



Risposta al DCO 198/2026/R/GAS

Servizio di liquidità nel mercato del gas naturale

06/07/2026

1. Premessa

La presente memoria intende contribuire al procedimento di consultazione avviato dall'Autorità con il documento di consultazione DCO 198/2026/R/GAS, relativo all'introduzione del servizio di liquidità previsto dall'articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026.

Si ritiene opportuno, anzitutto, riconoscere la coerenza degli obiettivi perseguiti dalla misura con il quadro europeo di integrazione dei mercati del gas. In particolare, l'intento di favorire la convergenza dei prezzi tra l'hub italiano e quelli del Nord Europa, realizzata con il benchmark del TTF, nonché di rafforzare le condizioni di concorrenza nel mercato all'ingrosso, appare pienamente condivisibile alla luce del ruolo centrale che il differenziale PSV-TTF ha storicamente rivestito quale indicatore dell'efficienza del mercato unionale del gas naturale.

Allo stesso tempo, tuttavia, l'impianto delineato dal DCO solleva alcune rilevanti criticità, che attengono non tanto alla finalità generale della misura quanto alla sua configurazione concreta e, soprattutto, al contesto di mercato in cui essa verrebbe implementata. In tale prospettiva, si ritiene che il meccanismo proposto rischi di produrre effetti non pienamente coerenti con gli obiettivi dichiarati e che inoltre, potrebbero risultare distorsivi dei segnali di prezzo, sia nel mercato spot che in quello a termine e, ancor più, dei flussi fisici con cui il sistema italiano e, di conseguenza anche quello europeo, trova i propri punti di equilibrio efficiente.

2. Osservazioni di carattere generale

2.1 Impatti sul sistema infrastrutturale

Il disegno della misura attribuisce un ruolo esclusivo al punto di ingresso di Passo Gries al fine di introdurre i flussi fisici sottostanti i quantitativi assegnati dal servizio di liquidità, introducendo una discriminazione nell'utilizzo sia delle sole capacità disponibili, sia di altre infrastrutture che rischia di compromettere l'efficienza complessiva del sistema europeo e del servizio di liquidità stesso.

In particolare, la rotta Nord-Est con ingresso a Tarvisio, tecnicamente idonea a convogliare volumi provenienti dalla Germania attraverso l'Austria (via Oberkappel), costituisce un'alternativa concreta di approvvigionamento a complemento di quanto importabile da Passo Gries e un supporto a favore del principio della ridondanza delle infrastrutture (security of supply) che, in generale, deve sempre ispirare le decisioni che impattano i flussi fisici.

L'introduzione della misura nella forma proposta, dunque, rischia di spiazzare gli operatori che detengono capacità di lungo termine sul gasdotto TAG, determinando una sottoutilizzazione di infrastrutture esistenti e un disallineamento rispetto ai principi di neutralità e di efficienza del sistema europeo del trasporto.

2.2 Coerenza con il contesto di mercato

La misura proposta si inserisce in un contesto di mercato del gas europeo ormai maturo e fortemente interconnesso, in cui il principale benchmark di riferimento è rappresentato dall'hub olandese TTF. Tale centralità deriva dalla sua elevata liquidità, dalla prossimità alle principali infrastrutture di approvvigionamento – in particolare i flussi norvegesi e la capacità di rigassificazione del GNL – nonché da un quadro di regole di mercato chiaro, trasparente e consolidato. In questo contesto, l'hub italiano PSV opera da anni prevalentemente come mercato a spread rispetto al TTF, sia sul segmento spot sia, in misura ancora più rilevante, sulle quotazioni forward.

La vitalità del mercato PSV/TTF ha nel tempo garantito un adeguato segnale di prezzo per i flussi diretti verso l'Italia, riflettendo condizioni di scarsità o abbondanza stagionale di gas e contribuendo alla sicurezza degli approvvigionamenti. Tale meccanismo di formazione dei prezzi ha dimostrato resilienza anche in fasi di significativa tensione, come durante la crisi successiva all'invasione dell'Ucraina o, più recentemente, in occasione delle criticità logistiche connesse al blocco dello Stretto di Hormuz. Il funzionamento complessivo del sistema appare dunque efficiente ed efficace, come testimoniato, ad esempio, dagli sviluppi più recenti della curva forward che, evidenziando spread a premio degli hub dell'Europa centrale (Germania e Austria) rispetto al PSV per le consegne sul Winter 2026, documentano l'aspettativa di minor capacità di risposta al prossimo inverno tramite lo stoccaggio dei suddetti Paesi.

