

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 198/2026/R/GAS “ATTUAZIONE DEL “SERVIZIO DI LIQUIDITÀ”, DI CUI ALL’ART.10 DEL DECRETO- LEGGE 20 FEBBRAIO 2026, n. 21”

Premessa

Pur apprezzando lo sforzo profuso da Codesta Autorità nel dare attuazione alle disposizioni di cui all’articolo 10 del Decreto-Legge 20 febbraio 2026, n. 21 (c.d. “DL Energia”) e nel delineare un “servizio di liquidità” coerente le indicazioni ivi contenute, Axpo Italia ritiene opportuno evidenziare le principali criticità che potrebbero emergere per effetto della sua applicazione.

In primo luogo, ci preme sottolineare come **l’avvio di tale meccanismo introdurrà forti distorsioni indesiderate nel mercato italiano del gas.**

Ravvisiamo il rischio concreto che le risorse utilizzate per finanziare la misura vadano principalmente a beneficio dei sistemi Nord Europei. 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 mln di euro stanziati dal “DL Energia” per ridurre lo “spread” PSV-TTF potrebbero, paradossalmente, incentivare le esportazioni di gas verso il Nord Europa e ridurre l’attrattività del mercato italiano in termini di importazioni di GNL** (con conseguente riduzione dei volumi via nave), **vanificando, di fatto, gli effetti della misura stessa.**

Si ritiene, infatti, **molto dubbia l’efficacia del meccanismo prospettato nel ridurre i prezzi del gas in Italia**, proprio perché l’implementazione del “servizio di liquidità” potrebbe avere come principale conseguenza - in assenza di uno “spread” a premio per l'Italia - quella di dirottare i carichi di GNL verso altre destinazioni (mercati più profittevoli), creando improvvise esigenze di forniture via gasdotto per coprire lo squilibrio che si genererebbe e aumentando, di conseguenza, i costi per il sistema (rischio aggravato, peraltro, dalla forte dipendenza dell'Italia dall’import di GNL, specialmente dopo la riduzione delle forniture russe connessa al Regolamento europeo 261/2026 sul “phase-out”). Il GNL ha infatti assunto un ruolo chiave nel mix di approvvigionamento europeo, da quando sono state interrotte le forniture dalla Russia, e tale fonte è esposta alla competizione globale, nell’attuale fase di generale scarsità di offerta rispetto alla domanda, anche per effetto della corrente crisi internazionale.

Axpo Italia ritiene, in ogni caso, che il “servizio di liquidità”, per essere equo, trasparente e non discriminatorio, debba necessariamente considerare le capacità di trasporto già conferite sul gasdotto Transigaz, in modo tale da non penalizzare gli utenti già presenti su quella tratta che vedrebbero, di fatto, depotenziati, se non addirittura completamente sviliti, i propri investimenti.

Pertanto, si ritiene opportuno che l’ARERA consideri, nelle proprie valutazioni di merito relative al disegno del meccanismo di cui all’articolo 10 del “DL Energia”, anche le capacità già prenotate presso la tratta svizzera, tenuto conto degli evidenti impatti economici che ne deriverebbero per

gli utenti titolari della stessa, nella misura in cui tale capacità non venisse considerata ai fini del “servizio di liquidità”.

Date le tempistiche particolarmente contingentate per lo svolgimento delle aste, a nostro avviso **dovrebbero essere inoltre resi noti, con congruo anticipo, gli accordi tra Snam e FluxSwiss e, di conseguenza, dare opportuna evidenza del meccanismo prescelto di associazione delle capacità in riferimento al “servizio di liquidità”**. Oltre a rendere noti gli accordi tra Snam e il TSO svizzero occorrerebbe altresì rendere disponibili le intese raggiunte con tutti i TSOs lungo il “corridoio” a monte.

La tempistica di avvio del “servizio di liquidità” risulta altresì disallineata rispetto al timing previsto per le aste per il conferimento di capacità di trasporto annuale, con conseguente necessità di prevedere che la quantificazione del premio richiesto per il servizio di liquidità (a copertura dei costi di trasporto a monte) consideri anche la maggior onerosità dei prodotti di capacità infrannuale.

