

**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”**

*Documento per la consultazione*  
Mercato di incidenza: gas naturale

*3 giugno 2026*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione descrive gli orientamenti dell’Autorità relativi all’implementazione del servizio di liquidità di cui all’articolo 10, comma 1 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante “Misure urgenti per la riduzione del costo dell’energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico”. Inoltre, il presente documento per la consultazione presenta i primi orientamenti sulla proposta di integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco di cui all’articolo 10, comma 3 del medesimo decreto.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità o, in alternativa, all’indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) entro il **6 luglio 2026**, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

*Si rinvia all’Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l’indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.*

*Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell’Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.*

*I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell’Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati. In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

**Direzione Mercati Energia**

piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano

tel. 02.655.65.290

pec: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)

sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

### **ai sensi dell'articolo 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)**

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

#### **1. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail: [rp@arera.it](mailto:rp@arera.it), oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

#### **2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento**

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

#### **3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

#### **4. Tempi di conservazione**

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

#### **5. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

#### **6. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

## INDICE

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>5</b>
1. Quadro normativo .....	5
2. Contesto di riferimento .....	7
<b>PARTE II DESCRIZIONE DEL SERVIZIO DI LIQUIDITA' .....</b>	<b>16</b>
3. Individuazione delle sessioni ad asta e delle modalità di formulazione delle offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale .....	16
4. Modalità di determinazione dei ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto di gas naturale.....	19
5. Individuazione di uno o più punti d'entrata nella rete nazionale dei gasdotti presso i quali gli operatori selezionati hanno l'obbligo di immettere la quantità eventualmente ceduta .....	20
6. Disposizioni applicabili in caso di inadempienza del soggetto aggiudicatario nell'esecuzione del contratto .....	21
<b>PARTE III AGGIUDICAZIONE DEL SERVIZIO.....</b>	<b>22</b>
7. Requisiti per la partecipazione alla procedura di selezione .....	22
8. Contenuto dell'offerta e livelli massimi delle relative grandezze economiche .	23
9. Modalità di selezione delle offerte .....	25
10. Obblighi informativi in capo all'impresa maggiore di trasporto.....	26
<b>PARTE IV FABBISOGNO DI GAS NATURALE OGGETTO DEGLI OBBLIGHI DI OFFERTA.....</b>	<b>26</b>
11. Criteri di definizione del fabbisogno.....	26
<b>PARTE V PRIMI ORIENTAMENTI SULLA PROPOSTA DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI.....</b>	<b>29</b>
12. Avvio di riflessioni sull'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco .....	29

## PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

### 1. Quadro normativo

- 1.1 Con il presente documento per la consultazione si presentano gli orientamenti dell’Autorità in merito all’attuazione delle misure previste dall’articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 recante *“Misure urgenti per la riduzione del costo dell’energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico”*, convertito, con modificazioni, con la legge 10 aprile 2026, n. 49 (di seguito DL 20 febbraio 2026), finalizzate a promuovere la concorrenza e l’integrazione dei mercati all’ingrosso del gas.
- 1.2 In particolare, il suddetto articolo 10 prevede che l’Autorità introduca un servizio di liquidità (di seguito anche: servizio o misura) caratterizzato dai seguenti aspetti:
- a) *“la sottoscrizione di contratti, tra l’impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana e operatori selezionati mediante procedure competitive svolte sulla base di criteri e modalità stabiliti dall’Autorità stessa, che prevedono:*
- 1) *il diritto degli operatori selezionati di ricevere, da parte dell’impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, un premio determinato in esito alle procedure competitive;*
  - 2) *l’obbligo, a carico degli operatori selezionati, di formulare offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale, in apposite sessioni ad asta, di predefiniti quantitativi giornalieri 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;*
  - 3) *l’obbligo, a carico degli operatori selezionati, di riconoscere, in favore dell’impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, gli eventuali ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale di cui al numero 2) ed eccedenti quelli corrispondenti al prezzo di offerta di cui al medesimo numero;*
  - 4) *l’obbligo, a carico degli operatori selezionati, di immettere, da uno o più punti d’entrata nella rete nazionale dei gasdotti, individuati dall’Autorità stessa, la quantità eventualmente ceduta in adempimento agli obblighi di cui al numero 2);*

*b) la definizione, da parte dell’Autorità stessa, di un fabbisogno di gas naturale oggetto degli obblighi di offerta sui mercati a pronti di cui alla lettera a), numero 2), anche differenziato a livello infra-annuale”.*

- 1.3 Il medesimo articolo 10, al comma 1, specifica che l’obiettivo del servizio di liquidità è *“promuovere la concorrenza nel mercato nazionale del gas naturale all’ingrosso e la piena integrazione del mercato medesimo nel mercato interno europeo”*.
- 1.4 Il medesimo articolo, inoltre, al comma 2 precisa che, per la copertura dei costi associati al servizio di liquidità, l’Autorità ricorra alle risorse provenienti dalla vendita da parte dell’impresa maggiore di trasporto del gas stoccato ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022 (c.d. gas di ultima istanza) nel limite massimo di spesa di 200 milioni di euro. A tal fine, l’Autorità dovrà stabilire dei limiti massimi in termini di volumi e durata dei contratti oggetto del servizio di liquidità. Eventuali proventi derivanti dal medesimo servizio dovranno essere destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.
- 1.5 Infine, al comma 3, si dà mandato all’Autorità di presentare, al Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero.

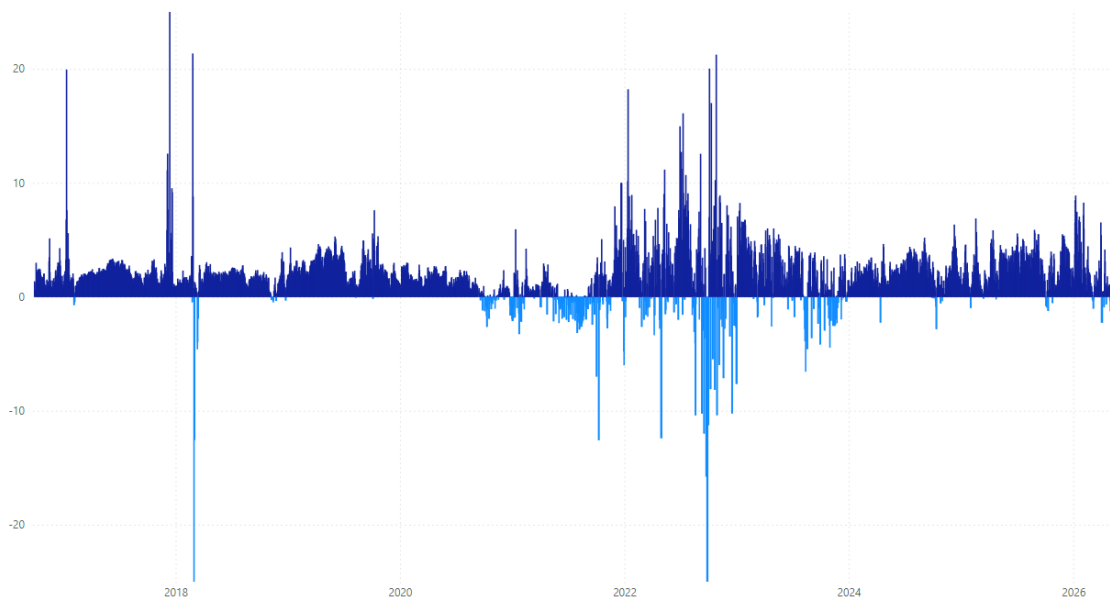
## **2. Contesto di riferimento**

- 2.1 Fin dal c.d. “primo pacchetto energia”, la regolazione europea dei mercati del gas naturale è stata oggetto di un’evoluzione finalizzata alla creazione di un mercato interno sempre più integrato, concorrenziale e trasparente. Questo processo si è sviluppato principalmente attraverso l’adozione di regole che hanno progressivamente armonizzato le condizioni di accesso alle infrastrutture, di gestione della capacità e le metodologie tariffarie.
- 2.2 Uno degli elementi centrali di tale evoluzione è stato il passaggio a modelli di mercato basati su sistemi *“entry-exit”*, nei quali gli operatori possono prenotare separatamente capacità in entrata e in uscita dalle reti di trasporto, senza vincoli rigidi sui percorsi fisici del gas. Questo approccio ha favorito una maggiore flessibilità contribuendo alla formazione di *hub* europei del gas sempre più liquidi e interconnessi.
- 2.3 Come risultato delle suddette regole europee, si è osservata una progressiva convergenza dei prezzi del gas tra i diversi mercati nazionali europei. Tuttavia, questa convergenza non è riuscita ad eliminare completamente i differenziali di prezzo che sono in larga parte riconducibili a due fattori principali: *i)* la direzione dei flussi di gas; *ii)* la stratificazione dei costi di trasporto (c.d. “effetto

*pancaking*<sup>1</sup>). Questi fattori, anche in un mercato integrato, contribuiscono a mantenere un differenziale di prezzo tra gli *hub* del gas.