Alla luce di quanto sopra, si ritiene che la misura in consultazione possa incidere negativamente sulla fiducia degli operatori nel mercato italiano del gas e, in particolare, sull'affidabilità delle quotazioni a spread rispetto al TTF, sia sul mercato spot sia su quello forward. In particolare, l'introduzione di un meccanismo che, in modo diretto o indiretto, persegua l'allineamento del prezzo del PSV al livello dello spot TTF proprio nella finestra di formazione del settlement del mercato spot configurerebbe una significativa interferenza nelle dinamiche di libera formazione dei prezzi.

Tale intervento rischia di generare distorsioni rilevanti nei segnali economici che guidano i flussi fisici di gas tra Paesi interconnessi, risultando potenzialmente disincentivante per le importazioni verso l'Italia, in particolare per il GNL. Infatti, la compressione artificiale dello spread PSV/TTF potrebbe non consentire una adeguata copertura dei costi logistici di approvvigionamento per l'Italia, che risultano strutturalmente più elevati rispetto ad altri mercati europei. Ciò vale sia per le rotte via pipeline – inclusi i transiti dall'Austria, i cui costi di trasporto hanno registrato incrementi significativi rispetto al 2024 – sia per il GNL, considerate le condizioni mediamente più onerose della rigassificazione in Italia rispetto al resto d'Europa. Come evidenziato nel documento in consultazione, tali costi risultano sensibilmente superiori allo spread storico e a quello incorporato nelle attuali quotazioni forward del PSV, rendendo pertanto economicamente giustificata la

presenza di uno spread positivo rispetto al TTF, non riconducibile esclusivamente a meccanismi di pancaking delle tariffe di trasporto.

In assenza di un adeguato livello di liquidità, di volatilità e profondità temporale del mercato PSV/TTF, i flussi di gas – in particolare quelli di GNL, caratterizzati da maggiore flessibilità geografica – potrebbero essere riallocati verso altri mercati più remunerativi, con potenziali impatti negativi sulla sicurezza e sulla competitività del sistema italiano nel medio-lungo periodo. Sotto tale profilo, la misura in esame espone al rischio di produrre effetti controproducenti proprio rispetto agli obiettivi dichiarati.

2.3 Tempistiche di implementazione

Le tempistiche previste per la prima asta di assegnazione del servizio risultano disallineate rispetto ai cicli di pianificazione del mercato gas, in quanto il servizio di liquidità verrebbe introdotto successivamente alle aste annuali di capacità per il GY 26/27.

Ciò limita la possibilità per gli operatori di ottimizzare le proprie decisioni logistiche e aumenta significativamente il profilo di rischio associato alla partecipazione al servizio e, per certo, i costi da considerare nella remunerazione degli operatori che vorranno partecipare all'asta di aggiudicazione.

3. Risposte ai quesiti della consultazione

SI. Osservazioni in merito all'introduzione di un'asta integrata e multilaterale nelle contrattazioni dell'MGP-GAS per il servizio di liquidità.

Si ritiene che l'asta non debba essere collegata alla finestra di settlement degli indici con contestuale sospensione della sessione continua.

Nei momenti di settlement è infatti essenziale mantenere aperta la negoziazione, al fine di consentire la gestione dinamica delle esposizioni rispetto agli altri hub europei e agli indici utilizzati nella contrattualistica commerciale, quali l'indice PSV Day Ahead di ICIS Heren che è notoriamente il più diffuso.

La chiusura del mercato continuo, quindi, comporterebbe un aumento dei costi di hedging e rischierebbe di generare incoerenze tra i diversi segnali di prezzo.

Inoltre, un'unica asta giornaliera per la vendita del gas su MGP, data la durata ipotizzata (15 min, tra le 17:15 e le 17:30) ed i volumi giornalieri ipotizzati da ARERA (30 Mln/10 Mln di mc), può introdurre altre criticità:

- da un lato, l'effettiva capacità di assorbimento dei volumi offerti da parte del mercato in una finestra così ridotta di tempo e, dall'altro lato, la possibilità di hedgiare fisicamente a mercato le offerte abbinate in asta al fine di garantire il flusso di importazione richiesto dal servizio (ad esempio, dall'hub tedesco all'entry di Passo Gries). La necessità, infatti, di attendere la fine dell'asta

per sapere se e quanto gas ciascun soggetto obbligato ha venduto, concentrerebbe il ricorso ad un unico mercato a monte, il THE nell'ipotesi di unica tratta da Passo Gries, per soddisfare la domanda di copertura per i medesimi volumi, creando inefficienza e, fors'anche, un rischio liquidità;

