

DELIBERAZIONE 2 AGOSTO 2022

386/2022/R/GAS

**INTRODUZIONE DI UN MECCANISMO DI RESPONSABILIZZAZIONE DELLE IMPRESE DI
DISTRIBUZIONE NELLA GESTIONE DEL DELTA IN-OUT**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1215^a riunione del 2 agosto 2022

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento CE 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- la legge 7 marzo 1996, n.108 (di seguito: legge 108/96);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02, e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, 138/04;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, 108/06 e il relativo Allegato 2, recante il "*Codice di Rete Tipo per la distribuzione del gas naturale*" o CRDG come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità, 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e il relativo Allegato A, recante il "*Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane*" o TIVG come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas e il relativo Allegato A, recante "*Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi*" come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2013, 573/2013/R/gas;

- la deliberazione dell’Autorità 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas (di seguito: deliberazione 82/2017/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 24 novembre 2017, 782/2017/R/gas (di seguito: deliberazione 782/2017/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas (di seguito: deliberazione 72/2018/R/gas) e il relativo Allegato A, recante “*Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale*” o TISG come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante “*Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023*” o RTTG come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas (di seguito: deliberazione: 208/2019/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 5 novembre 2019, 448/2019/E/gas (di seguito: deliberazione 448/2019/E/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 27 novembre 2019, 487/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2019, 522/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 17 dicembre 2019, 538/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel e il relativo Allegato A, recante “*Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica 2020 – 2023*” (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante “*Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025*”;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante “*Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025*”;
- la deliberazione dell’Autorità 26 maggio 2020, 181/2020/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 3 dicembre 2020, 501/2020/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 1 giugno 2021, 227/2021/E/gas (di seguito: 227/2021/E/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 30 giugno 2021, 278/2021/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2021, 396/2021/R/com;

- la deliberazione dell’Autorità 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas (di seguito: deliberazione 512/2021/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 604/2021/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A;
- la deliberazione 15 marzo 2022, 102/2022/R/com (di seguito: deliberazione 102/2022/R/com);
- la determinazione 21 febbraio 2022, n. 04/SGE/2022;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 590/2017/R/gas, recante “*Orientamenti finali in tema di semplificazione del settlement gas*” (di seguito: documento per la consultazione 590/2017/R/gas);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 15 giugno 2021, 250/2021/R/gas, recante “*Infrastrutture del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi - Orientamenti finali*”;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 22 giugno 2021, 263/2021/R/gas, recante “*Smart metering gas: regolazione degli output e della performance del servizio di misura e degli obblighi di fatturazione. Orientamenti finali*”;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas, recante “*Orientamenti in tema di responsabilizzazione dell’impresa di distribuzione nella gestione del delta in-out delle reti di distribuzione*” (di seguito: documento per la consultazione 357/2021/R/gas);
- la comunicazione del 5 marzo 2021 (Prot. Autorità 10825) inerente al Protocollo d’Intesa tra l’Autorità e il CIG (di seguito: comunicazione 5 marzo);
- il Codice di Rete di Snam Rete Gas S.p.A., come da ultimo approvato dall’Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- il punto 8. della deliberazione 72/2018/R/gas, con cui l’Autorità ha approvato la riforma in materia di *settlement gas* entrata in vigore l’1 gennaio 2020, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione (di seguito: delta^{IO});
- in precedenza, nell’ambito del documento per la consultazione 590/2017/R/gas, l’Autorità aveva già affrontato l’argomento, seppur ad un livello iniziale, indicando tra i principali fattori ritenuti causa della formazione del delta^{IO}: la precisione e la taratura degli strumenti di misura, le perdite di rete, la precisione dei coefficienti di correzione della misura per la temperatura e la pressione, i prelievi fraudolenti. Nel medesimo documento, l’Autorità ha, inoltre, evidenziato

come la somma algebrica dei valori di Δ^{IO} giornalieri, estesa ad un opportuno periodo, risulta progressivamente sterilizzata dell'effetto legato alla profilazione dei prelievi;

- con l'entrata in vigore della deliberazione 72/2018/R/gas, l'approvvigionamento del Δ^{IO} è stato posto in capo al responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) e la copertura dei costi sostenuti garantita dalla componente addizionale CRV^{ST} della tariffa di trasporto. Tale componente si applica ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente ai *city gate* e alimenta il "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*", istituito con la deliberazione 782/2017/R/gas presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA). La componente CRV^{ST} , aggiornata sulla base delle più aggiornate quotazioni disponibili dei prezzi all'ingrosso del gas naturale, è pari a:
 - a) 0,01 euro/Smc, a partire dal 1 gennaio 2022;
 - b) 0,02 euro/Smc, a partire dal 1 aprile 2022;
 - c) 0,031 euro/Smc, dal 1 luglio 2022;
- a seguito dell'approvazione della deliberazione 208/2019/R/gas l'impresa maggiore di trasporto ha provveduto ad aggiornare l'Elenco dati del TIMMIG così da garantire l'archiviazione dei valori giornalieri di Δ^{IO} per *city gate*, approvvigionati dall'RdB.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- alla luce di quanto sopra richiamato, e tenendo conto della letteratura nazionale ed internazionale disponibile in materia, con il documento per la consultazione 357/2021/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito all'introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione per la gestione dei volumi di Δ^{IO} ;
- nell'ambito del sopraccitato documento per la consultazione sono stati, altresì, presi in esame anche gli esiti delle verifiche ispettive avviate dall'Autorità, con la deliberazione 448/2019/E/gas, nei confronti di quattro imprese di distribuzione del gas naturale scelte tra quelle che, nel periodo 2013 - 2017, hanno registrato valori anomali del Δ^{IO} ;
- il meccanismo che è stato prospettato prevede un approccio semplificato per la valutazione delle *performance* delle imprese di distribuzione, volto a trattare gli aspetti macroscopici del fenomeno attraverso l'introduzione di incentivi economici, nelle more della definizione di un meccanismo di responsabilizzazione più articolato; in una prima fase, quindi, sulle base delle informazioni disponibili al momento della sua pubblicazione, il documento per la consultazione ha prospettato di procedere individuando valori di Δ^{IO} rappresentativi di una situazione di manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione, a fronte della quale si reputa legittimo porre a carico della stessa una parziale quota del costo che il valore del Δ^{IO} determina per il sistema;
- come già richiamato, infatti, il Δ^{IO} è parte del gas di bilanciamento (le cui risorse sono approvvigionate dall'RdB); pertanto, nella misura in cui tali risorse

