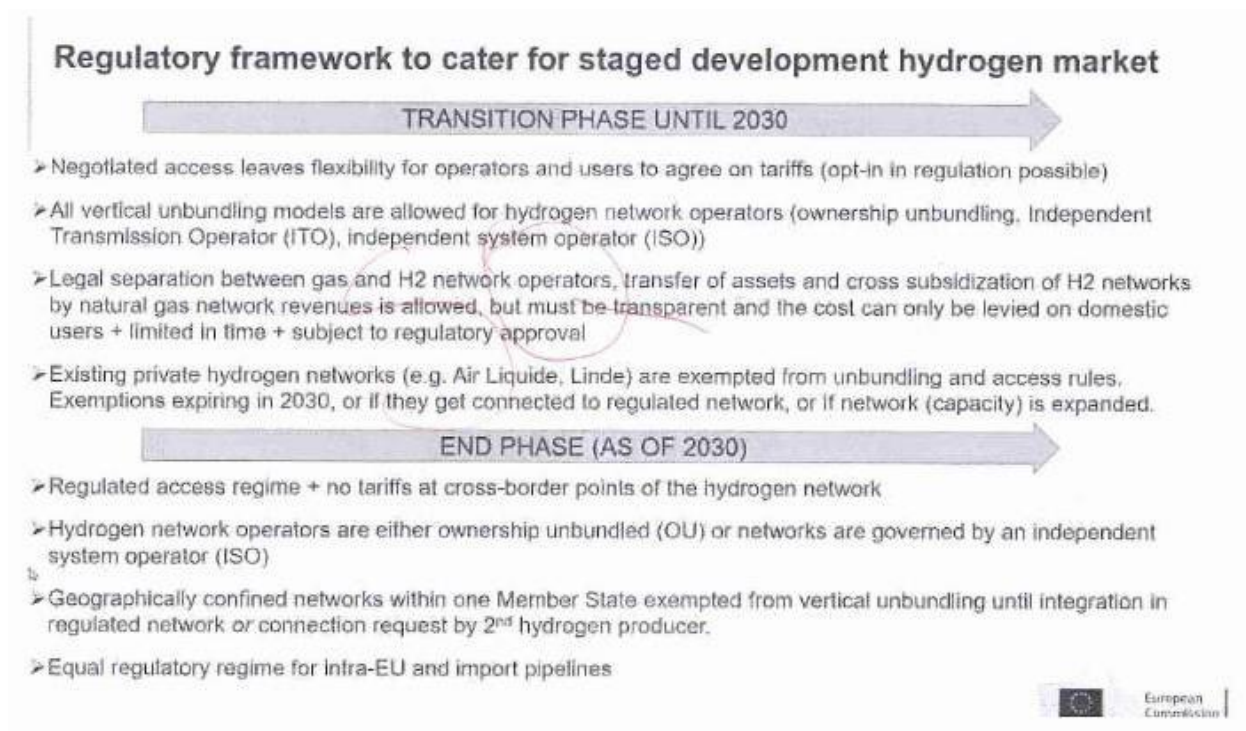


Idrogeno, UE verso regolazione soft fino al 2030

Unbundling solo legale e ammessi sussidi incrociati col gas. I principali contenuti del pacchetto green gas che la Commissione UE presenterà il 14 dicembre 2021



Una regolazione delle reti per idrogeno e gas verdi in due fasi, con un primo step fino al 2030 con vincoli ridotti su unbundling e accesso di terzi e possibilità di sussidi incrociati tra ricavi delle reti gas e H2. Un sistema di certificazione armonizzato che consenta agli Stati valutare correttamente tra idrogeno verde e blu. E una revisione del regolamento sulla sicurezza forniture che renda efficaci i meccanismi di solidarietà, faciliti il riempimento degli stoccaggi e preveda uno schema di joint procurement per le scorte. Sono questi, secondo quanto risulta alla Staffetta, alcuni punti salienti dell'atteso nuovo pacchetto su mercato gas e green gas, che la Commissione UE si appresta a presentare il prossimo 14 dicembre.

Il pacchetto muove dalla premessa che, come già segnalato (v. Staffetta 12/11), in seno alla Commissione Europea negli ultimi mesi è andato maturando, anche in seguito ai recenti shock di prezzo, un cambio di prospettiva sul ruolo del gas, che fino a qualche tempo fa veniva visto per lo più come fonte ormai avviata a uscire di scena. Il pacchetto al contrario, secondo un documento illustrativo della DG Energia che la Staffetta ha potuto vedere, assume ora che "i combustibili gassosi continueranno a fornire una quota importante del mix energetico al 2050", anche se richiederanno contemporaneamente di essere sempre più decarbonizzati.

Nello specifico lo scenario Mix55 preso a riferimento per il pacchetto, vede una quota di combustibili gassosi al 2050 pari a circa 260 Mtep, sostanzialmente in linea con quella attesa al 2030, che invece evidenzia un calo sensibile rispetto ai 310 Mtep circa del 2020. Quello che cambia di molto tra 2030 e 2050 è la scomposizione del mix di gas, che nel primo caso vede ancora una netta prevalenza del metano fossile (circa 240 Mtep), che vent'anni dopo scende invece a solo un quinto del totale, col restante 75% circa coperto per metà dall'idrogeno e per il resto, quasi alla pari, da biogas e metano sintetico.

Quattro le aree di intervento del pacchetto: abilitare lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata per l'idrogeno, facilitare l'accesso all'attuale rete del gas per i gas rinnovabili e low carbon, rendere più integrata la pianificazione dello sviluppo delle reti tra elettrico, gas e idrogeno e promuovere il coinvolgimento dei consumatori nei mercati e, nel contempo, la loro tutela.