- potrebbe verificarsi lo svuotamento della sessione a negoziazione continua pre-asta in MGP. Gli operatori, infatti, attenderebbero di vedere l'esito dell'asta prima di attivarsi per coperture spot ulteriori o attività di trading, riducendo la liquidità del mercato prima dell'asta;
- l'asta in MGP, realizzata con metodologia Pay as Clear ma con un prezzo praticamente predefinito, disincentiva strategie di pricing rischiando di annullare la funzione di segnale di prezzo degli indici spot PSV DA pubblicati da GME e da ICIS-HEREN.

Si rileva infine che la concentrazione di significativi volumi di vendita nella finestra temporale di determinazione del settlement price, ove finalizzata a influenzare direttamente i livelli di prezzo pubblicati (quali, ad esempio, quelli utilizzati dagli indici IGI o ICIS Heren), potrebbe configurarsi quale pratica di manipolazione del mercato ("marking the close") così come descritta nella disciplina REMIT.

S2. Osservazioni in merito alla possibilità di rendere l'asta un elemento strutturale dell'MGP-GAS oppure limitarne lo svolgimento alla durata del servizio di liquidità.

Non si individuano motivazioni per rendere strutturale l'asta in assenza del servizio di liquidità.

L'asta appare uno strumento funzionale esclusivamente alla misura proposta e il suo mantenimento permanente rischierebbe di modificare in modo non giustificato l'architettura del mercato.

Le aste per l'aggiudicazione di un certo volume ad un "prezzo amministrato", dovrebbero restare una misura di scopo (ad es. le aste AGS, o MPL).

S3. Osservazioni sulle modalità di presentazione delle offerte.

Qualora si confermasse lo schema della misura proposta, appare fondamentale che il prezzo di chiusura dell'asta sia reso disponibile in modo immediato.

La trasparenza e tempestività dell'informazione sono essenziali per limitare il rischio di frammentazione della liquidità.

S4. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei ricavi da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto.

Il meccanismo di remunerazione deve essere calibrato in modo da riflettere i costi reali sostenuti dagli operatori e le condizioni di mercato attuali.

In particolare, il livello del corrispettivo di volatilità e il tetto complessivo alla remunerazione del servizio dovrebbero riflettere la volatilità più recente dei mercati e i costi effettivi di trasporto e operativi, evitando riferimenti a condizioni di mercato non più rappresentative e a strutture di costi non sostenibili

S5. Osservazioni in merito alla scelta di applicare la misura al punto di ingresso di Passo Gries.

Come anticipato al punto 2.1., non si condivide la scelta di limitare il flusso fisico previsto dal servizio al solo punto di Passo Gries, né che riguardi il conferimento in via esclusiva delle capacità disponibili sul gasdotto svizzero.

In particolare, il coinvolgimento di altre infrastrutture di importazione favorirebbe un duplice e fondamentale obiettivo:

- l'ottimizzazione delle capacità insature su altri entry point, con un costo potenzialmente inferiore del servizio di liquidità. È ragionevole pensare, infatti, che un'unica tratta per importare il flusso fisico, utilizzando le sole capacità disponibili, spazzerebbe in primis le capacità LT già prenotate sui medesimi gasdotti interessati;
- la ridondanza delle infrastrutture che, anche in ottica di security of supply, minimizzerebbe il rischio di interruzioni del servizio rispetto ad avere un unico canale di approvvigionamento (in quanto soggetto a manutenzioni programmate e non programmate).

In ogni caso, qualora la scelta dell'Autorità confermasse questo schema, si auspica che, considerando il conferimento implicito della capacità sul confine Italia-Svizzera previsto dal contratto per il servizio di liquidità (per il quale è richiesta anche apposita garanzia), tale processo sia il più trasparente e tempestivo possibile e che i costi finanziari sottesi a tali scelte vengano considerati nella fissazione dei livelli massimi di premialità del servizio.

S6. Osservazioni in merito ai criteri di individuazione e applicazione dei corrispettivi di inadempienza (C1 e C2).

Il corrispettivo C1 risulta eccessivamente penalizzante in quanto prevede la restituzione dell'intero premio anche a fronte di scostamenti minimi tra P1 e P0 (è da specificare che l'applicazione del corrispettivo è sensata solo se la differenza tra i due prezzi è positiva). Inoltre, il rischio di incorrere nella penale per errata indicazione del prezzo d'offerta, appare in larga misura indipendente dal comportamento dell'operatore poiché il valore dell'indice TTF "ammissibile" è noto solo successivamente alla presentazione delle offerte.

Sul corrispettivo C2, oltre a chiarire meglio il delta prezzo da utilizzare (ci risulterebbe più logico Psbil, buy – SAP), si evidenzia la necessità di condizionare la sua applicazione all'effettiva disponibilità delle capacità di trasporto a monte (soprattutto se vincolate all'unico punto di Pass Gries tramite conferimento implicito) che, anche a causa di manutenzioni programmate e non

programmate, oltre che di fenomeni di forza maggiore, possono ovviamente ridurre la possibilità di ottemperare all'obbligo contrattuale di immissione dei flussi di importazione da parte di un operatore.

S7. Osservazioni in merito ai requisiti di partecipazione alla procedura di aggiudicazione del servizio e alle tempistiche di avvio.

La tempistica immaginata tra le aste del servizio e le aste di capacità sui gasdotti introduce elementi di forte incertezza operativa e variabilità sui costi da considerare nell'eventuale offerta da presentare.

Non è chiaro se, volendo ampliare anche ad altre infrastrutture la possibilità di partecipare ai flussi fisici (ad es. il TAG come già detto), il servizio debba basarsi esclusivamente su capacità disponibile, né come gestire il caso in cui un operatore selezionato non riuscisse poi ad acquisire la capacità necessaria per qualsiasi motivo.

Si ritiene anche fondamentale sapere ex ante le tipologie di servizio che verranno messe in asta in funzione dei volumi giornalieri max-min e dei periodi di offerta (anno termico, trimestri, winter, etc...).

S8. Osservazioni in merito al contenuto delle offerte ed ai criteri di individuazione del valore massimo del corrispettivo di volatilità e di un valore massimo corrispondente alla somma tra il corrispettivo di volatilità e il premio.

S9. Osservazioni in merito ad altri criteri da utilizzare per calcolare il tetto massimo (ad es. valore medio del differenziale tra PSV-TTF).

I limiti massimi proposti per il Cv non riflettono pienamente le condizioni di mercato attuali. Inoltre, trattandosi di un valore medio, non intercetta la variabilità tipica di tale elemento.

Per quanto riguarda il limite massimo del premio complessivo (P+Cv), si ritiene che sia fondamentale identificare correttamente i costi connessi all'attività di importazione che, oltre ai costi delle capacità di trasporto (che non possono essere considerate al livello del costo minimo, cioè quello del prodotto annuale, in quanto gli operatori non ragioneranno necessariamente su questo orizzonte temporale per l'hedging delle posizioni fisiche sottostanti le vendite di gas sul mercato spot), include costi operativi, costi finanziari e la giusta remunerazione del servizio.

S10. Osservazioni in merito ai criteri e alle modalità di svolgimento delle procedure competitive.

Si chiede che le procedure competitive siano completamente digitali, al fine di garantire efficienza e parità di trattamento.

Si ritiene anche indispensabile che contengano chiare indicazioni circa le capacità di trasporto da acquisire, del loro impatto sulle penali per il mancato o parziale flusso fisico di importazione, e i tempi e modi della fatturazione del premio per il servizio.

S11. Osservazioni in merito alle modalità di calcolo del fabbisogno da approvvigionare tramite il servizio di liquidità.

Il meccanismo di calcolo può avere implicazioni rilevanti sia sui flussi in importazione verso l'Italia, mettendo in competizione i punti di entry, sia sui mercati europei, in particolare su Germania e Svizzera, alterando la distribuzione dei flussi nord-sud.

Si auspica che tali implicazioni vengano condivise con i Paesi interessati, in un'ottica di coordinamento europeo.

S12. Osservazioni in merito alle possibili soluzioni per l'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco (con focus sulla tratta via Svizzera).

Le modalità di integrazione dei mercati italiano e tedesco richiedono ulteriori chiarimenti.

In particolare, non essendo un tema di pertinenza di un solo Paese membro, appare necessario un approfondimento sugli aspetti regolatori e sul coordinamento con il quadro europeo.



Sede Legale

Via A. Nonis 68/A
36063 Marostica (VI)

T. +39 0424 195 551

Sede Energy Management

Via A. Andrea Solari 12
20144 Milano (MI)

T. +39 02 89 3531

Sede Amministrativa

Via Fosse 13
36063 Marostica (VI)

T. +39 0424 195 551

www.electrade.it

info@electrade.it