siano approvvigionate per porre rimedio a quote di Δ^{IO} generate nell'ambito delle reti di distribuzione, il relativo costo dovrebbe essere posto in capo non della generalità della clientela finale, ma dell'impresa di distribuzione che, ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 164/00, è responsabile del dispacciamento (quindi anche del bilanciamento) sulla propria rete;

- nello specifico, il meccanismo semplificato è stato declinato prevedendo:
 - a) la suddivisione dei *city gate* in raggruppamenti omogenei secondo la dimensione, ovvero sulla base dei volumi prelevati dalla rete di distribuzione, e la collocazione geografica;
 - b) la determinazione di uno o più livelli di riferimento oltre il quale i livelli di Δ^{IO} effettivamente realizzati sono considerati non efficienti, con l'individuazione di quei *city gate* i cui valori di Δ^{IO} si discostano in misura rilevante dal comportamento del raggruppamento omogeneo di *city gate* cui appartengono;
 - c) il calcolo del valore di Δ^{IO} rilevato presso il *city gate* su un orizzonte temporale di tre anni, sulla base dei dati relativi alla più recente sessione di aggiustamento pluriennale per il primo e il secondo anno e sulla base dell'ultima sessione di aggiustamento annuale per il terzo anno del triennio, al netto delle perdite localizzate e dei prelievi fraudolenti rilevati nel triennio; ciò al fine di sterilizzare gli effetti legati a fenomeni eccezionali ed incentivare le imprese di distribuzione alla gestione di questi fenomeni);
 - d) il confronto tra il Δ^{IO} effettivamente realizzato e i valori di riferimento ammissibili (minimo e massimo) e il successivo calcolo degli importi posti a carico dell'impresa di distribuzione, in proporzione alla differenza di questi due termini, valorizzata per il tramite dello stesso parametro adottato per la rete di trasporto nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del Gas Non Contabilizzato o GNC (di cui all'articolo 30bis, comma 1 della RTTG), ovvero 3,33 €/MWh;
 - e) un'integrazione del quadro regolatorio in tema di prelievi fraudolenti e perdite localizzate (gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione); in particolare, quando è possibile quantificare i prelievi fraudolenti in mancanza di un utente della distribuzione (di seguito, anche: UdD) titolare della fornitura, essi devono essere comunicati all'RdB e assegnati all'impresa di distribuzione (come gas di bilanciamento della propria rete), ugualmente per le perdite localizzate. L'attribuzione della titolarità di queste partite all'impresa di distribuzione, per quanto ricostruite, comporta la loro sottrazione dal Δ^{IO} ed individua conseguentemente il soggetto che ha titolo a intraprendere le azioni volte al recupero del costo del gas prelevato/fuoriuscito. Per quanto concerne la copertura dei costi sostenuti dall'impresa di distribuzione per l'approvvigionamento del gas così attribuite è stato prospettato l'utilizzo del conto oneri del *settlement*, lo stesso conto dove le imprese di distribuzione dovrebbero versare gli eventuali

costi recuperati dai terzi (ad esempio, dal soggetto che ha prelevato il gas in maniera fraudolenta o il soggetto che ha causato la perdita localizzata);

