

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**379/2021/R/GAS**

**CRITERI PER LA VALORIZZAZIONE DELLE MISURE NON  
DI MERCATO ATTIVABILI PER LA GESTIONE DELLE  
EMERGENZE**

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

**14 settembre 2021**

## **Premessa**

*Nel presente documento sono prospettati i criteri per la valorizzazione delle risorse attivate qualora ricorrano le condizioni previste nell'ambito del Piano di emergenza adottato con il Decreto ministeriale 18 dicembre 2019.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati.*

*Per facilitare la raccolta e il confronto tra le osservazioni pervenute si richiede di rispondere per quanto possibile agli spunti proposti, limitando le osservazioni di carattere generale a quanto non già coperto dalle risposte.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, **possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo**, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo PEC istituzionale ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)), **entro e non oltre il giorno 29 ottobre 2021**.*

*Relativamente alle modalità dell'eventuale pubblicazione delle osservazioni, si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c), di seguito riportata. Si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale  
Unità Mercati Gas all'Ingrosso**

*Piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02.655.65.290  
e-mail: [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'art. 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. Base giuridica e finalità del trattamento**

##### **a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni**

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

##### **b. Pubblicazione delle osservazioni**

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

##### **c. Modalità della pubblicazione**

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

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

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati 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. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

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

I dati non saranno 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.

### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

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>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>LE MISURE NON DI MERCATO ATTIVABILI IN CASO DI DICHIARAZIONE DEL LIVELLO DI EMERGENZA</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>CENNI DI TEORIA IN MATERIA DI SICUREZZA ENERGETICA</b>	<b>15</b>
<b>4</b>	<b>VALORIZZAZIONE DELLE RISORSE NON DI MERCATO E DELLA CAPACITÀ AGGIUNTIVA DI EROGAZIONE</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>ULTERIORI DISPOSIZIONI CONNESSE AL BILANCIAMENTO E ALLA SICUREZZA DEL SISTEMA GAS</b>	<b>27</b>

## PARTE 1

### *Contesto normativo e regolatorio*

#### **1. Introduzione**

- 1.1. Con la deliberazione 612/2018/R/gas, l’Autorità ha predisposto, tra l’altro, la modifica del comma 5.4 del Testo integrato del bilanciamento gas (di seguito: TIB) di cui alla deliberazione 312/2016/R/gas, che definisce il corrispettivo di sbilanciamento da applicare agli utenti nel caso in cui sia necessario, ai fini del mantenimento dell’equilibrio della rete di trasporto, attivare le misure non di mercato previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale<sup>1</sup> (di seguito: Piano di emergenza) come da ultimo aggiornato con il decreto ministeriale 30 settembre 2020.
- 1.2. La riforma del comma 5.4 del TIB ha previsto il superamento dell’assetto che prevedeva , in caso di attivazione delle misure non di mercato, l’applicazione agli utenti corti di un prezzo di sbilanciamento pari a 82,8 €/MWh, introducendo un sistema in cui agli utenti è applicato il più alto fra il prezzo marginale di acquisto di cui all’articolo 22, comma 1, del Regolamento (UE) 312/2014<sup>2</sup> e il maggiore fra i prezzi di attivazione di ciascuna misura risultata necessaria come definiti dall’Autorità. La deliberazione 612/2018/R/gas ha previsto che l’Autorità definisse la valorizzazione di ciascuna misura non di mercato disponibile per il sistema gas, mantenendo transitoriamente il prezzo di 82,8 €/MWh.
- 1.3. La riforma della predetta disciplina si è resa necessaria a fronte delle evidenze emerse a seguito degli eventi che hanno caratterizzato il periodo di febbraio-marzo 2018, nel quale condizioni climatiche avverse di carattere straordinario, registrate alla fine dell’inverno in Europa, hanno fatto emergere dei potenziali profili di criticità connessi all’applicazione di un corrispettivo per lo sbilanciamento fissato *ex-ante*, in situazioni di tensione del sistema gas. In particolare, si è osservato come le dinamiche e interazioni sviluppatesi tra i mercati europei abbiano portato alla formazione di prezzi ben al di sopra del predetto corrispettivo; in una tale circostanza, l’applicazione del prezzo amministrato, in caso di attivazione delle misure non di mercato, avrebbe potuto contribuire ad aggravare un’eventuale situazione di disequilibrio della rete di trasporto nazionale, laddove i mercati europei avessero raggiunto livelli di prezzo ad esso superiori.

---

<sup>1</sup> Redatto ai sensi dell’art. 10 del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010.

<sup>2</sup> Regolamento (UE) n. 312/2014 della Commissione, del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto.

- 1.4. Inoltre, in base al Piano di emergenza, è previsto che qualora l'impresa maggiore di trasporto riscontri le circostanze per le quali sussistono i livelli di allarme o emergenza, o ne preveda il verificarsi nel corso del giorno gas, è consentito alla stessa di richiedere all'impresa maggiore di stoccaggio l'erogazione di un volume di gas superiore alla capacità di erogazione giornaliera conferita e disponibile agli utenti. Si tratta di una misura che il Piano di emergenza classifica fra le misure non di mercato. Tuttavia, come descritto al successivo paragrafo 2., vi sono circostanze in cui l'erogazione aggiuntiva di stoccaggio richiesta dall'impresa maggiore di trasporto potrebbe avvenire in assenza di una valorizzazione di mercato, con la conseguente necessità di definire criteri alternativi per la sua valorizzazione applicabili in siffatte circostanze. Tali criteri sono stati definiti con la deliberazione 612/2018/R/gas sulla base del prezzo di emergenza transitoriamente applicato.
- 1.5. Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità nella definizione dei criteri per la valorizzazione delle misure non di mercato attivabili in caso di emergenza, coerentemente con le disposizioni contenute nel TIB, nonché l'aggiornamento dei criteri per la valorizzazione della prestazione aggiuntiva di erogazione dallo stoccaggio se non è espressa dal mercato.

## **2. Le misure non di mercato attivabili in caso di dichiarazione del livello di emergenza**

- 2.1. Il Piano di emergenza individua, in conformità con il Regolamento (UE) 2017/1938 in materia di sicurezza dell'approvvigionamento di gas, le misure a disposizione del sistema nel caso in cui il Ministero dello sviluppo economico, ora Ministero della transizione ecologica (di seguito: il Ministero) dichiari l'attivazione del livello di emergenza.
- 2.2. Le misure non di mercato individuate nel Piano di emergenza possono essere suddivise tra quelle in grado di rendere disponibili immissioni aggiuntive per il sistema, ossia che agiscono sul lato offerta, quali:
- a) l'utilizzo di stoccaggi di GNL con funzioni di "*peak shaving*";
  - b) l'utilizzo dello stoccaggio strategico;
  - c) le ulteriori misure tendenti ad aumentare l'importazione di gas attraverso gasdotti che collegano direttamente la rete italiana di trasporto del gas a Stati non appartenenti all'Unione europea, nonché attraverso terminali di rigassificazione, anche mediante opzioni contrattuali per consegne differite;
  - d) la richiesta di attivazione delle misure di cooperazione o solidarietà agli altri Stati membri;
- e misure volte a limitare i prelievi dalla rete, ossia che intervengono sul lato della domanda, come:

- e) l'attivazione della misura dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali;
- f) la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali;
- g) l'applicazione di regole di dispacciamento della produzione di energia elettrica per limitare l'uso di gas per la produzione di energia elettrica non necessaria alla domanda del sistema elettrico italiano.