Infine, si ritiene che il c.d. “**effetto pancaking**” **possa essere concretamente superato soltanto attraverso l’integrazione dei sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera**, ossia l’applicazione delle medesime regole (eque e trasparenti) di allocazione della capacità per le infrastrutture di trasporto che collegano tali Paesi, evitando misure transitorie e dispendiose i cui effetti potrebbero risultare addirittura controproducenti per il sistema Paese. Ciò andrà fatto **considerando, naturalmente, tutte le implicazioni e la necessaria attività di coordinamento istituzionale connessi all’implementazione di regole comuni in Paesi extra-UE**.

Si riportano, nel seguito, le risposte a taluni spunti di consultazione contenuti nel DCO.

<i>S 1. Osservazioni in merito all’introduzione di un’asta integrata e multilaterale nelle contrattazioni dell’MGP-GAS per il servizio di liquidità</i>

Si ritiene opportuno che l’Autorità tenga in debita considerazione gli impatti che il timing ipotizzato per la nuova asta marginale produrrà sui contratti in essere.

La sospensione della negoziazione continua sul mercato dell’MGP-GAS del GME e la contestuale attivazione di una sessione d’asta marginale multilaterale dedicata al “servizio di liquidità” - così come prospettata nel DCO - avrà inevitabilmente **ripercussioni sull’indice ICIS Heren che, ad oggi, costituisce il principale riferimento nei contratti di compravendita in essere**.

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. L’indice ICIS Heren è usato da Codesta Autorità anche per l’aggiornamento mensile della componente del prezzo del gas a copertura dei costi di approvvigionamento applicata ai clienti del servizio di tutela della vulnerabilità (CMEM), ai sensi della delibera 100/2023/R/COM.

Il rischio concreto è che, per effetto del timing della nuova asta marginale, tale indice (a

cui sono ancorati numerosi contratti in essere) **non rispecchi più le reali condizioni di mercato**. Infine, con riferimento alle modalità di funzionamento dell'asta marginale (e, in particolare, alla verifica del rispetto dell'obbligo di offerta effettuata dal GME in seguito alla chiusura dell'asta), si segnala che:

- **le possibili fluttuazioni dell'indice TTF (ICIS Heren) nel corso della sessione d'asta - soprattutto a ridosso della chiusura - unite all'impossibilità di modificare le offerte in "real time" sulle piattaforme GME, potrebbero causare il mancato rispetto dell'obbligo di offerta per l'operatore aggiudicatario del servizio.** Ove tale criticità non fosse superabile migliorando in tempi brevi le funzionalità delle piattaforme GME, **per le motivazioni sopra esposte, si ritiene opportuno rivedere in rialzo il valore del coefficiente di volatilità proposto nel DCO;**
- **l'indice TTF (ICIS Heren) può essere corretto ex-post e l'operatore aggiudicatario, in seguito alla chiusura dell'asta, rischierebbe, anche in questo caso, di non rispettare l'obbligo di offerta del "servizio di liquidità"** pur avendo operato correttamente e coerentemente con i propri obblighi di servizio.

S 7. Osservazioni in merito ai requisiti di partecipazione per l'aggiudicazione del servizio di liquidità ed alle tempistiche di avvio

S 10. Osservazioni in merito ai criteri e modalità di svolgimento delle procedure competitive

Come anticipato in premessa, **Axpo Italia ritiene che il "servizio di liquidità" dovrà necessariamente considerare anche le capacità di trasporto già conferite sul gasdotto Transigas. Escludere la possibilità di utilizzare capacità di trasporto già precedentemente conferita agli shippers ai fini del "servizio di liquidità" creerebbe potenziali effetti discriminatori**, in considerazione di quelle che sono le diverse posizioni commerciali e contrattuali dei singoli operatori di mercato. Si fa presente che, **qualora si optasse per considerare la sola capacità disponibile, la misura avrebbe impatti economici penalizzanti per gli utenti già presenti sul Transigas**, la cui capacità (già conferita) vedrebbe il proprio valore economico e commerciale notevolmente ridimensionato.