- infine, è stata ipotizzata la prima applicazione del meccanismo agli esiti delle sessioni di aggiustamento relative al triennio 2019 – 2021;
- i livelli di riferimento del delta^{IO} individuati ai sensi della precedente lettera b), in base alla metodologia adottata, risultano ben superiori a quelli entro i quali l'attività di distribuzione può essere ritenuta coerente con l'efficienza di un operatore medio, rispetto al quale è parametrata la controprestazione economica garantita dalla regolazione tariffaria.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- alla consultazione hanno preso parte 14 soggetti che hanno, in generale, condiviso la necessità manifestata dall'Autorità di meglio comprendere il fenomeno del delta^{IO} ed individuare delle soluzioni per ridurre i volumi; molti soggetti hanno presentato delle ulteriori proposte e/o richieste di chiarimento in merito all'approccio illustrato nel documento per la consultazione;
- in diversi hanno ribadito l'importanza che il meccanismo si basi su aspetti che l'impresa di distribuzione sia realisticamente in grado di governare, che non richieda azioni che oltrepassino i limiti delle attività proprie di tali imprese e che tenga conto dei meccanismi di penalizzazione già esistenti ai sensi della regolazione vigente o che s'intende introdurre;
- in relazione agli aspetti principali del meccanismo, è stato rappresentato quanto segue:
 - *con riferimento al punto a)*, alcuni soggetti si sono detti favorevoli alla suddivisione descritta per la fase di avvio del meccanismo, mentre per il regime propongono di tener conto di ulteriori fattori (quale, ad esempio, la dimensione aziendale); altri hanno prospettato un'applicazione delle misure descritte soltanto in relazione ad alcuni tipi di impianti (quelli caratterizzati da livelli di delta^{IO} particolarmente elevati), prevenendo in un secondo momento l'estensione a tutti gli impianti, allorché lo si ritenga ancora necessario;
 - *con riferimento al punto b)*, si registra una generale condivisione, sebbene alcuni soggetti abbiano evidenziato come l'efficienza di un operatore medio andrebbe, tuttavia, definita per *cluster* impiantistici/dimensioni dell'impresa di distribuzione (per tener conto della composizione delle tipologie dei punti di riconsegna sottesi, degli obblighi di installazione degli *smart meter* e di altri fattori caratterizzanti i volumi del delta^{IO}). Un soggetto ha proposto di definire una "franchigia" sul valore del delta^{IO} ammissibile per tener conto dell'influenza di fattori che non dipendono dall'impresa di distribuzione (ad esempio, l'errore di misura intrinseco nella strumentazione installata presso la maggioranza dei clienti finali). Alcuni soggetti, infine, hanno evidenziato l'importanza di evitare che nei *cluster* caratterizzati dalle *performance* peggiori vengano sistematicamente premiati gli impianti più efficienti della media, ma

che non migliorano la loro *performance* nel tempo, incentivando così il mantenimento dello *status quo*;

- *con riferimento al punto c)*, in generale i partecipanti alla consultazione si sono detti favorevoli all'applicazione del meccanismo su un periodo di tre anni, ma hanno espresso delle preoccupazioni sull'utilizzo dei dati delle sessioni annuali, suggerendo di utilizzare solo i dati più consolidati delle sessioni pluriennali;
- *con riferimento al punto d)*, è emersa una generale condivisione in merito alla metodologia di calcolo proposta. Un soggetto ha chiesto di valutare l'ipotesi di penalità differenziate per *cluster* impiantistici; alcuni hanno proposto che a regime la penalità sia collegata ai prezzi di mercato (ad esempio, il prezzo medio di mercato pubblicato dal GME) del periodo in cui si è originato il delta^{10} affinché sia più rappresentativa dei costi sostenuti per approvvigionare il delta^{10} ;
- *con riferimento al punto e)*, le integrazioni del quadro regolatorio prospettate sono state sostanzialmente condivise dai partecipanti alla consultazione; alcuni soggetti hanno proposto di individuare percentuali geografiche dei volumi associati ai prelievi fraudolenti da sottrarre al delta^{10} in luogo della quantificazione esatta. La maggior parte dei soggetti ha chiesto di prevedere la copertura di tutti i costi di recupero sostenuti dalle imprese di distribuzione, inclusi quelli per le azioni legali intraprese nei confronti dei soggetti responsabili dei prelievi fraudolenti o delle perdite; in particolare, è stato chiesto di specificare se, in caso di restituzione al sistema dell'importo recuperato, tali costi saranno comunque compensati. L'impresa maggiore di trasporto ha proposto che le imprese di distribuzione comunichino al Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) le informazioni relative alle perdite localizzate ed ai prelievi fraudolenti;
- con riferimento all'entrata in vigore, quasi tutti i soggetti hanno chiesto di posticiparla per avere a disposizione dati più consolidati, ovvero oggetto di una o più sessioni di aggiustamento pluriennali, in quanto le problematiche riscontrate nelle sessioni di bilanciamento ed aggiustamento effettuate nel corso dell'anno 2020, nonché gli effetti della pandemia da COVID-19 potrebbero rendere non coerente il confronto con i parametri statistici individuati. Alcuni soggetti, inoltre, hanno espresso delle perplessità sull'applicazione "retroattiva" del meccanismo ed hanno chiesto un'applicazione pro-futuro in modo che le imprese di distribuzione siano in grado di mettere in campo tutte le azioni necessarie per contrastare il fenomeno del delta^{10} ed evitare di subire delle penalizzazioni su eventi verificatisi nel passato relativamente ai quali non è più possibile modificarne gli esiti.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- con particolare riferimento alla tematica dei prelievi fraudolenti è stata, inoltre, segnalata la necessità di:

- chiarire quali fattispecie sono riconducibili alla casistica di “prelievi fraudolenti” ai fini dell’applicazione del meccanismo prospettato in modo da evitare differenze tra le imprese di distribuzione nella determinazione degli importi da sottrarre al delta^{IO} (ad esempio, è stato proposto di includere solo quelli per i quali l’impresa di distribuzione ha sporto denuncia all’Autorità pubblica in merito a situazioni anomale rinvenute nell’esercizio della propria attività);
- chiarire il trattamento previsto per i casi di prelievo su punti per i quali sia stata eseguita la chiusura per morosità del cliente finale ma non vi sia ancora stata la risoluzione contrattuale;
- un maggior coinvolgimento delle Forze dell’Ordine per contrastare il problema (è stata richiesta la stipula da parte dell’Autorità di specifici Protocolli di cooperazione) e di una maggiore collaborazione con i venditori che, in quanto titolari del rapporto contrattuale con il cliente finale, rappresentano il soggetto preposto a garantire l’accesso ai punti di riconsegna (di seguito: PdR) su cui sono installati i gruppi di misura;
- sono, infine, emersi durante la consultazione aspetti più generali o potenziali criticità, tra le quali qui rileva riportare:
 - i. la necessità di definire le modalità con cui il gas corrispondente alle perdite di rete/prelievi fraudolenti verrà attribuito dall’RdB all’impresa di distribuzione, così come i correlati aspetti di fatturazione tra i due soggetti e i conseguenti scambi informativi con la CSEA ai fini del funzionamento del sistema di copertura dei relativi costi;
 - ii. la difficoltà nella ripartizione del delta^{IO} nei casi di una ReMi fisica afferente a più imprese di distribuzione nei casi delle c.d. reti di distribuzione sottese, in quanto non risulta sempre possibile installare misuratori di interscambio e, dove presenti, la misura di interscambio potrebbe non essere raccolta con la stessa frequenza del misuratore dell’immesso in rete. Con riferimento alla medesima tematica, nell’ambito delle verifiche ispettive è emersa anche la casistica di aggregati (i c.d. *pool*) di ReMi fisici, quindi allacciati alla rete di trasporto, gestiti da diverse imprese di distribuzione;
 - iii. la necessità di tener conto di casistiche particolari che potrebbero verificarsi nel triennio di riferimento come *city gate* per i quali non sono disponibili i dati per tutto il periodo di riferimento (in quanto attivati da meno di tre anni o cessati nei tre anni), oppure che sono stati oggetto di variazione nella configurazione impiantistica (interconnessioni o separazioni di ReMi) o di avvicendamento di gestore per effetto dell’aggiudicazione di una gara. Per questo ultimo caso, al fine di evitare penalizzazioni derivanti da una gestione inefficiente causata dalla precedente impresa di distribuzione, è stato proposto di applicare il meccanismo a partire dal quarto anno successivo alla cessione dell’impianto oppure di implementarlo in maniera progressiva;
 - iv. l’assenza di un criterio univoco per tutti gli operatori di stima dei quantitativi di gas naturale oggetto di perdite di gas o di prelievi fraudolenti, specialmente ove non risulti possibile risalire al momento in cui ha avuto origine la

- perdita/prelievo fraudolento. A tal proposito è stato suggerito di affidare al Comitato Italiano Gas (CIG) il compito di definire il suddetto criterio e/o avviare dei tavoli di lavoro con le associazioni rappresentative degli operatori, coordinati dall’Autorità, in modo da evitare disomogeneità di calcolo e possibili contestazioni;
- v. l’importanza del consolidamento delle attività funzionali alla gestione del *settlement* da parte del SII per assicurare il corretto funzionamento del meccanismo;
- vi. la maggiore complessità che deriverà dalle immissioni in rete di biometano (che cominciano a presentarsi anche sulle reti di distribuzione), idrogeno e gas sintetici, nonché dalla realizzazione di cabine Bi-ReMi e conseguente bidirezionalità dei flussi di gas.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la deliberazione 2/2022/A l’Autorità ha adottato il Quadro strategico che orienterà il periodo 2022 – 2025 e, nell’ambito dell’obiettivo strategico “OS.22 *Accompagnare l’evoluzione del settore del gas naturale in un’ottica di decarbonizzazione*”, tra le principali linee di intervento, ha indicato la “*Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione rispetto al delta in-out*”;
- in esito al procedimento avviato con la deliberazione 82/2017/R/gas, di cui si è tenuto conto nell’ambito del già richiamato documento per la consultazione 357/2021/R/gas, con la deliberazione 512/2021/R/gas, per quanto qui rileva, l’Autorità ha istituito un meccanismo di incentivazione economica legato ad alcuni significativi livelli di servizio introdotti in relazione all’attività di *metering*, quindi nella responsabilità dell’impresa di distribuzione con riferimento ai *city gate*, finalizzato a garantire l’affidabilità dei dati di misura e ad indurre un graduale adeguamento del parco impianti allacciato alla rete di trasporto; infatti, a decorrere dal 1 gennaio 2024, in caso di mancato rispetto dei sopraccitati livelli di qualità, si applicheranno corrispettivi economici commisurati ai costi per il sistema di trasporto derivanti dagli errori di misura, che saranno versati sul *Conto oneri trasporto* entro il 30 giugno di ciascun anno;
- con comunicazione 5 marzo è stato rinnovato il Protocollo d’Intesa tra l’Autorità e il CIG che richiama ai punti 1.4 e 1.5 tra le finalità statutarie di quest’ultimo lo studio di problemi scientifici e tecnici (elaborando progetti di norme tecniche, specifiche tecniche, rapporti tecnici e linee guida) riguardanti, tra le altre cose, la misura e la qualità del gas;
- l’RdB ha evidenziato che, prima dell’anno 2024, non sarà in condizione di effettuare il calcolo della penalità in quanto è necessario approntare il sistema informativo; mentre, sempre per raggiungere la sopraccitata tempistica di entrata in vigore, il database inerente alle anagrafiche delle imprese di distribuzione, funzionale anche alla raccolta delle informazioni circa prelievi fraudolenti e perdite localizzate, potrebbe essere velocemente costituito qualora venissero fornite le seguenti informazioni: (i) l’anagrafica dell’impresa di distribuzione (sia