2.3. In merito alla misura di cui alla precedente lettera d), disciplinata all'articolo 13 del Regolamento (UE) 2017/1938, si osserva che la solidarietà da parte degli altri Stati membri può essere richiesta in ultima istanza per l'approvvigionamento dei soli clienti protetti<sup>3</sup> ed esclusivamente nel caso in cui non siano disponibili ulteriori risorse sul mercato e siano esaurite tutte le misure non di mercato previste dal Piano di emergenza del Paese richiedente. Il Regolamento (UE) 2017/1938 prevede inoltre, che lo Stato membro richiedente la solidarietà versi tempestivamente "un'equa compensazione" allo Stato membro che presta solidarietà. La metodologia di calcolo della suddetta compensazione, in linea con i principi delineati all'articolo 13.8 del Regolamento (UE) 2017/1938, deve essere conforme alle condizioni economiche applicabili in caso di emergenza nazionale ed è definita all'interno dell'accordo tra gli Stati membri relativo alle modalità tecniche, giuridiche e finanziarie per l'attivazione della c.d. solidarietà (di seguito: accordo intergovernativo di solidarietà).

2.4. Al fine di adeguare la normativa nazionale alle disposizioni del Regolamento (UE) 2017/1938, il decreto legislativo 2 febbraio 2021, n. 14 (di seguito: decreto legislativo 14/2021) è intervenuto a modifica del decreto legislativo 93/2011, prevedendo, tra l'altro, che il Ministero stabilisca, sentita l'Autorità, la metodologia per il calcolo delle compensazioni da esigere nei confronti degli Stati membri verso i quali sono attivate le misure di solidarietà; all'Autorità è affidato, inoltre, il compito di contribuire a definire, nel rispetto dei principi di economicità, trasparenza e di massima salvaguardia dei clienti idonei, la copertura economica degli accordi di solidarietà previsti nel Piano di emergenza in attuazione del Regolamento (UE) 2017/1938, comprese le disposizioni che consentono il calcolo dell'equa compensazione di almeno tutti i costi pertinenti e ragionevoli sostenuti nel prestare solidarietà.

2.5. Inoltre, il decreto legislativo 14/2021 assegna al Gestore dei mercati energetici il compito di provvedere, secondo quanto stabilito all'interno di ciascun accordo intergovernativo di solidarietà, a mettere a disposizione piattaforme di scambio dedicate all'attuazione delle disposizioni contenute negli accordi.

2.6. Non per tutte le misure non di mercato individuate nel Piano di emergenza sono state definite modalità di messa a disposizione e attivazione. Di seguito si riporta

---

<sup>3</sup> Per cliente protetto deve intendersi il cliente civile che è connesso ad una rete di distribuzione del gas, in tale categoria possono essere ricompresi gli impianti di teleriscaldamento nella misura in cui servono clienti civili e i servizi sociali essenziali.



una sintesi delle disposizioni in essere che riguardano il servizio di *peak shaving*, lo stoccaggio strategico, l'interrompibilità tecnica dei clienti industriali, e la riduzione obbligatoria del prelievo dei clienti industriali.

### *Il servizio di peak shaving*

- 2.7. Il servizio di *peak shaving* è stato introdotto per la prima volta nel 2013 con decreto del Ministro dello sviluppo economico<sup>4</sup>, ora Ministro della transizione ecologica (di seguito anche: il Ministro) e consiste nell'impegno di mantenere in stoccaggio presso terminali di rigassificazione parzialmente utilizzati o serbatoi di GNL preposti a tal fine, un quantitativo predefinito di GNL da immettere in rete con breve preavviso in caso di emergenza.
- 2.8. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 settembre 2020, che da ultimo ha aggiornato il Piano di emergenza per fronteggiare eventi sfavorevoli per il sistema del gas naturale, il servizio di *peak shaving* è stato confermato tra le misure non di mercato attivabili a sostegno della capacità di punta massima giornaliera richiesta dal sistema nazionale del gas in caso di emergenza.
- 2.9. Le imprese di rigassificazione che intendono fornire il servizio selezionano, tramite procedura ad evidenza pubblica, i soggetti che si impegnano a rendere disponibile una o più navi di Gnl in tempo utile per l'eventuale attivazione nel periodo gennaio – marzo. L'energia equivalente del Gnl fornito è riconsegnata al soggetto aggiudicatario nel successivo mese di aprile.
- 2.10. Il servizio viene assegnato direttamente in base all'offerta economica presentata dai predetti soggetti, al netto degli oneri di rigassificazione, purché l'offerta sia inferiore ad un valore stabilito dal Ministero su proposta dell'Autorità, e su conferma del Ministero ove l'offerta sia superiore a tale valore ma inferiore a un secondo valore anch'esso stabilito dal Ministero. La proposta di prezzo massimo è definita dall'Autorità sulla base di una stima dei costi che deve sostenere il soggetto aggiudicatario che comprendono sia i costi di rigassificazione che il differenziale tra il prezzo di approvvigionamento del Gnl e quello di cessione, differita, dei corrispondenti quantitativi di gas naturale.
- 2.11. In caso di attivazione del servizio di *peak shaving*, il Gnl oggetto del servizio è rigassificato e ceduto dal soggetto selezionato al Responsabile del Bilanciamento (di seguito anche: RdB) ad un prezzo di riferimento definito dall'Autorità e restituito dal RdB al soggetto selezionato nel mese di aprile al medesimo prezzo.
- 2.12. La copertura dei costi associati alla disponibilità del servizio di *peak shaving* è garantita tramite il Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di bilanciamento, istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, ai

---

<sup>4</sup> Articolo 4.2.3 dell'Allegato 2 al Decreto Ministeriale del 19 aprile 2013, come modificato con Decreto del Ministero del 13 Settembre 2013 e del 27 Dicembre 2013.

sensi del comma 8.1 del TIB, alimentato dal corrispettivo unitario variabile CRV<sup>BL</sup>, di cui al comma 36.1, lettera h) dell'RTTG<sup>5</sup>, applicato ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali direttamente allacciati alle reti regionali di gasdotti.

2.13. Infine, appare opportuno ricordare in merito all'attivazione di tale risorsa che dal momento della sua introduzione non è mai stato necessario ricorrere all'utilizzo del servizio.

#### *Lo stoccaggio strategico*

2.14. Lo stoccaggio strategico è, ai sensi del decreto legislativo 164/00, lo stoccaggio finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti e di crisi del sistema del gas.

2.15. L'articolo 12, comma 11bis, del decreto legislativo 164/00, come modificato ed integrato dall'articolo 27 del decreto legislativo 93/11, prevede che lo stoccaggio strategico, offerto in regime regolato, sia posto a carico dei soggetti produttori e dei soggetti importatori di gas naturale, sia nel caso di importazione di gas naturale prodotto in Paesi appartenenti all'Unione europea, sia nel caso di importazione di gas naturale prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea, secondo quote determinate in funzione, anche non lineare, del volume importato, e dell'infrastruttura di approvvigionamento, stabilite annualmente con decreto del Ministero.

