



Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Documento di consultazione 198/2026/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**) 198/2026/R/gas, recante *Attuazione del "Servizio di liquidità", di cui all'art.10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 (DCO)* (6 luglio 2026, prot. n. 45, inviato a protocollo@pec.arera.it).

* * *

Risposte ai singoli spunti di consultazione

S1 Osservazioni in merito all'introduzione di un'asta integrata e multilaterale nelle contrattazioni dell'MGP-GAS per il servizio di liquidità.

Attualmente il parametro di riferimento per le quotazioni dei prezzi del gas, derivante dalle contrattazioni presso i punti di scambio virtuali (Virtual Trading Point - **VTP**) europei, è costituito dalle pubblicazioni della società ICIS-Heren all'interno report ESGM (*European Spot Gas Markets*). Tali pubblicazioni vengono utilizzate da Regolatori, Trader e Grossisti ai fini della indicizzazione dei prezzi gas all'ingrosso, e come *benchmark* per la definizione della componente di materia prima all'interno dei prezzi di vendita offerti ai clienti finali. La stessa Autorità dispone, ai fini del calcolo della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso Cmem, l'utilizzo della media dei prezzi *bid* e *offer Day-Ahead* e *Weekend* pubblicati da ICIS Heren nel report ESGM (*European Spot Gas Markets*) all'interno della sezione "*PSV Price Assessment*" (art. 6.1 del TIVG). La metodologia di *asement* utilizzata prevede la pubblicazione, alle 17.30 di ogni giorno, per ognuno dei prodotti quotati, del prezzo di acquisto (*bid*), del prezzo di vendita (*ask*) e del prezzo intermedio (*mid*), derivanti dalla attività di *scouting* effettuata dalla società stessa presso gli operatori attivi nel mercato di negoziazione continua tra le 17.15 e le 17.30. Le modalità di funzionamento dell'asta multilaterale prevedono una sospensione della negoziazione continua, all'interno della finestra in cui si forma l'indice ICIS-Heren, 17.15-17.30, con migrazione di tutti gli ordini presenti a schermo verso la suddetta sessione d'asta. Tale modalità implementativa, per le ragioni di funzionamento sopra esposte, pone alcuni elementi da tenere in considerazione, tra i quali:

- la conflittualità tra la formazione dell'indice IGI e degli indici Heren *bid* e *ask*. Come visto alle 17.30 Icic-Heren pubblica i dati ufficiali *bid*, *offer* e *mid* utilizzati come riferimento di mercato. In caso di sospensione della negoziazione continua, Heren non avrebbe più un *bid* un *ask* e un *mid* da pubblicare, ma un solo prezzo marginale formatosi in esito all'asta;
- la conflittualità tra la negoziazione continua e l'asta a prezzo marginale. Le logiche sottese al mercato in negoziazione continua prevedono un prezzo a cui gli operatori sono disposti a vendere (*ask*), maggiore del prezzo a cui gli operatori sono disposti a comprare (*bid*). La migrazione di tali ordini in una sessione ad asta a prezzo marginale si scontra con la logica

antitetica di abbinamento delle offerte di acquisto e vendita all'interno della stes in cui i prezzi di acquisto devono essere superiori a quelli di vendita, sino alla definizione del prezzo marginale come incrocio della curva di domanda e offerta;

- l'incertezza. Fin quando non saranno resi noti gli esiti dell'asta gli operatori, pur potendo partecipare alla stessa, non avranno la possibilità di sapere se le proprie offerte saranno accettate, né su che *target* si potrà attestare il prezzo TTF DA. Inoltre, tenuto conto che l'indice TTF Heren può essere corretto *ex-post*, l'operatore aggiudicatario, in seguito alla chiusura dell'asta, rischierebbe di non rispettare l'obbligo di offerta del servizio di liquidità pur avendo operato correttamente e coerentemente con i propri obblighi di servizio;
- i vincoli di operatività: l'impossibilità di operare in negoziazione continua preclude la possibilità di sfruttare opportunità di mercato in termini di locational spread o time spread che dovessero verificarsi in data finestra temporale;
- gli effetti non prevedibili sui mercati successivi alle 17.30. L'interruzione della negoziazione continua e la successiva ripresa dei mercati dopo le 17.30 potrebbe creare spread di prezzo, in particolare sul mercato infragiornaliero (MI), non giustificati dai fondamentali di mercato con potenziali effetti sui costi di bilanciamento degli operatori.

