



Attuazione del “Servizio di Liquidità”, di cui all’art. 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n.21

Documento per la Consultazione 198/2026/R/Gas

Osservazioni di ENGIE Italia S.p.A.

06/07/2026



ENGIE Italia S.p.A
Via Chiese 72
20126 Milano – Italia
Tel. +39 02 329031 – Fax +39 02 32903200

Capitale sociale 47.460.583,00 euro i.v. – Codice Fiscale e Partita IVA n°06289781004
REA n° 1817090
Società sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di
ENGIE SA ai sensi dell'art. 2497 bis



Il presente documento contiene le osservazioni di ENGIE Italia S.p.A. agli spunti del documento per la consultazione 198/2026/R/Gas (di seguito: DCO) pubblicato da codesta Autorità in merito all'implementazione del servizio di liquidità di cui all'articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21.

* * *

Considerazioni generali

ENGIE Italia accoglie con favore l'iniziativa dell'Autorità di sottoporre a consultazione l'attuazione del Servizio di Liquidità (di seguito Servizio) introdotto dall'articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, e ringrazia per l'opportunità offerta agli operatori di mercato di esprimere le proprie osservazioni in merito.

ENGIE Italia esprime un giudizio complessivamente positivo sull'impostazione delineata dall'Autorità per l'attuazione del Servizio.

Pur condividendo gli obiettivi perseguiti dal provvedimento, si ritiene tuttavia fondamentale che il disegno finale del meccanismo assicuri un adeguato equilibrio tra efficacia regolatoria e sostenibilità operativa. In particolare, appare necessario che gli obblighi posti a carico degli operatori siano accompagnati da regole semplici, certe e coerenti con le effettive condizioni di mercato, evitando che fenomeni di volatilità, indisponibilità infrastrutturali o limiti operativi dei sistemi di negoziazione possano determinare esposizioni economiche non proporzionate rispetto alle responsabilità effettivamente imputabili agli operatori stessi.

In tale contesto, assume particolare rilevanza la definizione di modalità di verifica degli obblighi e di applicazione delle penalità che tengano adeguatamente conto delle dinamiche di mercato e degli eventi non controllabili dagli operatori, nonché la previsione di una remunerazione idonea a riflettere i costi, i rischi e gli impegni richiesti per l'erogazione del servizio. Solo attraverso un quadro regolatorio equilibrato, prevedibile e aderente alle condizioni operative del mercato sarà infatti possibile garantire un'effettiva partecipazione competitiva degli operatori e, conseguentemente, il raggiungimento degli obiettivi perseguiti dalla misura.

Per una trattazione più puntuale delle considerazioni sopra esposte, si rimanda alle risposte fornite ai singoli spunti di osservazione.

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

Ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), del DL 20 febbraio 2026, i soggetti che saranno selezionati nella procedura competitiva svolta da SNAM avranno l'obbligo di *"formulare offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale, in apposite sessioni ad asta, di predefiniti quantitativi di gas naturale a prezzi pari alla somma tra quelli registrati al Title transfer facility (TTF) in orizzonti temporali prossimi a quelli in cui è prevista l'offerta sul mercato italiano e un corrispettivo, funzionale a contenere il rischio di volatilità dei prezzi di mercato, determinato da ciascun operatore selezionato nei limiti di un valore massimo stabilito dall'Autorità stessa"*

Nel complesso, si esprime apprezzamento per la soluzione prospettata dall'Autorità di introdurre una sessione d'asta dedicata sull'MGP-GAS finalizzata all'attuazione del suddetto obbligo di offerta. Tale



intervento appare coerente con l'obiettivo di favorire la formazione di un prezzo trasparente e rappresentativo, nonché di ridurre il rischio di distorsioni nella determinazione del riferimento IGI. L'integrazione operativa con le piattaforme già in uso e l'apertura della partecipazione a tutti gli operatori rappresentano ulteriori elementi positivi in termini di efficienza e contendibilità del mercato.