Si ritiene opportuno che vengano stabilite condizioni di partecipazione al servizio tali da garantire **parità di trattamento per tutti i soggetti interessati, senza escludere tratte di approvvigionamento che possono contribuire agli obiettivi della misura, tra cui la tratta dalla Francia via Svizzera.**

Axpo Italia ritiene che Codesta Autorità debba in ogni caso tenere in debita considerazione i riflessi economici che le nuove regole di allocazione della capacità connesse al "servizio di liquidità" potrebbero avere sugli operatori già in possesso di capacità di lungo periodo. Per questi ultimi, laddove Snam trovasse un accordo con il TSO svizzero e venisse allocata la capacità a costi inferiori rispetto a quelli sostenuti dagli operatori titolari di capacità già conferita

presso il medesimo punto, diventerebbe evidentemente antieconomico importare gas e, di conseguenza, i loro investimenti pregressi verrebbero, di fatto, depotenziati, se non addirittura completamente sviliti.

Pertanto, per le motivazioni sopra esposte, si ribadisce la necessità che l'ARERA consideri, nel disegno del meccanismo di cui all'articolo 10 del "DL Energia", anche le capacità già prenotate presso la tratta svizzera, tenuto conto degli evidenti impatti economici che deriverebbero per gli utenti titolari della stessa, nella misura in cui tale capacità di trasporto non venisse considerata ai fini del "servizio di liquidità".

Ad oggi, il costo di assegnazione della capacità nel tratto svizzero in questione è oggetto di trattative individuali tra utenti e TSO svizzero, in quanto il gasdotto Transitgas 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, i quali potrebbero essere, con molta probabilità, più elevati rispetto a quelli relativi alla capacità ancora disponibile che si intende allocare.

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 e il TSO svizzero** e, di conseguenza, dare opportuna evidenza del meccanismo di associazione delle capacità in riferimento al "servizio di liquidità". Oltre a rendere noti gli accordi tra Snam Rete Gas e il TSO svizzero, occorrerebbe rendere disponibili anche le intese raggiunte con tutti i TSOs lungo il "corridoio" a monte.

Si fa inoltre presente che **la tempistica di avvio del "servizio di liquidità" risulta disallineata rispetto al timing previsto per le aste per il conferimento di capacità di trasporto annuale**, con conseguente necessità di prevedere che la quantificazione del premio richiesto per il servizio di liquidità (a copertura dei costi di trasporto a monte) consideri anche la maggior onerosità dei prodotti di capacità infrannuale.

Si tenga presente che la consultazione ARERA si conclude il 6 luglio 2026 e le aste per la capacità annuale al punto di entry di Passo Gries saranno conferite nello stesso mese, prima della definizione della disciplina e dell'avvio del meccanismo. Di conseguenza, gli utenti sprovvisti di capacità, con decorrenza 1° ottobre 2026, dovranno conferire ulteriore capacità infrannuale a un costo maggiore per poter partecipare al servizio. Come noto, lo stesso timing interessa anche la capacità annuale in exit a Oltingue (punto di interconnessione Francia/Svizzera) e Wallbach (punto di interconnessione Germania/Svizzera) che gli operatori dovrebbero decidere se acquistare o meno 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 richiede di prevedere altresì che la procedura operativa per l'implementazione della misura contempli che **la sottoscrizione del contratto di trasporto con l'operatore del gasdotto svizzero possa avvenire da parte di una entità legale diversa da quella del soggetto partecipante e aggiudicatario del servizio, purché facente parte del medesimo gruppo societario**.

