il trasporto transfrontaliero ("per avere livelli di sicurezza e qualità accettabili").

Per favorire la rapida riconversione all'H2 delle infrastrutture gas, le autorizzazioni già concesse per le reti esistenti potrebbero essere riconosciute anche per l'uso futuro delle stesse per il trasporto di idrogeno.

Nella seconda fase dopo il 2030 si passerà a regole più stringenti su aspetti come accesso alle reti e unbundling. Sarà inoltre introdotto un medesimo sistema regolatorio per gli idrogenodotti intra-Ue e di importazione. Eventuali esenzioni all'undbundling previste per le reti H2 private e le hydrogen valley dovrebbero anche esse essere temporanea.

Il pacchetto includerà anche un sistema di certificazione per l'idrogeno low-carbon, a complemento e con la medesima metodologia di quello per l'H2 verde. Grassi si è quindi soffermato sul biogas e il biometano, che verranno incentivati agendo sulle tariffe ai punti d'ingresso della rete, transfrontaliere, ai terminali Gnl e ai depositi di stoccaggio e assicurando il passaggio dalle reti di distribuzione a quelle di trasporto. Una opzione allo studio è l'introduzione di un "cap" al blending con idrogeno ai punti transfrontalieri, in modo da evitare restrizioni ai flussi causate da diverse normative nazionali in materia.

In ogni caso, le agevolazioni sulle tariffe per i gas rinnovabili e low-carbon, ad eccezione di quelle transfrontaliere, avranno "un'ottica temporanea", altrimenti "il carico in termini di revenue losses sarebbe eccessivo".

Tra le numerose azioni a favore dei consumatori gas, che imiteranno quelle già adottate per il mercato elettrico, è da citare in particolare lo sviluppo di "comunità energetiche per i gas rinnovabili".

Venendo alla sicurezza degli approvvigionamenti di gas, il capo di Gabinetto ha annunciato che sarà rivisto il regolamento 2017/1938 sulla sicurezza per includere gli stoccaggi nei piani nazionali e modificare il meccanismo di solidarietà: "Nell'attuale erano previsti 40 accordi ma ne è stato sottoscritto solo uno tra Germania e Danimarca", ha sottolineato Grassi. Saranno perciò introdotte "forme semi-automatiche di solidarietà", che potranno scattare anche in assenza di accordi grazie a compensazioni e modalità di mercato e non di mercato già definite.

Sarà altresì affrontato il tema caro all'Italia dell'acquisto collettivo di volumi di gas da stoccare in diversi punti del mercato Ue (ma anche in depositi in Paesi vicini) e da utilizzare al verificarsi di determinate situazioni di emergenza.

Sono stati però esclusi sia livelli minimi obbligatori di stoccaggio, "perché le condizioni geologiche e degli Stati membri sono molto diverse", che gli acquisti

congiunti di gas a livello europeo, che “potrebbero avere impatti sulla concorrenza” e comunque effetti limitati.

Grassi si è soffermato infine sui contratti di lungo termine, di cui molti a seguito dell'escalation dei prezzi hanno lamentato la quasi scomparsa in favore del mercato spot. Nel medio termine, ha sostenuto, “resta valida la politica di concorrenza e di spostamento verso il mercato a breve”, anche se “bisognerà affrontare il tema della gestione della volatilità”. Le idee arriveranno con il previsto rapporto che sarà presentato ad aprile e tra queste ci potrebbero essere strumenti come un sistema di coperture. In ogni caso, ha tuttavia concluso Grassi, “non sarà messo in discussione il market design o l'integrazione dei mercati, puntando piuttosto a gestire la flessibilità e la volatilità di un sistema che avrà sempre maggiori quote di rinnovabili”.

Al webinar, aperto da Enrico Letta e moderato da Alberto Biancardi (Arel), hanno partecipato Massimo Bello (Aiget), Marta Bucci (Anigas), Massimo Ricci (Arera), Giampaolo Russo (Assogas), Marco Dolcino (Edison), Gennario Niglio (Gse), Domenico Maggi (Snam) e Mattia Sica (Utilitalia). Ha chiuso l'incontro la presidente della commissione Attività produttive della Camera, Martina Nardi.

Luca Tabasso

QE, 17-11-2021