Alla luce di quanto sopra esposto, pur non avendo elementi di assoluta opposizione rispetto alla introduzione di una asta marginale, val la pena rilevare che gli aspetti sopra esposti configurerebbero il mercato italiano come un *unicum* all'interno di tutto il sistema europeo. A tal proposito, risulta cruciale valutare la decorrenza del meccanismo, così come la finestra temporale di attivazione dell'asta. Inoltre, l'Autorità dovrebbe tenere in debita considerazione gli impatti che il *timing* della nuova asta marginale produrrà sui contratti in essere, molti dei quali indicizzati all'ICIS Heren PSV Day-Ahead. Come noto, l'indice ICIS Heren fornisce valutazioni quotidiane dei prezzi *spot* e di mercato per *hub* e rotte europee del gas ed è molto utilizzato anche come riferimento nelle negoziazioni e nei contratti commerciali. Il rischio concreto è che tale indice - a cui sono ancorati numerosi contratti in essere - non rispecchi più le reali condizioni di mercato.

S2 Osservazioni in merito alla possibilità di far diventare l'asta di cui sopra un elemento strutturale dell'MGP-GAS oppure di prevederne la cessazione una volta esaurita la misura del servizio di liquidità

Si manifestano perplessità rispetto alla possibilità di rendere strutturale l'asta dedicata al servizio di liquidità nell'ambito dell'MGP-GAS del GME. Un intervento di tale natura dovrebbe essere preceduto da un'adeguata fase di sperimentazione e da una valutazione puntuale dei suoi effetti sul funzionamento del mercato, sulla formazione dei prezzi e sulla liquidità, al fine di evitare l'introduzione permanente di meccanismi potenzialmente distorsivi.

S3 Osservazioni sulle modalità di presentazione delle offerte.

Si ritiene opportuno privilegiare soluzioni di presentazioni delle offerte che sfruttino strumenti informatici. Inoltre, è auspicabile che siano resi disponibili strumenti idonei a consentire l'interazione diretta tra i sistemi degli operatori e quelli del GME.

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

Non si rilevano particolari incongruenze.

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

Non si rilevano particolari incongruenze.

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

Con riferimento ai corrispettivi applicabili in caso di inadempienza (C1 e C2), si ritiene opportuno siano introdotti alcuni chiarimenti e affinamenti finalizzati a garantirne la coerenza economica, la proporzionalità rispetto al comportamento sanzionato e la corretta applicazione operativa. Per quanto riguarda il corrispettivo C1, si osserva che l'attuale formulazione può risultare particolarmente onerosa, in quanto comporta la restituzione integrale del premio anche in presenza di scostamenti molto contenuti tra il prezzo effettivamente offerto e quello cui l'operatore era tenuto. Tale aspetto appare particolarmente rilevante alla luce del fatto che il rischio di incorrere nella penale non dipende esclusivamente dall'operato del soggetto assegnatario. Infatti, il valore dell'indice TTF utilizzato per la verifica dell'adempimento è disponibile solo successivamente alla presentazione delle offerte, mentre il corrispettivo di volatilità è determinato *ex ante*. A ciò si aggiunge che, una volta conclusa la finestra di negoziazione interessata dal meccanismo, gli operatori si trovano ad operare in condizioni di mercato generalmente caratterizzate da una minore liquidità, circostanza che accresce il rischio operativo sia per i soggetti assegnatari del servizio sia per coloro che abbiano effettuato approvvigionamenti preventivi senza risultare aggiudicatari. Si rileva inoltre che la formulazione del termine $(P_1 - P_0)$ potrebbe generare effetti non coerenti con la finalità della penalità qualora tale differenza assuma valore negativo. In tali circostanze, infatti, la penale verrebbe automaticamente ridotta pur in presenza di un inadempimento. Si ritiene pertanto opportuno chiarire che il termine incrementale associato a tale differenza trovi applicazione esclusivamente nei casi in cui $(P_1 - P_0) > 0$. Con riferimento al corrispettivo C2, si osserva infine una possibile incoerenza nella formulazione proposta. Poiché il prezzo di sbilanciamento applicato agli utenti corti (P_{sbil}) è, per definizione, superiore al SAP, si ritiene che la corretta valorizzazione del costo sostenuto dal sistema in conseguenza della mancata immissione dei volumi debba essere effettuata facendo riferimento alla differenza $(P_{sbil} - SAP)$ e non viceversa. Tale impostazione appare maggiormente

coerente con la struttura del mercato del bilanciamento e consente di rappresentare correttamente il costo addizionale che il sistema sostiene per compensare l'inadempimento. Fermo restando quanto sopra, si riportano di seguito alcune richieste di chiarimento.

