

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**419/2025/R/GAS**

**PROROGA DEL PERIODO DI VIGENZA  
DELLE DISPOSIZIONI DEL TUDG 2020-2025**

***Orientamenti dell'Autorità***

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del  
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente 27 maggio 2025, 221/2025/R/GAS

*Mercato di incidenza: gas*

*23 settembre 2025*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 27 maggio 2025, 221/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 221/2025/R/GAS), per valutare le modifiche al Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (di seguito: TUDG) necessarie ai fini del prolungamento della validità della regolazione vigente agli anni 2026 e 2027, disposta con la medesima deliberazione 221/2025/R/GAS, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

*L'adozione del presente documento per la consultazione è necessaria al fine di garantire la conclusione del procedimento di adeguamento della regolazione vigente nel rispetto dei termini previsti dall'articolo 2 della deliberazione 221/2025/R/GAS, ossia entro il 31 dicembre 2025 – rientrando quindi tra gli atti che l'Autorità ha titolo ad adottare nell'attuale regime di speciale prorogatio, in cui opera ai sensi della deliberazione 5 agosto 2025, 402/2025/A (di seguito: deliberazione 402/2025/A), a far data dal 10 agosto 2025.*

*Con il presente documento sono presentati, in particolare, gli orientamenti dell'Autorità in merito alla proroga, per gli anni 2026 e 2027, delle disposizioni tariffarie, previste dall'attuale Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 737/2022/R/GAS), recante "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025", in vigore dall'1 gennaio 2023, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RTDG), nonché gli orientamenti relativi alla proroga, per i medesimi anni 2026 e 2027, della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas di cui all'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 569/2019/R/GAS, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RQDG).*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) entro il **17 ottobre 2025**.*

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

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

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

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia  
Unità Infrastrutture Locali Gas**

***Piazza Cavour, 5 - 20121 - Milano***

***tel. 02.655.65.396***

***e-mail: [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it)***

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

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

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## INDICE

|                                                                                                                                                                                                                                                  |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>PARTE I: ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>                                                                                                                                                                                                        | <b>6</b>  |
| 1. Premessa .....                                                                                                                                                                                                                                | 6         |
| 2. Oggetto della presente consultazione.....                                                                                                                                                                                                     | 7         |
| 3. Struttura del documento .....                                                                                                                                                                                                                 | 7         |
| <b>PARTE II: COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI.....</b>                                                                                                                                                                                               | <b>9</b>  |
| 4. Tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi ( <i>X-factor</i> ) relativi al servizio di distribuzione gas (gestioni comunali o sovracomunali).....                                              | 9         |
| 5. Tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti relativi ai servizi di misura, commercializzazione e distribuzione di gas diversi dal gas naturale .                                                                              | 11        |
| 6. Componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito .....                                                                                                                                                                      | 12        |
| 7. Maggiorazione a copertura degli <i>extra</i> -costi per verifiche periodiche dei gruppi di misura di classe superiore a G6.....                                                                                                               | 14        |
| <b>PARTE III: COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI.....</b>                                                                                                                                                                                            | <b>17</b> |
| 8. Categorie di cespiti e vite utili regolatorie.....                                                                                                                                                                                            | 17        |
| 9. Trattamento dello <i>stock</i> di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 .....                                                                                                                                                              | 18        |
| 10. Valorizzazione degli investimenti in <i>smart meter</i> .....                                                                                                                                                                                | 22        |
| <b>PARTE IV: TARIFFE OBBLIGATORIE E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE</b>                                                                                                                                                                               | <b>25</b> |
| 11. Componente <i>CE</i> della tariffa obbligatoria (metanizzazione Sardegna) .....                                                                                                                                                              | 25        |
| 12. Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione .....                                                                                                                                                                          | 26        |
| 13. Perequazione dei costi relativi al servizio di misura.....                                                                                                                                                                                   | 29        |
| <b>PARTE V: OPZIONI TARIFFARIE.....</b>                                                                                                                                                                                                          | <b>31</b> |
| 14. Determinazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale | 31        |
| 15. Meccanismo di gradualità nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria alle opzioni tariffarie previste per i sistemi isolati .....                                                                                         | 34        |
| <b>PARTE VI: IMPLEMENTAZIONE DEL REGOLAMENTO (UE) 2024/1787 E DISPOSIZIONI RELATIVE ALLA QUALITÀ DEL SERVIZIO .....</b>                                                                                                                          | <b>36</b> |
| 16. Implementazione del regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia                                                                                     | 36        |
| 17. Altre disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas.....                                                                                                                                                  | 37        |

## **PARTE I: ASPETTI INTRODUTTIVI**

### **1. Premessa**

- 1.1 L'attuale TUDG<sup>1</sup> definisce la regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.
- 1.2 Con la deliberazione 221/2025/R/GAS, l'Autorità, al fine di poter svolgere un processo di consultazione per la definizione del sesto periodo di regolazione in modo adeguato, rispetto alle esigenze di effettiva partecipazione dei soggetti interessati, e di garantire la trasparenza ed efficacia del processo, ha tra l'altro ritenuto opportuno prorogare il periodo di vigenza dell'attuale regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2026 e 2027.
- 1.3 In particolare, l'Autorità ha previsto che, in linea generale, negli anni 2026 e 2027 trovino applicazione, con i necessari adattamenti, le attuali disposizioni del TUDG, e che, con riferimento ad aspetti specifici della regolazione, le disposizioni da applicare in tali anni siano definite a valle di uno specifico processo di consultazione, con l'eventuale pubblicazione di uno o più documenti per la consultazione, in esito al quale saranno apportate le necessarie modifiche al TUDG.
- 1.4 L'articolo 2 della citata deliberazione 221/2025/R/GAS ha quindi previsto l'avvio di un procedimento per valutare le modifiche al TUDG necessarie ai fini del prolungamento della validità della regolazione vigente agli anni 2026 e 2027, da concludersi, ai sensi del comma 2.3 della suddetta deliberazione, entro il 31 dicembre 2025, e comunque in tempo utile per l'approvazione delle tariffe obbligatorie per l'anno 2026. L'adozione del presente documento per la consultazione risulta necessaria al fine di garantire il rispetto dei suddetti termini. Si tratta, pertanto, di un atto dovuto non differibile che rientra tra quelli che l'Autorità è legittimata ad adottare nell'ambito dell'attuale regime di speciale *prorogatio*, in cui opera, ai sensi della deliberazione 402/2025/A, a far data dal 10 agosto 2025.
- 1.5 Il procedimento avviato ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 221/2025/R/GAS non è sottoposto all'applicazione della metodologia AIR, di cui alla deliberazione dell'Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08.

---

<sup>1</sup> Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 composto dalla Parte I recante le disposizioni in materia di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas di cui all'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 569/2019/R/GAS, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RQDG) e dalla Parte II recante le disposizioni in materia di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020 – 2025, di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS come successivamente modificato e integrato (di seguito: RTDG).

- 1.6 Le tematiche funzionali alla formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione, con decorrenza dall'anno 2028, sono oggetto del separato procedimento avviato con la medesima deliberazione 221/2025/R/GAS.

## **2. Oggetto della presente consultazione**

- 2.1 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità ai fini della proroga delle disposizioni in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, previste dall'attuale RTDG e dall'attuale RQDG per il periodo 2020-2025.
- 2.2 Nel seguito del documento vengono presentati gli orientamenti con riferimento alle tematiche per le quali si reputa opportuno effettuare approfondimenti mediante una fase di consultazione. In relazione agli argomenti non espressamente trattati nel presente documento, l'Autorità intende confermare per gli anni 2026-2027 le disposizioni regolatorie attualmente previste.
- 2.3 Sono altresì oggetto del presente documento per la consultazione le ulteriori tematiche riportate nella parte di motivazione della deliberazione 221/2025/R/GAS, finalizzate:
- al riconoscimento degli eventuali effetti della determinazione a consuntivo del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale, ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie (cfr. paragrafo 14);
  - alla definizione di criteri di gradualità per i clienti finali da adottare nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria, prevista per le reti interconnesse alimentate a gas naturale, alle opzioni tariffarie, previste per i sistemi isolati (cfr. paragrafo 15).

## **3. Struttura del documento**

- 3.1 Il documento per la consultazione, oltre alla presente Parte I, di natura introduttiva, comprende:
- Parte II, nella quale vengono illustrate le ipotesi di intervento con riferimento ai costi operativi riconosciuti;
  - Parte III, nella quale vengono trattati aspetti relativi alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti;
  - Parte IV, nella quale vengono illustrate le ipotesi di intervento in materia di tariffe obbligatorie e meccanismi di perequazione;
  - Parte V, relativa alle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas naturale in reti isolate e di gas diversi dal naturale;
  - Parte VI, riguardante prime valutazioni relative all'implementazione del regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla

riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, nonché in merito alla proroga della regolazione della qualità del servizio.