- 2.4 Per quanto riguarda l'Italia, il prezzo del gas che si forma al Punto di Scambio Virtuale (PSV) è fortemente influenzato dai risultati registrati sul mercato olandese del *Title Transfer Facility* (TTF). Il TTF, infatti, è il principale *hub* europeo di riferimento per la formazione dei prezzi del gas, in quanto l'elevata liquidità e trasparenza che lo caratterizzano lo rendono particolarmente affidabile e rappresentativo delle condizioni di domanda e offerta del gas a livello europeo.
- 2.5 Il prezzo al PSV, quindi, è correlato al prezzo del TTF, ma, come evidenziato anche nella relazione tecnica di accompagnamento al DL 20 febbraio 2026, presenta storicamente dei livelli mediamente più elevati che riflettono le specificità del sistema italiano ed in particolare i costi di trasporto lungo le rotte che dal Nord Europa arrivano in Italia.

Spread PSV TTF - €/MWh

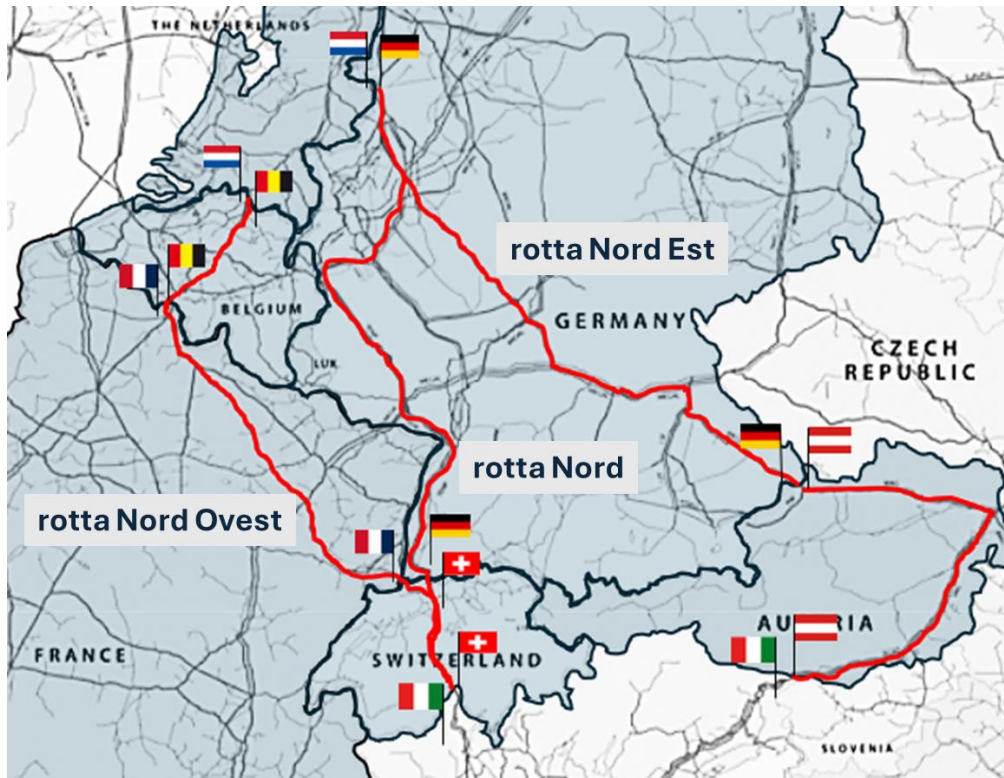


- 2.6 L'andamento dello spread tra il prezzo del gas al PSV e quello al TTF rappresenta un indicatore chiave dell'efficienza e dell'integrazione tra i mercati italiano ed europeo del gas, nonché delle specificità infrastrutturali italiane. Come si osserva dal grafico sopra, nel periodo compreso tra il 2017 e il 2019 lo spread si mantiene prevalentemente positivo evidenziando il tradizionale premio del mercato italiano

<sup>1</sup> Tale effetto si verifica quando un flusso che attraversa più sistemi di trasporto (aree entry-exit con tariffe diverse) è soggetto alla somma delle tariffe applicate in ciascun tratto della rete. In presenza di sistemi tariffari separati, infatti, ogni attraversamento di un'area *entry-exit* comporta un costo aggiuntivo, indipendente dagli altri.

rispetto al *benchmark* olandese. Nel 2020, in piena pandemia da COVID-19 in un contesto in cui la domanda di gas risultava fortemente depressa e l'offerta abbondante, si è registrata una convergenza di prezzo tra il PSV e il TTF e uno spread a livelli minimi. A partire dal 2021, con la ripresa economica globale, si è assistito a un progressivo aumento della domanda di gas naturale, accompagnato da prime criticità lato offerta, derivati anche da livelli di riempimento degli stoccaggi inferiori alla media. In tale contesto, si registra, già nel 2021 e soprattutto nel corso del 2022, una brusca esplosione della volatilità: lo spread, oltre ad ampliarsi, ha mostrato maggiore irregolarità assumendo anche valori di segno opposto (TTF a premio sul PSV) rispetto all'andamento storico. Questa dinamica è stata causata dalla crisi energetica europea legata alla progressiva riduzione delle forniture russe e alle tensioni geopolitiche associate al conflitto in Ucraina. A partire dalla fine del 2023, si osserva una progressiva normalizzazione dei prezzi e della volatilità dei mercati dovuta a nuovi equilibri globali, alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, soprattutto tramite LNG, e al rafforzamento delle politiche energetiche europee. Tuttavia, lo spread PSV-TTF non si riduce fino ai livelli pre-crisi (nel periodo 2016-2020 la media dello spread calcolata considerando il prodotto *day-ahead* e *week-end* risulta 1,76 €/MWh e nel biennio 2024-2025 risulta 2,2 €/MWh) anche a fronte di un incremento dei costi logistici.

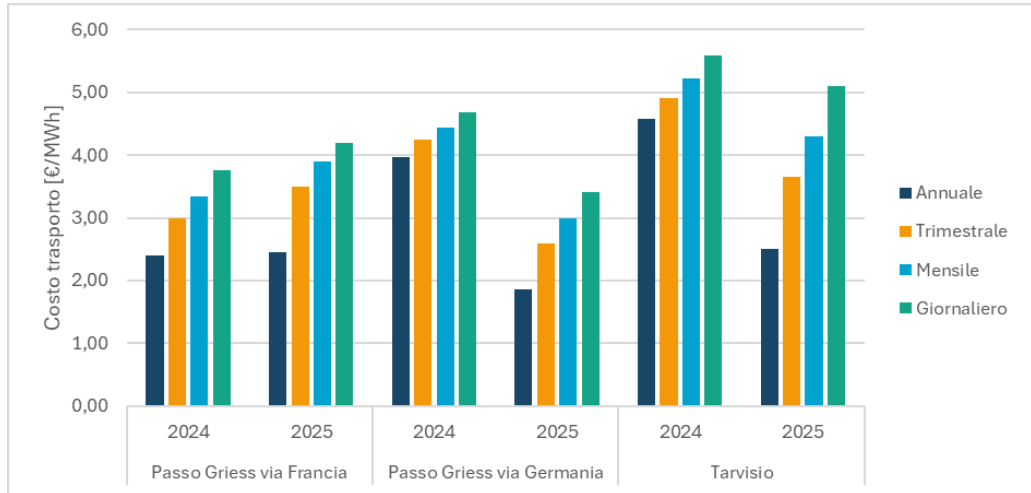
- 2.7 Possono essere distinte tre rotte principali che collegano il TTF, *hub* del sistema olandese, al PSV:
- a) una rotta Nord Ovest che passa attraverso i sistemi belga, francese e svizzero con punto di entrata nel sistema nazionale dei gasdotti a passo Gries;
  - b) una rotta Nord che passa attraverso i sistemi tedesco e svizzero con punto di entrata nel sistema nazionale dei gasdotti a Passo Gries;
  - c) una rotta Nord Est che passa attraverso i sistemi tedesco e austriaco con punto di entrata nel sistema nazionale dei gasdotti a Tarvisio.



**Figura 1: rotte principali di collegamento tra il sistema italiano ed il Nord Europa**

- 2.8 Il costo del trasporto su tali rotte cresce anche con il diminuire della durata del conferimento della capacità. Nel grafico che segue sono mostrati i costi medi per il trasporto dal TTF al PSV per le suddette rotte di entrata in Italia e per i diversi prodotti di capacità per gli anni 2024 e 2025. I valori mostrati sono stati ricavati dalle pubblicazioni di Prisma<sup>2</sup>, sono riportati in €/MWh e includono gli eventuali costi variabili (fra i quali anche la *neutrality charge* tedesca applicata sino al 31 dicembre 2024). Per le tratte con ingresso a Passo Gries non è incluso il costo di trasporto della tratta svizzera (la relativa capacità di trasporto non è offerta su Prisma).

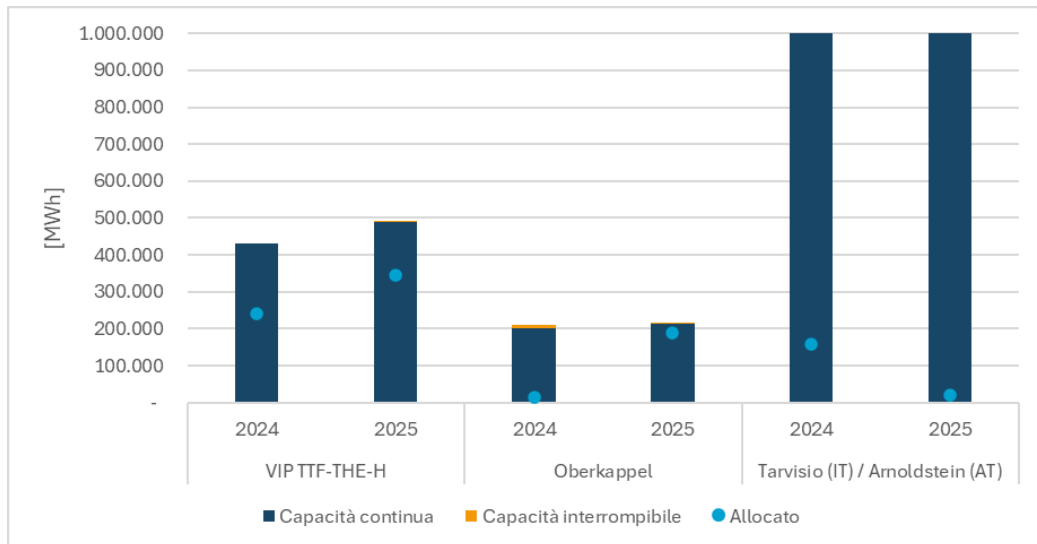
<sup>2</sup> La piattaforma PRISMA (*PRISMA European Capacity Platform*) è il principale sistema europeo per l'allocazione della capacità di trasporto del gas ai punti di interconnessione tra reti nazionali.



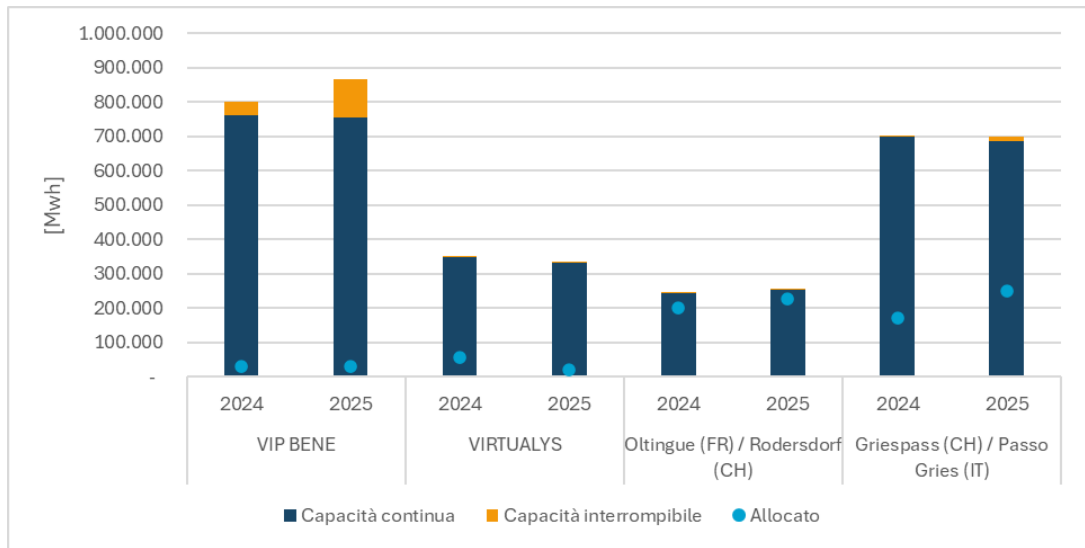
**Grafico 1: Valore medio negli anni 2024 e 2025 del costo di trasporto delle diverse rotte per prodotti di capacità annuali e infrannuali. Non è incluso il costo attraverso la Svizzera.**

2.9 Come richiamato sempre nella relazione tecnica di accompagnamento al DL 20 febbraio 2026, l'effetto *pancaking* per il mercato italiano è particolarmente evidente in quanto, per soddisfare la domanda di gas italiana, è necessario importare dal Nord Europa quantità marginali di gas naturale, che finiscono per determinare il prezzo di mercato per tutte le quantità negoziate in Italia.

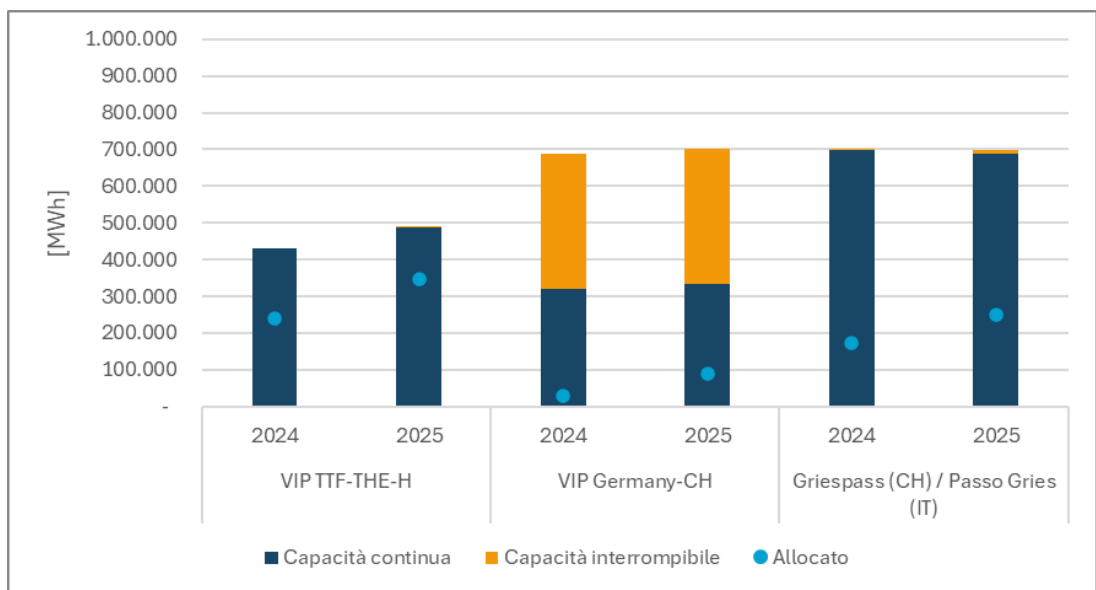
2.10 Nei grafici che seguono è rappresentata la capacità giornaliera continua e interrompibile e la media giornaliera del volume allocato nel 2024 e nel 2025 presso i punti di interconnessione tra i diversi sistemi attraversati dalle rotte sopra individuate.



**Grafico 2: Capacità e volumi allocati per la rotta Nord Est negli anni 2024 e 2025**



**Grafico 3: Capacità e volumi allocati per la rotta Nord Ovest negli anni 2024 e 2025**

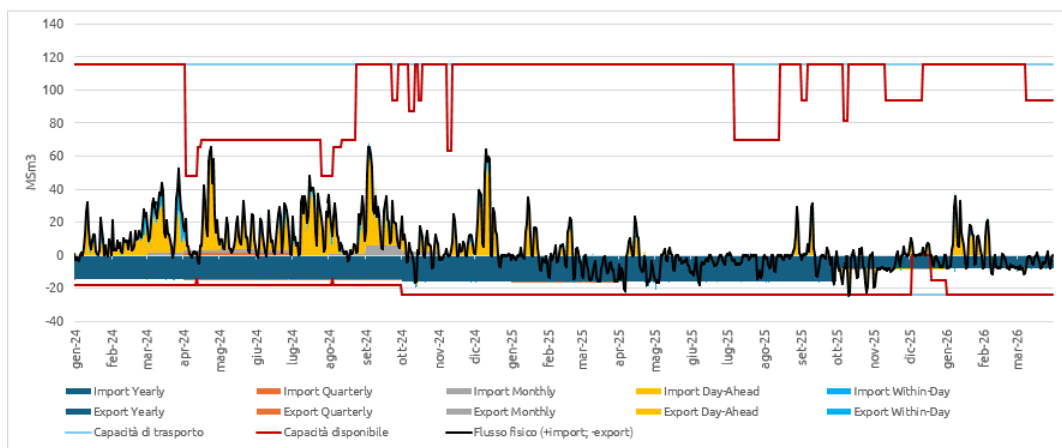


**Grafico 4: Capacità e volumi allocati per la rotta Nord negli anni 2024 e 2025.**

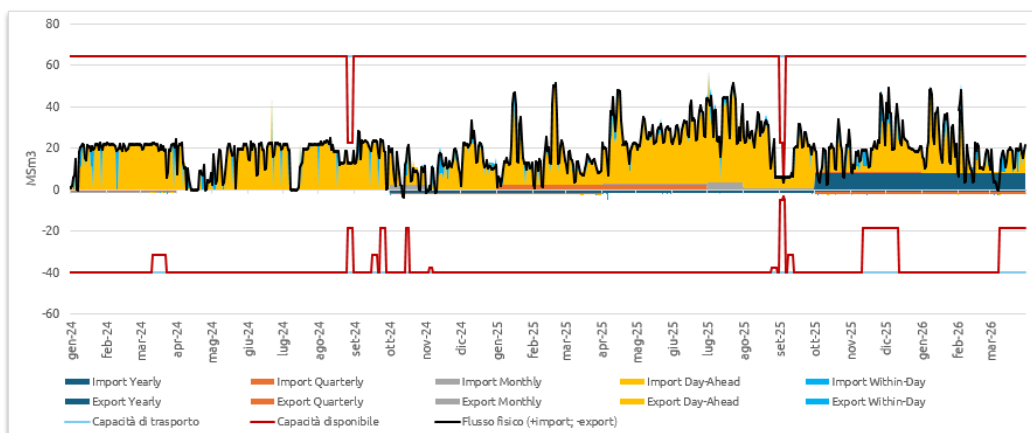
2.11 I grafici sopra riportati evidenziano che a partire dal 2025, lungo la rotta Nord Est, vi è stato un incremento dell'utilizzo del Punto di Oberkappel all'interconnessione tra i sistemi tedesco e austriaco e una contestuale riduzione dell'immissione di gas nel sistema presso il punto di Tarvisio. Nel medesimo punto nel 2025 il saldo netto tra immissioni ed esportazioni è stato negativo: sono stati importati 657 Mmc ed esportati 1720 Mmc. Nello stesso anno, da Passo Gries sono stati importati 8493 Mmc e non c'è stata nessuna esportazione. Tale dinamica può

essere ricondotta ai cambiamenti strutturali nei flussi di approvvigionamento europei derivanti dalla cessazione del transito del gas russo attraverso l'Ucraina a partire dal 1° gennaio 2025 che ha richiesto l'incremento dei flussi da ovest e da sud per alimentare il mercato austriaco e degli altri paesi dell'est.