S 2. 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.

Nessuna osservazione.

S 3. Osservazioni sulle modalità di presentazione delle offerte.

Pur condividendo la soluzione prospettata dall'Autorità di introdurre una sessione d'asta dedicata sull'MGP-GAS per l'attuazione dell'obbligo di offerta, si ritiene opportuno formulare alcune considerazioni con riferimento alle modalità operative di presentazione delle offerte prospettate da codesta Autorità. In particolare, emergono elementi di criticità legati sia all'interazione con la negoziazione continua sia all'effettiva capacità delle piattaforme esistenti di supportare in modo affidabile e tempestivo la gestione dinamica delle offerte, nonché alle modalità di verifica del rispetto degli obblighi. Tali aspetti risultano centrali per garantire un corretto funzionamento del meccanismo, evitando distorsioni di mercato e assicurando condizioni operative certe e sostenibili per gli operatori.

1. Sospensione della negoziazione continua (punto 3.3)

Pur condividendo l'obiettivo di rendere l'IGI index maggiormente rappresentativo delle dinamiche di mercato, si evidenzia che l'ipotesi di sospendere la negoziazione continua, seppur limitatamente ai prodotti Day Ahead e Week-End, nella finestra temporale di svolgimento dell'asta, potrebbe non risultare pienamente coerente con **alcune esigenze degli operatori, quali a titolo di esempio l'ottimizzazione degli stoccaggi e delle capacità di trasporto diverse da quelle oggetto della consultazione**. Pertanto, si auspica che codesta Autorità valuti di non sospendere la negoziazione continua. Diversamente, alla luce delle considerazioni di cui sopra, vi è il rischio che una parte della liquidità relativa ai prodotti DA e WE possa progressivamente spostarsi dal mercato organizzato del GME (attualmente principale polo di liquidità) verso sedi di negoziazione OTC.

Alla luce di quanto sopra, si invita codesta Autorità a valutare soluzioni alternative che consentano lo svolgimento dell'asta preservando, ove possibile, la negoziazione continua, attraverso la coesistenza delle due modalità operative.

2. Valutazione dell'integrazione operativa con le piattaforme esistenti

Si esprime apprezzamento per la scelta di garantire l'integrazione operativa dell'asta con le piattaforme già utilizzate dagli operatori (*Trayport* e piattaforma GME), in quanto tale soluzione consente continuità operativa e riduce gli oneri di adeguamento per gli operatori.

Tuttavia, si ritiene necessario evidenziare la presenza di criticità operative che potrebbero compromettere il corretto funzionamento del meccanismo d'asta. In particolare, l'esperienza operativa degli operatori evidenzia come, nelle attuali piattaforme, non sia sempre disponibile un riscontro immediato e certo

dell'avvenuto caricamento delle offerte. In diversi casi, l'esito dell'inserimento (ovvero se l'offerta sia stata effettivamente accettata dal sistema) è noto con ritardo, circostanza che in condizioni di elevata volatilità dei prezzi può determinare un significativo disallineamento tra il prezzo inserito e le condizioni di mercato effettivamente prevalenti.

Tale criticità assume particolare rilevanza nel contesto del servizio di liquidità, in cui gli operatori sono tenuti a garantire il rispetto puntuale di obblighi di offerta, anche sotto il profilo dei prezzi massimi consentiti (TTF + corrispettivo di volatilità). In presenza di movimenti repentini dell'indice di riferimento (TTF DA o WE), l'operatore può essere indotto a modificare tempestivamente le proprie offerte per evitare di incorrere in penalità. Tuttavia, l'assenza di certezza circa il buon esito delle operazioni di modifica o cancellazione espone l'operatore al rischio di incorrere comunque in inadempienze, anche nel caso in cui abbia agito diligentemente per aggiornare le proprie offerte.