## **PARTE II: COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI**

### **4. Tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) relativi al servizio di distribuzione gas (gestioni comunali o sovracomunali)**

#### Attuali disposizioni della RTDG

- 4.1 Con la deliberazione 11 marzo 2025, 87/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 87/2025/R/GAS), adottata in seguito al documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 427/2024/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 427/2024/R/GAS), l'Autorità ha concluso il procedimento di ottemperanza avviato con la deliberazione 11 giugno 2024, 231/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 231/2024/R/GAS), con riferimento alla prima direttrice di intervento, finalizzata a colmare le lacune di istruttoria e motivazione rilevate dai giudici nelle sentenze, procedendo, tra l'altro, a rideterminare:
- a) le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2025, differenziate in funzione della dimensione dell'impresa e della densità di clientela servita;
  - b) i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) per il medesimo servizio di distribuzione, differenziati per classe dimensionale delle imprese, da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari delle suddette componenti per gli anni successivi al 2020.
- 4.2 In particolare, con riferimento all'intervento di cui alla lettera a) del punto precedente, l'Autorità ha rideterminato il valore del costo operativo effettivo (COE) medio unitario per ciascuno dei tre *cluster* dimensionali; con riferimento all'intervento di cui alla lettera b), l'Autorità ha rivisto l'obiettivo fissato con la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/GAS) per il *cluster* "dimensione piccola", in ottica di maggior gradualità e di sostenibilità del percorso di efficientamento, fissando l'*X-factor* con l'obiettivo di ridurre di un terzo il *gap* esistente nei riconoscimenti tariffari relativi all'anno 2018 rispetto alle imprese di "dimensione media", in luogo dell'obiettivo di ridurre tale *gap* della metà, come inizialmente previsto dalla deliberazione 570/2019/R/GAS.
- 4.3 In considerazione delle modifiche sopra illustrate, l'attuale comma 16.1 della RTDG fissa il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione per il periodo 2020-2025:
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna (di seguito: pdr) serviti, pari al 6,55%;
  - per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 pdr serviti, pari al 4,77%;

- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 pdr serviti, pari al 2,74%.
- 4.4 Da ultimo, si evidenzia che, in relazione alla seconda direttrice di intervento individuata dalla deliberazione 231/2024/R/GAS, l’Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 22 luglio 2025, 346/2025/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 346/2025/R/GAS), nel quale ha illustrato i propri orientamenti con riferimento all’obiettivo di sanare le carenze istruttorie nella determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione del gas ai sensi della deliberazione 570/2019/R/GAS, relative:
- all’idoneità della sola variabile relativa alla densità di utenza ad intercettare oneri aggiuntivi derivanti dalle peculiarità del territorio servito, quali, ad esempio, l’altitudine;
  - al mancato riconoscimento degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio a garanzia del bilinguismo.
- 4.5 Con riferimento ai temi riportati al punto precedente, nel documento per la consultazione 346/2025/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di prevedere, laddove le analisi evidenziassero necessità di intervento regolatorio, forme di riconoscimento “*on top*” rispetto ai corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti (COR) approvati con la deliberazione 87/2025/R/GAS, senza quindi necessità di ulteriore correzione dei COR per il periodo 2020-2025, confermando peraltro l’impostazione già assunta nel documento per la consultazione 427/2024/R/GAS.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

- 4.6 Ai fini dell’aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di distribuzione per gli anni tariffari 2026 e 2027, l’Autorità non ritiene opportuno confermare gli attuali valori dell’*X-factor* previsti dalla RTDG, dal momento che tali tassi sono stati definiti sulla base di obiettivi, diversificati in funzione del *cluster* dimensionale, il cui conseguimento è previsto entro l’anno 2025.
- 4.7 In tale contesto, la definizione di *X-factor* differenziati per *cluster* dimensionale per gli anni 2026 e 2027 in continuità di criteri rispetto all’attuale RTDG richiederebbe di procedere ad una nuova determinazione dei COR per tali anni, sulla base della medesima procedura adottata per gli anni 2020-2025, con logiche non compatibili con una proroga e con tempistiche che non risultano in linea con i termini previsti per la conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS; tali nuovi livelli di COR dovrebbero, peraltro, essere rivisti nel breve termine, al fine di valutarne la compatibilità con il quadro della regolazione tariffaria per il periodo di regolazione che decorrerà dall’anno 2028.
- 4.8 Su queste basi, con riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale, l’Autorità, in assenza di specifiche analisi volte a evidenziare l’esistenza di margini

di efficientamento, in ottica di contemperamento degli interessi delle imprese e dei clienti finali, intende:

- fissare, in ottica prudenziale, per ciascuno dei *cluster* dimensionali previsti, un *X-factor* ridotto del 50% rispetto ai valori applicati al *cluster* delle imprese di “dimensione grande” nel corrente periodo di regolazione;
- valutare, in sede di definizione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti per il prossimo periodo di regolazione, di adottare logiche di riconoscimento delle maggiori/minori efficienze che tengano conto delle valutazioni a consuntivo relative al tasso di variazione effettivo dei costi operativi delle imprese nell’anno *test*, eventualmente mediante riconoscimenti “*on top*”, con l’obiettivo di contemperare la redditività del servizio con l’esigenza di garantire adeguata tutela degli utenti del servizio.

4.9 Gli orientamenti dell’Autorità in relazione all’applicazione dell’*X-factor* specifico d’impresa, ai sensi dell’articolo 45 della RTDG (segnatamente, con riferimento all’elemento  $\Delta RID_{t,c}$ ), sono illustrati nel successivo paragrafo 12, relativo alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione.

#### ***Spunti per la consultazione***

S1. Osservazioni sull’*X-factor* da applicare ai fini dell’aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione gas, per le concessioni comunali o sovracomunali, per gli anni 2026 e 2027.

### **5. Tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti relativi ai servizi di misura, commercializzazione e distribuzione di gas diversi dal gas naturale**

#### **Attuali disposizioni della RTDG**

- 5.1 Il comma 16.2 e il comma 16.3 della RTDG prevedono, rispettivamente, che il tasso di riduzione annuale dei costi operativi unitari riconosciuti sia fissato:
- con riferimento al servizio di misura, pari a 0%; tale previsione è stata adottata in ragione del fatto che, per la funzione di installazione e manutenzione dei gruppi di misura e per la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure, il costo operativo effettivo nell’anno 2018 è risultato superiore al costo riconosciuto nel medesimo anno<sup>2</sup>;
  - con riferimento al servizio di commercializzazione, pari a 1,57%, tale valore è stato calcolato in analogia a quanto previsto, in relazione al servizio di

<sup>2</sup> In sede di aggiornamento *infra*-periodo, con la deliberazione 737/2022/R/GAS, l’Autorità ha verificato che, rispetto a quanto rilevato nell’anno 2018, i costi operativi unitari riconosciuti risultano essersi riallineati ai costi effettivi medi, risultando nell’anno 2021 leggermente superiori ai valori dei costi operativi unitari effettivi, sia con riferimento alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura sia con riferimento alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

distribuzione, per la gestione delle infrastrutture di rete, considerando i dati aggregati di settore.

- 5.2 Ai sensi del comma 16.1 della RTDG, l'*X-factor* per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti con riferimento al servizio di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale è fissato pari a 0%.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

- 5.3 Con riferimento al servizio di misura del gas, in assenza di specifiche analisi volte a evidenziare l'esistenza di margini di efficientamento che, come evidenziato al precedente punto 4.7 in relazione al servizio di distribuzione, richiederebbero tempistiche non compatibili con i termini previsti per la conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'*X-factor* per l'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per gli anni 2026 e 2027 pari a 0%.
- 5.4 Ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi del servizio di commercializzazione per gli anni tariffari 2026 e 2027, l'Autorità non ritiene opportuno confermare l'attuale valore dell'*X-factor* previsto dalla RTDG, dal momento che, analogamente a quanto riportato al punto 4.6 con riferimento al servizio di distribuzione, tale tasso è stato definito con un obiettivo da conseguirsi entro l'anno 2025. Su tali basi, l'Autorità ritiene opportuno definire un *X-factor* pari a 0%.
- 5.5 Infine, con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dei gas diversi, l'Autorità, in assenza di specifiche analisi volte a evidenziare l'esistenza di margini di efficientamento, ritiene opportuno confermare per gli anni 2026-2027 l'attuale valore dell'*X-factor*, pari a 0%.

***Spunti per la consultazione***

- S2. Osservazioni sull'*X-factor* applicato ai servizi di misura e commercializzazione del gas e distribuzione di gas diversi, per gli anni 2026 e 2027.

**6. Componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito**

*Attuali disposizioni della RTDG*

- 6.1 Con riferimento al riconoscimento dei costi operativi per le gestioni d'ambito, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha previsto l'applicazione, in ciascun anno tariffario  $t$ , della componente tariffaria  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ , differenziata in base alla densità relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno  $t-1$  e alla dimensione dell'ambito di concessione, distinguendo, a questo fine, gli ambiti che servono oltre 300.000 pdr dagli ambiti che servono fino a 300.000 pdr.

- 6.2 In particolare, ai sensi del comma 21.1 della RTDG, la componente tariffaria di cui al precedente punto, nel primo anno di gestione del servizio per ambito, è fissata pari:
- per gli ambiti che servano oltre 300.000 pdr, al livello dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali;
  - per gli ambiti che servano fino a 300.000 pdr, alla media dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali.
- 6.3 Gli aggiornamenti per il secondo e terzo anno di gestione per ambito sono effettuati applicando un *X-factor* pari a 0%.
- 6.4 Nel secondo triennio di gestione del servizio per ambito la componente a copertura dei costi operativi riconosciuti è determinata, ai sensi del comma 21.3 della RTDG, secondo criteri differenziati in funzione della dimensione dell'ambito. In particolare:
- per gli ambiti che servono oltre 300.000 pdr:
    - per il quarto anno della gestione per ambito, si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande;
    - per gli anni successivi al quarto, tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto con riferimento al *cluster* delle imprese di grandi dimensioni;
  - per gli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, in ottica di gradualità:
    - nel quarto anno di affidamento, si considerano con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
    - nel quinto anno di affidamento, si considerano con un peso pari al 25% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 75% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
    - nel sesto anno di affidamento, si considerano con un peso pari al 100% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

- 6.5 Le regole attuali della RTDG consentono di determinare i corrispettivi fino al sesto anno di affidamento. La proroga del periodo regolatorio per gli anni 2026 e 2027 comporta la necessità di prevedere disposizioni specifiche ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per

le gestioni d'ambito almeno fino all'ottavo anno di affidamento, per ambiti assegnati nell'anno tariffario 2020.