2.16. Il decreto legislativo 164/00 prevede, inoltre, che il Ministero definisca annualmente il volume complessivo di stoccaggio strategico, in misura non inferiore al maggiore dei seguenti volumi:

- a) volume necessario al fine di poter erogare per almeno 30 giorni continuativi, nel corso di tutto il periodo di punta stagionale, una portata fino al 100% della maggiore delle importazioni provenienti dalla infrastruttura di importazione maggiormente utilizzata;
- b) volume necessario per la modulazione in caso di inverno rigido, calcolato per l'inverno più rigido verificatosi negli ultimi 20 anni.

2.17. L'articolo 12, comma 11bis del decreto legislativo 164/00, come recentemente modificato dalla Legge 120/2020, prevede che lo stoccaggio strategico, offerto in regime regolato, sia posto a carico dei clienti connessi ai punti di riconsegna della rete di distribuzione in quanto destinato all'approvvigionamento dei medesimi clienti in situazioni di emergenza. L'articolo 22, comma 3, del RAST6 istituisce il corrispettivo unitario variabile C<sup>ST</sup>.

---

<sup>5</sup> Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.

<sup>6</sup> Regolazione in materia di garanzia di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale.

2.18. Lo stoccaggio strategico contribuisce a mantenere i livelli di pressione nei giacimenti e quindi alla prestazione di erogazione complessivamente disponibile. La capacità di erogazione è tuttavia destinata prioritariamente agli utenti dello stoccaggio nell'ambito dei servizi offerti su base annuale o di breve termine (anche come capacità di erogazione da stoccaggio aggiuntiva illustrata al paragrafo ). Ciò comporta che, a meno che gli utenti non utilizzino le prestazioni loro disponibili, i volumi di stoccaggio strategico possano essere immessi in rete solo a seguito dell'esaurimento dei volumi di gas stoccati dagli utenti.

#### *L'interrompibilità tecnica dei clienti industriali*

2.19. Con il decreto 30 settembre 2020, il Ministro ha istituito un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntiva rispetto a quella derivante da contratti di fornitura di tipo interrompibile già eventualmente presenti nei rapporti contrattuali tra operatori e soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali. Il medesimo decreto prevede che l'Autorità definisca le modalità attuative del servizio di interrompibilità, nonché le sanzioni da applicare ai soggetti aggiudicatari del servizio in caso di mancata attivazione dell'interruzione della fornitura.

2.20. Con la deliberazione 511/2020R/gas l'Autorità ha definito, per l'anno termico 2020/2021:

- a) le modalità di attuazione del servizio di interrompibilità ai sensi del decreto del 30 settembre 2020;
- b) le modalità di partecipazione alla procedura per aggiudicazione del servizio basata sul merito economico e i prezzi massimi per l'assegnazione del servizio.

2.21. In relazione alla valorizzazione delle risorse messe a disposizione per il servizio di interrompibilità, la deliberazione 511/2020R/gas prevede che nell'ambito delle procedure di selezione i partecipanti possano indicare sia il corrispettivo fisso che il corrispettivo variabile richiesto per offrire il servizio; e che l'ordine di merito economico delle offerte sia, pertanto, stilato sulla base di entrambi i corrispettivi richiesti, combinati tenendo conto della probabilità di attivazione delle offerte.

2.22. L'entità massima del corrispettivo richiesto è definita tenendo conto della probabilità di attivazione della misura e sulla base di una stima del costo attribuibile alla riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali, di cui alla lettera C, del paragrafo 4.2.3, del Piano di emergenza, quale risorsa per la gestione della sicurezza del sistema che sarebbe necessario attivare nel caso non fosse approvvigionato il servizio di interrompibilità.

### *La riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali*

- 2.23. Questa misura, ai sensi del Piano di emergenza, è attuata secondo le modalità, in quanto applicabili, definite della procedura di cui all'articolo 5 del decreto ministeriale 11 settembre 2007 (di seguito: decreto 11 settembre 2007) recante l'obbligo di contribuire al contenimento effettivo dei consumi di gas.
- 2.24. L'articolo 5 del decreto 11 settembre 2007 prevede che a seguito dell'avvenuta dichiarazione dello stato di emergenza, qualora vi sia la necessità di ricorrere al contenimento dei consumi di gas, l'impresa maggiore di trasporto individui, in coordinamento con le imprese di stoccaggio, il livello di gravità del deficit<sup>7</sup> ed i quantitativi di consumi di gas per i quali è richiesta la riduzione e lo comunichi al Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas (di seguito: Comitato).
- 2.25. Il Ministero, su parere del Comitato, dispone l'attivazione del contenimento obbligatorio pro quota di tutti i clienti industriali caratterizzati da rilevazione giornaliera secondo le previsioni del decreto 11 settembre 2007.
- 2.26. In caso di attivazione della riduzione obbligatoria dei prelievi dei clienti industriali il decreto prevede che:
- ai clienti finali adempienti, per ogni quantitativo unitario di gas non consumato, anche oltre quello richiesto, l'impresa di vendita riconosca il premio, crescente con il livello di gravità del *deficit*, determinato dall'Autorità;
  - ai clienti finali inadempienti, per ogni quantitativo unitario di gas per i quali non è stato osservato il richiesto contenimento dei consumi, l'impresa di vendita applichi la penale determinata dall'Autorità.
- 2.27. Con la deliberazione del 6 dicembre 2007, n. 277/07, e successivamente con la deliberazione del 12 dicembre 2008, ARG/gas 160/08, l'Autorità ha definito i premi e le penali da applicarsi ai soggetti in caso di attivazione del contenimento obbligatorio, ai sensi dell'articolo 5, comma 2, del decreto 11 settembre 2007.
- 2.28. In particolare, la deliberazione ARG/gas 160/08 prevede, in caso di richiesta di riduzione dei consumi il riconoscimento di un importo pari a:

$$V = v_c \cdot R_C$$

dove:

$v_c$  è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

---

<sup>7</sup> L'Articolo 4 del decreto 11 settembre 2007 individua tre livelli di *deficit* tra fabbisogno e disponibilità che determina come di seguito:

- livello 1: necessità di riduzione complessiva dei consumi fino a 5 milioni di Smc/giorno;
- livello 2: necessità di riduzione complessiva dei consumi maggiore di 5 e fino a 10 milioni di Smc/giorno;
- livello 3: necessità di riduzione complessiva dei consumi oltre 10 milioni di Smc/giorno.

Livello di Gravità	$v_c$ (€/Smc)	$v_c$ (€/MWh)
1	0,72	68,1
2	0,80	75,7
3	0,88	83,2

$R_c$  è pari alla somma delle riduzioni dei consumi effettuate dal responsabile del contenimento nella  $k$ -esima settimana estesa a tutte le settimane  $k$  per le quali è stata richiesta la riduzione.

La deliberazione ARG/gas/160/08 prevede, altresì, che, in caso di richiesta di riduzione dei consumi, il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari a:

$$V = P_c \cdot B$$

dove:

$P_c$  è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	$P_c$ (€/Smc)	$P_c$ (€/MWh)
1	4,08	385,9
2	4,53	428,5
3	4,99	472

$B$  è pari alla somma, estesa a tutte le settimane  $k$  per le quali è stata richiesta la riduzione, della differenza fra quanto richiesto e quanto effettivamente ridotto, se positiva, maggiorata dell'incremento dei consumi effettuato dal responsabile del contenimento nella  $k$ -esima settimana per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi.