Alla luce di tali elementi, appare necessario potenziare l'infrastruttura tecnologica affinché siano garantiti tempi di risposta certi, accompagnati da una conferma immediata dell'avvenuta acquisizione delle offerte, nonché sia assicurata la piena affidabilità delle funzionalità di modifica e cancellazione in tempo reale.

In coerenza con quanto sopra evidenziato, qualora non sia possibile intervenire efficacemente sulle criticità infrastrutturali e operative descritte in tempo per consentire lo svolgimento dell'asta in parola, potrebbe essere opportuno valutare soluzioni operative diverse, ad esempio meccanismi analoghi alle procedure già in uso per il comparto AGS, ma caratterizzati da maggiore semplicità e rapidità nell'accesso e nella gestione delle offerte, in modo da garantire agli operatori la possibilità di intervenire anche in prossimità della chiusura dell'asta in condizioni di piena certezza operativa.

Tali interventi appaiono imprescindibili per assicurare sia il corretto funzionamento dell'asta sia la sostenibilità degli obblighi in capo agli operatori, anche alla luce dei potenziali impatti economici connessi al sistema di penalità.

3. Modalità di verifica dell'obbligo di offerta (punti 3.10 e 3.11)

La verifica del rispetto dell'obbligo di offerta del servizio di liquidità verrebbe effettuata dal GME in seguito alla chiusura di ciascuna asta svolta su MGP-gas, sulla base del confronto puntuale tra il prezzo offerto da ciascun operatore selezionato e la somma degli indici TTF Day Ahead o Week-End pubblicati da ICIS nel medesimo giorno di svolgimento dell'asta e di un corrispettivo di volatilità che può assumere valori non superiori a 0,5 €/MWh.

In particolare l'utilizzo degli indici TTF Day Ahead o Week-End rilevati successivamente al momento effettivo di formulazione delle offerte potrebbe introdurre elementi di incertezza e di disallineamento. Inoltre una verifica puntuale riferita alla singola asta potrebbe non riflettere pienamente le condizioni di mercato effettivamente osservabili dagli operatori al momento della presentazione delle offerte, esponendoli a rischi di non conformità legati a variabili esogene e alla naturale volatilità dei prezzi.

Tale impostazione appare particolarmente critica in un contesto di elevata variabilità dei prezzi, in cui il corrispettivo di volatilità, fissato a un valore massimo di 0,5 €/MWh, potrebbe risultare non sufficiente a



coprire gli scostamenti anche significativi che si verificano nel breve termine, aumentando il rischio di penalità pur in presenza di comportamenti diligenti da parte degli operatori.

Il tema risulta ancora più rilevante all'aumentare della distanza fra il momento della chiusura dell'asta e la rilevazione ICIS Heren. In tal caso, il maggiore rischio di differenziale di prezzo associato all'adempimento dell'obbligo causerebbe inevitabilmente un incremento del prezzo offerto dagli operatori per il corrispettivo di volatilità. Ne deriverebbe, però, un inevitabile trade-off tra remunerazione del rischio e volumi approvvigionabili: a parità di budget disponibile, premi più elevati ridurrebbero infatti i quantitativi di gas che la misura sarebbe in grado di mobilitare, con possibili effetti sul suo successo complessivo.

Alla luce di tali criticità, si sottopone a codesta Autorità la richiesta di adottare un approccio di verifica meno puntuale e più "smoothed", ad esempio basato su medie calcolate su un orizzonte temporale più ampio (es. mensile), che consenta di valutare il rispetto dell'obbligo in termini complessivi piuttosto che sulla singola sessione d'asta. Un meccanismo di questo tipo permetterebbe di: attenuare gli effetti della volatilità di breve periodo; ridurre il rischio di penalità dovute a scostamenti contingenti; garantire maggiore coerenza tra obbligo regolatorio e condizioni operative effettive; ridurre per conseguenza il costo complessivo per il sistema, consentendo agli operatori di offrire il servizio a condizioni migliori.