Sul fronte della regolazione del mercato dell'idrogeno, il pacchetto dovrebbe come detto prevedere due fasi, una di relativa deregulation fino al 2030 e una successiva in cui le regole si faranno invece più stringenti. Nella prima fase fino al 2030 in particolare è previsto un accesso negoziato alle infrastrutture, la possibilità di attuare tutti i modelli di unbundling verticale previsti dalle norme UE (proprietario, ITO e ISO) ma con l'obbligo effettivo della sola separazione legale tra i gestori delle reti di gas e idrogeno.

"Il trasferimento di asset e i sussidi incrociati delle reti di idrogeno con i ricavi delle reti gas sono consentiti, ma devono essere trasparenti e il costo può essere applicato solo agli utenti domestici". Inoltre ciò dovrà avvenire per un "tempo limitato" e dietro "approvazione regolatoria". Le reti private di idrogeno già oggi esistenti (es di Linde o Air Liquide) saranno inoltre esentate dall'unbundling e dalle regole di accesso fino al 2030 (o prima nel caso vengano potenziate o connesse a reti regolate).

Scenario diverso dopo il 2030 quando si passerà un accesso regolato alle infrastrutture - in cui diversamente dal gas naturale non saranno previste tariffe di trasporto ai punti di interconnessione tra Stati. I gestori delle reti di H2 dovranno scegliere tra unbundling proprietario e modello ISO. L'obbligo non varrà per le reti "geograficamente confinate" all'interno di un solo Paese, ma solo fintantoché non si integreranno con reti regolate o riceveranno la richiesta di accesso di un secondo produttore di idrogeno.

Quanto alle certificazioni, il pacchetto introdurrà un sistema per idrogeno e combustibili sintetici prodotti con l'idrogeno. L'obiettivo sarà avere un "level playing field" che valuti nella sua interezza l'impronta carbonica sia dell'idrogeno da fonti rinnovabili (Reh) che di quello low carbon (Lch), consentendo ai Paesi membri una "effettiva comparazione e di valutarli ai fini del proprio mix energetico". Sono previsti un sistema armonizzato di certificazione per idrogeno verde e low carbon e l'applicazione a tutti gli H2 low carbon di un approccio simile nella quantificazione delle emissioni nell'intero ciclo di vita. Tuttavia la metodologia esatta per valutare le emissioni per l'Lch sarà affidata a un atto delegato da emanare entro fine 2024.

La Commissione sottolinea tra le altre cose che segnali di prezzo affidabili saranno necessari per guidare gli investimenti. Evidenziando inoltre che il rally dei prezzi del gas del 2021 ha reso più competitivi i gas rinnovabili, se si considerano costi di produzione tra 40 e 65 €/MWh per l'idrogeno blu (da steam reforming del metano con cattura della CO₂), tra 60 e 90 € circa per il biometano, tra 90 e oltre 130 € per l'idrogeno verde da elettrolisi e tra 120 e oltre 150 per il metano sintetico da idrogeno verde.

Venendo agli incentivi, la convinzione della Commissione è che tipi di sostegno esplicito fuori dalla tariffa siano preferibili per trasparenza ed efficienza, come avviene ad esempio in Germania dove il biogas accede alle aste per le rinnovabili. Nel contempo sono previsti una serie di sconti tariffari per i gas rinnovabili e low carbon: azzeramento della tariffe ai punti di interconnessione sia con l'estero che in ingresso dai terminali di Gnl, più uno sconto percentuale sulle tariffe agli entry point nella rete dalle produzioni di green gas (es biometano o idrogeno) a cui aggiungere un ulteriore sconto del 50% ai punti di entrata e uscita negli/dagli stoccaggi.

In tema di blending l'intenzione è prevedere un tetto alla quantità di idrogeno miscelabile al gas naturale ai punti di interconnessione tra paesi, che i gestori di rete dovranno

accettare. Non ci sarà un obbligo di blending, ma saranno possibili accordi per aumentare le percentuali su base volontaria.

Quanto alle attuali infrastrutture gas, il pacchetto favorirà una maggiore trasparenza e un miglior utilizzo delle capacità non utilizzate ai terminali di Gnl e stoccaggi.

Gli ultimi due punti riguardano il coinvolgimento e la tutela del consumatore, su cui l'approccio ricalcherà per il più possibile quello dell'ultima direttiva elettricità, e infine la sicurezza delle forniture. Anche traendo insegnamento dalle tensioni di quest'anno, legate a un livello di riempimento degli stoccaggi decisamente inferiore agli anni passati, il pacchetto come detto conterrà una revisione del regolamento sulla sicurezza delle forniture. Tra gli obiettivi chiave ci saranno un adattamento del testo attuale alle esigenze della transizione e a nuove tipologie di rischi (ad esempio la cybersecurity) e facilitare l'accesso agli stoccaggi su base trasfrontaliera regionale.

Nello specifico, da un lato agli Stati membri verrà richiesta una espressa valutazione della dimensione stoccaggi nei loro piani di emergenza nazionali e l'attuazione di misure adeguate per favorire un miglior riempimento degli stoccaggi e evitare il trattenimento di capacità, ad esempio allocandola con aste (in Italia ciò già avviene). Dall'altro la Commissione intende introdurre un maggior automatismo per l'applicazione della clausola di solidarietà tra stati, oggi affidata ad accordi bilaterali che quasi nessun paese ha ancora stipulato.

Non ultimo, il pacchetto dovrebbe includere un meccanismo di joint procurement UE per le scorte di gas, caldeggiato in ottobre dall'Italia e in particolare dal premier Mario Draghi, anche se su quest'ultimo aspetto i lavori alla DG Energia sarebbero ancora in corso.

Staffetta Quotidiana, 17-11-21