Data la formula proposta $C1 = Cr + 2 (P1 - P0)$, dove $P1$ è il prezzo di assegnazione determinato in esito all'asta ovvero se minore il prezzo di offerta (se presentata), si chiede conferma se il prezzo $P1$ sia da intendersi:

- uguale al prezzo di assegnazione determinato in esito all'asta, tutte le volte che questi sia superiore al prezzo offerto dall'utente;
- uguale al prezzo offerto dall'utente, tutte le volte in cui questi sia superiore al prezzo di assegnazione in esito all'asta.

Se quanto sopra è corretto, si prendano in considerazione gli esempi che seguono:

Esempio 1: prezzo offerto maggiore del prezzo di assegnazione asta

- Operatore 1, che alle ore 17.20 offre 10 MW in vendita a 30,3 €/MWh, così composto: TTF DA delle 17.20 quotato a 30 €/MWh + Cv pari a 0,3 €/MWh;
- Operatore 2, che alle ore 17.29 offre 20 MWh in vendita a 28,1 eur/MWh così composto: TTF DA delle 17.29 quotato a 28 €/MWh + Cv pari a 0,1 €/MWh;
- Operatore 3, Cv pari a 0,5 €/MWh, non offre alcun quantitativo.

L'esito dell'asta sarà pari 28,1 €/MWh con 10 MWh abbinati all'Operatore 2 - TTF DA pari a 28 eur/MWh.

L'operatore 1 avrebbe dovuto offrire a un prezzo pari a TTF DA + Cv pari a 28,3 €/MWh; avendo offerto a un prezzo superiore (30,3 €/MWh), incorre in una penale calcolata come segue:

- $P0 = 28,3$ dato dalla somma di 28 (chiusura TTF DA) + 0,3 Cv offerto;
- $P1 = 30,3$ pari a quanto offerto dall'operatore, in quanto soddisfatta la condizione Prezzo offerto > di prezzo assegnazione asta;
- Penale, $C1 = Cr + 2 (30,3 - 28,3)$; $C1 = Cr + 4$

Esempio 2: mancata offerta volumi in vendita

Riprendendo l'esempio di cui sopra, con esito asta pari 28,1 con TTF DA pari a 28 €/MWh, l'Operatore 3 il quale non ha offerto quantitativo alcuno, incorrerebbe nella penale che segue:

- $P0 = 28,5$ dato dalla somma di 28 (chiusura TTF DA) + 0,5 Cv da lui fissato;
- $P1 = 28,1$ assume il valore del prezzo di assegnazione in esito all'asta, dal momento che non vi sono offerte di vendita dell'utente;
- Penale = $Cr + 2 (28,1 - 28,5)$; $C1 = Cr - 0,8$.

In considerazione degli esempi sopra esposti, la formula del corrispettivo $C1$, nella sua struttura, parrebbe sfavorire gli utenti che hanno, seppur a un prezzo superiore, offerto i quantitativi in

vendita; rispetto agli utenti che non hanno presentato alcuna offerta. Ciò dipende dalle grandezze che può assumere il coefficiente P_1 , e dunque dal differenziale che va, a seconda dei casi, a comporre insieme al coefficiente P_0 : $(P_1 - P_0)$. Nel caso in cui l'operatore non offra volumi in vendita, il coefficiente P_1 assumerà il valore del prezzo di assegnazione dell'asta, formando uno spread $P_1 - P_0$ verosimilmente contenuto, essendo entrambi i coefficienti agganciati al prezzo di chiusura TTF DA Heren. Di contro è facile ipotizzare come lo *spread* $P_1 - P_0$ possa attestarsi su valori maggiori nel caso di applicazione della penale per un operatore che ha offerto volumi a un prezzo superiore a quello atteso e, verosimilmente, superiore alla chiusura del prezzo di assegnazione dell'asta. In tal caso il coefficiente P_1 assume il valore dell'offerta di vendita dell'operatore, mentre il P_0 sarà sempre dato da: prezzo che avrebbe dovuto offrire tale operatore ($TTF DA + C_v$). In alcuni casi, come nell'esempio 2 sopra riportato, paradossalmente, parrebbe potersi verificare la fattispecie in cui il $P_0 > P_1$ con $P_1 - P_0$ negativo avente effetto di sconto piuttosto che di premio sulla penale da corrispondere. Se quanto sopra risultasse correttamente inteso, apparirebbe non equa una penale che grava maggiormente su chi offre a prezzo maggiore, (tale circostanza può dipendere da un improvviso crollo del prezzo, non per forza dalla volontà dell'operatore) rispetto a chi non offre alcun quantitativo. Inoltre, si segnala come nulla sia disposto rispetto alla casistica in cui un operatore selezionato, pur offrendo i quantitativi oggetto di aggiudicazione, al prezzo corretto (quello previsto ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026, n. 21 (come individuato al paragrafo 3.9), non dovesse vedere abbinati tutti o parte dei quantitativi. Tale fattispecie, infatti non potrebbe ricadere né nella casistica relativa alla mancata offerta quantitativi, né a quella del prezzo superiore. Pur tuttavia non sarebbe equo che venisse corrisposto il premio. Volendo ipotizzare comunque l'applicazione della formula rispetto a tali fattispecie, si considerino i due esempi di funzionamento che seguono:

Esempio 3: scenario di prezzi ascendente - abbinamento parziale dei volumi in vendita

- Operatore 1, che alle ore 17.20 offre 10 MWh in vendita a 28,1 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.20 a 28 €/MWh + C_v pari a 0,1 €/MWh;
- Operatore 2, che alle ore 17.27 offre 10 MWh in vendita a 30,3 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.27 a 30 €/MWh + C_v pari a 0,3 €/MWh;
- Operatore 3 che alle ore 17.29 offre 10 MWh a 31,5 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.29 31 €/MWh + C_v pari a 0,5 €/MWh, formando il prezzo marginale.

L'esito dell'asta sarebbe pari 31,5 €/MWh per 25 MWh TTF DA Heren consuntiva a 31 €/MWh; tutta l'offerta degli Operatori 1 e 2 risulta *matchata*, mentre quella dell'Operatore 3 solo parzialmente, per 5 MWh. L'operatore 3 incorrerebbe nella penale per i 5 MWh non abbinati, come segue:

- P_0 (Prezzo che avrebbe dovuto inserire) = 31,5



- $P_1 = 31,5$ assume il valore del prezzo di assegnazione in esito all'asta nonché coincidente con il prezzo marginale;
- $\text{Penale} = C_r + 2 \cdot (31,5 - 31,5)$; $C_1 = C_r$ (l'operatore dovrà restituire il premio ricevuto per i quantitativi non abbinati).

La formula, se correttamente intesa, parrebbe funzionare.

Esempio 4: mancato abbinamento totale dei volumi in vendita

- Operatore 1, che alle ore 17.20 offre 10 MWh in vendita a 28,1 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.20 a 28 €/MWh + C_v pari a 0,1 €/MWh;
- Operatore 2, che alle ore 17.27 offre 15 MWh in vendita a 30,3 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.28 a 30 €/MWh + C_v pari a 0,3 €/MWh;
- Operatore 3, che alle ore 17.28 offre 10 MWh al prezzo di 30,5 €/MWh, così composto: TTF DA stimato alle 17.29 pari 30 €/MWh + C_v pari a 0,5 €/MWh

L'esito dell'asta sarebbe pari 30,3 €/MWh per 20 MWh TTF DA Heren consuntiva a 30 €/MWh. Tutta l'offerta risulta abbinata per gli operatori 1 e 2, mentre l'operatore 3 risulta escluso pur avendo offerto il prezzo corretto. Ipotizzando il funzionamento della formula, l'Operatore 3 incorrerebbe nella penale calcolata come segue:

- P_o (Prezzo che avrebbe dovuto inserire) = 30,5
- $P_1 = 30,5$ assume il valore del prezzo di offerta in quanto maggiore al prezzo di assegnazione?
- $\text{Penale} = C_r + 2 \cdot (30,5 - 30,5)$; $C_1 = C_r$ (l'operatore dovrà restituire il premio ricevuto per i quantitativi non abbinati)

S7 Osservazioni in merito ai requisiti di partecipazione per l'aggiudicazione del servizio di liquidità ed alle tempistiche di avvio