Qualora ciò non potesse essere accolto, si propone in alternativa di valutare un incremento significativo del valore massimo del corrispettivo di volatilità, pena l'impossibilità per gli operatori di sottoporre offerte alle condizioni proposte.

S 4. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei ricavi da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto.

Nessuna osservazione.

S 5. Osservazioni in merito alla scelta di applicare la misura al punto di ingresso di Passo Gries.

Nessuna osservazione.

S 6. Osservazioni in merito ai criteri di individuazione e applicazione dei corrispettivi C1 e C2.

Si condivide l'impostazione generale dell'Autorità volta a introdurre corrispettivi (C1 e C2) idonei a disincentivare fenomeni di inadempimento, preservando al contempo condizioni di partecipazione sostenibili per gli operatori, in linea con quanto previsto al paragrafo 6.2. Ciononostante, si ritiene che l'attuale impostazione presenti alcune criticità che, se non adeguatamente indirizzate, potrebbero incidere negativamente sulla partecipazione al meccanismo.

Con riferimento all'applicazione del corrispettivo C1 si rimanda alla risposta allo spunto di consultazione S3.

In relazione alle modalità con le quali sarà verificata l'inadempienza rispetto all'obbligo di offerta e all'obbligo di immissione della quantità di gas naturale ceduta su MGP-GAS, si evidenzia che l'impostazione prospettata al punto 6.4 non distingue tra mancata immissione imputabile all'operatore e indisponibilità dovuta a vincoli fisici (manutenzioni, riduzioni di capacità, congestioni). In tali condizioni, l'operatore non ha la possibilità materiale di adempiere agli obblighi restando comunque esposto all'applicazione dei corrispettivi.

Si rileva inoltre che i costi associati alla capacità di trasporto, inclusi quelli relativi al tratto upstream, sono integralmente a carico dell'operatore, indipendentemente dall'effettiva possibilità di utilizzo della capacità stessa.

Pertanto, in assenza di opportuni correttivi, l'operatore si troverebbe esposto a un duplice impatto economico derivante sia dal sostenimento dei costi di capacità di trasporto sia dall'applicazione dei corrispettivi C1 e C2, con conseguente incremento significativo del rischio associato all'erogazione del servizio di liquidità.

Alla luce di quanto sopra, ENGIE ritiene fondamentale (i) sia introdotta una chiara distinzione tra inadempienze imputabili all'operatore ed eventi di indisponibilità non controllabili; (ii) i costi sostenuti per la capacità di trasporto necessaria all'erogazione del servizio siano adeguatamente riflessi nella remunerazione riconosciuta; e (iii) sia esclusa l'applicazione dei corrispettivi C1 e C2 in presenza di eventi riconducibili a indisponibilità infrastrutturali non imputabili all'operatore.

Infine, con riferimento a quanto prospettato al punto 6.4, si rileva la necessità di chiarire le modalità operative di verifica dell'adempimento all'obbligo di immissione. In particolare, non risulta definito il grado di flessibilità riconosciuto agli operatori nella fase successiva alla programmazione dei quantitativi. Al riguardo, si auspica che sia espressamente prevista la possibilità di effettuare modifiche intraday (rinomine) ai quantitativi inizialmente programmati e che vengano chiariti gli effetti di eventuali riduzioni delle nomination intraday ai fini della verifica dell'adempimento. Sarebbe inoltre opportuno specificare se tale verifica venga effettuata sulla base della programmazione iniziale ovvero dei quantitativi effettivamente immessi.

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

Con riferimento ai **requisiti di partecipazione di cui al Capitolo 7**, si condivide l'impostazione generale volta a garantire un accesso ampio e non discriminatorio alla procedura, nonché condizioni di parità tra operatori, in particolare in relazione all'accesso alla capacità di trasporto sulla tratta svizzera.

