

LA COMMISSIONE DISEGNA IL NUOVO MERCATO DEL GAS

Due mercati conviveranno: uno dedicato ai gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, con al massimo un 5% di idrogeno, e uno di idrogeno puro. Funzioneranno in modo simile al mercato gas liberalizzato europeo, ma le tariffe entry-exit alle frontiere saranno azzerate. Nel frattempo, si potenziano i meccanismi di coordinamento guidati dalle reti di operatori europei, e aumentano le misure per la sicurezza, con al centro gli stoccaggi. Quelli di gas oggi e quelli di idrogeno domani vanno verso una regolazione più severa (ma simile a quella italiana) con la possibilità di instaurare uno stoccaggio di gas comune europeo.

Nel pieno della crisi che ha investito il mercato globale delle *commodities*, la Commissione pubblica un *draft* del nuovo gas *package*, una [direttiva](#) e un [regolamento](#) che, come previsto dalla *Roadmap* per il *Green Deal*, ridisegnano il mercato del gas, accompagnandolo verso la progressiva sostituzione del gas fossile con i gas rinnovabili, creando l'impalcatura per il futuro mercato europeo dell'idrogeno.

I gas, classificati come gas naturale, idrogeno, gas rinnovabili e gas a basso contenuto di carbonio, sono destinati a rappresentare una quota rilevante del *mix* energetico anche nelle proiezioni coerenti con la totale decarbonizzazione al 2050, attraverso la sostituzione del metano fossile, in parte con gas rinnovabili e in parte con gas a basso contenuto di CO₂, ossia per i quali si può certificare, ad esempio attraverso la cattura, una riduzione della CO₂, emessa nel ciclo di vita, almeno del 70%.

In questo contesto sono state individuate dalla Commissione quattro aree di rischio.

Area I, legata alla necessità di creare un mercato oggi inesistente: il mercato sarà prevalentemente europeo e basato su scambi tra Stati membri; la mancanza di investimenti infrastrutturali potrebbe quindi comprometterne lo sviluppo; tuttavia le infrastrutture per l'idrogeno, grazie agli elevati costi fissi, presentano le caratteristiche di un monopolio naturale, e il mercato potrebbe risultare non competitivo; anche l'implementazione di criteri qualitativi differenti tra i diversi Stati membri potrebbe minare lo sviluppo del mercato europeo.

Area II, legata al fatto che oggi la maggior parte del gas è importato: questo può comportare rilevanti barriere all'entrata dovute alla mancanza di regole adeguate per la produzione nazionale di biometano e per l'importazione di nuovi gas ai terminali di GNL esistenti.

Area III, legata alla programmazione della rete, oggi non coordinata né tra diversi gestori del settore elettrico e del gas, né con i distributori, a cui sono allacciati la maggior parte dei produttori di biometano e che quindi assumono un ruolo sempre più rilevante, e che non tiene conto delle necessità di dismettere alcune reti o di riqualificarle.

Area IV, legata all'ancora non completo sviluppo competitivo dei mercati *retail*, che potrebbe impedire il trasferimento dei vantaggi del mercato ai consumatori finali.

La soluzione individuata prevede di riproporre sostanzialmente il disegno di mercato adottato con la liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas, basato sulla divisione delle reti, gestite in regime regolato, dalle fasi di produzione e vendita. Le revisioni necessarie per l'integrazione del mercato del gas, che contempla un *blending* di idrogeno al massimo del 5%, e per la realizzazione di un parallelo mercato dell'idrogeno richiede però una serie di modifiche tali da prevedere la completa riscrittura dell'intero pacchetto. Questo include la Direttiva Gas ([2009/73/CE](#)), della sua integrazione del 2019 ([692/2019/CE](#)) del Regolamento sul mercato ([Regolamento 715/2009](#)) nonché, scorta delle recenti evoluzioni di mercato, della Direttiva sulla sicurezza dell'offerta ([Direttiva 2009/81/CE](#)).

Preliminarmente alla discussione sull'organizzazione del mercato, vengono esaminate tre aree di rilevanza.

Il ruolo del consumatore. Una serie di misure vengono introdotte, similmente a quanto già fatto con la Direttiva sul mercato elettrico, per rafforzare non solo la protezione dei consumatori più deboli, ma anche la partecipazione consapevole del consumatore al mercato. Misurazione, fatturazione e partecipazione attiva attraverso le comunità energetiche di cittadini sono un elemento fondamentale per lo sviluppo efficiente del settore.

Il processo autorizzativo. Anche la proposta di direttiva individua il tema delle autorizzazioni come un tema chiave per il successo della transizione. I mezzi proposti per il superamento di questo potenziale scoglio potrebbero aiutare anche l'esperienza italiana ingaggiata da tempo nel tentativo di facilitare i processi amministrativi.

- La previsione di un tempo massimo per l'ottenimento delle autorizzazioni per le infrastrutture di gas naturale e idrogeno, individuato in due anni, eccezionalmente estendibile a tre.
- La valutazione da parte degli Stati membri del funzionamento del procedimento autorizzativo, e l'inclusione di questa valutazione all'interno della relazione sullo stato di adempimento del PNIEC dovuto dagli stessi alla Commissione.
- La garanzia di un *contact point* unico e gratuito, che garantisca la continuità e la completezza delle informazioni sul processo autorizzativo.

Le autorizzazioni ottenute per le infrastrutture di gas naturale restano valide in caso di riqualificazione a idrogeno. La mancata saturazione delle reti esistenti rimane tuttavia una fattispecie di diniego all'autorizzazione di nuove infrastrutture.

Certificazione. I gas rinnovabili devono essere certificati ai sensi della RED II ([2009/28/CE](#)). Tuttavia, la Direttiva sulle fonti rinnovabili per definizione non contempla i gas a basso contenuto di carbonio che, come già accennato, dovranno certificare una riduzione sul ciclo di vita del 70% di emissioni di CO₂. Entro fine 2024 è prevista l'adozione di atti delegati che specificheranno in dettaglio il metodo di valutazione dei risparmi. I gas a basso contenuto di carbonio potranno anche essere importati, e la Commissione può decidere di ammettere anche certificazioni volontarie ottenute al di fuori dell'Unione. Gli operatori di mercato possono chiedere l'ammissione degli schemi volontari alle autorità preposte dagli Stati membri, che a loro volta dovranno coordinare la comunicazione per la valutazione da parte della Commissione. Gli schemi devono riportare sufficienti informazioni sulle modalità di produzione, e garantire che le stesse non siano già state utilizzate per ottenere crediti di emissione ai sensi di qualsiasi schema.

L'accesso alla rete. Preliminarmente alla discussione sulle regole di TPA, viene proposta la regola per cui i contratti long term, se riferiti a gas fossili, non possano avere una durata superiore al 2050 (data in cui dovrebbe essere fissata una deadline vincolante

per tutti gli Stati membri per il phase-out del gas fossile): una delle regole che sicuramente farà più discutere.

Le regole per il TPA. Per le infrastrutture di gas naturale rimangono invariate: accesso regolato a reti e possibilità di scelta tra accesso regolato e negoziato per stoccaggi e terminali di GNL. Anche per le reti a idrogeno viene prevista l'applicazione del TPA, proprio alla luce delle possibili implicazioni delle condizioni di monopolio naturale. Fino al 2030 questo principio può essere derogato dagli Stati membri, per favorire lo sviluppo del mercato nella sua fase iniziale, con un sistema di esenzioni simile a quello finora in vigore per le nuove interconnessioni. Sebbene la previsione di un sistema di TPA possa sembrare prematuro, la volontà della Commissione è quella di dettare fin da subito le regole in modo da evitare la creazione di situazioni di monopolio e integrazione verticale consolidate, che possono portare a situazioni difficili da scardinare come quelle sperimentate nel mercato del gas naturale. Particolare attenzione viene posta alle infrastrutture di stoccaggio. Poiché gli stoccaggi saranno probabilmente concentrati in certe aree dell'Unione, viene ritenuta fondamentale l'implementazione di regole di TPA regolato da subito. Tra gli stoccaggi regolati rientrano quelli sotterranei di ampie dimensioni, nonché gli stoccaggi associati a terminali di importazione di idrogeno liquido o ammoniacale. Sono invece esclusi gli stoccaggi di piccole dimensioni facilmente replicabili e quelli asserviti esclusivamente alla produzione o al trasporto. Per i terminali di idrogeno viene invece confermato il regime già previsto per quelli di GNL, per cui può essere scelto dagli Stati membri il TPA regolato o negoziato.

Numerose novità vengono proposte per la redazione dei piani decennali di sviluppo della rete, che continuano a essere coordinati dai TSO. Questi dovranno basarsi su scenari congiunti redatti con il contributo di tutti gli operatori delle infrastrutture elettriche e gas, inclusi quelli delle reti di distribuzione. Il coordinamento dovrà essere assicurato anche con gli operatori degli altri Stati membri, almeno a livello regionale, e gli scenari congiunti dovranno essere coerenti con il PNIEC, tenendo conto degli obiettivi e degli strumenti per l'efficienza energetica e dell'impatto della domanda attiva. Le informazioni riportate dovranno contenere valutazioni anche sulla sicurezza dell'offerta, sul *decommissioning* o sulle riqualificazioni delle infrastrutture, nonché sull'impatto delle scelte sulle tariffe. Anche gli

operatori di stoccaggio e GNL saranno chiamati alla redazione non di un vero e proprio piano degli investimenti, ma di una valutazione della domanda e degli investimenti eventualmente necessari per garantire l'accesso dei gas rinnovabili o a basso contenuto di carbonio.

Gli operatori di infrastrutture per l'idrogeno dovranno essere certificati similmente ai TSO del gas. Così come per l'accesso, anche le regole per l'*unbundling* vengono sostanzialmente riproposte: i gestori delle infrastrutture devono essere separati legalmente e funzionalmente sia rispetto agli operatori del mercato sia rispetto alla gestione di altre infrastrutture. Solo fino al 2030 è possibile designare un *Independent system operator* per l'idrogeno verticalmente integrato, ma a patto che sia chiara la natura provvisoria di questa deroga.

Il nuovo Regolamento, che propone le linee guida per i codici di rete europei su allocazioni, bilanciamento, operatività e tariffe, introduce importanti specifiche. Si rafforza il ruolo delle reti europee: nasceranno a breve ENDSO, la rete dei distributori di gas, che come detto diventano sempre più protagonisti della scena, partecipando alla stesura del TYNDP congiunti e coordinandosi maggiormente con i TSO per garantire l'assenza di barriere allo sviluppo della generazione diffusa soprattutto per il biometano, e ENNOH, la rete degli operatori di rete dell'idrogeno: questa dovrà stendere il primo piano decennale nel 2026 e parteciperà attivamente alla stesura dell'ottava lista di PCI (a novembre 2021 è stata presentata la quinta lista, e le liste sono aggiornate ogni 2 anni).

Il sistema *entry-exit* per la gestione delle tariffe è confermato, ma con notevoli correttivi. In coerenza con l'*unbundling* e la gestione separata ogni operatore avrà la propria RAB, mentre la metodologia per il calcolo delle tariffe regolate rimane in capo alle Autorità di regolazione nazionali, che naturalmente assumono anche la gestione delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture per l'idrogeno. Regole dettagliate vengono, quindi, stabilite per l'eventuale trasferimento di *asset* tra una RAB e l'altra, con l'evidente intento di regolare il caso in cui le reti o gli stoccaggi gas venissero dedicati all'idrogeno, cosa che abbiamo visto non richiede autorizzazioni. Come detto l'*entry-exit* viene sostanzialmente emendato, prevedendo una serie di sconti che dovranno facilitare lo sviluppo del mercato dei gas per la transizione e proposti dal Regolamento nella seguente misura:

- 75% per l'ingresso alla rete delle produzioni di

gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio localizzati all'interno dell'Unione

- 75% per l'entrata e l'uscita dagli stoccaggi, a patto che si tratti di stoccaggi utilizzati per il mercato interno e non per gestire l'interconnessione
- 100% sui punti di interconnessione, inclusi i punti di interconnessione con i paesi terzi e i terminali di GNL, a patto che sia presentata una certificazione valida ottenuta come specificato sopra, e a patto che sia utilizzata la via più breve per le interconnessioni.

Si tratta forse di una delle previsioni più rilevanti in grado di rivoluzionare maggiormente il mercato del gas per come siamo abituati a conoscerlo. L'idea è naturalmente quella di sviluppare un mercato (soprattutto per l'idrogeno) che dall'inizio nasca come europeo, non basato su zone di mercato nazionali interconnesse, ma su una singola area di mercato europea. Questo si porta dietro però notevoli complessità. Le modalità di ripartizione dei costi degli investimenti dovranno essere decise congiuntamente dagli operatori coinvolti in più Stati membri. Se il progetto va oltre i limiti dell'Unione, si proverà a estendere la regolazione TPA o a coordinarla con quella del paese estero attraverso accordi intergovernativi. Per la gestione delle partite economiche a garanzia dei ricavi degli operatori di rete, si propone l'implementazione di un meccanismo di compensazioni finanziarie. Questo meccanismo potrà essere deciso congiuntamente dagli operatori di rete, che hanno tempo fino al 2024 per mettersi d'accordo. Se non riescono proveranno le Autorità nazionali in modo congiunto entro il 2026. Se anche questa opzione dovesse fallire l'idea è l'intervento di ACER, entro il 2028. L'idea del mercato europeo privo di tariffe di interconnessione è affascinante, ma la sua implementazione non sembra immediata, sia per la definizione delle regole di esenzione, sia per i meccanismi di compensazione.

Infine, ampio spazio è dedicato alla sicurezza dell'offerta. I recenti avvenimenti suggeriscono un rafforzamento delle misure già in essere, come l'obbligo di solidarietà tra Stati membri, e portano alla proposta di possibili misure eccezionali. Le valutazioni sulla sicurezza vanno fatte nuovamente dagli Stati membri con una disamina esplicita dei rischi condivisi a livello regionale. Laddove emerga un rischio rilevante gli Stati membri possono imporre vincoli straordinari nella gestione dello stoccaggio, obbligando gli operatori, o i TSO, a detenere una quota strategica di scorte incentivando la

prenotazione della capacità attraverso meccanismi di mercato e integrando pienamente gli stoccaggi nel sistema di rete. Costi e modalità di utilizzo delle riserve andrebbero decisi e suddivisi in modo equo. C'è da dire che l'Italia già adotta queste misure, per cui la modalità di ripartizione andrebbe attentamente studiata per non peggiorare la situazione della sicurezza italiana rispetto a quella attuale. Gli Stati membri possono anche decidere di implementare un'operazione congiunta di acquisto di stoccaggi

strategico da parte dei TSO. Prende così vita anche la possibilità di uno stoccaggio di gas europeo. Anche in questo caso l'Italia, che detiene ampie capacità rispetto alla domanda degli altri paesi, trovandosi peraltro in posizione periferica, potrebbe essere una protagonista di questo meccanismo, mettendo a disposizione la capacità. Ma le modalità sono tutte da definire.