- 6.6 Con riferimento al settimo e ottavo anno di affidamento, l'Autorità ritiene opportuno, in continuità con gli attuali criteri:
- in relazione agli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, confermare l'applicazione dei corrispettivi per le imprese grandi in gestione comunale o sovracomunale, fissati per la classe di densità corrispondente, aggiornati sulla base dell'*X-factor* previsto per tali imprese, come già previsto con riferimento al periodo dal quarto al sesto anno di affidamento;
  - in relazione agli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, confermare l'applicazione dei corrispettivi previsti per le imprese grandi in gestione comunale o sovracomunale, fissati per la classe di densità corrispondente, come già previsto con riferimento al sesto anno di affidamento.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S3. Osservazioni in relazione alla determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi riconosciuti per le gestioni d'ambito, per gli anni 2026 e 2027.

### **7. Maggiorazione a copertura degli *extra*-costi per verifiche periodiche dei gruppi di misura di classe superiore a G6**

#### ***Inquadramento normativo e attuali disposizioni della RTDG***

- 7.1 Con il decreto ministeriale 21 aprile 2017, n. 93 (di seguito: decreto 93/17), è stato approvato il “Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea”.
- 7.2 L'articolo 4, comma 6, del decreto 93/17 prevede che i contatori con portata maggiore di 10 m<sup>3</sup>/h siano sottoposti a verifica periodica, con modalità e periodicità differenziate in funzione della tipologia degli strumenti di misura.
- 7.3 L'articolo 17 della RTDG stabilisce che i costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche, previste dal decreto 93/17, dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti di cui all'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, come successivamente modificato e integrato (di seguito: *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*), sono riconosciuti a consuntivo.
- 7.4 In relazione a tali costi, il comma 17.5 della RTDG prevede che, per gli anni 2023-2025, a ciascun esercente è riconosciuto in acconto un importo di 40 euro per ciascun pdr equipaggiato con gruppo di misura di classe superiore a G6 conforme ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

- 7.5 Ai fini della presente consultazione, l'Autorità ha verificato la congruità dell'importo riconosciuto a titolo di acconto rispetto ai costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese per adempiere agli obblighi previsti dal decreto 93/17. A tale scopo, in coerenza con le analisi svolte nel documento per la consultazione 15 novembre 2022 571/2022/R/GAS (di seguito documento per la consultazione 571/2022/R/GAS), propedeutiche all'aggiornamento della regolazione tariffaria per gli anni 2023-2025 di cui alla deliberazione 737/2022/R/GAS, sono stati esaminati i costi operativi rilevati dalle imprese nei Conti annuali separati nel comparto dell'attività di misura "i) *verifica periodica ex lege dei dispositivi di conversione laddove presenti nei misuratori di cui al punto a)*" nel periodo 2021-2023.
- 7.6 Nella successiva Tabella 1 sono riportati i costi operativi effettivi unitari, determinati rapportando i costi operativi effettivi<sup>3</sup> al numero di pdr equipaggiati con gruppi di misura di classe superiore a G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, per ciascun anno del periodo 2021-2023.

**Tabella 1: costo operativo medio ponderato unitario per le verificazioni periodiche dei gruppi di misura di classe maggiore di G6, per gli anni 2021-2023**

|                                                        | 2021  | 2022  | 2023  |
|--------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Costo operativo medio ponderato unitario (euro/GdM>G6) | 22,68 | 23,83 | 25,83 |
| n. osservazioni del campione                           | 79    | 72    | 73    |

- 7.7 Sulla base dei dati disponibili, si evidenzia, a livello di settore, un *trend* di leggera crescita dei costi unitari relativi alle verifiche periodiche, che, peraltro, risultano in linea con i valori rilevati nel periodo 2018-2021, riportati nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS<sup>4</sup>.
- 7.8 Tenuto conto di tali risultanze, l'Autorità ritiene opportuno confermare il meccanismo di acconto-conguaglio attualmente previsto dalla RTDG, valutando, per gli anni 2026 e 2027, di ridurre l'importo in acconto ad un valore compreso nell'intervallo di 30-35 euro per ciascun pdr equipaggiato con gruppo di misura di

<sup>3</sup> I costi operativi effettivi relativi alle verifiche metrologiche sono stati definiti adottando criteri coerenti con quelli utilizzati per la determinazione dei COE unitari medi ai fini della determinazione dei livelli iniziali per il quinto periodo regolatorio con riferimento al servizio di distribuzione del gas, come esplicitati nel documento per la consultazione 427/2024/R/GAS.

<sup>4</sup> Ad eccezione dei dati relativi all'anno 2020, in ragione degli effetti della pandemia COVID-19, e all'anno 2021, caratterizzato inoltre da un minor numero di osservazioni disponibili (52) rispetto alle analisi svolte ai fini del presente documento per la consultazione.

classe superiore a G6 conforme ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

- 7.9 Con riferimento alla fissazione del valore dell'acconto (ad un livello comunque superiore ai costi effettivi monitorati), l'Autorità ritiene che vi possano essere elementi di aleatorietà in relazione all'andamento dei costi effettivi nei prossimi anni, in considerazione delle frequenze di verifica differenziate in funzione della tecnologia del gruppo di misura installato e tenuto conto delle tempistiche previste dal cronoprogramma di installazione dei misuratori di classe superiore a G6 previsto dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, che inducono a valutazioni prudenziali rispetto ai dati che emergono dall'analisi dei Conti annuali separati.

***Spunti per la consultazione***

- S4. Osservazioni in relazione al valore dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche dei gruppi di misura di classe superiore a G6 previste dal decreto 93/17, per gli anni 2026 e 2027.

### **PARTE III: COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI**

#### **8. Categorie di cespiti e vite utili regolatorie**

##### Attuali disposizioni della RTDG

- 8.1 Le immobilizzazioni relative ai servizi di distribuzione e misura del gas sono distinte in due categorie, immobilizzazioni centralizzate e immobilizzazioni di località. Il valore delle immobilizzazioni centralizzate è determinato sulla base di criteri parametrici, mentre il valore delle immobilizzazioni di località è determinato sulla base dei valori puntuali dichiarati dalle imprese nelle raccolte dati ai fini tariffari.
- 8.2 Il comma 11.1 e il comma 11.2 della RTDG riportano le tipologie di cespiti ricomprese nelle immobilizzazioni di località, con riferimento, rispettivamente, al servizio di distribuzione e al servizio di misura del gas.
- 8.3 Ai sensi dell'articolo 18 della RTDG, per la determinazione della quota annua di ammortamento riconosciuta ai fini tariffari, si applicano le durate convenzionali dei cespiti riportati nella Tabella 3 della medesima RTDG, differenziate tra gestioni comunali o sovracomunali e gestioni per ambito.

##### Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027

- 8.4 L'Autorità, in ottica di stabilità regolatoria, ritiene opportuno confermare per gli anni 2026 e 2027 le vite utili previste per le attuali categorie di cespiti.
- 8.5 L'Autorità intende valutare di introdurre due nuove categorie di cespiti, relative alle connessioni di biometano e alle cabine bi-remi, assumendo una vita utile in linea, rispettivamente, con quella attualmente prevista per gli impianti di derivazione (40 anni per le gestioni comunali e sovracomunali e 50 anni per le gestioni per ambito) e per gli impianti principali e secondari (20 anni per le gestioni comunali e sovracomunali e 25 anni per le gestioni per ambito).
- 8.6 Operativamente, l'Autorità intende implementare tale modifica nell'ambito della raccolta RAB gas in tempo utile per le determinazioni tariffarie per l'anno 2027, prevedendo che eventuali investimenti relativi alle connessioni di biometano e alle cabine bi-remi effettuati nell'anno 2024 e dichiarati nella raccolta RAB gas per l'anno tariffario 2026 vengano transitoriamente attribuiti, rispettivamente, alle categorie di cespiti "impianti di derivazione (allacciamenti)" e "impianti principali e secondari".

***Spunti per la consultazione***

S5. Osservazioni in relazione alle categorie di cespiti e alle relative vite utili regolatorie, per gli anni 2026 e 2027.