#### *La capacità di erogazione da stoccaggio aggiuntiva*

- 2.29. Il codice di stoccaggio di Stogit prevede che, in linea con le previsioni del Piano di emergenza, in caso di attivazione dei livelli di allarme ed emergenza il Responsabile del Bilanciamento possa richiedere all'impresa maggiore di stoccaggio la messa a disposizione di capacità di erogazione aggiuntiva ulteriore a quella conferita agli utenti ma nel rispetto dei vincoli tecnici del sistema dello stoccaggio.

- 2.30. La capacità di erogazione aggiuntiva è offerta, in prima istanza, agli utenti dello stoccaggio nell'ambito delle procedure di mercato per il conferimento di breve periodo secondo le modalità previste al comma 16.3 del RAST per l'individuazione e valorizzazione della “*capacità in anticipo*”<sup>8</sup>. Esse consentono all'impresa di stoccaggio di offrire per il giorno successivo o per quello in corso una capacità di erogazione determinata in ragione delle offerte degli utenti di riduzione delle prestazioni di erogazione in un periodo successivo.
- 2.31. Qualora le capacità così offerte siano integralmente conferite agli utenti in misura sufficiente a soddisfare la richiesta del Responsabile del Bilanciamento, non si configura l'attivazione di una risorsa di emergenza e non si hanno effetti diretti sui prezzi di sbilanciamento.
- 2.32. Diversa è la situazione in cui:
- a) le capacità offerte in vendita dagli utenti non sono sufficienti a mettere a disposizione capacità in anticipo sufficiente a soddisfare la richiesta dell'RdB;
  - b) la procedura di allocazione si concluda senza che sia assegnata capacità sufficiente a soddisfare la domanda dell'RdB.
- 2.33. Nel caso *sub a)*, il codice di stoccaggio di Stogit prevede al capitolo 19, §2.1 che Stogit nel medesimo processo, metta a disposizione ad un corrispettivo definito dall'Autorità, l'eventuale differenza tra la capacità di erogazione aggiuntiva richiesta e disponibile e la capacità oggetto di offerte di riduzione della prestazione di erogazione in un periodo successivo presentate dagli utenti.
- 2.34. Con la deliberazione 612/2018/R/gas l'Autorità ha previsto che i prezzi della prestazione aggiuntiva Stogit, anche al fine di un passaggio graduale e ordinato ad un nuovo assetto nella valorizzazione delle misure non di mercato oggetto della presente consultazione, siano inizialmente fissati tenendo conto del valore di 82,8 €/MWh precedentemente individuato dal TIB. Anche in questo caso, qualora la procedura di allocazione si concluda con l'assegnazione di capacità sufficiente a soddisfare la domanda dell'RdB non si hanno effetti diretti sul prezzo di sbilanciamento.
- 2.35. Per il caso *sub b)*, la deliberazione 612/2018/R/gas prevede, tra l'altro, che, nel caso in cui la prestazione aggiuntiva resa disponibile da Stogit non sia integralmente conferita, la medesima Stogit offra presso la piattaforma di

---

<sup>8</sup> La capacità in anticipo è la capacità di erogazione ulteriore, rispetto alla capacità di erogazione primaria disponibile agli utenti che può essere resa disponibile ciascun giorno per il successivo:

- a fronte di una riduzione della prestazione di erogazione in un momento successivo della fase di erogazione;
- assicurando che, anche nell'ipotesi di un suo utilizzo integrale, sia comunque mantenuto, per l'intera durata residua della fase di erogazione, un livello di prestazioni non inferiore a quelle iniziali come aggiornate ai sensi del punto precedente, e ai margini tecnici per la sicurezza del sistema.

scambio di cui al comma 1.3, lettera c), del TIB, corrispondenti volumi di gas strategico valorizzati ad un prezzo pari alla somma:

- a) della media degli ultimi cinque prezzi disponibili del mercato organizzato per la negoziazione del gas in stoccaggio Stogit; e
- b) i corrispettivi con cui è stata offerta, nell'ambito delle procedure di cui al capitolo 19, §2.1 la capacità non conferita.

2.36.I quantitativi così resi disponibili da Stogit potrebbero quindi essere approvvigionati dal Responsabile del Bilanciamento e in tal modo concorrere alla formazione del prezzo marginale di acquisto.

### **3. Cenni di teoria in materia di sicurezza energetica**

- 3.1. Gli studi in materia di sicurezza energetica (*security of supply*), intesa come ininterrotta disponibilità di energia a prezzi ragionevoli<sup>9</sup>, sono generalmente concordi nel classificare, in termini economici, gli effetti derivanti dalla mancata continuità nell'approvvigionamento energetico e dall'incremento dei prezzi dovuto alla scarsità di risorse, quali esternalità che impattano negativamente sul benessere (*welfare*) dei consumatori finali.
- 3.2. La presenza di esternalità negative connesse al tema della sicurezza energetica denota un'inefficienza del mercato riconducibile ad un'incompleta informazione in merito ai rischi e ai costi derivanti alla discontinuità dell'approvvigionamento energetico. Tali carenze informative impediscono che i costi della sicurezza energetica siano pienamente internalizzati nelle decisioni degli agenti economici e quindi incorporati nei prezzi a cui è valorizzata la risorsa sul mercato.
- 3.3. In aggiunta ai problemi di inefficienza sopra richiamati, parte della letteratura ravvisa nel tema della sicurezza energetica caratteristiche simili a quelle che identificano i beni pubblici, quali la non rivalità e la non escludibilità nel consumo. Pertanto, al pari di quanto avviene per gli altri beni pubblici, la sicurezza energetica sarebbe esposta a comportamenti di *free riding* da parte degli operatori di mercato/consumatori, i quali possono beneficiarne senza contribuire, o contribuendo solo in parte, a sostenerne i costi.
- 3.4. In presenza di fallimento del mercato, la teoria economica giustifica politiche di intervento pubblico che nel caso della sicurezza energetica possono prevedere l'adozione di misure volte ad eliminare o mitigare gli effetti dovuti all'interruzione degli approvvigionamenti; infatti, qualora tale compito fosse lasciato all'iniziativa privata e alle dinamiche di mercato, date le inefficienze riscontrate, non vi sarebbe alcun controllo né sull'adeguatezza e proporzionalità delle misure adottate che sui costi connessi, sia quelli diretti del settore energetico, sia quelli indiretti legati a tutti i settori in cui l'energia è il principale input produttivo; inoltre, un mercato che presenti significativi livelli di

---

<sup>9</sup> L'*International Energy Agency* definisce la sicurezza energetica "*as the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*".

concentrazione potrebbe produrre esiti indesiderati ancora più critici da arginare in caso di emergenza.