Tuttavia, con riferimento all'obbligo di avere capacità di trasporto con il TSO svizzero, si evidenzia la necessità che **l'impostazione prospettata – che appare riferita alla singola entità legale titolare del contratto di trasporto e dei diritti di capacità** – renda possibile la partecipazione di gruppi societari, come ENGIE, che operano tra Italia e Svizzera con entità legali distinte: una società del gruppo (nel caso specifico ENGIE SA) detiene il contratto di trasporto sulla tratta Transitgas, mentre un'altra società (nel caso specifico ENGIE Italia) gestisce l'entry point Passo Gries e opera sul mercato PSV.

In assenza di un riconoscimento esplicito di questa articolazione societaria, operatori che dispongono complessivamente di tutti i requisiti potrebbero non risultare idonei alla partecipazione per motivi puramente formali legati alla separazione tra le entità legali nell'ambito del medesimo gruppo societario.

Con riferimento alla **garanzia da presentare al momento della partecipazione all'asta**, commisurata al costo degli impegni di trasporto oggetto di sottoscrizione, si ritiene fondamentale che gli operatori siano messi nelle condizioni di presentare le garanzie utilizzando le medesime forme, ovvero combinazioni delle stesse, previste dal Codice di Rete Snam per la copertura delle obbligazioni derivanti dalla sottoscrizione dei

contratti di trasporto. Ciò al fine di garantire coerenza regolatoria, parità di trattamento tra operatori e allineamento con prassi operative già consolidate nel settore.

In particolare, si evidenzia che le tempistiche previste per lo svolgimento della prima asta di assegnazione del servizio – indicativamente nel mese di settembre – potrebbero risultare particolarmente sfidanti qualora la pubblicazione della procedura avvenisse nel mese di luglio. La presenza del periodo estivo, con il mese di agosto tradizionalmente caratterizzato da una ridotta operatività degli intermediari finanziari, comporta un allungamento significativo dei tempi necessari per l'emissione delle garanzie bancarie, inclusa la loro formalizzazione tramite circuito SWIFT. Alla luce di tali criticità operative, si ritiene opportuno prevedere, tra le modalità ammissibili di prestazione della garanzia, anche il deposito cauzionale, quale strumento caratterizzato da maggiore rapidità e flessibilità di attivazione (mediamente nell'ordine di pochi giorni lavorativi, compatibilmente con l'importo richiesto) e un'efficace alternativa nei casi in cui l'emissione di garanzie bancarie subisca ritardi.

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

Per ulteriori considerazioni sul corrispettivo di volatilità e le modalità di verifica dell'inadempienza all'obbligo di offerta si rimanda alla risposta al quesito S3.

Con riferimento all'intenzione dell'Autorità di definire un **valore massimo alla somma del premio e del corrispettivo di volatilità**, si ritiene che tale valore debba garantire un adeguato incentivo alla partecipazione, assicurando la copertura dei costi sostenuti e del rischio assunto. Pur condividendo l'esigenza di contenere l'esposizione economica della misura e di rispettare il vincolo di budget, si ritiene che il suddetto valore massimo non dovrebbe essere parametrato al solo costo della catena logistica, specialmente nel caso di allocazione di un servizio su base annuale. Un'impostazione di questo tipo potrebbe ridurre l'attrattività del meccanismo, poiché agli operatori verrebbe richiesto di sostenere complessità operative, impegni contrattuali e rischi rilevanti senza alcuna prospettiva di remunerazione aggiuntiva.

In altri termini, al fine di incentivare una partecipazione effettiva e competitiva al meccanismo, sarebbe necessario che, nella determinazione del suddetto valore massimo, si tenesse conto dei costi effettivi della catena logistica di approvvigionamento sull'intera tratta, distinguendo tra conferimenti annuali e infrannuali, per i quali la regolazione vigente prevede l'applicazione di specifici moltiplicatori. Dovrebbero inoltre essere considerati la durata del servizio, anche in relazione alle differenti strutture di costo dei prodotti annuali e infrannuali, nonché un margine adeguato a remunerare gli impegni assunti dall'operatore.

Con riferimento alle aste per l'assegnazione del servizio su base infrannuale, si evidenzia inoltre l'opportunità di prevedere premi commisurati ai maggiori costi sostenuti per l'acquisizione della capacità di trasporto e corrispettivi di volatilità differenziati in funzione del trimestre o del mese di riferimento del servizio.

S 9. Osservazioni in merito ad altri criteri da utilizzare per calcolare il tetto massimo (ad es. valore medio del differenziale tra PSV-TTF)

Nessuna osservazione

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

Nessuna osservazione.

S 11. Osservazioni in merito alle modalità di calcolo del fabbisogno da approvvigionare tramite il servizio di liquidità

Nessuna osservazione.

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

In relazione alle possibili soluzioni per raggiungere l'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco, si ritiene utile che codesta Autorità orienti la propria riflessione verso modelli già consolidati in altri settori energetici, in particolare quello elettrico, dove il livello di integrazione tra i diversi sistemi è oggi particolarmente avanzato.

In questa prospettiva, una prima soluzione potenzialmente efficace potrebbe ispirarsi ai meccanismi già utilizzati nel mercato elettrico europeo per l'allocazione della capacità transfrontaliera di lungo periodo. Tali meccanismi prevedono che i TSO dei diversi Paesi europei collaborino tra loro per mettere a disposizione degli operatori capacità transfrontaliera in modo coordinato. Tale capacità viene allocata tipicamente su base annuale o con prodotti strutturati e coordinati, tramite aste esplicite. I ricavi derivanti dall'allocazione vengono condivisi tra i TSO secondo accordi predefiniti (cd. revenue sharing), senza la necessità di garantire il recupero puntuale delle tariffe regolate su ciascuna infrastruttura.

L'applicazione di un approccio simile al settore del gas, ad esempio lungo il corridoio Italia–Svizzera–Germania e in particolare al punto di Passo Gries, potrebbe contribuire a superare il problema del cosiddetto pancaking tariffario, cioè il cumulo dei costi di trasporto tra diversi sistemi nazionali. Allo stesso tempo, si favorirebbe una formazione del prezzo della capacità più efficiente, determinata dal mercato, con il risultato di facilitare flussi di gas più liberi ed economicamente efficienti tra i diversi Paesi.

In continuità con questa prima direttrice di intervento, è possibile ipotizzare un ulteriore livello di integrazione basato su meccanismi di allocazione implicita della capacità su orizzonti temporali di breve termine. Nel settore elettrico questi meccanismi consentono di allocare congiuntamente capacità di trasporto ed energia (attraverso il cosiddetto market coupling), attribuendo ai TSO un ruolo più attivo anche nella gestione operativa, come ad esempio le nomination. Il risultato è una significativa riduzione degli oneri operativi per gli utenti. Anche nel gas, una possibile evoluzione in questa direzione potrebbe consentire di rafforzare ulteriormente l'integrazione tra mercati.

Tuttavia, i suddetti modelli non risultano immediatamente applicabili al settore del gas naturale, poiché è necessario tenere conto delle specificità e complessità che lo caratterizzano. A differenza dell'elettricità, che





è una commodity omogenea, il gas naturale richiede il rispetto di specifiche tecniche legate alla qualità della molecola, come il potere calorifico, la composizione e la densità. Inoltre, la gestione dei flussi di gas è più vincolata da aspetti fisici e operativi della rete. Questi elementi introducono rigidità che possono limitare la piena applicabilità di modelli analoghi a quelli del mercato elettrico.

In conclusione, un percorso realistico verso l'integrazione dei mercati del gas potrebbe partire da forme di coordinamento rafforzato tra TSO, come l'offerta congiunta di capacità e la condivisione dei ricavi, per poi evolvere gradualmente, laddove possibile, verso meccanismi più avanzati di allocazione implicita. Tale approccio consentirebbe di ottenere benefici concreti in termini di efficienza e integrazione, pur tenendo conto delle specificità tecniche del settore gas.