**9. Trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011**

*Attuali disposizioni della RTDG*

- 9.1 Con la riforma introdotta con la deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS), l'Autorità ha previsto che i contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012, che costituiscono una posta negativa del capitale investito netto, siano soggetti a un processo di ammortamento (degrado). Di conseguenza, il valore dei contributi pubblici e privati che viene sommato algebricamente ai fini della determinazione del capitale investito netto si riduce nel tempo fino ad azzerarsi a completamento del processo di ammortamento. In parallelo, in ciascun anno, la quota di ammortamento di tali contributi viene considerata come una posta negativa ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti.
- 9.2 Con la medesima deliberazione 573/2013/R/GAS, in relazione allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, l'Autorità ha previsto, in ottica di gradualità, la possibilità per le imprese di scegliere tra due modalità alternative di trattamento di tali contributi:
- a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito, mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
  - b) in analogia con il trattamento dei contributi percepiti a partire dal 2012, i contributi sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento, prevedendone inoltre il degrado per la quota portata in detrazione dagli ammortamenti.
- 9.3 Con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato previsto che, in caso di scelta dell'opzione di cui alla lettera b) del paragrafo precedente, l'ammortamento dello *stock* esistente al 31 dicembre 2011 venga gestito con criteri di gradualità. In particolare, è stato previsto che quota parte dello *stock* di contributi sia soggetta a rilascio immediato nel corso del quarto periodo di regolazione, mentre la quota restante sia soggetta a rilascio ritardato (c.d. contributi "congelati").
- 9.4 Con la successiva deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS (di seguito: deliberazione 367/2014/R/GAS), con la quale sono state definite le regole tariffarie per le gestioni d'ambito, è stato previsto, in relazione al trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, che, a seguito dell'assegnazione delle

nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito, debba in ogni caso trovare applicazione l'opzione di degrado dei contributi, sia nel caso in cui il gestore entrante sia uguale al gestore uscente, sia nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente; ciò in quanto l'approccio di tipo opzionale, introdotto con la richiamata deliberazione 573/2013/R/GAS, rifletteva esigenze di garantire gradualità e continuità gestionale per le precedenti gestioni comunali o sovracomunali che non trovano più ragion d'essere nel nuovo contesto delle gestioni d'ambito.

- 9.5 Per l'attuale periodo di regolazione, in relazione al trattamento dei contributi, l'Autorità ha confermato l'approccio applicato per i contributi a partire dal 2012, secondo cui i contributi pubblici e privati (i) sono considerati una partita negativa del capitale investito netto, (ii) sono soggetti ad ammortamento e (iii) le relative quote di ammortamento sono considerate una posta negativa degli ammortamenti riconosciuti.
- 9.6 Con riferimento alle modalità di trattamento della quota dei c.d. contributi "congelati", l'Autorità, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, nell'ottica di garantire maggiore gradualità e stabilità tariffaria, ha ritenuto opportuno prevedere l'adozione di un orizzonte temporale per il pieno "scongellamento" allineato all'orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado, da attuarsi mediante applicazione di quote costanti di "scongellamento", a partire dall'anno 2020, attraverso opportune variazioni del parametro  $kg_1$ , e la modulazione degli ammortamenti, attraverso opportune variazioni del parametro  $kg_2$ , già previsti dal comma 14.1 della RTDG 2014-2019<sup>5</sup>.
- 9.7 Anche con riferimento al periodo di regolazione in corso, pertanto, ai sensi dell'articolo 13 della RTDG, per le gestioni comunali o sovracomunali, il trattamento ai fini tariffari dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 è effettuato in continuità rispetto alla scelta operata a livello d'impresa, ai sensi della deliberazione 573/2013/R/GAS<sup>6</sup> tra le due modalità alternative riportate al punto 9.2, che prevedono, rispettivamente, che i contributi o non siano soggetti a degrado<sup>7</sup> o siano soggetti a degrado graduale, secondo le modalità indicate all'articolo 14 della medesima RTDG.
- 9.8 Per le gestioni d'ambito, l'articolo 22 della RTDG prevede invece che, indipendentemente dalla scelta effettuata in regime di concessione comunale, con riferimento allo *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, si applichi il regime di degrado graduale di cui al richiamato articolo 14 della RTDG, che prevede che la quota annua di degrado graduale, in relazione sia alle gestioni

<sup>5</sup> Allegato A alla deliberazione 367/2014/R/GAS, come successivamente modificato e integrato.

<sup>6</sup> Disposizioni in seguito ulteriormente affinate con la deliberazione 25 settembre 2014, 455/2014/R/GAS e secondo quanto previsto dal punto 2 della deliberazione 570/2019/R/GAS.

<sup>7</sup> In tale caso, i contributi sono portati interamente in deduzione dal capitale investito, mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi.

comunali o sovracomunali, sia alle gestioni per ambito, venga definita sulla base dei seguenti due parametri:

- $kg_1$ , che rappresenta il coefficiente di rilascio immediato ed esprime la quota dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 soggetta a rilascio nel corso del periodo di regolazione;
- $kg_2$ , che rappresenta il coefficiente di modulazione delle quote di degrado;
- $k_d$ , che rappresenta il coefficiente di degrado, fissato pari a 0,025 (che sottende una durata convenzionale dei contributi ai fini tariffari pari a 40 anni).

9.9 I valori dei parametri  $kg_1$  e  $kg_2$  per gli anni tariffari dal 2014 al 2025 sono riportati nella Tabella 2 della RTDG.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027 con riferimento al meccanismo di gradualità per il degrado dei contributi*

9.10 In merito, ai fini dell'estensione delle disposizioni della RTDG per gli anni 2026 e 2027, l'Autorità ritiene opportuno procedere ad aggiornare i valori dei parametri  $kg_1$  e  $kg_2$ , sulla base dei seguenti criteri:

- con riferimento al coefficiente  $kg_1$ , prevedendo, in continuità con l'approccio adottato per il periodo 2020-2025, di aggiornare tale coefficiente nell'ottica di garantire, in modo graduale, il rilascio completo dei contributi "congelati" entro il termine di 40 anni (a partire dal 2014), e tenendo conto che fino al 2019 la quota non rilasciata è risultata pari al 20%<sup>8</sup>;
- con riferimento al coefficiente  $kg_2$ , confermando il valore definito per l'anno tariffario 2025, al fine di garantire maggiore gradualità nell'applicazione della misura e stabilità tariffaria; in proposito, risulta opportuno evidenziare che, per i futuri periodi regolatori, l'Autorità valuterà di fissare un valore costante del coefficiente  $kg_2$  in modo da garantire che, al termine del periodo di degrado di 40 anni (a partire dall'anno 2014), la somma delle quote annue di degrado coincida con lo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011<sup>9</sup>.

9.11 Su queste basi, per gli anni 2026 e 2027, l'Autorità intende fissare per tali parametri i valori riportati nella tabella seguente.

---

<sup>8</sup> In altri termini, a partire dall'anno tariffario 2020, il coefficiente è stato aumentato di una quota pari a un 1/34 di 0,2, che rappresenta la quota di contributi ancora non rilasciata all'anno tariffario 2019.

<sup>9</sup> In altri termini, il coefficiente  $kg_2$  dovrà essere determinato in modo tale da garantire che, in media, nel periodo di degrado dal 2014 fino al termine del quarantesimo anno successivo (2053), il prodotto tra il coefficiente  $kg_1$  e il coefficiente  $kg_2$  sia pari a 1. Stante la dinamica di aumento graduale nel tempo del coefficiente  $kg_1$ , fino a raggiungere un valore pari ad 1 nel 2053, nel caso il valore costante del coefficiente  $kg_2$  sia definito a partire dall'anno tariffario 2028, risulterà pari a 1,1630; per completezza, si evidenzia che, nel caso il valore costante del coefficiente  $kg_2$  dovesse essere introdotto già dal 2026, risulterebbe pari a 1,1635.

**Tabella 2: valori dei parametri  $kg_1$  e  $kg_2$ , per gli anni tariffari 2026 e 2027**

| Anno tariffe | $kg_1$ | $kg_2$ |
|--------------|--------|--------|
| 2026         | 0,8412 | 1,1700 |
| 2027         | 0,8471 | 1,1700 |

*Chiarimenti in merito al trattamento dello stock di contributi a seguito del passaggio ad ATEM*

- 9.12 Come richiamato al punto 9.2, la RTDG ha consentito alle imprese distributrici che gestiscono il servizio di distribuzione su base comunale o sovracomunale di scegliere se assoggettare o meno a degrado lo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011. La medesima RTDG prevede invece che, per le gestioni d'ambito, si applichi in ogni caso il regime di degrado graduale.
- 9.13 In merito, l'Autorità ritiene opportuno chiarire le modalità di determinazione del degrado dei contributi per le località che passano a gestione d'ambito e per le quali, ai sensi del comma 13.1, lettera a), della RTDG, è stata effettuata la scelta di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione su base comunale o sovracomunale.
- 9.14 In particolare, l'Autorità ritiene opportuno chiarire che, con riferimento a tali località, le quota annue di degrado precedentemente non restituite durante la gestione su base comunale o sovracomunale debbano essere integralmente restituite entro il periodo di degrado di 40 anni a partire dall'anno tariffario 2014, nell'ottica di non introdurre disparità di trattamento rispetto alle località per le quali era stata effettuata la scelta di degrado graduale già nella gestione comunale o sovracomunale.
- 9.15 In termini formali, l'Autorità intende prevedere che, con riferimento a ciascun anno tariffario  $t$  a decorrere dall'anno di consegna degli impianti a seguito del passaggio a gestione d'ambito ( $ACI$ ) e a ciascuna impresa distributtrice  $c$ , in relazione alle località per le quali è stata scelta l'opzione di non applicare il degrado graduale, la quota annua di degrado dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 sia calcolata in base alla seguente formula:

$$QA_{2011,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d + \frac{\sum_{t=2014}^{t=ACI-1} ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d}{40 - (ACI - 2014)}$$

- 9.16 In altri termini, la quota annua di degrado è calcolata a partire dalla quota definita ai sensi del comma 14.1 della RTDG, sommando una partita addizionale, costante per tutto il periodo, pari al rapporto tra il valore complessivo del degrado dello *stock* di contributi in caso di applicazione del degrado graduale negli anni precedenti l' $ACI$  e il numero di anni residui.