- 3.5. Qualora il legislatore, come nel caso italiano, abbia, in materia di sicurezza energetica, definito misure non di mercato finalizzate a garantire in ultima istanza la continuità dell'approvvigionamento, è necessario che tutte le informazioni circa i costi di tali misure e il loro impatto sul prezzo della risorsa siano definiti preventivamente in maniera trasparente a beneficio degli operatori di mercato e dei consumatori finali.
- 3.6. In ordine al tema di più stretta pertinenza della presente consultazione, è importante osservare che vi è letteratura disponibile circa il problema della valorizzazione economica degli effetti generati dalla sospensione della fornitura di gas ai clienti finali (di seguito anche CoDG – *Cost of Disruption of Gas*). Si possono distinguere tre distinti approcci, di seguito richiamati in sintesi:
- a) l'approccio della *funzione di costo* cerca di quantificare il costo delle misure adottate per mitigare gli effetti della discontinuità della fornitura di gas al fine di elaborare una stima degli oneri sostenuti dai clienti finali; laddove disponibili, tali stime sono prodotte anche ricorrendo ai dati storici dei costi realmente sostenuti per la disponibilità delle predette misure in relazione ad eventi passati;
  - b) il secondo approccio, che si rifà alla teoria del benessere, analizza la *funzione di domanda* con la finalità di monetizzare la perdita in termini di utilità che il consumatore finale sostiene in caso di interruzione della fornitura; in questo caso la stima, in termini di valore del benessere perduto dal cliente finale, è elaborata con diverse metodologie, tra le quali, la disponibilità a pagare (*willingness to pay*) per la sicurezza della fornitura o in base alla disponibilità del medesimo cliente a ricevere una compensazione (*willingness to accept*) per la sua interruzione;
  - c) l'ultimo approccio prende in esame la *funzione di produzione*, in questo caso l'obiettivo è quello di monetizzare il valore della produzione perduta a causa dell'interruzione dell'approvvigionamento di gas; indicatori come il prodotto interno lordo (PIL) perduto (*GDP-at-risk*) a livello nazionale, assumendo il PIL come funzione lineare del consumo energetico, o il valore aggiunto lordo perduto (*GVA-at-risk*) a livello di ciascun settore economico per effetto dell'interruzione nella fornitura di gas costituiscono gli elementi alla base dell'elaborazione di stime del valore del danno subito in termini di mancata produzione.
- 3.7. Risultano, tuttavia, ridotti per numero gli studi che, basandosi sulle metodologie richiamate al precedente comma 3.6, si propongono un approccio pratico al problema elaborando stime per una monetizzazione del CoDG. Emerge, pertanto, l'esigenza di avviare uno studio finalizzato alla produzione di tali stime sulla base della struttura nazionale del consumo di gas naturale, in merito al quale si forniscono maggiori dettagli al successivo punto 4.30.



## PARTE 2

### *Orientamenti dell'Autorità*

#### **4. Valorizzazione delle risorse non di mercato e della capacità aggiuntiva di erogazione**

4.1. Con riferimento alla valorizzazione delle risorse di emergenza, la deliberazione 612/2018/R/gas, seppur in termini generali, ha previsto di tener conto di:

- a) recupero dei costi connessi alla disponibilità della risorsa per il sistema;
- b) costi necessari al ripristino della risorsa attivata;
- c) rischio connesso all'indisponibilità della misura attivata in periodi successivi.

4.2. Le indicazioni richiamate al precedente punto 4.11 prospettano, nel caso delle misure non di mercato previste dal Piano di emergenza e disponibili sul lato dell'offerta, un approccio per la loro valorizzazione (di tipo funzione di costo) che tenga conto di tutti i costi associati alla messa a disposizione della risorsa e realmente sostenuti dal sistema nazionale del gas.

4.3. Al fine di procedere alla predetta valorizzazione si prospetta di seguito una formulazione generale per la definizione del prezzo di attivazione delle misure non di mercato, applicabile a tutti quei casi, come quelli richiamati al precedente punto 4.2, in cui la misura messa a disposizione presenti dei costi fissi sostenuti dal sistema gas. Per ciascuna risorsa si potrebbe definire:

- una disponibilità di riferimento, intesa come disponibilità giornaliera  $D_i$  [MWh/g] e da  $g_i$  numero di giorni di disponibilità e la corrispondente quantità di volumi di gas disponibili  $Q_i = D_i \cdot g_i$ ;
- $CF_i$  il costo medio annuo di approvvigionamento della disponibilità di riferimento della misura  $i$ -esima [€/anno];
- $T_i$  il periodo di attivazione della disponibilità della misura  $i$ -esima, ossia una stima del numero di anni che intercorre tra due attivazioni della misura; il periodo è l'inverso della frequenza attesa di attivazione;
- $CV_i$  è la stima del costo variabile da sostenere in caso di attivazione della risorsa  $i$ -esima per ciascun MWh di effetto utile [€/MWh]; tale costo potrebbe essere valutato tenendo conto del costo di ripristino della risorsa utilizzata, ove necessario, ovvero del rischio connesso alla sua mancanza;

quindi:

$$PA_i = \frac{CF_i \cdot T_i}{Q_i} + CV_i$$

- 4.4. I valori dei prezzi di attivazione delle misure potrebbero essere definiti dall’Autorità previa indicazione da parte del responsabile del bilanciamento dei valori di  $T_i$  e  $CV_i$  formulata sulla base di scenari relativi all’equilibrio del sistema. I valori di attivazione di ciascuna misura indicati nei successivi paragrafi sono stati ipotizzati in mancanza di specifiche valutazioni del responsabile del bilanciamento e potrebbero pertanto essere, anche significativamente, rivisti in esito alle stesse.
- 4.5. Per quanto concerne la valorizzazione delle misure non di mercato, attivabili sul lato della domanda tramite la riduzione obbligatoria dei consumi e richiamate al punto 2.2, lettere f) e g), l’adozione di strumenti che consentano l’elaborazione delle stime della mancata produzione causata dall’interruzione dell’approvvigionamento di gas (approccio di tipo *funzione di produzione*), in base alla specificità di utilizzo nei processi produttivi, appaiono coerenti con la necessità di pervenire ad una valorizzazione economica delle CoDG per i clienti industriali.
- 4.6. La valutazione del costo associato all’interruzione obbligatoria dei consumi secondo l’approccio prospettato al precedente punto 4.5, può essere funzionale alla valorizzazione della remunerazione massima dell’interrompibilità volontaria in linea con l’approccio seguito con la deliberazione 511/2020/R/gas in materia di servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali di cui al punto 2.2, lettera e), sotto l’ipotesi che la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali sia la risorsa per la gestione della sicurezza del sistema che sarebbe necessario attivare nel caso non fosse approvvigionato il servizio di interrompibilità.
- 4.7. Coerentemente con le finalità del presente documento per la consultazione, sono di seguito prospettati, per ciascuna misura, i primi orientamenti dell’Autorità per la definizione dei criteri per la valorizzazione delle risorse non di mercato.

**SI**

*Si condividono gli orientamenti esposti in merito alla formulazione generale per la definizione del prezzo di attivazione delle misure non di mercato di cui al punto 5.3? Se no, per quali motivi?*

*Il servizio di peak shaving*

- 4.8. Dal momento della sua introduzione, il servizio di *peak shaving* ha generato oneri annuali variabili per il sistema il cui ammontare è, di volta in volta, dipeso dalla partecipazione dei terminali nell’offerta del servizio, dalle quantità approvvigionate e dai prezzi del Gnl e del gas naturale espressi dai mercati al momento della selezione del soggetto che rende disponibile presso il terminale il carico di Gnl per il servizio *peak shaving* alla fine del periodo invernale.