2.12 Nei seguenti grafici è illustrato l'andamento giornaliero dal 2024 delle capacità conferite e utilizzate presso i punti di Passo Gries e Tarvisio (sia in entrata che, con segno negativo, in uscita). Si evidenzia un andamento delle immissioni piuttosto variabile a fronte di una capacità prevalentemente allocata su base giornaliera (caratterizzata, come si è detto, da un costo unitario maggiore rispetto ai conferimenti di più lunga durata). Solo a Passo Gries risulta conferita, a partire dall'ottobre 2025, capacità su base annuale.

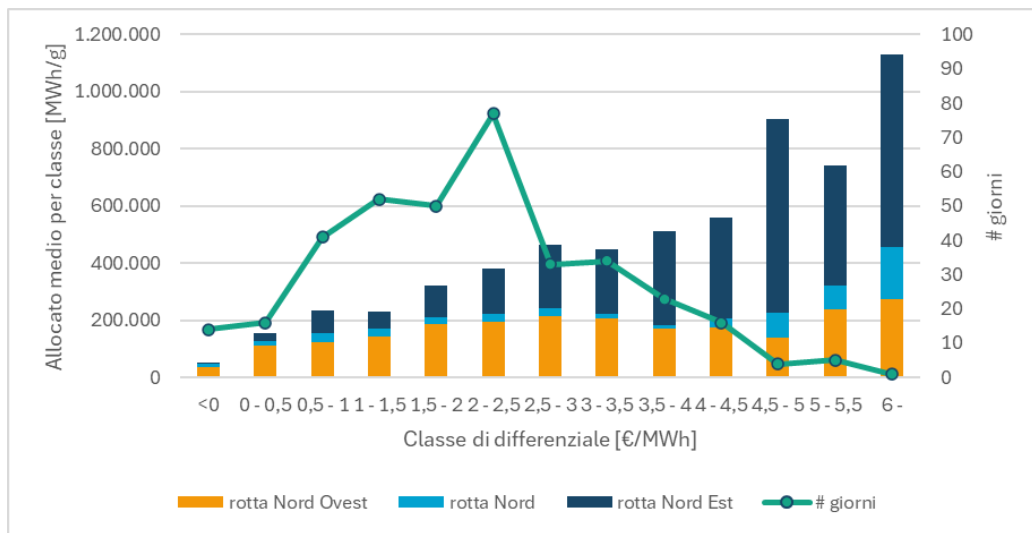


**Grafico 5: Capacità tecniche disponibili e conferite secondo i vari prodotti ed allocato fisico presso il Punto di Tarvisio. Le capacità in uscita dalla rete nazionale dei gasdotti sono indicate con valori negativi.**

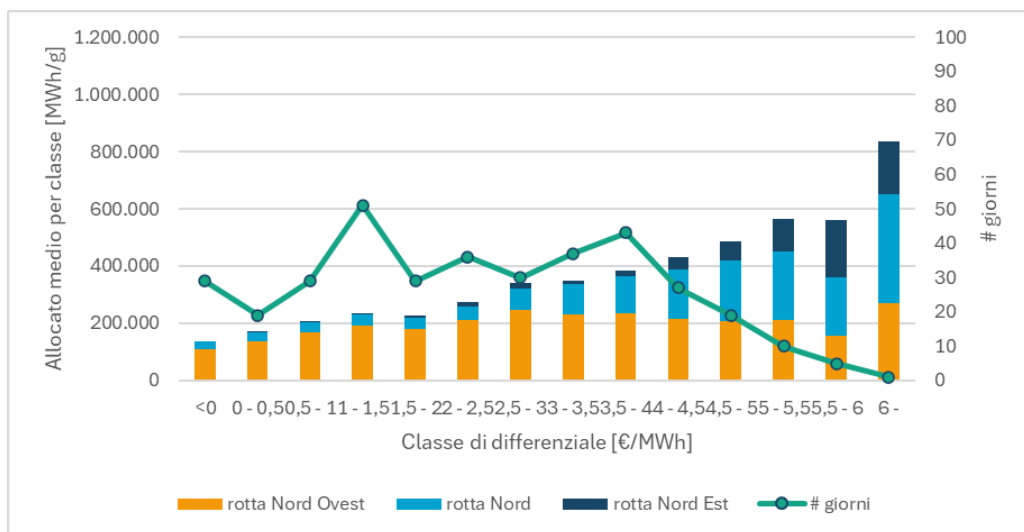


**Grafico 6: Capacità tecniche disponibili e conferite secondo i vari prodotti ed allocato fisico presso il Punto Gries. Le capacità in uscita dalla rete nazionale dei gasdotti sono indicate con valori negativi.**

- 2.13 In effetti, come si evidenzia nei grafici che seguono, le immissioni da Nord sono fortemente correlate al differenziale PSV-TTF (maggiore è il differenziale, maggiore è il volume immesso). Più nel dettaglio, nei grafici sono messi in correlazione i flussi osservati presso i punti di entrata di Oltingue in Francia e Wallbach in Germania, che alimentano il gasdotto Transitgas interconnesso con il sistema italiano a Passo Gries attraverso la Svizzera e Tarvisio, con il differenziale di prezzo tra il PSV e il TTF negli anni 2024 e 2025.
- 2.14 Il differenziale di prezzo è calcolato per ciascun giorno dell'anno come differenza dei prezzi dei prodotti *Day Ahead* se presenti ovvero del prodotto *Weekend* con consegna nel medesimo giorno. Nel 2024 il differenziale medio è stato pari a 2,06 €/MWh mentre nel 2025 è risultato più alto e pari a 2,33 €/MWh.



**Grafico 7: Anno 2024**



**Grafico 8: Anno 2025**

- 2.15 Alla luce del contesto di riferimento sopra descritto, nel presente documento per la consultazione saranno presentati gli aspetti del servizio liquidità che l'articolo 10 del DL 26 febbraio 2026 prevede siano definiti dall'Autorità o che è comunque necessario siano precisati per l'avvio del meccanismo. Tali aspetti riguardano sia l'oggetto del servizio, ossia previsioni da dettagliare nei contratti sottoscritti tra l'impresa maggiore di trasporto e gli operatori selezionati, che i criteri e le modalità delle procedure competitive per la selezione da parte dell'impresa maggiore di trasporto degli operatori con cui sottoscrivere i medesimi contratti.
- 2.16 Gli aspetti da definire relativi alla descrizione del servizio saranno trattati nella Parte II. Essi riguardano:
- 1) l'individuazione delle sessioni ad asta e delle modalità di formulazione delle offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale (comma 1, lettera a), numero 2));
  - 2) le modalità di determinazione dei ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (comma 1, lettera a) punto 3));
  - 3) l'individuazione di uno o più punti d'entrata nella rete nazionale dei gasdotti presso i quali gli operatori selezionati hanno l'obbligo di immettere la quantità eventualmente ceduta (comma 1, lettera a) numero 4));
  - 4) le disposizioni applicabili in caso di inadempienza del soggetto aggiudicatario nell'esecuzione del contratto.
- 2.17 I criteri e le modalità di svolgimento e partecipazione alle procedure competitive di cui all'art. 10, comma 1, lettera a) del DL 20 febbraio 2026, nonché la relativa documentazione contrattuale predisposta dall'impresa maggiore di trasporto saranno trattati nella Parte III. Essi riguardano:
- 1) i requisiti per la partecipazione alla procedura di selezione;
  - 2) il contenuto dell'offerta e i livelli massimi delle relative grandezze economiche;
  - 3) le modalità di selezione delle offerte;
  - 4) gli obblighi informativi in capo all'impresa maggiore di trasporto.
- 2.18 L'articolo 10, comma 1, lettera b), del DL 20 febbraio 2026 prevede che l'Autorità definisca il fabbisogno di gas naturale oggetto degli obblighi di offerta anche differenziato a livello infra-annuale. Gli orientamenti in materia verranno discussi nella parte IV.
- 2.19 Nell'ultima parte, Parte V, saranno presentate alcune riflessioni preliminari relative all'implementazione della previsione di cui al comma 10.3 del DL 20 febbraio 2026.

## PARTE II DESCRIZIONE DEL SERVIZIO DI LIQUIDITA'

### 3. Individuazione delle sessioni ad asta e delle modalità di formulazione delle offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale

- 3.1 Ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), del DL 20 febbraio 2026, i soggetti selezionati hanno 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”*.
- 3.2 Il Mercato del gas a pronti (MPGAS) italiano con consegna al PSV è costituito dall'insieme dei seguenti mercati:
- a) Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS), dove le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua e, per il solo comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (comparto AGS), la cui sessione si svolge nel giorno gas G-1, secondo le modalità di negoziazione ad asta. Per le negoziazioni del MGP-GAS, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative ai tre giorni-gas successivi a quello in cui si apre la sessione di negoziazione. Per le negoziazioni del comparto AGS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione ad asta, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas successivo a quello in cui si svolge la sessione di negoziazione.
  - b) Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS), dove le negoziazioni si svolgono secondo le modalità della negoziazione continua e, per il solo comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (comparto AGS), la cui sessione si svolge nel giorno G, secondo le modalità di negoziazione ad asta. Per le negoziazioni del MI-GAS, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui si apre la sessione di negoziazione. Per le negoziazioni del comparto AGS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione ad asta, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al medesimo giorno-gas in cui si svolge la sessione di negoziazione.
  - c) Mercato dei prodotti locational (MPL), dove le negoziazioni si svolgono secondo le modalità della negoziazione ad asta. Le sessioni del MPL si svolgono unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.
- 3.3 Le sessioni ad asta con consegna al PSV attualmente operative presso MPGAS non appaiono utilizzabili ai fini del servizio di liquidità. Infatti, le sessioni AGS

sono destinate all'approvvigionamento del gas di sistema da parte del responsabile del bilanciamento e non consentono lo scambio di gas tra utenti. La sessione MPL è funzionale alla gestione di condizioni operative eccezionali della rete di trasporto che non si sono sinora verificate. È necessario, quindi, introdurre una nuova sessione ad asta. Una possibile soluzione, la cui fattibilità è stata valutata dal GME, potrebbe consistere nell'introdurre sull'MGP-GAS un'asta che diventerebbe parte integrante del mercato. Tale sessione potrebbe essere organizzata secondo i criteri dell'asta a prezzo marginale e svolgersi indicativamente tra le 17:15 e le 17:30, in coincidenza con l'attuale finestra temporale di formazione dell'indice IGI<sup>3</sup> e degli altri indici al PSV e al TTF. Durante questo intervallo, le contrattazioni sul mercato MGP-GAS in negoziazione continua saranno temporaneamente sospese esclusivamente per i prodotti *Day Ahead* (DA) e *Week-End* (WE)<sup>4</sup>, gli stessi per i quali viene quotato l'indice IGI<sup>5</sup> e per i quali sarebbe svolta la suddetta asta. Resta inteso che al termine dell'asta riprenderebbe la negoziazione continua fino al termine della sessione. In particolare, per quanto riguarda gli orari di svolgimento dell'asta, la seduta per la raccolta delle offerte sarebbe organizzata tra le 17:15 e 17:30 e gli esiti sarebbero pubblicati alla chiusura di tale seduta.

3.4 Attualmente, in assenza di asta, il valore dell'IGI per ciascun giorno-gas viene individuato come media aritmetica dei prezzi delle transazioni concluse nel comparto MGP-GAS, tra le ore 17:15 e le ore 17:30, nelle sole sessioni di *trading* che si svolgono in giorni lavorativi secondo il calendario di riferimento pubblicato dal GME sul proprio sito internet, sui seguenti prodotti:

- i. *DA secondo calendario*: prodotto giornaliero con consegna nel primo giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione secondo il calendario di riferimento (indipendentemente dal fatto che sia G+1, G+2, G+3 o G+n). In presenza di giorni festivi infrasettimanali non contigui al fine settimana (dal martedì al giovedì inclusi, con lunedì e venerdì lavorativi), l'IGI è calcolato, oltre che sul prodotto "DA secondo calendario", anche su ciascuno dei prodotti giornalieri riferiti a giorni festivi fino al giorno antecedente al giorno DA secondo calendario: G+1 (in caso di un giorno festivo infrasettimanale), G+2 (in caso di due giorni festivi infrasettimanali) e G+3 (in caso di tre giorni festivi infrasettimanali);
- ii. *prodotto WE*: scambiato nella sessione antecedente al primo giorno di consegna appartenente al prodotto WE.

---

<sup>3</sup> L'indice IGI (*Italian Gas Index*), introdotto nella seconda metà del 2023, è calcolato dal GME per ciascun giorno-gas come media aritmetica dei prezzi delle negoziazioni concluse nella fascia oraria 17.15-17.30 (estremi inclusi) sull'MGP-GAS in negoziazione continua e sui prodotti DA e WE.

<sup>4</sup> Dal 1° ottobre 2025 il calendario e la composizione dei prodotti DA e WE sul MGAS è sempre allineata a quella degli altri mercati europei e questo fa in modo che gli indici al PSV e al TTF si formino contestualmente per ogni giorno-gas.

<sup>5</sup> Per maggiori informazioni sulle modalità di calcolo dell'indice IGI consultare il seguente documento: [https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-IT/20251001\\_Descrizione\\_IGI.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-IT/20251001_Descrizione_IGI.pdf)

- 3.5 All'asta potranno partecipare con offerte di vendita tutti gli operatori, non soltanto quelli selezionati per il servizio di liquidità e soggetti agli obblighi di offerta. Allo stesso modo non ci saranno restrizioni neanche per la presentazione delle offerte d'acquisto. Inoltre, tale asta sarà operativamente integrata con le piattaforme che gli operatori utilizzano per la partecipazione in negoziazione continua. Pertanto, è garantita la continuità operativa sia con la piattaforma *Trayport* sia con la piattaforma informatica del GME, permettendo agli operatori che già utilizzano la contrattazione continua di sottomettere tramite le stesse piattaforme anche le offerte destinate all'asta, al fine di ridurre la discontinuità nel funzionamento del mercato. Per agevolare ulteriormente la continuità operativa tra negoziazione continua ed asta, le offerte ineseguite e presenti sul *book* al momento dell'interruzione della negoziazione continua resterebbero valide come offerte per la seduta di negoziazione ad asta. Resta inteso che durante la seduta di asta gli operatori potrebbero modificare/cancellare le offerte provenienti dalla precedente fase di negoziazione continua nonché presentare nella fase d'asta ulteriori offerte secondo le medesime piattaforme utilizzate per la negoziazione continua. Le offerte presentate dai soggetti selezionati per la partecipazione alla suddetta asta saranno preventivamente sottoposte alle medesime verifiche di validità e di congruità previste per tutte le altre offerte presentate dagli altri operatori sull'MPGAS secondo quanto previsto dalla disciplina MGAS.
- 3.6 L'introduzione di un'asta integrata e multilaterale nelle contrattazioni sul MGP-GAS permetterebbe di concentrare la liquidità in una finestra temporale definita e di determinare un prezzo unico di equilibrio basato sul massimo volume scambiabile. Il prezzo derivante dall'asta sarebbe il risultato di un processo trasparente e ridurrebbe il rischio di distorsioni del prezzo di riferimento. Inoltre, poiché tale asta si svolgerebbe per i prodotti e negli orari in cui attualmente viene calcolato l'IGI, il prezzo in esito all'asta rappresenterebbe anche il prezzo al quale valorizzare l'indice IGI, in sostituzione quindi del criterio al momento in vigore.
- 3.7 L'asta di cui al precedente punto sarà introdotta in corrispondenza dell'avvio del servizio di liquidità. Si potrebbe valutare la possibilità di far diventare tale asta di chiusura delle contrattazioni relative ai *business day* un elemento strutturale dell'MGP-GAS. In alternativa, il suo svolgimento potrebbe essere previsto solo fino all'esaurimento della misura relativa al servizio di liquidità.
- 3.8 Sempre in base al comma 1, lettera a), numero 2), dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026, i soggetti selezionati dovranno partecipare all'asta formulando le offerte di vendita per le quantità di cui sono risultati aggiudicatari ad un prezzo *“pari alla somma tra quelli registrati al 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”*. In base al medesimo comma tale corrispettivo (di seguito: corrispettivo di volatilità) *“è determinato da ciascun operatore selezionato nei limiti di un valore massimo stabilito dall'Autorità stessa”*.
- 3.9 I criteri di definizione del valore massimo di cui al punto precedente saranno discussi nella Parte III del presente documento di consultazione; qui basti rilevare

che per ciascun operatore sarà definito un corrispettivo di volatilità per ciascun quantitativo per il quale ha assunto l'obbligo di offerta in esito alla procedura di selezione. Tale corrispettivo è pari al valore che ha indicato al momento della partecipazione alla medesima procedura.

- 3.10 Posto che, come sopra prospettato, l'asta si svolge nell'orizzonte di rilevazione degli indici *TTF Day Ahead* e *Week-end*, tali indici potrebbero essere utilizzati per la verifica del corretto adempimento all'obbligo di offerta. In particolare, dovrà risultare che i quantitativi oggetto del servizio di liquidità siano stati offerti da ciascun soggetto assegnatario ad un prezzo non superiore alla somma dell'indice applicabile (*TTF Day Ahead* o *Week-end*) e del relativo corrispettivo di volatilità.
- 3.11 Per l'indice *TTF Day Ahead* e *Week-end* si ritiene di utilizzare le quotazioni rilevate nel medesimo giorno di svolgimento dell'asta e pubblicate da ICIS nella sezione Netherlands dei prodotti "*Natural gas TTF Day Ahead*" e "*Natural gas TTF week-end*".
- 3.12 La verifica del rispetto dell'obbligo di offerta del servizio di liquidità verrebbe effettuata dal GME in seguito alla chiusura dell'asta, sulla base delle informazioni relative agli obblighi assunti da ciascun operatore selezionato, a tal fine rese disponibili dall'impresa maggiore di trasporto.