Si condivide l'impostazione del DCO secondo cui il meccanismo debba riferirsi esclusivamente a capacità di trasporto disponibili, escludendo le capacità di lungo termine già conferite sul tratto Transigaz. Si fa comunque presente che gli operatori che dovessero avere capacità già conferita presso il punto di *entry* di Passo Gries potrebbero subire degli impatti economici. Come noto, ad oggi, il costo di assegnazione della capacità nel tratto svizzero (Passo Gries) è oggetto di trattative individuali tra utenti e TSO svizzero, in quanto il gasdotto Transigaz ricade al di fuori del perimetro della regolazione europea. Su tale tratta non sono previste pertanto procedure competitive eque e trasparenti per l'aggiudicazione della capacità, né sono noti i costi relativi al conferimento della capacità ad oggi prenotata. Pertanto, date le tempistiche particolarmente contingentate per lo svolgimento delle aste, a nostro avviso dovrebbero essere resi noti, con congruo anticipo, in un'ottica di trasparenza verso il mercato, gli accordi tra Snam Rete gas (**SRG**) e il TSO svizzero e, di conseguenza, dare opportuna evidenza del meccanismo di associazione delle capacità in riferimento

al servizio di liquidità. Inoltre, si tenga presente che la presente consultazione si conclude il 6 luglio e le aste per la capacità annuale al punto di *entry* Passo Gries saranno conferite nello stesso mese, prima dell'avvio del meccanismo. Conseguenzialmente, gli utenti sprovvisti di capacità al punto di *entry* Passo Gries, con decorrenza 1 ottobre 2026, dovranno conferire ulteriore capacità infrannuale a un costo maggiore per poter partecipare al servizio. Peraltro, entro il 6 luglio gli operatori dovrebbero anche decidere se acquistare capacità annuale in *exit* a Oltingue (punto di interconnessione Francia/Svizzera) per il prossimo anno, in un quadro di regole non ancora chiaro e definito (con numerose incognite sul piano procedurale). Anche in questo caso, occorrerà tener presenti quelli che saranno i maggiori costi sostenuti per l'acquisto di capacità infrannuale, in luogo di quella annuale. Si sottolinea inoltre come, in ogni caso, il servizio di liquidità introdurrà evidenti distorsioni sul mercato italiano: vi è il rischio concreto che le risorse per finanziare la misura vadano a beneficio del sistema tedesco e austriaco (nonché, indirettamente, a vantaggio del TSO svizzero). Basti pensare che l'Italia, ad oggi, è *a sconto* rispetto alla Germania e all'Austria, ovvero ha un costo del gas più basso di quello tedesco e austriaco e i 200 milioni utilizzati per ridurre il differenziale PSV-TTF (servizio di liquidità) potrebbero paradossalmente incentivare le esportazioni e ridurre l'attrattività del mercato italiano in termini di importazioni GNL (con conseguente riduzione dei volumi via nave). Con riferimento alla data di avvio, considerando gli attuali *outlook* di mercato, i quali beneficiando della prevista vendita del gas di ultima istanza, attestano lo *spread* PSV-TTF su livelli che non renderebbero opportuna la decorrenza al 1 ottobre 2026. Infine, con riferimento ai requisiti di partecipazione, si segnala la necessità di chiarire la gestione delle situazioni in cui l'operatore non riesca ad assicurarsi la capacità di transito sul tratto svizzero per cause non imputabili allo stesso.

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

Si ritiene che la definizione dei parametri economici del servizio di liquidità, e in particolare del valore massimo della somma tra premio e corrispettivo di volatilità (Cv), rappresenti un elemento determinante ai fini dell'efficacia del meccanismo. Tale limite dovrebbe essere calibrato in modo da garantire non soltanto la copertura dei costi direttamente associati al trasporto del gas, ma anche dei costi operativi, degli oneri connessi alla prestazione delle garanzie e dei rischi assunti dagli operatori nell'ambito del servizio. Al tempo stesso, il livello di remunerazione deve risultare sufficientemente attrattivo da favorire una partecipazione ampia e competitiva alle procedure di selezione. Un dimensionamento non adeguato del *cap* rischierebbe infatti di limitare il numero dei partecipanti, riducendo l'efficacia complessiva della misura. In tale prospettiva, si ritiene che la determinazione del valore massimo debba tenere conto delle effettive condizioni in cui gli operatori si trovano ad