***Spunti per la consultazione***

- S6. Osservazioni con riferimento al meccanismo di gradualità per il degrado dei contributi, per gli anni 2026-2027.
- S7. Osservazioni con riferimento al trattamento dello *stock* di contributi a seguito del passaggio ad ATEM.

**10. Valorizzazione degli investimenti in *smart meter***

Attuali disposizioni della RTDG

- 10.1 Il comma 56.2 della RTDG prevede che, ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* siano valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*, espresso a prezzi 2022, come riportato nella Tabella 10 della medesima RTDG.
- 10.2 Ai sensi del comma 56.3 della RTDG, la media del costo effettivo e del costo *standard* è calcolata assumendo un peso pari, rispettivamente, al 70% e al 30%.
- 10.3 In merito, si evidenzia che, con la deliberazione 737/2022/R/GAS, di aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria per il triennio 2023-2025, l'Autorità ha ritenuto opportuno:
- con riferimento ai gruppi di misura di classe fino a G25, determinare i nuovi livelli di costo *standard* per il triennio 2023-2025, a partire dai costi di investimento effettivi rilevati nell'anno 2020;
  - con riferimento ai gruppi di misura di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, confermare i livelli di costo *standard* previgenti.

Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027

- 10.4 Ai fini di una verifica generale della congruità del valore unitario dei costi *standard* per gli investimenti in *smart meter* effettuati negli anni 2026 e 2027, sono state aggiornate le analisi sui dati degli investimenti relativi al periodo 2018-2020, effettuate in occasione dell'aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, con la deliberazione 737/2022/R/GAS, prendendo in considerazione anche gli anni dati 2021-2023.
- 10.5 In particolare, nella tabella successiva è riportato il valore unitario medio degli investimenti in gruppi di misura di classe minore o uguale a G6 effettuati negli anni 2018-2023, con il dettaglio del valore degli investimenti nell'ultimo triennio disponibile, che rappresenta la migliore stima per gli anni 2026-2027; tale valore

viene confrontato con l'attuale costo unitario *standard*, espresso a prezzi 2022, previsto per gli anni 2024-2025.

**Tabella 3: valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all'installazione e messa in servizio di *smart meter* di classe G4/G6 (dati di settore, espressi a prezzi 2022)**

| Classe del GdM | Anno entrata in esercizio            | n° GdM installati              | Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/GdM) | Costo <i>standard</i> 2024- 2025 (euro/GdM) |
|----------------|--------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| G4             | 2018-2023<br><i>di cui 2021-2023</i> | 15.190.284<br><i>5.082.671</i> | 115,44<br><i>123,14</i>                                     | 122,00                                      |
| G6             | 2018-2023<br><i>di cui 2021-2023</i> | 259.926<br><i>111.677</i>      | 155,86<br><i>162,91</i>                                     | 159,00                                      |

10.6 Le analisi sopra illustrate sono state condotte anche con riferimento agli *smart meter* di classe superiore a G6, fino alla classe G25. La tabella seguente illustra i risultati di tali analisi.

**Tabella 4: valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all'installazione e messa in servizio di *smart meter* di classe compresa tra G10 e G25 (dati di settore, espressi a prezzi 2022)**

| Classe del GdM | Anno entrata in esercizio            | n° GdM installati       | Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/GdM) | Costo <i>standard</i> 2024- 2025 (euro/GdM) |
|----------------|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| G10            | 2018-2023<br><i>di cui 2021-2023</i> | 36.567<br><i>20.379</i> | 428,84<br><i>420,37</i>                                     | 524,00                                      |
| G16            | 2018-2023<br><i>di cui 2021-2023</i> | 80.332<br><i>52.426</i> | 386,13<br><i>371,75</i>                                     | 467,00                                      |
| G25            | 2018-2023<br><i>di cui 2021-2023</i> | 45.112<br><i>29.927</i> | 472,23<br><i>460,48</i>                                     | 577,00                                      |

10.7 In relazione agli *smart meter* di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, le analisi hanno confermato quanto già emerso negli approfondimenti condotti ai fini dell'aggiornamento *infra*-periodo della regolazione, evidenziando una maggiore variabilità dei costi unitari effettivi di installazione nel periodo considerato rispetto alle altre tipologie di gruppi di misura, a fronte, peraltro, di un'esigua numerosità di tali apparati.

10.8 Sulla base delle analisi svolte, l'Autorità, in ottica di stabilità regolatoria, non ritiene opportuno modificare, per gli anni 2026 e 2027, i livelli di costo *standard* previsti per gli anni tariffari 2024 e 2025 per le diverse tipologie di gruppo di misura, anche in considerazione delle attuali "pesature" tra costi effettivi e costi *standard* ai fini

del riconoscimento tariffario e, in relazione ai gruppi di misura di classe maggiore di G6, della dinamica limitata di installazione.

- 10.9 Inoltre, anche alla luce di quanto prospettato al punto precedente, l'Autorità ritiene opportuno, in ottica di continuità rispetto alla regolazione attualmente vigente, confermare, per gli anni 2026 e 2027, il criterio di valutazione degli investimenti basato su una media ponderata tra il costo effettivamente sostenuto e il costo *standard* con pesi pari, rispettivamente, al 70% e al 30%.

***Spunti per la consultazione***

- S8. Osservazioni sulle ipotesi di valorizzazione degli investimenti in *smart meter*, per gli anni 2026 e 2027.

## **PARTE IV:**

### **TARIFFE OBBLIGATORIE E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE**

#### **11. Componente *CE* della tariffa obbligatoria (metanizzazione Sardegna)**

##### Attuali disposizioni della RTDG

- 11.1 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha previsto l'istituzione di uno specifico ambito tariffario "Sardegna" e, transitoriamente, per un periodo di tre anni, l'introduzione di una specifica componente tariffaria *CE* (di segno negativo), da applicare ai soli pdr serviti nella Regione Sardegna, finalizzata ad attenuare gli impatti nelle tariffe per gli utenti del servizio. Tale componente è posta pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna (ad oggi caratterizzato da costi più elevati per gli utenti del servizio) e il livello della tariffa obbligatoria dell'Ambito meridionale, prevedendo altresì che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, con copertura mediante la componente *UG<sub>I</sub>* della medesima tariffa obbligatoria.
- 11.2 In relazione al processo di metanizzazione della Regione Sardegna, con il dPCM 29 marzo 2022, sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, nonché funzionali alla transizione energetica verso la decarbonizzazione delle attività produttive.
- 11.3 L'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022 ha previsto - tra l'altro - che l'Autorità adotti misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, per almeno cinque anni a decorrere dall'1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del medesimo DPCM 29 marzo 2022, in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria.
- 11.4 Con la deliberazione 737/2022/R/GAS, l'Autorità ha dato seguito a quanto previsto dal dPCM 29 marzo 2022, stabilendo che, in relazione alla metanizzazione della Regione Sardegna, possano essere ammessi ai meccanismi di socializzazione previsti dal medesimo dPCM le sole reti che rispettino i requisiti ivi indicati (cioè reti di distribuzione ubicate nella Regione Sardegna, realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del dPCM 29 marzo 2022), mentre le altre eventuali reti isolate di GNL o alimentate con carro bombolaio realizzate in Sardegna siano trattate secondo quanto previsto dalla regolazione tariffaria per le reti isolate di GNL o alimentate con carro bombolaio.
- 11.5 Con riferimento alle reti che rispettino i requisiti previsti dal dPCM 29 marzo 2022, l'Autorità, con la deliberazione 737/2022/R/GAS, ha confermato, per il triennio 2023-2025, l'applicazione, ai soli pdr serviti nella Regione Sardegna, di una specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr,

relativa alla compensazione dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati.

- 11.6 Il minor gettito viene compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, con copertura mediante la componente  $UG_I$  della tariffa obbligatoria.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

- 11.7 Tenuto conto delle tempistiche di cui all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022, che prevede che le misure a compensazione dei maggiori costi si estendano per almeno cinque anni a decorrere dall'1 gennaio 2022, l'Autorità intende confermare, anche per l'anno 2026, l'applicazione, ai soli pdr serviti nella Regione Sardegna, della specifica componente tariffaria  $CE$  della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, di cui al comma 42.3, lettera k), della RTDG, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione, a valere sulla componente  $UG_I$  della medesima tariffa obbligatoria.
- 11.8 Al fine di non introdurre elementi di discontinuità rispetto al quadro regolatorio attualmente vigente, l'Autorità intende altresì estendere l'applicazione della componente  $CE$  all'anno 2027, rinviando ulteriori valutazioni in merito in sede di definizione della regolazione tariffaria per il prossimo periodo regolatorio.
- 11.9 Tali disposizioni appaiono coerenti con il nuovo dPCM in materia di metanizzazione della Sardegna, attualmente in corso di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale, che sostituisce il dPCM del 29 marzo 2022.

***Spunti per la consultazione***

- S9. Osservazioni sulla conferma della componente  $CE$  della tariffa obbligatoria, per gli anni 2026 e 2027.