di riferimento sia sottesa, anche interconnessa con altre imprese di trasporto) ossia ragione sociale, Partita Iva e indirizzo di posta elettronica certificata; (ii) l'associazione "anno - mese - ReMi (codice identificativo) – impresa di distribuzione (Partita Iva)".

RITENUTO CHE:

- alla luce di quanto sopra illustrato, sia opportuno confermare l'approccio semplificato descritto nel documento per la consultazione 357/2021/R/gas, volto ad intercettare le situazioni di manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione, rimandando a successivi interventi dell'Autorità la definizione di un più compiuto e stringente sistema di responsabilizzazione che tenga anche conto di ulteriori fattori quali anche quelli evidenziati nelle risposte al documento di consultazione, nonché dell'esigenza di promuovere il miglioramento della *performance* della generalità delle imprese; al riguardo, è bene ribadire che:
 - il meccanismo semplificato intercetta situazioni in cui il servizio di distribuzione è erogato in modo palesemente disfunzionale rispetto agli standard attesi da un operatore mediamente efficiente, rispetto ai quali sono parametrati i ricavi garantiti dalla disciplina tariffaria; in tali casi, pertanto, la remunerazione del servizio riconosciuta dalla tariffa applicata dall'impresa risulta sproporzionata e non giustificata; il meccanismo semplificato, quindi, non pone in capo agli operatori obblighi aggiuntivi in tema di esercizio della rete, ma presuppone gli obblighi già previsti dalla vigente regolazione, rispetto ai quali sono dimensionati i corrispettivi tariffari che l'impresa già percepisce;
 - in conseguenza di quanto sopra, il meccanismo semplificato svolge, quindi, non tanto (o almeno non in via prioritaria) una funzione incentivante per l'operatore (che sarà più compiutamente introdotta nella successiva disciplina), ma persegue la finalità di responsabilizzare l'operatore inefficiente, ponendogli in capo una quota degli oneri di generati (sul bilanciamento del gas naturale) dalla sua macroscopica inefficienza (a fronte dei quali, l'impresa ha, come detto, percepito dei corrispettivi che risultano sovradimensionati); in tal modo, limitatamente a tali casi di macroscopica disfunzione del servizio, si riporta a un livello più coerente con tale situazione di inefficienza il livello della remunerazione conseguita dall'applicazione dei corrispettivi tariffari;
- nella prospettiva ribadita nei precedenti due alinea, pertanto, diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori in sede di consultazione, non vi siano elementi ostativi ad applicare il meccanismo semplificato sin dal periodo 2020 - 2022, atteso che, come detto, la finalità perseguita è quella di responsabilizzare l'impresa rispetto ai livelli di *performance* fissati dall'attuale regolazione, rendendo quindi meno sproporzionato (rispetto alla sua inefficienza rispetto ai suddetti livelli di *performance*), quanto riconosciuto all'impresa dalla regolazione tariffaria; inoltre, non pare inutile al riguardo osservare che, in ogni caso, il

meccanismo semplificato si basa su calcolo ancora da effettuare e si applica a periodi con riferimento ai quali le imprese di distribuzione sono ancora in grado di compiere correzioni dei dati di OUt e di comunicare ulteriori voci a scapito del Δ^{IO} (potendo quindi ancora incidere a mitigare la dimensione della situazione disfunzionale, intercettata dal meccanismo);

- sia inoltre opportuno, anche alla luce delle osservazioni pervenute, integrare l'approccio semplificato, prevedendo:
 - nei casi di presenza di imprese di distribuzione sottese, l'impresa di distribuzione di riferimento provvederà a ripartire con ciascuna impresa di distribuzione sottesa l'eventuale penalità sulla base della misura di interconnessione oppure, se non disponibile, in proporzione al numero dei PdR serviti nel triennio di riferimento, dandone comunicazione all'RdB;
 - per quanto concerne i *city gate* attivati da meno di tre anni o cessati nel corso dei tre anni, stabilire che vengano esclusi dal calcolo; mentre, con riferimento ai casi di variazione della configurazione impiantistica (interconnessioni o separazioni di ReMi) nel corso del triennio considerato, l'RdB calcola la penale secondo l'attribuzione dei consumi ai ReMi in base a quanto comunicato dal SII ai sensi dell'Art. 19 del TISG;
 - in relazione all'osservazione di garantire che, nei *cluster* caratterizzati dalle *performance* peggiori, non vengano sistematicamente premiate le imprese di distribuzione più efficienti della media, che però non migliorano la loro *performance* nel tempo, introdurre un fattore *s* che permetta, alla luce degli esiti del primo anno di applicazione, di attribuire delle soglie più stringenti dei valori ammissibili minimo e massimo di Δ^{IO} in ragione del raggruppamento di appartenenza; pertanto, con riferimento al primo periodo di applicazione il suddetto fattore *s* sia posto pari a 1;
 - nelle more della definizione di metodologie univoche per la ricostruzione dei prelievi fraudolenti/perdite localizzate, che sia consentita la presentazione di una dichiarazione relativa ai volumi ricostruiti affinché l'RdB ne tenga conto nella determinazione del Δ^{IO} e dei relativi importi; inoltre, che sia comunque possibile comunicare i suddetti prelievi/perdite anche successivamente al primo calcolo utile e, in tal caso, che l'RdB proceda ad attribuire all'impresa di distribuzione e comunicare alla CSEA gli importi da restituire pari al minore fra la penalità *P* precedentemente applicata e un importo pari al prodotto fra i quantitativi dichiarati successivamente relativi al triennio cui si applica la penale ed il corrispettivo unitario α pari a 3,33 €/MWh;
 - che le imprese di distribuzione, in luogo del riconoscimento degli oneri legali connessi al recupero del valore del gas per i casi di perdite localizzate e/o prelievi fraudolenti, possano trattenere una quota del valore del gas recuperato; tale soluzione è ritenuta preferibile anche in quanto volta a favorire la messa in atto di azioni efficienti ed efficaci per il recupero del suddetto valore;