4.9. In linea con le indicazioni contenute nella deliberazione 612/2018/R/gas e con la formulazione generale prospettata al punto 4.3, si ritiene che una corretta valorizzazione del prezzo di attivazione del servizio di *peak shaving* debba tener conto, oltre che dei costi fissi, dei costi di ripristino, qualora fosse possibile procedere in caso di attivazione della misura ad un immediato ripristino della risorsa utilizzata, nonché del rischio connesso all'indisponibilità della misura in un momento successivo, e quindi della necessità per il sistema gas di ricorrere a misure non di mercato più onerose. Pertanto, il prezzo di attivazione del *peak shaving* potrebbe essere definito come:

$$PA_{ps} = \frac{C_{ps} \cdot T_{ps}}{Q_{ps}} + P_{apr}$$

dove:

$PA_{ps}$  è il prezzo unitario di attivazione del servizio di *peak shaving*;

$C_{ps}$  è il costo medio annuo sostenuto dal sistema per il servizio di *peak shaving*, riferito ad una disponibilità di riferimento della risorsa, individuata da quantitativo giornaliero attivabile (espresso in MWh/g) e dal numero di giorni di disponibilità;

$T_{ps}$  è il periodo di attivazione del *peak shaving* stimato pari a 20 anni;

$P_{apr}$  è la stima del prezzo del gas da restituire, nel mese di aprile al termine del periodo di potenziale attivazione del servizio, all'aggiudicatario del servizio di *peak shaving*

$Q_{ps}$  è la disponibilità di riferimento per il *peak shaving*;

4.10. Sulla base dei dati storici, considerando un periodo di attivazione della misura di 20 anni, un costo medio del servizio di *peak shaving* determinato in 11.524.537 di euro e una disponibilità giornaliera 10 MSmc/g per 5 giorni, si può stimare il prezzo di attivazione del servizio in:

$$PA_{ps} = \frac{11.524.537 \cdot 20}{10.000.000 \cdot 5} + P_{apr}$$

$$PA_{ps} = 4,6 \text{ €/Smc}^{10} + P_{apr}$$

---

<sup>10</sup> Pari a 435,1 €/MWh.

dove il valore di  $P_{apr}$  può essere valutato sulla base delle quotazioni dei prodotti *forward* con consegna nel mese di aprile disponibili al momento dell'attivazione della misura.

#### *Lo stoccaggio strategico e la capacità di erogazione aggiuntiva*

- 4.11. Lo stoccaggio strategico, oltre a costituire una garanzia strategica per la sicurezza del sistema, risponde a esigenze di bilanciamento e modulazione del sistema apprezzabili in termini di prestazioni che i volumi dello stoccaggio strategico contribuiscono a garantire come disponibilità di punta di stoccaggio.
- 4.12. Alla luce di quanto premesso al precedente punto 4.11, i volumi di stoccaggio strategico immobilizzati contribuiscono a rendere disponibili le seguenti prestazioni in erogazione:
- punta di erogazione aggiuntiva ai servizi base che è quantificabile come differenza fra quella individuata dal Ministero (3gg per 150 MSmc all'inizio del mese di febbraio) e quella giornaliera disponibile agli utenti 102 MSmc/g nell'ambito dei servizi annuali<sup>11</sup>;
  - volumi di gas, erogabili al termine dell'erogazione del gas degli utenti;
  - sostegno alle prestazioni degli altri servizi, ed in particolare alla punta di erogazione oraria e alla curva prestazionale dei servizi di modulazione.
- 4.13. Oggetto del presente documento per la consultazione è il prezzo di attivazione delle risorse individuate alle lettere a) e b) del punto precedente. Il costo associato alla loro disponibilità può essere individuato, in coerenza con l'attuale assetto tariffario del RTTG, in quello coperto mediante l'applicazione del corrispettivo  $CRV^{CS}$  ai prelievi presso i *city gate*. Ai nostri fini sarà poi necessario ripartire questo costo nella quota a ciascuna delle due risorse, ossia:

$$C_{strat} = C_{punta} + C_{gs}$$

dove:

$C_{strat}$  è il costo medio annuo sostenuto dal sistema per lo stoccaggio strategico;

$C_{punta}$  è il costo medio annuo attribuibile alla punta di erogazione aggiuntiva, di cui al punto 4.12, lettera a);

$C_{gs}$  è il costo medio annuo attribuibile al gas strategico, di cui al punto 4.12, lettera b);

- 4.14. Ai fini del calcolo dei valori di  $PA_{punta}$  e  $PA_{gs}$  occorre che il costo complessivo  $C_{strat}$  sia ripartito fra le sue componenti  $C_{punta}$  e  $C_{gs}$ . Posto che è lo stoccaggio

---

<sup>11</sup> Valori relativi all'anno di stoccaggio 2020/2021. Il valore di 150MSmc è definito all'articolo 3, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 marzo 2020.

strategico nel suo insieme rende disponibili allo stesso momento le due risorse, l'attribuzione di una quota di costo a ciascuna di esse può essere considerata una scelta convenzionale e in prima istanza effettuata in parti uguali.

4.15. Con riferimento alla punta aggiuntiva, coerentemente con quanto riportato al punto 4.3, è possibile prospettare un prezzo di attivazione definito come di seguito:

$$PA_{punta} = \frac{C_{punta} \cdot T_{punta}}{Q_{punta}},$$

dove:

$PA_{punta}$  è il prezzo unitario di attivazione della punta di erogazione aggiuntiva;

$T_{punta}$  è il periodo di attivazione della punta aggiuntiva stimato pari a due anni;

$Q_{punta}$  è la disponibilità di riferimento per la punta aggiuntiva come definita al punto 4.5.

4.16. Il valore  $PA_{punta}$  può essere calcolato considerando un periodo di attivazione  $T_{punta}$  di due anni sulla base dei dati storici relativi all'utilizzo di prestazioni di stoccaggio ulteriori a quelle conferite agli utenti, una disponibilità giornaliera di 48 milioni di euro per tre giorni e un costo medio annuo pari al 50% di quelli dello stoccaggio strategico determinabile in circa 72 milioni di euro.

$$PA_{punta} = \frac{(72.000.000 \cdot 0,5) \cdot 2}{48.000.000 \cdot 3}$$

$$PA_{punta} = 0,50 \frac{\text{€}}{\text{Smc/g}}^{12}$$

4.17. Con riferimento al gas strategico, in linea con le premesse di cui punti 4.3 e 4.15, è possibile prospettare un prezzo di attivazione definito come di seguito:

$$PA_{gs} = \frac{C_{gs} \cdot T_{gs}}{Q_{gs}} + (1 + \gamma) \cdot P_g$$

dove:

---

<sup>12</sup> Pari a 47,3 €/MWh.

- $PA_{gs}$  è il prezzo unitario di attivazione della risorsa strategico;
- $T_{gs}$  è il periodo di attivazione dello stoccaggio strategico stimato pari a 25 anni;
- $Q_{gs}$  è la disponibilità di riferimento per il gas strategico;
- $\gamma$  è la quota percentuale a copertura dei consumi di movimentazione di gas dallo stoccaggio;
- $P_g$  il prezzo del gas da reintegrare.

4.18. Ai fini del calcolo del valore  $PA_{gs}$  sulla base dei volumi storicamente erogati di gas strategico si può considerare un valore di  $Q_{gs}$  pari a 2 Mld/Smc, un periodo di attivazione  $T_{gs}$  pari a 25 anni e un costo medio annuo dello stoccaggio strategico determinabile in circa 72 milioni di euro. Il valore di  $\gamma$  può essere assunto approssimativamente pari a 1,5%.

$$PA_{gs} = \frac{(72.000.000 \cdot 0,5) \cdot 25}{2.000.000.000} + 1,015 \cdot P_g$$

$$PA_{gs} = 0,45^{13} + 1,015 \cdot P_g \frac{\text{€}}{\text{Smc}}$$

#### *L'interrompibilità tecnica dei clienti industriali*

4.19. In base all'assetto definito con la deliberazione 511/2020R/gas per l'anno termico 2020/2021, al soggetto aggiudicatario del servizio è riconosciuto un corrispettivo fisso per la disponibilità all'interruzione dei propri prelievi ed un corrispettivo variabile applicato, in caso di attivazione ai prelievi interrotti.

4.20. Il prezzo di attivazione di questa risorsa potrebbe essere definito come:

$$PA_{it} = \frac{C_{it} \cdot T_{it}}{Q_{it}} + V_{it,max}$$

dove:

---

<sup>13</sup> Pari a 42,6 €/MWh.

$PA_{it}$  è il prezzo unitario di attivazione dell'interrompibilità tecnica dei clienti industriali;

$C_{it}$  sono i corrispettivi fissi da riconoscere ai soggetti aggiudicatari;

$T_{it}$  è il periodo di attivazione della misura, ossia una stima del numero di anni che intercorre tra due attivazioni dell'interrompibilità tecnica dei clienti industriali;

$CV_{it,max}$  è il maggiore dei corrispettivi unitari variabili oggetto delle offerte dei clienti interrompibili cui è stata richiesta l'attivazione del servizio.

4.21. Sulla base dei risultati della procedura di aggiudicazione del servizio per il periodo 2020/2021 si può considerare un  $Q_{it}$  di 7.812.627 Smc/g pari alla disponibilità approvvigionata per 5 giorni, un periodo di attivazione di 20 anni e costi fissi per 42.393.241:

$$PA_{it} = \frac{42.393.241 \cdot 20}{7.812.627 \cdot 5} + CV_{it,max}$$

$$PA_{it} = 21,7 \text{ €/Smc}^{14} + CV_{it,max}$$

dove  $CV_{it,max}$  può assumere valori compresi tra 0 e 0,88 €/Smc<sup>15</sup>.

#### *La riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali*

4.22. Si tratta di una misura che non prevede l'approvvigionamento *ex ante* della risorsa, sicché per il sistema genera costi solo al momento della sua attivazione. Ad oggi non vi è una valutazione condivisa dei costi attribuibili all'attivazione della misura, ossia del CoDG.

4.23. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno che sia sviluppato un modello di stima del CoDG per i clienti industriali che tenga conto, nell'ambito del comparto industriale, delle specificità dei diversi settori produttivi in termini di utilizzo della risorsa e di intensità energetica dei processi, e di conseguenza dell'impatto su ciascuno di questi dovuto alla discontinuità della fornitura di gas.

4.24. In relazione alle finalità di cui al precedente punto 4.22, appare utile richiamare lo studio commissionato dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), dal titolo "*Study on the estimation of the cost of disruption of gas supply in Europe*"<sup>16</sup>. Lo studio si propone di fornire

<sup>14</sup> Pari a 2052,4 €/MWh.

<sup>15</sup> Pari a 83,2 €/MWh.

<sup>16</sup> *Final report*, 19 novembre 2018.

modalità applicative delle metodologie esistenti per produrre delle stime del CoDG; inoltre, ricorrendo a dati pubblici fornisce per ciascun Stato membro e tipologia di consumatore una stima per la monetizzazione dei costi dovuti all'interruzione della fornitura.

4.25. Ai fine della presente consultazione risultano di interesse le considerazioni svolte e le stime prodotte dallo studio con riferimento ai clienti industriali. Tali stime sono state elaborate secondo due approcci differenti che tengono conto dell'utilizzo fatto della risorsa nei diversi processi produttivi; più nel dettaglio, lo studio fornisce:

- a) una stima dei costi elaborata con l'approccio del valore aggiunto lordo perduto (*GVA-at-risk*) a causa del distacco della fornitura per i settori industriali che utilizzano il gas naturale come materia prima nei propri processi produttivi (*gas-as-feedstock*), tale approccio si basa sull'assunto che la mancata continuità energetica produca una perdita proporzionale della produzione. Lo studio valorizza per l'Italia il CoDG unitario per questo tipo di clienti industriali pari a 337 €/MWh;
- b) una stima dei costi sostenuti per l'adozione di misure che consentano di limitare gli effetti dell'interruzione delle forniture per quei settori industriali che utilizzano il gas come combustibile (*gas-as-fuel*), tra le quali la possibilità di ricorrere a combustibili alternativi (*fuel switching*); in questo caso la valorizzazione del CoDG, pari unitariamente a 70 €/MWh, tiene conto dei costi fissi sostenuti per la disponibilità degli impianti alternativi e dei costi variabili (differenziale di prezzo tra il gas e il combustibile alternativo), nonché del tempo di utilizzo di tali impianti.

4.26. In ultima analisi, lo studio ACER propone una valorizzazione del CoDG, da applicare ai clienti finali industriali italiani, pari a 89 €/MWh quale media pesata, sulla base della rilevanza produttiva dei due settori sull'intero comparto industriale italiano, delle stime di costo di cui alle precedenti lettere a) e b).

4.27. Lo studio ACER costituisce sicuramente uno strumento utile per definire un approccio pratico alla materia; tuttavia, è stato rilevato che le stime elaborate per l'Italia non appaiono del tutto adeguate a rappresentarne la realtà industriale, come sembra emergere anche dai riscontri che lo stesso studio espone, laddove le stime proposte dai clienti industriali<sup>17</sup> presentano significativi scostamenti rispetto a quelle formulate dallo studio.

4.28. Alla luce di quanto sopra riportato, e tenuto, altresì, conto dei limiti della base dati utilizzata per l'elaborazione delle stime<sup>18</sup> proposte nello studio, nonché del

---

<sup>17</sup> Le stime del CoDG proposte dai clienti industriali sono state raccolte tramite questionario a questi somministrato, nel quale, tra l'altro, veniva richiesto un riscontro sulle stime del CoDG calcolate dallo studio.

<sup>18</sup> Ad esempio, per quanto riguarda il settore industriale, e in particolare gli impianti di tipo *gas-as-feedstock* lo studio ha considerato esclusivamente i dati relativi all'industria chimica e petrolchimica.



numero limitato, e statisticamente non rappresentativo, di riscontri ricevuti dai soggetti interessati sulle stime proposte dallo studio, appare opportuno procedere con ulteriori approfondimenti che consentano l'elaborazione di stime con maggiore significatività per la monetizzazione del CoDG per il settore industriale italiano.

- 4.29. A tal fine si ritiene opportuno svolgere, preventivamente all'adozione di una stima del CoDG, un'articolata indagine demoscopica, somministrando, ad un campione statisticamente rappresentativo dei clienti rilevanti, un questionario volto a stimare il valore che gli stessi attribuiscono al distacco della propria fornitura.
- 4.30. Per quanto sopra, l'Autorità, entro l'anno corrente, intende demandare all'impresa maggiore di trasporto l'elaborazione di uno studio per la stima del CoDG che, basandosi sulla letteratura disponibile in materia e su un'analisi comparata internazionale, produca per categoria di clienti finali e per ciascuna metodologia tra quelle richiamate al punto 3.6 lettere b) e c) stime per la monetizzazione del CoDG.
- 4.31. Con specifico riferimento all'approccio della *funzione di domanda* di cui al punto 3.6, lettera c), lo studio dovrà prevedere, come indicato al punto 4.29, la somministrazione di questionari ad un numero statisticamente rappresentativo di soggetti, al fine di produrre stime del CoDG con l'applicazione del metodo dei costi diretti sostenuti dal cliente distaccato (*Direct Cost*), oltre a quelle relative alla disponibilità a pagare (*willingness to pay*) e a ricevere (*willingness to accept*) in caso di interruzione della fornitura.
- 4.32. Per le finalità di cui al precedente punto, i questionari dovranno contenere un *set* minimo di domande che consentano la raccolta di informazione e dati utili ad analizzare l'impatto sulla monetizzazione del CoDG di diverse:
- a) categoria di consumatori:
    - sub-categorie (ad es. per ciascun comparto industriale sulla base delle classificazioni ISTAT);
    - utilizzo del gas;
    - impatto sulla produzione;
  - b) caratteristiche tecniche del punto di riconsegna (PdR):
    - prelievo minimo;
    - frequenza di telelettura;
  - c) condizioni in cui si verifica l'interruzione della fornitura:
    - durata dell'interruzione;
    - momento del giorno, della settimana e dell'anno;
    - pre-avviso.

*Si ritiene necessario ai fini della valorizzazione del CoDG considerare ulteriori elementi rispetto a quelli sopra richiamati? Se sì, quali?*

## **5. Ulteriori disposizioni connesse al bilanciamento e alla sicurezza del sistema gas**

### *Contenimento volontario dei consumi*

- 5.1. Nell'ambito dei meccanismi di solidarietà di cui all'articolo 13 del Regolamento (UE) 2017/1938 è stata ribadita la necessità di ricorrere il più possibile a meccanismi di mercato per la risoluzione di situazioni di scarsità negli approvvigionamenti, facilitando, per quanto possibile, la partecipazione dei clienti finali all'azione di riequilibrio del sistema tramite riduzioni volontarie dei prelievi dalla rete. Con riferimento al suddetto aspetto, la Commissione nella Raccomandazione (UE) 2018/177 del 2 febbraio 2018 sugli elementi da includere nelle modalità tecniche, giuridiche e finanziarie concordate fra gli Stati membri per l'applicazione del meccanismo di solidarietà, propone l'istituzione di *“un meccanismo o piattaforma che consenta una risposta volontaria sul versante della domanda”*.
- 5.2. In linea con la sopra richiamata Raccomandazione e come ricordato al punto 2.5, il decreto legislativo 14/2021 ha previsto che il Gestore dei mercati energetici renda disponibili piattaforme di scambio dedicate all'attuazione delle disposizioni contenute negli accordi intergovernativi di solidarietà, qualora all'interno dei medesimi accordi sia previsto il ricorso ad una piattaforma per la raccolta delle offerte in vendita di gas pari alla riduzione dei prelievi.
- 5.3. L'istituzione di una piattaforma che consenta l'offerta di volumi di gas oggetto di riduzione dei prelievi per le finalità proprie del Regolamento (UE) 2017/1938, sembra costituire un'opportunità per ampliare il ventaglio di strumenti a disposizione del sistema per rispondere alle situazioni di tensione del sistema medesimo. La stessa piattaforma potrebbe essere utilizzata per l'implementazione di un meccanismo del tipo *Demand-side-response mechanism* che favorisca la riduzione dei consumi da parte dei clienti industriali dotati di misuratori giornalieri.
- 5.4. Il Gestore dei mercati energetici sarebbe chiamato ad attivare una piattaforma, o una specifica sessione nell'ambito dell'M-GAS, consentendo agli *shippers* di presentare, per conto dei propri clienti industriali, offerte in vendita per volumi di gas pari alla riduzione dei prelievi dalla rete. Il Responsabile del bilanciamento sarebbe l'unico soggetto autorizzato ad accettare dette offerte per reperire le risorse necessarie per il ripristino dell'equilibrio della rete.
- 5.5. In prospettiva e nella misura in cui la riduzione del consumo elettrico comporti una riduzione del prelievo gas presso gli impianti termoelettrici, la partecipazione al meccanismo potrebbe essere estesa anche ai clienti finali termoelettrici. Si

tratta evidentemente di un'evoluzione che richiede il coordinamento fra il Responsabile del bilanciamento e Terna, in qualità di Responsabile del dispacciamento, al fine di assicurare che alle offerte corrisponda un'effettiva riduzione del prelievo gas nonché del corretto adempimento del servizio per i quantitativi accettati. In tale prospettiva, è meritevole di considerazione l'ipotesi di estendere lo studio richiamato al punto 4.30 anche alla possibilità di interruzione dei consumi elettrici, tenendo conto della specificità degli stessi in un'ottica funzionale alla riduzione dei prelievi nel settore del gas naturale.

#### *Neutralità del Responsabile del bilanciamento*

- 5.6. L'attivazione delle misure non di mercato, anche alla luce dei criteri proposti per la definizione dei prezzi di attivazione nonché per la presenza di costi fissi per la disponibilità delle misure la cui copertura è diluita nel tempo, nonché in ragione dell'applicazione di corrispettivi di bilanciamento determinati sulla base dei prezzi marginali, può generare differenze positive fra il complesso dei corrispettivi di bilanciamento applicati agli utenti e il costo sostenuto per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento comprensivo dei costi variabili delle misure non di mercato attivate.
- 5.7. In linea con l'attuale assetto in materia di neutralità del Responsabile del bilanciamento si ritiene che tali differenze debbano essere versate sul conto oneri bilanciamento. In tal caso si potrebbero generare giacenze anche rilevanti nel conto che potrebbero essere restituite ai clienti finali tramite una valorizzazione negativa del corrispettivo  $CRV^{BL}$ .

#### *Gradualità di applicazione*

- 5.8. Gli orientamenti espressi nel presente documento per la consultazione implicano la possibilità che in caso di attivazione di misure non di mercato si formino prezzi di sbilanciamento ben più elevati rispetto all'attuale riferimento di prezzo amministrativamente determinato. Ciò specie nel caso di attivazione delle misure che prevedono la riduzione dei consumi dei clienti industriali, ove si dovessero confermare i livelli di costo emersi nelle ultime procedure di selezione del servizio di interrompibilità tecnica.

Un assetto diverso, che potrebbe prevedere la socializzazione di una parte dei costi sostenuti per l'approvvigionamento delle misure di emergenza senza che esse si riflettano nei prezzi di sbilanciamento potrebbe risultare non efficiente e distorsivo nell'ambito degli scambi transfrontalieri e determinare una non corretta allocazione dei costi in casi di richiesta di solidarietà da parte di altri Paesi Membri.

In considerazione dell'impatto potenziale dei prezzi così definiti e dei possibili riflessi sugli assetti contrattuali del mercato si ritiene che in prima applicazione del nuovo assetto, e comunque non oltre il prossimo anno termico, possa essere posto

un *cap* al prezzo delle misure non di mercato (ad esempio pari a quello del servizio di *peak shaving*). A partire dall'anno termico 2022/2023 può essere prospettata un'applicazione a regime, secondo gli orientamenti espressi nel presente documento per la consultazione, della valorizzazione delle misure non di mercato in caso di attivazione del livello di emergenza.

**S 3**

*Si ritengono congrue le tempistiche prospettate per l'implementazione delle misure proposte?*