**12. Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione**

*Attuali disposizioni della RTDG*

- 12.1 La RTDG prevede un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, con la determinazione di importi in acconto, ai sensi dell'articolo 47, e di importi a consuntivo, ai sensi dell'articolo 45.
- 12.2 In particolare, l'articolo 45 della RTDG definisce l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione riconosciuto a consuntivo, per ciascuna impresa  $c$ , per l'anno  $t$ , come differenza tra il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione e il ricavo effettivo di competenza del medesimo anno  $t$ , tenendo conto, tra le altre, delle seguenti partite:
- a) elemento  $\Delta OPE_{t,c}$ , che rappresenta l'ammontare di competenza dell'anno  $t$  finalizzato al riconoscimento delle componenti a copertura dei costi operativi

di località in misura massima pari al numero di pdr serviti nel 2018, al fine di mitigare gli effetti derivanti dalla riduzione dei pdr in singole località, attivato al verificarsi delle seguenti condizioni, indicate al comma 45.2 della RTDG:

- i. deve verificarsi una riduzione dei pdr serviti nella singola località superiore al 2% rispetto al numero di punti riconsegna serviti nel 2018;
  - ii. a livello di gruppo societario, non deve essersi registrata una variazione positiva nel numero di pdr serviti rispetto al 2018;
- b) elemento  $\Delta RID_{t,c}$ , che rappresenta l'ammontare di competenza dell'anno  $t$  finalizzato al riconoscimento degli effetti derivanti dall'applicazione di tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti "personalizzati" in luogo del tasso di riduzione annuale dei costi applicato alla generalità delle imprese che servono oltre 300.000 pdr; tale riconoscimento è attivato su istanza dell'impresa interessata, al verificarsi delle seguenti condizioni, indicate al comma 45.4 della RTDG, in relazione alle località a regime nell'anno  $t$  che risultano gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali, tenendo opportunamente conto degli eventuali effetti dell'elemento  $\Delta OPE_{t,c}$ :
- i. l'impresa risulta servire al 31 dicembre 2018 oltre 300.000 pdr;
  - ii. successivamente al 2018, non siano intervenute variazioni societarie che abbiano comportato la cessione totale o parziale di rami aziendali, per effetto delle quali, a partire dall'anno tariffario 2020, la società richiedente non risulti più attiva ai fini dell'erogazione del servizio di distribuzione o risulti appartenere ad una classe dimensionale inferiore rispetto a quella con oltre 300.000 pdr serviti;
  - iii. il costo operativo effettivo unitario dell'impresa distributrice  $c$  relativo al servizio di distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete, rilevato per l'anno 2018 e opportunamente aggiornato all'anno 2025, risulti superiore al costo operativo unitario medio obiettivo, riferito al 2025, relativo alla classe dimensionale oltre 300.000 pdr serviti.

12.3 Con riferimento all'elemento  $\Delta OPE_{t,c}$ , di cui alla lettera a) del punto precedente, con la determinazione 16 novembre 2023, n. 4/2023 del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità (di seguito: DINE), in attuazione del comma 45.3 della RTDG, ne sono state definite le modalità di determinazione, ai fini della sua prima applicazione nell'ambito del meccanismo di perequazione di cui all'articolo 45 della RTDG, a partire dai ricavi di competenza del 2023.

12.4 Con riferimento all'elemento  $\Delta RID_{t,c}$ , di cui alla lettera b) del punto 12.2:

- con la determinazione 27 marzo 2025, n. 1/2025 - DINE, in attuazione del comma 45.6 della RTDG, sono state definite le modalità applicative per il riconoscimento degli effetti derivanti dall'applicazione dell'*X-factor* specifico per impresa, pubblicando, nel relativo Allegato A, recante "Modalità applicative per il calcolo dell'elemento  $\Delta RID_{t,c}$  di cui all'articolo 45 della RTDG", le condizioni di accesso al meccanismo e le modalità di gestione dell'istruttoria e di determinazione dell'ammontare  $\Delta RID_{t,c}$ ; in particolare, tale

elemento è definito sulla base dell'importo unitario  $\Delta t(dis)$ , pari alla differenza tra:

- il corrispettivo unitario *pro-forma*  $t(dis)_{t,c}^{RID}$ , espresso in euro per pdr, a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione, calcolato con riferimento all'impresa distributrice  $c$ , sulla base dell'*X-factor* specifico d'impresa;
  - la componente tariffaria  $t(dis)_{t,d,r=grandi}^{ope}$ , espressa in euro per pdr, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, determinata con riferimento alla classe dimensionale oltre 300.000 pdr serviti e differenziata in base alla classe di densità  $d$  cui appartiene l'impresa distributrice  $c$ , applicata nelle località a regime nell'anno  $t$  gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali;
- con la deliberazione 18 giugno 2025, 260/2025/R/GAS, l'Autorità, in accoglimento delle istanze presentate da due imprese distributrici, ha proceduto a rideterminare, per ciascun anno del periodo regolatorio 2020-2025, i corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione e a valorizzare la differenza unitaria  $\Delta t(dis)$ , ai fini dell'applicazione nell'ambito del meccanismo di perequazione di cui al comma 45.1 della RTDG.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

12.5 L'Autorità ritiene opportuno confermare, in linea generale, l'attuale formulazione dell'articolo 45 della RTDG, con le seguenti precisazioni in relazione alla determinazione degli elementi  $\Delta OPE_{t,c}$  e  $\Delta RID_{t,c}$ .

*Elemento  $\Delta OPE_{t,c}$*

12.6 L'Autorità ritiene opportuno confermare, in linea generale, l'elemento  $\Delta OPE_{t,c}$  della formula per la determinazione dell'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, introducendo tuttavia una limitazione ai fini della sua valorizzazione per gli anni successivi al 2025.

12.7 In merito, si evidenzia che la misura è stata introdotta con la deliberazione 737/2022/R/GAS al fine di mitigare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei pdr in singole località per effetto delle politiche di elettrificazione dei consumi o di transizione ad altri vettori energetici in termini di copertura dei costi operativi di località, che, a meno di riduzioni territorialmente concentrate, non risultano facilmente comprimibili nel breve periodo.

12.8 Su queste basi, l'Autorità, anche tenuto conto degli effetti derivanti dall'orientamento in merito alla determinazione dell'*X-factor* ai fini l'aggiornamento dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione per gli anni 2026 e 2027 (cfr. paragrafo 4 e paragrafo 6), intende prevedere l'applicazione, per i medesimi anni 2026 e 2027, di un coefficiente di modulazione degli effetti dell'elemento  $\Delta OPE_{t,c}$  sul calcolo dell'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, al fine di contemperare le logiche di "breve

periodo” evidenziate nella deliberazione 737/2022/R/GAS con l’opportunità di evitare discontinuità significative nell’implementazione della misura.

- 12.9 Operativamente, l’Autorità intende prevedere che l’ammontare di perequazione  $PD_{t,c}$  di cui al comma 45.1 della RTDG, per gli anni tariffari  $t$  2026 e 2027, con riferimento a ciascuna impresa distributrice  $c$ , sia determinato sulla base della formula seguente:

$$PD_{t,c} = VRD_{t,c} - RE_{t,c} - \sum_b PD_{t,c,b}^{acc} - DEF_{t,c} + \alpha * \Delta OPE_{t,c} + \Delta RID_{t,c}$$

dove:

- $\alpha$  assume valore pari a 0,5 per  $t=2026$  e  $t=2027$ ;

e gli altri parametri della formula sono i medesimi di cui al comma 45.1 della RTDG.

*Elemento  $\Delta RID_{t,c}$*

- 12.10 L’Autorità ritiene opportuno confermare, in linea generale, l’elemento  $\Delta RID_{t,c}$  della formula per la determinazione dell’ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, prevedendo che, ai fini dell’aggiornamento per gli anni 2026 e 2027 del corrispettivo *pro-forma*  $t(dis)_{t,c}^{RID}$ , in luogo del tasso di riduzione annuale dei costi riconosciuti personalizzato per l’impresa distributrice  $c$ , venga assunto il medesimo tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti che sarà adottato ai fini dell’aggiornamento dei costi operativi per tutti i *cluster* dimensionali, in coerenza con quanto prospettato al precedente paragrafo 4.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S10. Osservazioni sull’ipotesi di intervento in merito all’elemento  $\Delta OPE_{t,c}$  della formula per la determinazione dell’ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per gli anni 2026 e 2027.
- S11. Osservazioni sull’ipotesi di confermare l’elemento  $\Delta RID_{t,c}$  della formula per la determinazione dell’ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per gli anni 2026 e 2027.

### **13. Perequazione dei costi relativi al servizio di misura**

#### ***Attuali disposizioni della RTDG***

- 13.1 L’articolo 46 della RTDG prevede, ai fini della determinazione dell’ammontare di perequazione dei costi relativi al servizio di misura, l’applicazione, tra le altre, delle seguenti componenti:

- $CS_{t,c}^{switch}$ , che rappresenta il costo *standard* per le letture di *switch*, ottenuto sulla base del corrispettivo unitario per *switch*, fissato pari a:
  - 0,5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell'anno  $t$  relative a pdr equipaggiati con un gruppo di misura messo in servizio avente i requisiti minimi di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
  - 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell'anno  $t$  relative a pdr equipaggiati con un gruppo di misura convenzionale;
- $RPM_{t,c}$ , che rappresenta la penale in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. Tale penale viene determinata sulla base del valore unitario  $P_g$ , per singolo gruppo di misura appartenente alla classe  $g$  non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 9 della RTDG.

13.2 La differenziazione del corrispettivo unitario per *switch* secondo il tipo di gruppo di misura installato, con la previsione di un importo specifico per le letture relative a pdr dotati di *smart meter*, è stata introdotta con la deliberazione 737/2022/R/GAS, di aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria per il triennio 2023-2025.