- sia opportuno attribuire la responsabilità dell'effettuazione delle attività funzionali alla determinazione della eventuale penalità all'RdB, che dovrà operare, anche per conto degli altri trasportatori interconnessi, nel rispetto di quanto previsto nell'ambito delle istruzioni operative di cui all'*Allegato A* del presente provvedimento;
- posto che ai fini dell'individuazione dell'associazione fra Partita IVA, ragione sociale e indirizzo di posta elettronica certificata dell'impresa di distribuzione fa fede l'anagrafica disponibile sul sito dell'Autorità che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a tenere aggiornata ai sensi dell'*Allegato A* della deliberazione 102/2022/R/com, sia opportuno, in relazione alla costituzione del database relativo alle imprese di distribuzione, in linea con quanto prospettato dall'RdB, prevedere che il SII trasmetta, almeno annualmente con dettaglio mensile, secondo modalità stabilite in accordo con l'RdB le informazioni relative all'associazione "anno - mese - ReMi (codice identificativo) – impresa di distribuzione (Partita Iva);
- sia opportuno assegnare al CIG, nell'ambito del Protocollo summenzionato, il compito di definire una o più linee guida in materia di ricostruzione dei consumi nei casi di prelievi fraudolenti e di perdite localizzate, sulla base delle *best practice* ad oggi vigenti presso le imprese di distribuzione attive in Italia e tenendo conto degli esiti dei gruppi di lavoro europei sulla tematica delle emissioni; e che sia a tal fine opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale per i seguenti;
- alla luce delle tempistiche necessarie per le implementazioni informatiche sopra richiamate, sia opportuno prevedere che la prima applicazione avvenga considerando gli esiti della sessione di aggiustamento annuale di competenza dell'anno 2022 e dei due anni più recenti, 2020 - 2021, della sessione di aggiustamento pluriennale effettuate nell'anno 2023

DELIBERA

Articolo 1 *Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano, nei limiti in cui sono compatibili, le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, all'articolo 1 della deliberazione 29 luglio 2004, 138/04, di cui all'articolo 1 dell'*Allegato A* alla deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, all'articolo 1 dell'*Allegato A* alla deliberazione 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas e le seguenti ulteriori definizioni:

- **impresa di distribuzione di riferimento:** è, con riferimento a impianti di distribuzione interconnessi o porzioni di impianto gestiti da più imprese di

distribuzione, l'impresa che gestisce il maggior numero di punti di consegna e, nel caso che il numero di punti di consegna gestiti sia uguale, l'impresa che gestisce il maggior numero di punti di riconsegna;

- **impresa di distribuzione sottesa:** è, con riferimento a impianti di distribuzione interconnessi o porzioni di impianto gestiti da più imprese di distribuzione, ogni impresa diversa dall'impresa di distribuzione di riferimento;
- **triennio di riferimento:** è il periodo di tre anni costituito dall'anno di competenza dell'ultima sessione di aggiustamento annuale e dai più recenti due anni di competenza della precedente sessione di aggiustamento pluriennale;
- Δ^{IO} : è la differenza tra i quantitativi immessi al punto di riconsegna della rete di trasporto o *city gate* e quelli prelevati dalla rete di distribuzione, che coincide con il termine di cui al comma 33.2 del TISG;
- Δ_{Eff}^{IO} : è la media aritmetica calcolata, nel triennio di riferimento, dei valori di Δ^{IO} di ciascun anno derivanti dalle sessioni di aggiustamento che partecipano al computo, al netto delle perdite localizzate e dei prelievi fraudolenti rilevati in ciascun anno;
- **perdite localizzate:** sono i quantitativi di gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio e/o incidente o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione, nonché quelli individuati a seguito di ricerca programmata delle fughe o segnalazione di dispersioni per i quali l'impresa di distribuzione abbia effettuato una ricostruzione; sono escluse tutte le altre tipologie di perdite;
- **prelievi fraudolenti:** sono prelievi misurati oppure oggetto di ricostruzione per i quali l'impresa di distribuzione ha denunciato alle autorità competenti la natura fraudolenta.