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

*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.*

*S 3. Osservazioni sulle modalità di presentazione delle offerte.*

#### **4. Modalità di determinazione dei ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale da riconoscere all'impresa maggiore di trasporto di gas naturale**

- 4.1 Il GME comunica a Snam Rete Gas, con dettaglio per ciascun soggetto assegnatario, le informazioni relative alle offerte presentate e accettate.
- 4.2 Tali informazioni sono necessarie a Snam Rete Gas per determinare gli eventuali ricavi dovuti da ciascun soggetto assegnatario ai sensi del comma 1, lettera a), numero 3), dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026. Tali ricavi sono determinati come prodotto fra i volumi accettati nell'asta e la differenza fra il prezzo di assegnazione e prezzo di offerta.
- 4.3 Le modalità e le tempistiche del versamento dei ricavi saranno definite da Snam Rete Gas nel contratto del servizio unitamente a quelle relative al riconoscimento dei premi agli utenti e all'applicazione di eventuali penali in caso di inadempimento. Gli importi di cui sopra dovranno essere regolati su base mensile.

- 4.4 In ottemperanza a quanto previsto dal DL 20 febbraio 2026, gli eventuali ricavi di cui sopra saranno destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas. A tal fine, l'impresa maggiore di trasporto regola con la Cassa per i servizi energetici e ambientali, secondo le medesime tempistiche previste per il versamento delle componenti tariffarie addizionali della tariffa di trasporto (ossia con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione si sensi del comma 42.1 della RTTG 6PRT - Allegato A della deliberazione 139/23/R/gas per il 2024-2027 - secondo il quadro che sarà definito per il 7PRT), a valere sul "Conto oneri trasporto", gli eventuali ricavi di cui sopra. Tali partite economiche saranno pertanto considerate a riduzione del gettito da recuperare attraverso il corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi CVfc di cui all'articolo 19 della RTTG 6PRT.

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

## **5. Individuazione di uno o più punti d'entrata nella rete nazionale dei gasdotti presso i quali gli operatori selezionati hanno l'obbligo di immettere la quantità eventualmente ceduta**

- 5.1 Come richiamato nella parte iniziale, il DL 20 febbraio 2026 identifica il servizio di liquidità quale misura idonea a promuovere la piena integrazione del mercato del gas nazionale con quello europeo anche mediante la compensazione degli effetti sui prezzi registrati nel mercato del gas naturale italiano derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l'importazione del gas naturale dall'Europa del Nord. Tale considerazione è essenziale al fine dell'individuazione, ai sensi del comma lettera a), numero 4) dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026, di uno o più punti d'entrata nella rete nazionale dei gasdotti presso i quali i soggetti assegnatari hanno l'obbligo di immettere la quantità di gas naturale oggetto del servizio di liquidità eventualmente ceduta nelle aste.
- 5.2 Conseguentemente, si ritiene che le rotte da tenere in considerazione per l'applicazione della suddetta misura debbano essere solo quelle descritte al punto 2.7 che rappresentano, appunto, il collegamento fisico tra la rete italiana e quella europea.
- 5.3 Come evidenziato nella parte iniziale, a causa dell'azzeramento delle importazioni del gas russo, la rotta Nord Est nel corso degli ultimi anni ha visto diminuire notevolmente il suo apporto all'approvvigionamento di gas per il mercato italiano. Anzi nel corso del 2025, a seguito dell'interruzione del transito attraverso l'Ucraina, le immissioni dal punto di Tarvisio hanno contribuito all'equilibrio del sistema nazionale solo sporadicamente. Il punto di Passo Gries

- si conferma come il punto più importante di collegamento con i mercati del Nord Europa.
- 5.4 Non va poi trascurato che il collegamento attraverso Passo Gries sconta la discontinuità regolatoria derivante dal fatto che il transito attraverso la Svizzera non è soggetto alle norme europee. È proprio quindi l'applicazione del servizio di liquidità a tale tratta che si ritiene favorisca più efficientemente la piena integrazione del mercato del gas nazionale con quello europeo in linea con l'obiettivo delle disposizioni dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026.
- 5.5 Per tali motivi si ritiene di individuare il solo punto di Passo Gries ai fini dell'attuazione dell'obbligo di immissione della quantità eventualmente ceduta in adempimento agli obblighi di cui all'art. 10, comma 1, lettera a), numero 4) del DL 20 febbraio 2026.

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

## **6. Disposizioni applicabili in caso di inadempienza del soggetto aggiudicatario nell'esecuzione del contratto**

- 6.1 Nell'esecuzione del contratto il soggetto assegnatario del servizio potrebbe risultare inadempiente rispetto agli obblighi assunti ed in particolare:
- a) non avere offerto i quantitativi su cui ha assunto l'obbligo ovvero averli offerti ad un prezzo superiore a quello previsto ai sensi del comma 1, lettera a), numero 2), dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026 (come individuato al paragrafo 3.9);
  - b) non avere immesso presso il punto di entrata di Passo Gries, attraverso le capacità di cui al successivo paragrafo 7, la quantità di gas naturale oggetto del servizio di liquidità ceduta nelle aste MGP-GAS.
- 6.2 Si ritiene che nei casi di inadempienza sopra individuati l'operatore selezionato sia tenuto a versare dei corrispettivi a Snam Rete Gas idonei a scoraggiare tali comportamenti ma che non comportino una rischiosità eccessiva del meccanismo tale da sfavorire la partecipazione.
- 6.3 A tal fine il corrispettivo da applicare in caso di mancata offerta o di offerta a prezzi superiori a quelli oggetti di impegno potrebbe essere dimensionato tenendo conto sia della remunerazione riconosciuta al soggetto assegnatario che degli esiti dell'asta in cui si è avuto l'adempimento.

Nel dettaglio potrebbe essere applicato ai quantitativi non offerti o offerti ad un prezzo maggiore rispetto a quello oggetto di impegno, un corrispettivo pari a:

$$C_1 = C_r + 2 \cdot (P_1 - P_0)$$

Dove:

$P_0$  è pari alla somma fra il valore dell'indice TTF *Day Ahead* o *Week-end* ed il corrispettivo di volatilità del soggetto selezionato;

$P_1$  è il prezzo di assegnazione determinato in esito all'asta ovvero se minore il prezzo di offerta (se presentata);

$C_r$  è il premio unitario massimo per l'aggiudicazione del servizio (come definito al paragrafo 8.1 lettera c).

In base a quanto presentato, in caso di inadempienza all'utente verrebbe quindi applicato un corrispettivo non inferiore alla remunerazione ricevuta per il servizio, crescente con la differenza fra il prezzo effettivamente offerto e quello a cui era tenuto ad offrire.

- 6.4 Per quanto riguarda l'inadempienza rispetto all'obbligo di immettere la quantità di gas naturale oggetto del servizio di liquidità eventualmente ceduta occorre innanzitutto precisare le modalità con le quali essa è verificata. Si ritiene che affinché l'utente sia considerato adempiente è necessario che l'immissione dei quantitativi sia verificata a consuntivo e che i medesimi siano stati programmati in immissione non più tardi dell'inizio del giorno gas successivo all'asta. Diversamente la disponibilità dei medesimi quantitativi non concorrerebbe alla determinazione dello squilibrio atteso del sistema con conseguenti effetti distorsivi sul bilanciamento.
- 6.5 Pertanto, si ritiene opportuno individuare un ulteriore corrispettivo ( $C_2$ ) da applicare alla differenza, se positiva, fra il quantitativo da immettere presso il punto da parte del soggetto assegnatario e il quantitativo programmato nel giorno gas o effettivamente immesso. Tale corrispettivo potrebbe essere commisurato al costo del bilanciamento derivante dalla mancata immissione, ad esempio ponendolo pari a due volte alla differenza fra il SAP e il prezzo di sbilanciamento applicato agli utenti corti.