*Ipotesi di estensione delle disposizioni per gli anni 2026 e 2027*

13.3 In ottica di continuità rispetto alla regolazione vigente, l'Autorità ritiene opportuno confermare, per gli anni 2026 e 2027, i valori dei corrispettivi unitari per *switch* di cui all'articolo 46 della RTDG, nonché i valori unitari della penale per mancata installazione dei gruppi di misura previsti per l'anno 2025, differenziati per classe del gruppo di misura.

***Spunti per la consultazione***

- S12. Osservazioni sulla definizione del costo *standard* per le letture di *switch*, per gli anni 2026 e 2027.
- S13. Osservazioni sulla definizione della penale unitaria per mancata installazione dei gruppi di misura, per gli anni 2026 e 2027.

## **PARTE V: OPZIONI TARIFFARIE**

### **14. Determinazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale**

#### Attuali disposizioni della RTDG

- 14.1 Con la deliberazione 27 marzo 2025, 130/2025/R/COM, l'Autorità ha previsto, a decorrere dalla rivalutazione dei costi di capitale all'anno 2024, rilevante per l'anno tariffario 2025, l'utilizzo dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), in sostituzione del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 14.2 La medesima deliberazione 130/2025/R/COM ha introdotto un meccanismo di raccordo, con effetti sul tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per l'anno tariffario 2025, al fine di riallineare le finestre temporali per il calcolo dell'indice rispetto ai servizi soggetti alla regolazione ROSS, portando la rivalutazione del capitale dal primo trimestre dell'anno 2023 al quarto trimestre dell'anno 2023 e procedendo, per gli aggiornamenti successivi, a determinare la variazione dell'indice prendendo a riferimento gli anni solari.
- 14.3 Lo spostamento del riferimento temporale a cui viene rivalutato il capitale, ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno  $t$ , dal primo trimestre dell'anno  $t-1$  (come previsto in precedenza) al quarto trimestre dell'anno  $t-1$ , ha comportato la necessità di introdurre specifiche previsioni in materia di determinazione delle tariffe obbligatorie e delle opzioni tariffarie, in ragione del fatto che, in occasione di tale determinazione, non sono disponibili i dati a consuntivo relativi alla variazione dell'indice di rivalutazione del capitale dall'anno  $t-2$  all'anno  $t-1$ .
- 14.4 In particolare, l'Autorità ha previsto che, in sede di determinazione delle tariffe obbligatorie e delle opzioni tariffarie, da applicare nell'anno 2026 e negli anni successivi, venga utilizzato un tasso medio di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno  $t-1$ , definito sulla base dei valori dell'indice del medesimo anno  $t-1$  più aggiornati a disposizione, considerando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia.
- 14.5 Con specifico riferimento ai servizi a cui si applicano le opzioni tariffarie, con la deliberazione 130/2025/R/GAS, l'Autorità ha stabilito:
- che, in sede di definizione delle opzioni tariffarie per l'anno 2026, vengano riconosciuti gli effetti della rideterminazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale applicato in relazione ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni 2024 e 2025, secondo il medesimo approccio di cui al punto 4 della deliberazione 8 maggio 2024, 173/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 173/2024/R/GAS), ovvero prevedendo, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2026, una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi, calcolando *pro-*

*forma* il tasso di variazione dell'indice per il medesimo anno che tenga conto dei disallineamenti tra i tassi di rivalutazione utilizzati per la determinazione delle opzioni tariffarie per gli anni 2024 e 2025 e i tassi di rivalutazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, per i medesimi anni, come definiti con la medesima deliberazione 130/2025/R/GAS;

- in ragione del fatto che, diversamente dal servizio di distribuzione del gas naturale, non sono previsti meccanismi di *tariff decoupling* e, di conseguenza, meccanismi di perequazione *ex post* dei costi/ricavi, di valutare in una successiva consultazione le modalità per tenere conto degli eventuali effetti della determinazione a consuntivo del tasso medio di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno *t-1*, considerando anche l'opportunità di modificare le tempistiche per la pubblicazione delle opzioni tariffarie.

#### *Ipotesi di intervento regolatorio*

- 14.6 Con riferimento alle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas naturale in reti isolate di GNL e in reti isolate alimentate con carro bombolaio e per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi, l'Autorità intende valutare diverse opzioni di intervento regolatorio.
- 14.7 Una prima ipotesi di intervento (*Ipotesi 1*), di agevole applicabilità e in ottica di semplificazione amministrativa, consiste nell'assumere, per il calcolo del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale con decorrenza dall'anno tariffario 2027, il medesimo tasso di variazione definito per la determinazione delle tariffe obbligatorie per l'anno *t*, definito sulla base dei valori dell'indice dell'anno *t-1* più aggiornati a disposizione, considerando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia.
- 14.8 Da un'analisi dei dati pubblicati negli ultimi dieci anni, emerge, infatti, che gli scostamenti tra i valori dell'indice IPCA Italia stimati dalla Banca d'Italia in tempo utile per le determinazioni tariffarie e i valori a consuntivo pubblicati da Eurostat, valutati sull'intero periodo, sono risultati di entità molto limitata<sup>10</sup>. Si ritiene, inoltre, che, in merito a eventuali futuri scostamenti a livello annuale tra valori stimati e valori a consuntivo, non sussistano ragioni strutturali che implicino una sistematica sovra o sottostima del valore a consuntivo e che gli effetti di eventuali scostamenti su base annuale tenderebbero quindi a compensarsi negli anni.
- 14.9 L'Autorità ritiene preferibile tale approccio, in ottica di semplicità amministrativa e tenendo conto degli impatti limitati della misura, rispetto alle seguenti due ipotesi alternative che potrebbero essere implementate al fine di tenere conto degli

---

<sup>10</sup> Considerando le variazioni annuali dell'indice IPCA Italia per gli anni 2015-2024, l'indice di rivalutazione del capitale con base=1 nel 2014 risulta pari a 1,224 assumendo le stime della Banca d'Italia (come riportate nelle pubblicazioni più recenti disponibili ai fini delle determinazioni tariffarie, ovvero nelle *Proiezioni macroeconomiche per l'Italia* pubblicate a luglio per gli anni 2015-2021 e pubblicate a ottobre per gli anni 2022-2024) e pari a 1,222 assumendo i dati a consuntivo pubblicati da Eurostat, con uno scostamento dello 0,16%.

eventuali effetti della determinazione a consuntivo del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale, con decorrenza dall'anno tariffario 2027:

- *Ipotesi 2*: spostamento del termine per l'approvazione delle opzioni tariffarie per l'anno  $t$  al 28 febbraio dell'anno  $t$ ; tale termine risulta compatibile con le tempistiche di pubblicazione da parte di Eurostat dei dati a consuntivo relativi all'indice IPCA Italia per il mese di dicembre dell'anno  $t-1$ , prevista intorno alla metà del mese di gennaio dell'anno  $t$ , rendendo possibile la determinazione della variazione annuale dell'indice dall'anno  $t-2$  all'anno  $t-1$ ;
- *Ipotesi 3*: conferma del termine del 31 dicembre dell'anno  $t-1$  per l'approvazione delle opzioni tariffarie per l'anno  $t$ , con applicazione di un meccanismo di riconoscimento del differenziale tra il tasso di variazione dell'IPCA Italia stimato e quello a consuntivo analogo a quello già implementato con la deliberazione 173/2024/R/GAS<sup>11</sup> e con la deliberazione 130/2025/R/GAS<sup>12</sup>. In particolare, l'Autorità intende prevedere, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno  $t$  (con decorrenza dall'anno 2027), una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi, calcolando *pro-forma* un tasso di rivalutazione per il medesimo anno che tenga conto dei disallineamenti tra il tasso a consuntivo e il tasso utilizzato per la determinazione delle opzioni tariffarie per l'anno  $t-1$ .

14.10 In merito, si evidenzia che l'*Ipotesi 2* potrebbe creare difficoltà operative nella gestione della fatturazione da parte delle imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale, dal momento che le determinazioni tariffarie verrebbero assunte ad anno solare già iniziato.

14.11 L'*Ipotesi 3* implicherebbe una maggiore complessità delle modalità di determinazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale, a fronte di modifiche marginali attese in relazione al tasso di variazione dell'indice di rivalutazione.

#### ***Spunti per la consultazione***

S14. Osservazioni sulle ipotesi di intervento per la determinazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas naturale in reti isolate e di gas diversi dal naturale.

<sup>11</sup> Tale deliberazione ha previsto, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2025, una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi, al fine di riconoscere gli effetti della rideterminazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per l'anno 2024.

<sup>12</sup> Tale deliberazione ha previsto, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2026, una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi, al fine di riconoscere gli effetti della rideterminazione del tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per gli anni 2024 e 2025.