operare e dell'insieme dei rischi associati alla prestazione del servizio, evitando di basarsi esclusivamente sui costi riferibili a una tratta teoricamente più economica. Con riferimento al corrispettivo di volatilità, si osserva che il valore massimo proposto pari a 0,5 €/MWh potrebbe non risultare pienamente rappresentativo delle più recenti condizioni di mercato. La volatilità dei mercati energetici è infatti fortemente influenzata da fattori esterni, inclusi eventi geopolitici imprevedibili, e presenta per sua natura un andamento variabile nel tempo, difficilmente riconducibile ad un valore fisso e statico. Si ritiene pertanto opportuno valutare soluzioni che consentano di tenere maggiormente conto dell'evoluzione delle condizioni di mercato, affinché il corrispettivo di volatilità continui a svolgere efficacemente la funzione di copertura del rischio per cui è stato previsto. Infine, con riferimento alla determinazione del valore massimo complessivo sulla base della tratta a minor costo, si chiede di confermare che tale valutazione tenga conto non soltanto dei livelli tariffari teorici delle diverse infrastrutture, ma anche dell'effettiva disponibilità di capacità lungo la tratta considerata. In assenza di tale precisazione vi sarebbe infatti il rischio di assumere a riferimento percorsi di trasporto non concretamente accessibili agli operatori, con conseguente sottostima dei costi effettivamente sostenibili per l'erogazione del servizio.

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

Si ritiene che il valore medio dello spread PSV – TTF sia più efficiente, in termini di costi per il sistema gas italiano, rispetto al *driver* del costo di trasporto.

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

Si chiede di rendere note, con congruo anticipo rispetto all'avvio del meccanismo, le condizioni concordate con il TSO del transito svizzero ai fini della prestazione del servizio di liquidità. Si ritiene inoltre che la procedura SRG dovrà inoltre stabilire chiaramente le modalità di fatturazione degli importi tenuto conto dell'onerosità nella gestione del servizio di liquidità.

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

In riferimento alle assunzioni effettuate in merito al calcolo del fabbisogno oggetto del servizio di liquidità, viene considerato un quantitativo minimo pari a 100.000 Mwh/g (volumi, o parte di essi, immessi nel 2025 con un differenziale PSV-TTF inferiore al corrispettivo di liquidità considerato) come già immesso nel sistema italiano, e per il quale non si necessiterebbe del servizio di liquidità. Secondo tale ipotesi, i volumi oggetto del servizio di liquidità dovranno soddisfare una domanda di gas residuale e superiore rispetto al suddetto quantitativo minimo. Pur tuttavia, nulla vieta agli operatori che hanno immesso dati quantitativi minimi nel 2025 di partecipare, per i medesimi,

all'asta di aggiudicazione del servizio. In tal caso, il servizio di liquidità andrebbe a finanziare anche e soprattutto tali quantitativi minimi, che sarebbero stati comunque immessi nel sistema. In considerazione di ciò, il meccanismo risulterebbe fortemente depotenziato, rispetto alle assunzioni di base, e in tutti i casi in cui i quantitativi minimi non dovessero essere sufficienti a bilanciare il sistema. A ciò si aggiunga come, ogni assunzione alla base del calcolo dei volumi da immettere nel sistema gas italiano, necessari ai fini del funzionamento del meccanismo di liquidità, sconta una fallacia nelle premesse: ossia che in seguito a una sua introduzione i flussi di gas presso gli altri punti di entrata, sia via *pipeline* che via nave, rimangano inalterati. In presenza di un meccanismo che va a sussidiare un punto di entrata, a scapito di altri, il quale produce effetti sul prezzo del mercato spot italiano, dunque, sul valore dei contratti di approvvigionamento indicizzati a TTF; è facile ipotizzare una correzione dei volumi immessi presso i rimanenti punti di *entry*, condizionando il calcolo del fabbisogno.

S12 Osservazioni in merito alle possibili soluzioni da implementare per raggiungere l'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco.

Si ritiene che l'effetto *pancaking* possa essere superato concretamente soltanto attraverso l'integrazione dei sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera, attraverso l'applicazione delle medesime regole (eque e trasparenti) di allocazione della capacità per le infrastrutture di trasporto che collegano tali Paesi. La modalità di allocazione implicita della capacità di trasporto per mezzo di una offerta comprensiva di materia prima e costo di trasporto associato, appare una soluzione ideale nella misura in cui tali costi unitari di capacità risultino uguali per tutti gli operatori. Ribadiamo infine come l'introduzione del servizio di liquidità genererà inevitabilmente distorsioni nel mercato italiano. Si tratta, infatti, di una misura transitoria e dispendiosa i cui effetti potrebbero risultare addirittura controproducenti per il sistema Paese, nella misura in cui le risorse destinate al servizio di liquidità dovessero paradossalmente incentivare le esportazioni e ridurre la profittabilità delle importazioni di GNL e la conseguente riduzione dei volumi di gas via nave.