Infine, come già motivato nelle premesse del presente documento, ci preme ribadire nuovamente come, in ogni caso - indipendentemente da quello che sarà il disegno del meccanismo e le scelte finali che l'Autorità vorrà sposare in esito al presente DCO - 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 dei sistemi Nord Europei (nonché, peraltro, a vantaggio del Gestore di rete svizzero), risultando addirittura controproducenti per il sistema Paese.

S 8. 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

Il tetto massimo dell'offerta (premio + corrispettivo di volatilità) dovrà includere una congrua remunerazione del servizio prestato dal soggetto aggiudicatario, considerando anche i rischi e i costi finanziari sostenuti per la partecipazione.

Nella determinazione del tetto massimo occorrerà definire, chiaramente ed in maniera univoca, **quali saranno esattamente i costi di trasporto che verranno considerati** (ossia i TSOs "a monte" coinvolti dal punto di vista dei costi), quindi quale sia la tratta di approvvigionamento che occorre considerare per la sua corretta quantificazione.

Si ritiene, inoltre, che la procedura di selezione dei "liquidity providers" dovrà stabilire chiaramente le modalità di fatturazione degli importi tenuto conto dell'onerosità nella gestione del "servizio di liquidità".

S 12. Osservazioni in merito alle possibili soluzioni da implementare per raggiungere l'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco.

Come rappresentato in premessa, si ritiene che il "servizio di liquidità" rappresenti una misura provvisoria e particolarmente dispendiosa che produce effetti palesemente distorsivi per il mercato italiano e non risolve alla radice il c.d. "effetto pancaking", derivante dal cumulo dei costi di trasporto per importare il gas dal Nord Europa fino al confine italiano.

A tal proposito, **Axpo Italia ritiene che l'unica soluzione al predetto problema sia traguardare il prima possibile l'integrazione dei sistemi gas di Italia, Germania e Svizzera** con l'adozione di regole comuni eque, trasparenti e non discriminatorie, nel rispetto delle individualità dei predetti Paesi e **tenendo in debita considerazione il necessario coordinamento istituzionale per concordare le modalità di applicazione di regole relative al mercato interno del gas in Paesi extra-UE.**

Se si intende introdurre un meccanismo che integra maggiormente il punto di interconnessione di Passo Gries con il mercato europeo, deve essere chiaro, in primis, quale sia la base giuridica e istituzionale che consenta di applicare regole comuni a una frontiera con la Svizzera.

Nel documento di consultazione, viene proposto, per il solo punto di Passo Gries, un meccanismo di allocazione implicita della capacità di trasporto (offerta comprensiva di materia prima e costo di trasporto associato). Secondo quanto rappresentato nel DCO, si tratterebbe di una deroga consentita nel “CAM Network Code”, il quale sembrerebbe prevedere, per l'appunto, la possibilità per le Autorità di regolazione nazionali di non applicare le disposizioni relative alle aste ed ai prodotti di capacità “standard” nel caso in cui si decida di utilizzare un metodo di allocazione implicita.

Sul punto, **vi sono perplessità sulla possibilità che le norme del mercato interno dell'UE siano applicabili in un punto di confine situato in Svizzera senza che vengano fornite, contemporaneamente, le necessarie garanzie istituzionali e giuridiche normalmente stabilite tramite un accordo internazionale.**

Del resto, anche Codesta Autorità, ai punti 12.2 e 12.8 del DCO, rappresenta correttamente che eventuali proposte di integrazione da parte degli operatori - nell'ambito della consultazione - dovranno tener conto del fatto che *“non esiste ad oggi un accordo specifico tra l'Unione europea e la Svizzera sul mercato del gas, di conseguenza la Svizzera, pur essendo integrata a livello fisico nel sistema di trasporto europeo, non è obbligata ad implementare il quadro europeo di regole relativo al mercato interno del gas”*.

In tale contesto, è opportuno infine evidenziare che **lo sviluppo di qualsiasi soluzione “a regime” per l'integrazione dei mercati del gas di Italia, Germania e Svizzera dovrà essere necessariamente accompagnata da una stretta collaborazione con le Autorità svizzere e gli operatori di mercato del medesimo Paese.**