<p><i>S 6. Osservazioni in merito ai criteri di individuazione e applicazione dei corrispettivi <math>C_1</math> e <math>C_2</math>.</i></p>
--

### **PARTE III**

## **AGGIUDICAZIONE DEL SERVIZIO**

### **7. Requisiti per la partecipazione alla procedura di selezione**

- 7.1 Si ritiene che la partecipazione alla procedura debba essere aperta a tutti gli utenti del bilanciamento dell'impresa di trasporto in possesso di un valido contratto. Tuttavia, in considerazione della circostanza che l'immissione di quantitativi di gas a Passo Gries richiede il transito attraverso il gasdotto Transigas che ricade al di fuori del perimetro della regolazione europea, appare necessario stabilire ulteriori condizioni che assicurino parità di condizioni fra gli operatori interessati anche in relazione alla disponibilità e al costo delle capacità nel tratto svizzero necessarie allo svolgimento del servizio di liquidità.
- 7.2 Pertanto, potrebbe essere previsto che l'impresa maggiore di trasporto, in anticipo rispetto allo svolgimento delle procedure, si coordini con l'operatore del gasdotto svizzero per definire modalità che, secondo condizioni, anche economiche, predefinite e pubbliche, assicurino agli operatori selezionati l'accesso alle capacità di trasporto presso tale gasdotto nei termini di entità e durata per i quali hanno assunto l'impegno per il servizio di liquidità.
- 7.3 Sempre al fine di assicurare parità di condizioni nella partecipazione alle procedure si ritiene necessario che costituisca un requisito alla partecipazione l'impegno a sottoscrivere con l'operatore svizzero, secondo le modalità definite al punto precedente, contratti di capacità coerenti con i termini di entità e durata della propria offerta. La misura dovrebbe, infatti, essere applicata alle capacità di trasporto ancora disponibili sia in entrata in Italia che nel sistema a monte, sia per promuovere l'ingresso di volumi aggiuntivi, sia per non avvantaggiare i soggetti che dispongono già di capacità di trasporto presso tali sistemi.
- 7.4 Anche alla luce delle precedenti considerazioni, nonché al fine di garantire la serietà dell'offerta, si ritiene possa essere prevista una garanzia da presentare al momento della partecipazione, commisurata al costo degli impegni di trasporto da sottoscrivere. Tale garanzia sarà restituita a valle dello svolgimento della procedura nel caso in cui l'offerta non sia stata selezionata, ovvero a seguito della sottoscrizione di medesimi impegni.
- 7.5 Si ritiene che le prime aste per l'assegnazione del servizio dovranno svolgersi a partire dal mese di settembre con decorrenza del servizio dall'1 ottobre 2026. In esito alle prime aste, sarà valutata l'opportunità di organizzare aste successive sulla base del fabbisogno individuato (come meglio descritto al successivo paragrafo 11).

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

## **8. Contenuto dell'offerta e livelli massimi delle relative grandezze economiche**

- 8.1 Si assume che per ciascuna procedura di selezione sia individuato il periodo per il quale è offerto il servizio di liquidità (tale periodo, quindi, non sarebbe oggetto dell'offerta). Il contenuto minimo dell'offerta comprende quindi i seguenti elementi:
- a) il quantitativo espresso in MWh che l'offerente assume l'impegno a rendere disponibile al PSV nell'ambito del servizio di liquidità in ciascun giorno del periodo di svolgimento dello stesso;
  - b) il valore del corrispettivo di volatilità di cui all'articolo 10, comma 1, lettera a), numero 2);
  - c) il premio di cui all'articolo 10, comma 1, lettera a), richiesto. Tale valore può essere espresso in termini unitari €/MWh, chiarendo che il premio complessivo che sarà ricevuto sarà pari al premio unitario applicato alle quantità assegnate moltiplicato per il numero di giorni di svolgimento del servizio.
- 8.2 Il comma 1, lettera a), numero 2), dell'articolo 10 del DL 20 febbraio 2026, dispone che l'Autorità stabilisca un limite massimo al valore del corrispettivo di volatilità che può essere indicato dall'operatore. Si ritiene che tale valore possa essere definito sulla base della volatilità registrata dal prezzo spot al TTF in un opportuno intorno del momento in cui si svolge la sessione ad asta. Da un'analisi (periodo di osservazione gennaio 2025 – febbraio 2026) condotta in base ai prezzi minimi e massimi registrati tra le ore 16:00 e le ore 17:30 di ciascuna sessione a negoziazione continua è emerso che per il numero prevalente delle sessioni (circa i due terzi) la differenza fra i due prezzi è inferiore a 0,5 €/MWh. Considerando anche che l'orizzonte orario preso a riferimento è più ampio di quello di svolgimento dell'asta, si ritiene che tale valore possa essere assunto come limite massimo del corrispettivo di volatilità.
- 8.3 L'Autorità intende, inoltre, definire anche un valore massimo relativo alla somma del premio e del corrispettivo di volatilità. Rispetto alla definizione di un valore massimo del premio, la scelta di definire un valore massimo alla somma dei due elementi appare idonea a favorire la partecipazione in quanto consente agli operatori maggiore flessibilità nella definizione della propria offerta. La determinazione del suddetto valore massimo riveste un ruolo centrale ai fini dell'efficacia del meccanismo, in quanto incide direttamente sia sul livello di partecipazione degli operatori sia sull'efficienza complessiva della misura. In particolare, tale valore dovrà essere in grado di offrire un incentivo adeguato alla partecipazione, compensando i costi sostenuti ed il rischio volatilità, senza però generare sovra-remunerazioni.
- 8.4 Si ritiene che tale valore massimo debba tener conto della somma del costo di trasporto sull'intera tratta di approvvigionamento<sup>6</sup> per la durata del servizio e del

---

<sup>6</sup> Nel caso siano disponibili più rotte con costi diversi che consentono di trasportare il fabbisogno richiesto si potrebbe prendere a riferimento quella caratterizzata dal costo minore.

valore massimo del corrispettivo di volatilità. Esso potrebbe essere determinato dall'impresa maggiore di trasporto sulla base delle tariffe di trasporto pubblicate dalle imprese interessate e dei costi di trasporto del transito svizzero come individuati nelle condizioni di cui al punto 7.2.

- 8.5 Infine, si ritiene che ciascuno soggetto possa presentare più di un'offerta, ciascuna riferita a quantitativi cumulabili con quelli delle altre offerte. Si ritiene che un numero massimo di cinque offerte sia idoneo a garantire sufficiente flessibilità di partecipazione.

*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*

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

## **9. Modalità di selezione delle offerte**

- 9.1 Ai fini della definizione dell'ordine di merito economico è necessario stabilire dei criteri di combinazione delle due grandezze contenute nell'offerta (corrispettivo di volatilità e premio). Al riguardo occorre rilevare che quanto più è basso il corrispettivo di volatilità tanto più ci si può attendere un allineamento del prezzo PSV al prezzo TTF e quindi un effetto netto più favorevole del meccanismo (valutato come differenza fra il beneficio in termini di minor costo del gas e dell'energia elettrica e il costo della misura). In altri termini per il sistema appare preferibile selezionare offerte che presentano valori più contenuti del corrispettivo di volatilità.

- 9.2 Nel dettaglio l'ordine di merito economico potrebbe essere stilato secondo valori crescenti del termine T definito come:

$$T = P + \alpha \cdot Cv$$

Dove

P è il premio unitario richiesto;

Cv è il corrispettivo di volatilità richiesto;

$\alpha$  è un coefficiente di ponderazione volto ad attribuire maggiore rilevanza al corrispettivo di volatilità. Tenendo conto dell'effetto medio atteso tra costo unitario della misura e beneficio atteso si ritiene possa essere adottato un valore di  $\alpha$  pari a 3.

- 9.3 Le offerte verrebbero accettate sino al verificarsi della prima delle seguenti condizioni:

- a) il quantitativo complessivo delle offerte selezionate è pari al fabbisogno oggetto di ciascuna procedura;

- b) il costo complessivo dei premi richiesti delle offerte selezionate (tenendo conto eventualmente di precedenti procedure effettuate) è pari al limite massimo di spesa di 200 milioni di euro fissato dal DL 20 febbraio 2026.
- 9.4 Si ritiene che non vi siano controindicazione ad accettare parzialmente l'ultima offerta per quanto necessario al raggiungimento delle predette condizioni.

## **10. Obblighi informativi in capo all'impresa maggiore di trasporto**

- 10.1 Si ritiene che con sufficiente anticipo rispetto allo svolgimento della procedura, l'impresa maggiore di trasporto pubblici la documentazione necessaria per la partecipazione alla medesima procedura ed in particolare:
- a) la procedura di gara, predisposta in coerenza con i criteri definiti dall'Autorità, comprensiva della documentazione da compilare e presentare da parte del soggetto interessato;
  - b) lo schema del contratto relativo al servizio di liquidità redatto in conformità con i criteri stabiliti dall'Autorità;
  - c) le condizioni concordate con l'operatore del transito svizzero ai fini dell'accesso alla sua rete di trasporto ai fini della prestazione del servizio di liquidità;
  - d) i termini temporali del servizio di liquidità oggetto della procedura ed il fabbisogno richiesto;
  - e) i valori massimi del corrispettivo di volatilità e della somma del medesimo corrispettivo e del premio che possono essere richiesti dai soggetti interessati.
- 10.2 In esito alla procedura di selezione si ritiene che l'impresa maggiore di trasporto pubblici i risultati aggregati in termini di quantitativi approvvigionati e prezzi medi e comunichi a ciascun soggetto partecipante gli esiti di competenza.

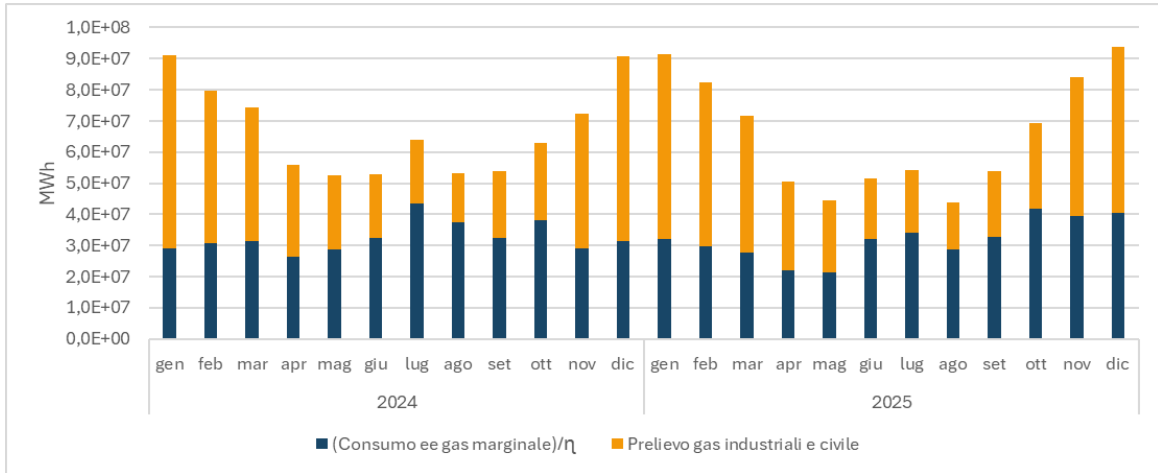
*S 10. Osservazioni in merito ai criteri e modalità di svolgimento delle procedure competitive.*

## **PARTE IV**

### **FABBISOGNO DI GAS NATURALE OGGETTO DEGLI OBBLIGHI DI OFFERTA**

#### **11. Criteri di definizione del fabbisogno**

- 11.1 Ai fini della definizione del fabbisogno occorre considerare sia il limite massimo di spesa di 200 milioni di euro fissato dal DL 20 febbraio 2026 che le capacità disponibili per il servizio di liquidità presso la rotta di immissione di Passo Gries. L'impresa maggiore di trasporto verificherà l'entità delle capacità disponibili anche coordinandosi con le imprese di trasporto a monte, in particolare per il transito svizzero per il quale non sono disponibili dati pubblici. Al momento, sulla base dell'andamento dei flussi nel transito svizzero e delle capacità mensili offerte mensilmente dal suo operatore si valuta una disponibilità dell'ordine dei 320.000 MWh/g.
- 11.2 L'articolo 10, comma 1, lettera b), del DL 20 febbraio 2026, precisa che l'Autorità definisca il fabbisogno anche differenziato a livello infra-annuale. Si tratta di una valutazione che può essere fatta sulla base della combinazione di servizi di liquidità di diversa durata ed entità idonei a massimizzare il beneficio derivante dalla misura al netto dei premi da riconoscere ai soggetti selezionati.
- 11.3 Il beneficio derivante dalla misura è dato dalla somma di:
- a) riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas naturale;
  - b) ammontari restituiti dai soggetti assegnatari ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lettera a), numero 3) del DL 20 febbraio 2026.
- 11.4 La riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas può essere valutata su base giornaliera come prodotto fra la riduzione del differenziale ottenibile dalla misura e le quantità cui essa si applica (di seguito: quantità interessate), pari alla somma dei (i) prelievi di gas dalla rete nazionale dei clienti civili e industriali e dei (ii) prelievi di energia elettrica nelle ore in cui la produzione termoelettrica è risultata marginale diviso il rendimento della medesima produzione. Nel grafico seguente è illustrata la somma dei termini sub (i) e sub(ii) in ciascun mese degli 2024 e 2025. Il termine sub (ii) è calcolato utilizzando un rendimento medio della produzione termoelettrica pari al 53%. Come si vede le quantità interessate hanno un andamento mensile abbastanza regolare con i valori maggiori rilevati nei mesi centrali dell'inverno.



- 11.5 Per ciascun mese degli anni 2024 – 2025 può essere simulato il beneficio della misura in funzione di diverse quantità approvvigionate col servizio di liquidità, tenendo conto delle quantità interessate, del volume immesso presso i punti di entrata di Passo Gries e Tarvisio e del differenziale TTF-PSV registrato in ciascun giorno del periodo considerato.
- 11.6 Ai fini della simulazione possono essere adottate le seguenti assunzioni:
- un valore del corrispettivo di volatilità pari a 0,5 €/MWh;
  - l'esistenza di un quantitativo minimo, non oggetto del servizio di liquidità, che verrebbe immesso nei punti di entrata di Passo Gries e Tarvisio anche per differenziali inferiori al corrispettivo di volatilità. Tale quantitativo è stato assunto pari a 100.000 MWh/g (nel 2025 il volume immesso con differenziale inferiore a 0,5 €/MWh è risultato mediamente pari a 170.000 MWh/g);
  - il differenziale TTF-PSV è pari a:
    - il minore fra quello rilevato nel giorno ed il corrispettivo di volatilità nel caso di immissioni da Passo Gries e Tarvisio inferiori alla somma fra i quantitativi approvvigionati per il servizio di liquidità e il quantitativo minimo;
    - quello rilevato nel giorno nel caso di immissioni da Passo Gries e Tarvisio superiori alla somma fra i quantitativi approvvigionati per il servizio di liquidità e il quantitativo minimo.
- 11.7 Nei giorni che ricadono nel caso della lettera c) sub i. del punto precedente, se il differenziale rilevato è superiore al corrispettivo di volatilità si ha una riduzione del differenziale che si riflette in un beneficio in termini di minor costo del gas e dell'energia elettrica. Se invece il differenziale rilevato è inferiore al corrispettivo di volatilità non si ha nessun beneficio.
- 11.8 Nei giorni che ricadono nel caso della lettera c) sub ii. del punto precedente, non si ha variazione del differenziale e quindi nessun beneficio, ma si ha una restituzione del maggior valore dato pari alla differenza fra differenziale rilevato e corrispettivo di volatilità moltiplicata per i volumi del servizio di liquidità.

- 11.9 Sulla base di queste ipotesi è possibile valutare l'effetto di diverse combinazioni di prodotti di diversa durata che dato che la misura implica la disponibilità di capacità di trasporto si ritiene debba essere coerente con quella dei prodotti di capacità previsti dal regolamento (UE) 2017/459 (di seguito: regolamento CAM) ossia trimestrale e mensile tenendo sempre come riferimento il vincolo di spesa di 200 M€ per il premio complessivo.
- 11.10 Dalle simulazioni effettuate il beneficio del servizio annuale è paragonabile o superiore alle combinazioni più favorevoli di prodotti infrannuali. Anche considerando che la prima procedura di selezione non potrà svolgersi prima delle aste per i prodotti annuali che si svolgeranno nel mese di luglio 2026, con la conseguenza che l'offerta per il servizio annuale potrebbe essere inferiore al fabbisogno, e che la scelta della combinazione di prodotti infrannuali è caratterizzata da un certo grado di incertezza, si ritiene ragionevole procedere nella prima procedura con l'approvvigionamento di servizio di durata annuale sino al raggiungimento del limite di spesa nei limiti dei quantitativi che saranno resi disponibili.
- 11.11 Qualora in esito alla prima procedura non dovesse essere raggiunto il limite di spesa sarà definito un fabbisogno da approvvigionare su base trimestrale o mensile. Si tratta di una valutazione che potrà essere fatta compiutamente solo una volta noti i risultati dell'asta e gli ammontari residui da destinare al servizio.
- 11.12 Tuttavia, si può ritenere che ai fini della valutazione dei prodotti più convenienti convenga considerare l'andamento delle quantità interessate dal beneficio in quanto caratterizzato da maggiore prevedibilità rispetto all'entità del beneficio stesso.

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

## **PARTE V**

### **PRIMI ORIENTAMENTI SULLA PROPOSTA DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI**

#### **12. Avvio di riflessioni sull'integrazione dei mercati del gas italiano e tedesco**

- 12.1 Come richiamato nella parte iniziale, il DL 20 febbraio 2026 prevede che l'Autorità presenti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una proposta finalizzata alla piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto situate in territorio svizzero. L'obiettivo è consentire al Governo di valutare l'opportunità di promuovere azioni volte al superamento delle distorsioni di mercato causate dal cumulo dei costi di trasporto per l'utilizzo delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera.
- 12.2 Tale proposta di integrazione dovrà 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.
- 12.3 Ai sensi dell'articolo 70 del regolamento (UE) 2024/1789, gli atti implementativi o delegati adottati dalla Commissione europea sotto forma di codici di rete o linee guida, ai sensi del medesimo regolamento, trovano applicazione non solo a tutti i punti di interconnessione all'interno dell'Unione europea ma anche, a decorrere dal 5 agosto 2026, ai punti di entrata e di uscita da e verso paesi terzi, quindi anche al punto di interconnessione di Passo Gries.
- 12.4 Alla luce di quanto sopra, sarà necessario trovare una soluzione volta a conseguire la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto situate in territorio svizzero, nel rispetto delle regole europee e dell'autonomia della Svizzera.
- 12.5 Una possibile soluzione potrebbe essere di adottare per il solo punto di Passo Gries un meccanismo di allocazione implicita della capacità che consenta, eventualmente mediante un'asta, l'allocazione allo stesso tempo sia della capacità di trasporto, sia di un corrispondente quantitativo di gas.
- 12.6 Il regolamento CAM prevede (comma 2.5) la possibilità per le Autorità di regolazione nazionale, di non applicare gli articoli relativi alle aste ed ai prodotti di capacità nel caso in cui si decida di utilizzare un metodo di allocazione implicita.
- 12.7 La suddetta opzione offrirebbe la flessibilità necessaria per concordare delle modalità di allocazione finalizzate a rafforzare il coordinamento tra i TSO confinanti e massimizzare l'utilizzo del Transitgas.
- 12.8 Al fine di individuare l'opzione più idonea per raggiungere l'obiettivo del DL 20 febbraio 2026, l'Autorità ritiene utile raccogliere eventuali proposte da tutti i

soggetti interessati. Tali proposte dovranno essere formulate nel rispetto di quanto precisato al punto 12.2.

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