



---

**Autorità di regolazione per energia reti e ambiente**

**Documento di consultazione 502/2022/R/gas**

**Osservazioni di Energia Libera**

---

Il presente documento contiene le osservazioni di Energia Libera al documento di consultazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (**Autorità**) 502/2022/R/gas, recante *Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) - Orientamenti finali (DCO)* (prot. n. 183/22, termine invio osservazioni 19 dicembre 2022, inviato a [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)).

\* \* \*

## **Premessa**

In linea generale si condividono le proposte delineate dall'Autorità, volte a confermare l'assetto del 5PRT al fine di garantire continuità, stabilità, certezza e prevedibilità al quadro regolatorio di riferimento.

## **Risposte ad alcuni spunti di consultazione**

*S 6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi relativi al sistema di Emission Trading e alla previsione di un Piano di sostenibilità ambientale.*

Si apprezza la proposta dell'Autorità di prevedere che il trasportatore definisca obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> rappresentando le azioni e gli investimenti necessari nei Piani decennali di sviluppo. È inoltre auspicabile che gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> siano sottoposti a valutazione/autorizzazione dell'Autorità in modo da potervi associare meccanismi o di premi/penalità o di conguaglio per riconoscere al trasportatore solamente i costi ETS corrispondenti ai livelli di emissione obiettivo.

*S 7. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.*

In considerazione della conferma per il prossimo periodo regolatorio dell'integrale riconoscimento dei costi per gli autoconsumi, si ritiene fondamentale l'introduzione di meccanismi regolatori che stimolino l'efficienza complessiva degli autoconsumi sulla rete di trasporto attraverso l'innovazione tecnologica. In merito alle perdite contabili si dovrebbe valutare la definizione di livelli riconosciuti non pari alla media degli anni precedenti (modalità che si ritiene possa limitare l'incentivo alla riduzione di tali partite) bensì - anche in considerazione degli strumenti che dal 2024 avranno i trasportatori per assicurare l'efficienza e l'accuratezza del servizio di misura a seguito della riforma disposta con la delibera 512/2021/R/gas – definiti attraverso un percorso di progressiva riduzione. Con riferimento alle perdite fisiche, si apprezza la riduzione dei livelli riconosciuti e si ritiene più opportuno che lo scostamento tra le perdite contabilizzate nell'ambito del bilancio della rete e le perdite riconosciute ai fini tariffari venga valorizzato e conguagliato con la Cassa per i servizi

energetici e ambientali (**CSEA**) al prezzo medio di acquisto di tali risorse registrato nell'anno tariffario (come prospettato al punto 21.12 del DCO) anziché pari all'onere unitario per la valorizzazione del gas non contabilizzato (**GNC**) (come riportato al punto 9.21).

*S 14. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.*

Si apprezza l'inclusione, nell'Appendice al DCO, degli approfondimenti sugli impatti tariffari legati alla metanizzazione della Sardegna, che consentono di esprimere ulteriori considerazioni sul tema. Per quanto riguarda le navi spola previste nel disegno della *Virtual Pipeline*, poiché da quanto prospettato nell'Appendice sembrerebbe confermata l'ipotesi che queste rientrino nella copertura tariffaria riconosciuta all'impresa maggiore di trasporto, si ribadisce l'opportunità che tali vettori vengano impiegati dal TSO esclusivamente per le finalità della *Virtual Pipeline* e per nessun altro utilizzo del gas che non sia tra quelli regolati dall'Autorità, anche al fine di non apportare distorsioni o sussidi incrociati in settori non regolati dalla stessa Autorità.

Per quanto concerne i terminali di rigassificazione e i depositi di GNL attinenti alla *Virtual Pipeline*, si osserva come anche gli investimenti relativi a tali *asset* siano stati ricompresi nel DCO tra quelli riconosciuti tariffariamente, prevedendone la copertura esclusivamente attraverso le componenti tariffarie del trasporto. Tale impostazione sembrerebbe pertanto non prefigurare la possibilità, qualora vi fosse disponibilità di capacità residua, di un accesso a quest'ultima da parte di operatori terzi. Ciò andrebbe, a nostro avviso, a detrimento dell'economicità e dell'efficienza del sistema, in quanto - oltre a non consentire un più rapido recupero dell'investimento - precluderebbe ai consumatori sardi la possibilità di beneficiare di eventuali carichi di GNL provenienti da altri terminali situati nel Mediterraneo (o anche fuori) a condizioni di prezzo inferiori al nostro PSV.

Infine, con riferimento agli effetti degli investimenti previsti per la *Virtual Pipeline* sui corrispettivi tariffari, si chiedono chiarimenti in merito al fatto che questi siano già inclusi tra quelli prospettati nella tabella 5 dell'Appendice al DCO. Si osserva a tale proposito che gli impatti calcolati sulla base dei dati ad oggi disponibili, a nostro avviso non trascurabili, sarebbero in questo momento meramente indicativi - in considerazione del fatto che non si dispone ad oggi delle informazioni relative agli investimenti da sostenere per le navi spola e che la stima dei volumi di riferimento è stata ridotta al 50% rispetto a quanto era stato ipotizzato da Snam Rete gas - e che potrebbero tendenzialmente anche risultare superiori a quanto indicato nel documento.

*S 15. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali*

Non si rilevano criticità riguardo alla proposta di mantenere gli attuali valori di moltiplicatori ai Punti di entrata e di uscita transfrontalieri.

Relativamente alla proposta sui Punti di riconsegna ai *city gate*, innestandosi nella discussione più estesa e impattante dell'assegnazione della capacità di trasporto con modalità convenzionali, riteniamo che sia necessario un confronto più approfondito, anche attraverso un tavolo tecnico con gli operatori. Dovendo comunque esprimere una valutazione su quanto prospettato, si ritiene, sul piano teorico, che la proposta di cui al comma 19.7 del DCO di assegnare *“una capacità convenzionale, di tipo giornaliero, determinata ex post pari alla somma dei volumi prelevati nei medesimi PdR”* e applicare a questa *“la tariffa di trasporto, riproporzionata su base giornaliera, tenuto conto di un moltiplicatore”* sia equivalente, di fatto, a quella prevista nel DCO 157/2022/R/gas. Inoltre, in questo caso, si concorda con il fatto che *“non vi sarebbe pertanto esigenza dello specifico meccanismo di una variabilizzazione dei costi del trasporto”*, che non sarebbe *compliant* con i dettami del Codice TAR.

Ciò posto, è necessario chiarire alcuni aspetti della proposta di cui al comma 19.7 del DCO.

In primo luogo, non è chiaro come venga calcolato il valore del coefficiente moltiplicativo, pari a 4. Questo valore dovrebbe comunque essere definito in modo tale da rendere le due proposte indifferenti.

In relazione alla modalità di associazione *ex post* della capacità giornaliera, si chiede conferma che le capacità saranno determinate per ciascun PDR pari ai volumi di bilanciamento allocati nel processo di *settlement*. Al riguardo, si segnala che la qualità delle allocazioni del processo di *settlement* basato sul Sistema Informativo Integrato (SII) sconta ancora enormi criticità. La numerosità e l'entità degli errori non è affatto diminuita nel tempo, continuando a comportare un corposo lavoro di correzione ed aggiustamento da parte di tutti gli attori del sistema. Associare quindi a questi dati l'assegnazione della capacità di trasporto vorrebbe dire, al momento, portare le stesse problematiche anche su quest'ultima. Da qui la necessità di un preventivo miglioramento del meccanismo di allocazione, prevedendo tempistiche congrue per consentire agli operatori di mercato di adeguarsi al nuovo contesto di mercato e procedere per tempo alla modifica dei sistemi informativi. A tal proposito, si evidenzia che la delibera 555/2022/R/gas ha stimato in 6 mesi i tempi di modifica da parte del Gestore del SII per recepire l'estensione ai PDR con categoria d'uso T2 del trattamento previsto per i PDR con categoria T1 e di prelievi al di fuori del periodo di punta, effettuando altresì una fase di *test* i cui risultati dovranno essere disponibili prima del 1° ottobre 2023. Considerate tali tempistiche, si ritiene che l'implementazione a regime della riforma necessiti di tempi tecnici minimi anche per gli operatori, che variano in funzione degli interventi previsti dalla disciplina, stimabili in almeno 6 mesi dal termine dell'intero assetto regolatorio di riferimento e delle prove in bianco.

Si auspica che siano previste misure di sterilizzazione degli ulteriori oneri in capo agli UdB e agli UdD derivanti dalla assegnazione delle capacità pari ai quantitativi di gas prelevati dalla rete, che

come noto, sono per loro natura più volatili e incerti rispetto alle capacità conferite a inizio anno termico.

In relazione ai PDR a cui verrebbe applicato il meccanismo di allocazione *ex post*, si segnala l'eventualità che il perimetro di applicazione individuato nel DCO 157/2022/R/gas possa in alcuni casi sovrapporsi all'insieme dei PDR (MG con categoria T1, T2 e C2) per i quali la delibera 555/2022/R/gas ha previsto l'attribuzione *ex ante* della capacità sulla base del prelievo giornaliero massimo. Per questi casi si chiede di chiarire quali modalità saranno applicate per la determinazione e l'attribuzione delle capacità di trasporto.

Il processo di determinazione (*ex ante*) e gestione della capacità di trasporto presso i *city gate* messo a punto dal SII in collaborazione con Snam Rete gas, ai sensi della deliberazione 147/2019/R/gas, prevede una verifica giornaliera della congruità delle garanzie prestate a copertura delle obbligazioni derivanti dal conferimento di capacità e dall'erogazione del servizio di trasporto. Al riguardo si chiede di chiarire le modalità di svolgimento del processo di verifica a fronte dell'applicazione del meccanismo proposto per l'associazione *ex post* della capacità di trasporto.

Si ritiene che la riforma dei conferimenti della capacità di trasporto ai *city gate* possa essere implementata solo una volta che siano state risolte le problematiche sopra riportate e tenendo conto dell'esigenza di semplicità di applicazione dei meccanismi per il calcolo della capacità e per il recupero dei costi di trasporto. In tale ottica, si auspica l'avvio di una riflessione circa l'opportunità di adottare un meccanismo di allocazione della capacità che sia lo stesso per tutte le tipologie di PDR, indipendentemente dalla frequenza di rilevazione dei consumi (Giornaliera, Mensile, Annuale/Semestrale), dalla categoria d'uso e dal momento in cui avviene il prelievo (periodo estivo o invernale).

Con la delibera 448/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato ad adottare misure di flessibilità ed economicità del sistema delle tariffe di trasporto in corso di definizione, per i soggetti a maggior consumo di gas naturale (clienti termoelettrici e industriali).

Riguardo i punti di riconsegna a servizio delle utenze industriali, si condivide la proposta dell'Autorità di introdurre la possibilità di conferimenti infrannuali, in particolare conferimenti di capacità di tipo mensile e giornaliero. Tuttavia, si ritiene che la scelta vada ulteriormente approfondita e spiegata agli operatori attraverso un tavolo tecnico. Non è chiaro, infatti, se la proposta si riferisca a tutti i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto o a un sottoinsieme di essi. In quest'ultimo caso si chiede di chiarire quale sia il criterio di individuazione dei clienti che abbiano diritto all'assegnazione di capacità con granularità inferiore all'anno termico. In generale, si ritiene opportuno che l'Autorità valuti di definire una soglia minima di consumo annuale per poter accedere ai conferimenti infrannuali, anche al fine di contenere l'operatività a carico degli Utenti del Bilanciamento. A livello pratico, estendere la possibilità di un conferimento giornaliero e mensile ai

clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto può comportare una difficoltà gestionale non trascurabile perché la loro numerosità è molto superiore a quella dei clienti termoelettrici.

Con l'obiettivo di incrementare la flessibilità della tariffa di trasporto per i clienti industriali e termoelettrici, si segnala l'opportunità che la possibilità di conferimento infrannuale sia prevista anche qualora presso il punto di riconsegna non risulti richiesta/conferita capacità di durata annuale (ad oggi, per i PDR che alimentano impianti termoelettrici ai sensi di quanto definito dalla delibera 512/2017/R/gas, è la richiesta la prenotazione di almeno 1 smc/g su base annua). La rimozione di vincoli di conferimento minimo renderebbe maggiormente flessibile il servizio di trasporto per i conferimenti di breve termine, e sterilizzerebbe gli oneri di bilanciamento derivanti dai prelievi che, al termine del periodo oggetto della fornitura, verrebbero allocati all'Utente del Bilanciamento che rimane titolare di capacità annuale, pur non avendo più contratti di fornitura sul punto.

In relazione alle misure di economicità, si confida che l'Autorità definisca tali misure affinché l'applicazione della ripartizione *entry-exit* proposta pari a 25/75 (in luogo dell'attuale ripartizione 28/72) non penalizzi i punti di riconsegna della rete di trasporto al servizio dei soggetti alto consumanti, con particolare riferimento a quelli che alimentano gli impianti termoelettrici.

Vanno infine chiariti i valori dei coefficienti proposti per i Punti di riconsegna industriali (1,7 per la capacità giornaliera e 1,3 per quella mensile), molto inferiori a quelli attualmente in vigore per i clienti termoelettrici. In merito, qualora l'Autorità dovesse confermare i valori dei moltiplicatori per i punti di riconsegna industriali proposti in consultazione, si chiede che vengano parallelamente allineati a tali valori quelli che trovano applicazione con riferimento ai punti di riconsegna termoelettrici. Non si ravvisano infatti giustificazioni a un trattamento differenziato tra le due tipologie di utenze, specialmente sopra una certa soglia di consumo annuale.

#### *S16. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura*

L'articolazione tariffaria del servizio di misura descritta nel DCO conferma le proposte della delibera 512/2021/R/gas. Si osserva tuttavia che applicare un corrispettivo capacitivo unitario ai misuratori di classe superiore, tipicamente installati presso i clienti finali termoelettrici e industriali, pur nell'ipotesi di applicazione di uno sconto del 50% per i primi 4 anni a coloro che decidano di cedere il proprio impianto di misura all'impresa di trasporto, genererebbe un costo per tali soggetti, in conseguenza delle elevate capacità conferite, di gran lunga superiore al costo che essi sosterrrebbero per le attività di manutenzione ed eventuale adeguamento agli standard previsti dalla normativa tecnica in caso di mantenimento della titolarità. Livelli di costo così elevati finirebbero per scoraggiare eventuali scelte di cessione degli impianti determinando, in ultimo, il mancato raggiungimento dell'auspicata uniformazione e ottimizzazione nella gestione del servizio.

Si ritiene che la definizione dei diversi valori del corrispettivo  $CM_{CF}$  debba essere perseguita in modo da restituire importi maggiormente *cost-reflective* dei reali costi sostenuti dai clienti finali per la

corretta conservazione degli apparati di misura, di modo da rendere maggiormente confrontabili le scelte di mantenere o cedere l'impianto di misura al trasportare. In tal senso, si potrebbe introdurre un meccanismo di differenziazione dei corrispettivi capacitivi su base regressiva per scaglioni di capacità (prevedendone un numero congruo), di modo che al crescere di quest'ultima sia applicato un valore del corrispettivo via via decrescente o prevedere, in alternativa un corrispettivo fisso per punto di riconsegna (€/a/PDR) che, tuttavia, a fronte di una più semplice implementazione, appare meno in grado di riflettere i reali costi di mantenimento rispetto a quello descritto precedentemente.

### **Ulteriori osservazioni e proposte**

In relazione agli sconti alle tariffe di capacità da e per stoccaggio, si condivide la proposta di confermare il livello di sconto attualmente in vigore, ossia 50%, per i punti da e per stoccaggio.

In relazione ai costi di trasporto applicati ai punti di entrata da GNL, al fine di limitare i rischi connessi con la variazione delle tariffe di trasporto, auspichiamo che l'Autorità valuti di estendere anche per le prossime procedure di conferimento pluriennale l'inclusione dei costi di trasporto nei corrispettivi di assegnazione delle capacità di rigassificazione.

Con riferimento agli ulteriori aggiustamenti tariffari, è prevista l'applicazione di uno sconto pari al 50% al futuro punto di uscita presso Gela, con la finalità di porre fine all'isolamento di Malta. Tuttavia, sebbene non espressamente rientrante nelle medesime fattispecie ammesse ai suddetti benefici ai sensi del Codice TAR, si ritiene che anche l'*exit* di Melendugno sia meritevole di una riduzione dei costi di trasporto. Ciò in virtù di possibili accordi di cooperazione e solidarietà con uno Stato Membro, la Grecia, sprovvisto di infrastrutture di stoccaggio proprie, al fine di rafforzare la sicurezza e la continuità delle forniture di gas. Peraltro, tale sostegno non determinerebbe un flusso fisico in uscita dalla rete di trasporto ma un mero controflusso virtuale e quindi senza costi aggiuntivi per il sistema, per cui riterremmo ragionevole l'applicazione di corrispettivi ridotti alla capacità prenotata presso il punto di uscita di Melendugno, in coerenza con gli obblighi comunitari e con le logiche di utilizzo esclusivamente virtuale del servizio di trasporto. Infine, si coglie l'occasione di evidenziare l'importanza di flessibilizzare l'offerta di capacità in uscita da Melendugno attraverso ulteriori sessioni di conferimento anche su base mensile e trimestrale, come previsto per gli altri punti di uscita virtuali. In ottica di semplificazione dei processi di *booking* sarebbe utile che presso i punti di entrata/uscita interconnessi con l'estero, come nel caso in questione, ci fosse un opportuno coordinamento tra i gestori delle reti di trasporto adiacenti, ai fini dell'offerta congiunta di capacità *bundled* anche, come in questo caso, nelle assegnazioni di tipo *reverse flow*.