Articolo 2

Oggetto e finalità

- 2.1 Il presente provvedimento istituisce un meccanismo semplificato per la responsabilizzazione delle imprese di distribuzione, anche in qualità di responsabili del dispacciamento sulla loro rete, con riferimento alla differenza tra i quantitativi immessi al *city gate* e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione o Δ^{IO} , con l'obiettivo di minimizzare tale valore che è approvvigionato dal Responsabile del bilanciamento con oneri a carico del sistema.

Articolo 3

Meccanismo di responsabilizzazione semplificato

- 3.1 Il meccanismo di responsabilizzazione semplificato individua i *city gate* i cui valori di Δ^{IO} si discostano in misura rilevante dal comportamento del raggruppamento

omogeneo di *city gate* cui appartengono e definisce una penalità da applicare all'impresa di distribuzione.

3.2 Ai fini di cui al precedente comma 3.1, con cadenza annuale, sono effettuate, con le modalità previste al successivo Articolo 4, le seguenti attività funzionali alla determinazione della eventuale penalità *P* da applicare:

- a) individuazione dei raggruppamenti omogenei di *city gate*;
- b) calcolo per ciascun *city gate* del Δ_{Eff}^{IO} su un orizzonte di tre anni;
- c) determinazione dei valori di riferimento ammissibili minimo e massimo Δ_{amm}^{IO-} e Δ_{amm}^{IO+} ;
- d) confronto tra i valori di cui alla precedente lettera b) e lettera c) e calcolo, per ciascun *city gate*, della eventuale penalità *P* presso ciascun *city gate*:

$$P = \alpha * \begin{cases} \Delta_{amm}^{IO-} - \Delta_{eff}^{IO} & \text{se } \Delta_{eff}^{IO} < \Delta_{amm}^{IO-} \\ \Delta_{eff}^{IO} - \Delta_{amm}^{IO+} & \text{se } \Delta_{eff}^{IO} > \Delta_{amm}^{IO+} \end{cases}$$

dove α è, in linea con la regolazione del GNC contenuta all'Articolo 30bis della RTTG, pari a 3,33 €/MWh.

Articolo 4

Obblighi in capo al Responsabile del bilanciamento

- 4.1 Le attività di cui al precedente comma 3.2 sono svolte dal Responsabile del bilanciamento che, a tal fine, applica quanto riportato nelle "Istruzioni Operative" di cui all'*Allegato A* al presente provvedimento.
- 4.2 Per l'attuazione di quanto previsto al precedente comma 4.1 il Responsabile del bilanciamento individua e rende pubbliche le modalità e i formati più efficienti e di facile fruizione. Egli mette a disposizione, altresì, un sistema informativo funzionale alla raccolta dei dati e delle informazioni utili al computo della penale ai sensi del presente provvedimento e alla comunicazione degli esiti alle imprese di distribuzione. Gli esiti sono trasmessi contestualmente anche a CSEA per l'espletamento delle attività a suo carico.
- 4.3 Entro un mese dalla pubblicazione degli esiti della sessione di aggiustamento annuale effettuata nell'anno *t* il Responsabile del bilanciamento pubblica sul proprio sito *internet*, in una sezione facilmente identificabile, i valori di Δ_{amm}^{IO-} e Δ_{amm}^{IO+} calcolati sui cinque trienni da *t-7* a *t-1*.
- 4.4 Il Responsabile del bilanciamento trasmette all'Autorità, annualmente, una relazione dettagliata sugli esiti delle attività di cui al precedente comma 4.1, nonché sull'andamento del rispetto degli obblighi informativi di cui al successivo comma 6.1 corredata dai casi di inottemperanza e di ritardo.

Articolo 5

Disposizioni inerenti alle perdite localizzate e ai prelievi fraudolenti

- 5.1 L'impresa di distribuzione è tenuta a comunicare al Responsabile del bilanciamento, secondo le modalità definite ai sensi dell'articolo 4, perdite localizzate e prelievi fraudolenti.
- 5.2 L'impresa di distribuzione è tenuta a ricostruire i volumi di gas con la diligenza specifica dovuta dall'operatore e tenendo conto, anche, delle linee guida di cui al successivo comma 8.5 una volta definite.
- 5.3 I dati e le informazioni di cui al comma 5.1 possono essere trasmessi fino a due sessioni di calcolo successive all'anno di competenza dei prelievi. In tal caso, il Responsabile del bilanciamento attribuisce all'impresa di distribuzione e comunica annualmente a CSEA, secondo modalità e tempistiche da quest'ultima definite, gli importi da restituire determinati come il minore fra la penalità P precedentemente applicata e un ammontare pari al prodotto fra la media annua dei quantitativi successivamente dichiarati relativi al triennio cui si applica la penale ed il corrispettivo unitario α di cui al precedente comma 3.2, lettera d).
- 5.4 Le imprese di distribuzione sono tenute ad intraprendere le azioni necessarie a recuperare il valore del gas, oggetto di prelievo fraudolento e di perdite localizzate, presso il soggetto che abbia effettuato tale prelievo o che abbia causato tale perdita. I volumi di gas sono valorizzati in conformità con le norme applicabili al gas oggetto del servizio di *default* trasporto prestato nei confronti degli utenti della distribuzione di cui al comma 6.2 della deliberazione 249/2012/R/gas.
- 5.5 Gli importi di cui al precedente comma 5.4, qualora recuperati, devono essere versati a CSEA secondo modalità e tempistiche da quest'ultima definite, producendo una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. 445/00, attestante la veridicità e la correttezza dei dati e degli importi dichiarati, accompagnata da una relazione di una società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società. L'impresa di distribuzione può trattenere per ciascun caso di prelievo fraudolento/perdita localizzata, e non versare a CSEA, una parte di quanto recuperato I_{RT} secondo la seguente formula:

$$I_{RT} = \begin{cases} I_R & \text{se } I_R \leq 600 \text{ €} \\ 600 + 0,1 * (I_R - 600) & \text{se } I_R > 600 \text{ €} \end{cases}$$

dove:

I_{RT} è il termine che rappresenta la parte, espressa in euro, dell'importo recuperato che l'impresa di distribuzione può trattenere;

I_R è il termine che rappresenta l'importo recuperato espresso in euro.

Articolo 6

Obblighi in capo all'impresa di distribuzione

- 6.1 L'impresa di distribuzione comunica al Responsabile del bilanciamento le informazioni relative ai prelievi fraudolenti e alle perdite localizzate di cui all'Articolo 5, nonché gli ulteriori dati funzionali al computo della penalità, secondo le modalità e i formati dal medesimo individuati ai sensi del precedente Articolo 4, nel rispetto delle tempistiche dallo stesso fissate in coerenza con quanto stabilito al successivo comma 7.2, e pubblicate sul proprio sito internet. Le suddette informazioni sono rese ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. 445/2000.
- 6.2 In presenza di imprese di distribuzione sottese, la penalità P è ripartita dall'impresa di distribuzione di riferimento tra la medesima e ciascuna impresa di distribuzione sottesa sulla base della misura di interconnessione oppure, se non disponibile, in proporzione al numero dei PdR serviti nel triennio di riferimento. L'impresa di distribuzione di riferimento comunica i valori di P così determinati al Responsabile del bilanciamento secondo la tempistica da quest'ultimo definita in ragione degli obblighi di comunicazione a CSEA previsti dal presente provvedimento.
- 6.3 L'impresa di distribuzione è tenuta a versare a CSEA il valore della penalità P secondo le modalità ed entro le tempistiche di cui al successivo comma 7.2.

Articolo 7

Disposizioni per la CSEA

- 7.1 La CSEA registra gli importi di cui al presente provvedimento sul "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*", istituito con la deliberazione 782/2017/R/gas, mantenendone separata evidenza.
- 7.2 La CSEA, in collaborazione con il Responsabile del bilanciamento, definisce e rende pubbliche le modalità e le tempistiche utili di cui al presente provvedimento.
- 7.3 In caso di mancato o parziale versamento entro i termini di cui al precedente comma 7.2, la CSEA applica quanto previsto al comma 41.4 del TIT.
- 7.4 La CSEA invia all'Autorità una relazione inerente agli eventuali casi di mancato versamento degli importi dovuti dalle imprese di distribuzione ai sensi del presente provvedimento.
- 7.5 L'Autorità e la CSEA, secondo modalità definite dall'Autorità, potranno accertare la veridicità e la correttezza degli importi dichiarati nelle istanze di cui all'Articolo 5, nonché il rispetto delle condizioni dichiarate anche con verifiche ispettive e/o documentali a campione.

Articolo 8

Disposizioni transitorie e finali

- 8.1 In considerazione delle attività già nella responsabilità del Responsabile del bilanciamento, il calcolo dell'eventuale penalità P , di cui al precedente comma 3.2, è effettuato entro due mesi dalla pubblicazione degli esiti definitivi della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno più recente del triennio di riferimento.
- 8.2 Il fattore s , riportato nelle *Istruzioni Operative*, di cui al precedente comma 4.1, è definito con provvedimento dell'Autorità ed in prima applicazione del presente provvedimento è posto pari a 1.
- 8.3 Le *Istruzioni Operative* di cui al precedente comma 4.1 sono aggiornate con determina del Direttore della Direzione Mercati e Sostenibilità Ambientale, tenendo anche conto delle esigenze manifestate dagli operatori.
- 8.4 Il SII provvede, almeno annualmente, a trasmettere al Responsabile del bilanciamento, secondo modalità con quest'ultimo definite, per ogni impresa di distribuzione, l'associazione "anno - mese - ReMi - Partita Iva".
- 8.5 È dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale affinché nell'ambito del Protocollo vigente con l'Autorità, il CIG definisca una o più linee guida in materia di ricostruzione dei consumi nei casi di prelievi fraudolenti e di perdite localizzate, tenendo anche conto delle *best practice* ad oggi vigenti presso le imprese di distribuzione attive in Italia, nonché degli esiti dei gruppi di lavoro europei sulla tematica delle emissioni.
- 8.6 Ai fini dell'applicazione del meccanismo introdotto dal presente provvedimento si considera quale primo triennio di riferimento quello costituito dagli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2022 e dagli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale relativi agli anni 2021 e 2020.
- 8.7 Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.arera.it ed entra in vigore il giorno della sua pubblicazione.

2 agosto 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini