



Spettabile
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Piazza Cavour 5
20121 Milano
c.a. Direzione Mercati Energia

Da: **TTEP Italia S.p.A.** (soggetta a direzione e coordinamento di TTEP B.V.)

Roma, 6 luglio 2026

Osservazioni di TTEP Italia S.p.A. al Documento di Consultazione del 3 giugno 2026 n. 198/2026/R/gas: Attuazione del “Servizio di liquidità”, di cui all’art.10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21

Prendiamo atto degli orientamenti dell’Autorità in merito all’attuazione delle misure previste dall’articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 (cd. *DL Bollette*), valutando nel complesso positivamente gli strumenti introdotti per perseguire gli obiettivi di riduzione del differenziale di prezzo tra PSV e TTF e di mitigazione degli effetti del *pancaking* tariffario.

Infatti, il disallineamento tra i risultati registrati sul mercato olandese del TTF e i prezzi che si formano sull’hub italiano ha rappresentato storicamente una penalizzazione per i clienti finali nazionali, sia per quanto riguarda i prelievi di gas naturale sia relativamente ai prelievi di energia elettrica. In tal senso, il servizio di liquidità oggetto del documento di consultazione, se ben calibrato, si pone come un utile strumento per correggere questa problematica strutturale del mercato.

Tuttavia, è a nostro avviso necessario che il meccanismo sia disegnato in modo tale da **non produrre effetti distorsivi** sul mercato del gas a pronti italiano e, indirettamente, sul mercato dell’energia elettrica all’ingrosso.

Nel caso del mercato gas nazionale, è importante garantire che, in corrispondenza dell’avvio del servizio di liquidità, vi sia un sufficiente livello di partecipazione, contrattualizzando adeguati quantitativi di gas da rendere disponibili al PSV e, quindi, da offrire obbligatoriamente in vendita nell’asta a prezzo marginale che sarà introdotta sul MGP-GAS. Questo è essenziale per assicurare che vi sia un sufficiente livello di offerta nell’asta integrata su MGP-GAS, al fine di evitare che l’aumento atteso di domanda nell’asta produca un prezzo di equilibrio superiore rispetto a quello che si otterrebbe in assenza del servizio stesso: l’effetto risultante, in questo caso, sarebbe esattamente opposto rispetto all’obiettivo che si intende raggiungere con l’introduzione della



misura, generando una distorsione nei prezzi in esito alle contrattazioni e nella valorizzazione dell'indice IGI.

Riteniamo, dunque, fondamentale calibrare opportunamente il tetto massimo alla somma del premio previsto per il servizio di liquidità e del relativo corrispettivo di volatilità, in modo da rendere il meccanismo sufficientemente attrattivo per gli operatori, massimizzando l'efficacia complessiva della misura.

Inoltre, nell'ottica di massimizzare e rendere strutturale il beneficio atteso sul mercato del gas, incrementandone la liquidità nel lungo periodo una volta esauritosi il servizio previsto dal DL Bollette, si potrebbe valutare l'opportunità di estendere l'asta multilaterale a prezzo marginale sull'intero perimetro del MGP-GAS, in sostituzione delle sessioni in negoziazione continua. In questo modo, si eviterebbe la concentrazione delle contrattazioni in una sola finestra di mercato e, allo stesso tempo, si limiterebbe il rischio di ridurre la liquidità delle sessioni in negoziazione continua durante il restante arco della giornata.

Eventualmente, in questo scenario di riassetto del mercato del gas, sarebbe auspicabile un allineamento temporale tra le sessioni del MGP-GAS e l'asta del Mercato del Giorno Prima dell'energia elettrica: l'asincronismo dei due mercati, unitamente allo sfasamento del giorno gas rispetto alla delivery del mercato power, genera un rischio prezzo strutturale nella presentazione delle offerte sul MGP, dal momento che gli operatori di mercato risultano esposti alla volatilità delle contrattazioni gas.

Per quanto riguarda possibili effetti indiretti della misura sul mercato elettrico, riteniamo opportuno anche in questo caso scongiurare i rischi di distorsioni indotte dal meccanismo. In particolare, vi è il rischio di introdurre delle distorsioni ai fini delle valutazioni delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica – di cui all'articolo 6, comma 1, del DL Bollette. Tale comma, infatti, prevede che gli unici motivi economici legittimi per offrire su MGP ad un prezzo superiore al costo marginale siano i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione. In altre parole, si richiede di presentare offerte di vendita sul MGP a un prezzo non superiore al proprio costo marginale.

Tuttavia, in un contesto ben lontano dalle ipotesi di un mercato in concorrenza perfetta, è possibile che il costo marginale di generazione per un impianto termoelettrico a gas possa risultare superiore a un ipotetico costo variabile standard definito dall'Autorità, a causa di molteplici e complessi elementi, tra cui: vincoli tecnici o contrattuali, tempi e costi di avviamento, rischi di mercato, etc. Ad esempio, si consideri il caso in cui il costo della materia prima per l'operatore sia stato fissato durante la fase in negoziazione continua del MGP-GAS, dal momento che non è riuscito ad acquistare gas durante la sessione ad asta marginale su MGP-GAS, nella quale il prezzo atteso è ragionevolmente inferiore (a causa l'obbligo previsto dal servizio di liquidità).

Pertanto, se l'eventuale costo variabile standard sarà correlato in qualche modo ai prezzi in esito all'asta integrata su MGP-GAS, in applicazione del servizio di liquidità, c'è il rischio di sottostimare il reale costo marginale di un generico impianto termoelettrico a gas.

Auspichiamo, quindi, che l'Autorità tenga debitamente conto di questi ragionamenti nella definizione dei provvedimenti richiesti dall'articolo 6, comma 1 del decreto-legge, parallelamente all'introduzione del servizio di liquidità.