## **15. Meccanismo di gradualità nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria alle opzioni tariffarie previste per i sistemi isolati**

### Attuali disposizioni della RTDG

- 15.1 Con riferimento alle reti isolate di GNL e alle reti isolate alimentate con carro bombolaio, la RTDG prevede uno specifico regime tariffario, fondato sull'applicazione di opzioni tariffarie, con regole analoghe a quelle stabilite con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dei gas diversi dal gas naturale.
- 15.2 Il punto 14 della deliberazione 570/2019/R/GAS ha introdotto una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria, in base alla quale:
- le imprese distributrici che gestiscono reti isolate di GNL e reti isolate alimentate con carro bombolaio, già in esercizio al 31 dicembre 2019, possono presentare istanza per l'assimilazione di tali reti alle reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto, limitatamente a un periodo di cinque anni che decorre dall'1 gennaio 2021;
  - ad eccezione delle reti isolate situate in Sardegna, le istanze di cui al precedente punto devono essere corredate da documentazione idonea a comprovare che esista un progetto di interconnessione con il sistema di trasporto nazionale autorizzato;
  - per le località con reti alimentate con carro bombolaio già in esercizio al 31 dicembre 2019, per le quali non è stata presentata l'istanza completa prevista dall'articolo 14 della deliberazione 570/2019/R/GAS o per le quali, al termine dei cinque anni, non è stata effettuata l'interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, il passaggio all'applicazione delle opzioni tariffarie per le reti isolate di gas naturale di cui all'articolo 64 della RTDG, avrà come effetto, per i clienti finali connessi a tali reti, l'uscita automatica dai meccanismi di socializzazione dei costi per ambito tariffario previsti per le reti di distribuzione interconnesse.
- 15.3 Il comma 19.2 della RTDG prevede che, nel caso di servizio di distribuzione erogato mediante reti isolate di GNL o alimentate a mezzo di carro bombolaio, l'impresa distributtrice interessata possa presentare istanza di assimilazione di tali reti a reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto e che, in tale caso, trovino applicazione le disposizioni previste per la regolazione tariffaria del gas naturale distribuito a mezzo di reti interconnesse, per un periodo di cinque anni decorrenti dalla presentazione dell'istanza. Il medesimo comma chiarisce che tali disposizioni non si applicano alle reti situate nella Regione Sardegna che non rispettino i requisiti previsti dall'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.
- 15.4 Con la deliberazione 28 dicembre 2021, 634/2021/R/GAS, è stato avviato un procedimento volto a definire i criteri di gradualità per i clienti finali da adottare nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria, prevista per le reti

interconnesse alimentate a gas naturale, alle opzioni tariffarie, previste per i sistemi isolati. Il termine di tale procedimento è stato prorogato, da ultimo, con la deliberazione 27 dicembre 2024, 587/2024/R/GAS, al 31 dicembre 2025, procedendo, allo stesso tempo, nelle more della conclusione del procedimento, a estendere all'anno 2025 il regime tariffario relativo alle reti di distribuzione del gas naturale interconnesse al sistema nazionale di trasporto.

*Ipotesi di intervento regolatorio*

- 15.5 Ai fini della chiusura del procedimento avviato con la deliberazione 634/2021/R/GAS, l'Autorità, considerata anche l'esiguità della casistica in oggetto (ad oggi riguardante solo 3 località sul territorio nazionale e un ridotto numero di pdr, inferiore a 1.300), intende valutare l'ipotesi di estendere agli anni 2026 e 2027 il regime tariffario relativo alle reti di distribuzione del gas naturale interconnesse al sistema nazionale di trasporto.
- 15.1 In relazione agli anni successivi, l'Autorità ritiene opportuno valutare, in ottica di tutela del cliente finale, in parziale deroga rispetto a quanto previsto dal punto 14 della deliberazione 570/2019/R/GAS, di mantenere, per le reti già in esercizio al 31 dicembre 2019, il regime di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse, considerato il carattere di eccezionalità di tale disposizione, che ha previsto, a partire dall'anno 2020, con riferimento alle reti isolate di gas naturale, un cambiamento di trattamento tariffario, con il passaggio dall'applicazione delle tariffe obbligatorie alle opzioni tariffarie.
- 15.2 In relazione ad eventuali istanze di assimilazione di reti isolate di GNL o alimentate a mezzo di carro bombolaio presentate negli anni 2026 e 2027, riferite a reti non in esercizio al 31 dicembre 2019, l'Autorità ritiene opportuno confermare il principio generale stabilito dal comma 19.2 della RTDG, prevedendo che, per un periodo massimo di cinque anni dalla presentazione dell'istanza, trovino applicazione le tariffe obbligatorie e che, oltre tale termine, trovino applicazione le opzioni tariffarie di cui all'articolo 64 della RTDG. L'Autorità ritiene inoltre opportuno prevedere che le imprese informino i clienti finali, all'atto della richiesta di connessione e in ogni caso in modo tempestivo, del possibile mutamento delle condizioni tariffarie applicate al termine dei 5 anni, in assenza di interconnessione con la rete di trasporto.

***Spunti per la consultazione***

- S15. Osservazioni sulle ipotesi di intervento ai fini della gestione della transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria alle opzioni tariffarie previste per i sistemi isolati.

**PARTE VI:**  
**IMPLEMENTAZIONE DEL REGOLAMENTO (UE) 2024/1787 E**  
**DISPOSIZIONI RELATIVE ALLA QUALITÀ DEL SERVIZIO**

**16. Implementazione del regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia**

*Inquadramento normativo*

- 16.1 Il regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e che modifica il regolamento (UE) 2019/942 (di seguito: regolamento (UE) 2024/1787), entrato in vigore il 4 agosto 2024, stabilisce le norme per misurare, quantificare, monitorare, comunicare e verificare con accuratezza le emissioni di metano nel settore dell'energia dell'Unione, nonché per ridurle, anche attraverso indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite e obblighi di riparazione.
- 16.2 L'articolo 3 del regolamento (UE) 2024/1787 prevede che, nel fissare o approvare le tariffe o le metodologie che devono essere utilizzate, tra gli altri soggetti, dai gestori dei sistemi di distribuzione, le autorità di regolazione tengano conto dei costi sostenuti e degli investimenti effettuati per rispettare gli obblighi introdotti dal medesimo regolamento, nella misura in cui corrispondono a quelli di un soggetto regolamentato efficiente e strutturalmente comparabile e sono trasparenti.
- 16.3 Il medesimo articolo 3 del regolamento prevede che, ogni tre anni, l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) stabilisca e renda pubblici una serie di indicatori e i corrispondenti valori di riferimento per il raffronto dei costi unitari di investimento legati alla misurazione, alla quantificazione, al monitoraggio, alla comunicazione, alla verifica e alla riduzione delle emissioni di metano in progetti comparabili e che i costi unitari di investimento possano essere utilizzati dalle autorità di regolazione per confrontare i costi sostenuti dai gestori.
- 16.4 Il regolamento (UE) 2024/1787 dispone altresì che:
- ciascuno Stato membro designi una o più autorità competenti, cui spetta il compito di monitorare e garantire il rispetto del suddetto regolamento;
  - alla Commissione sia conferito il potere di adottare atti delegati per integrare il regolamento, stabilendo norme o prescrizioni tecniche obbligatorie;
  - fino alla data di applicazione delle norme o prescrizioni tecniche stabilite a norma del precedente alinea, i gestori devano seguire le pratiche industriali più avanzate e le migliori tecnologie disponibili in commercio per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano, nonché per le indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite e degli obblighi di riparazione.

*Ipotesi di intervento regolatorio*

- 16.5 In relazione agli aspetti relativi alla qualità, nelle more della designazione delle autorità competenti e dell'adozione degli atti delegati di cui al regolamento (UE)

2024/1787, l'Autorità ritiene opportuno mantenere transitoriamente le disposizioni di cui alla RQDG con l'unica eccezione della periodicità di ispezione della rete in bassa pressione, di cui al comma 14.2, lettera b), della RQDG, allineandola alla periodicità di ispezione di 36 mesi prevista per le reti in alta e media pressione. Tale modifica si ritiene necessaria in quanto tale periodicità è la minima prevista ai sensi delle disposizioni di cui al citato regolamento. Fino alla data di applicazione delle norme o prescrizioni tecniche stabilite a norma dell'articolo 32 del regolamento (UE) 2024/1787, le imprese di distribuzione devono seguire le pratiche industriali più avanzate e le migliori tecnologie disponibili in commercio per le indagini di ricerca delle dispersioni.

- 16.6 In relazione agli aspetti di carattere tariffario, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che i costi (di capitale e operativi) sostenuti dai gestori dei sistemi di distribuzione per l'attuazione del regolamento siano oggetto di riconoscimento attraverso gli istituti tariffari già previsti dalla RTDG - ad esempio, con riferimento ai costi operativi, tramite l'applicazione dell'*Y-factor* per il riconoscimento di costi incrementali derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale - o attraverso eventuali meccanismi di riconoscimento specifici.
- 16.7 Al riguardo, si evidenzia come le necessarie valutazioni di efficienza ed efficacia dei suddetti costi verranno effettuate anche in coerenza con gli indicatori e i valori di riferimento elaborati dall'ACER, non appena disponibili.
- 16.8 Parallelamente al processo di designazione delle autorità competenti e di adozione degli atti delegati di cui all'articolo 32 del Regolamento, l'Autorità intende avviare nel breve periodo momenti di confronto con le associazioni di imprese distributrici, finalizzati al raggiungimento degli obiettivi del regolamento, anche attraverso valutazioni sull'eventuale necessità di aggiornamento ed evoluzione del quadro regolatorio dei settori energetici interessati, nel rispetto dei criteri generali di efficacia ed efficienza e di proporzionalità rispetto alle finalità del regolamento.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S16. Osservazioni in tema di implementazione del regolamento (UE) 2024/1787, sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.

### **17. Altre disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas**

- 17.1 In merito agli aspetti relativi alla qualità del servizio di distribuzione, si intende confermare nel periodo di proroga le attuali disposizioni della RQDG, prevedendo tuttavia un'integrazione alle disposizioni di cui al Titolo VII, relative agli "Obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati di sicurezza e Continuità".

- 17.2 In particolare, al fine di responsabilizzare i gestori del servizio e, contestualmente, semplificare e accelerare le attività di controllo e validazione dei dati da parte dell'Autorità, si intende condizionare l'erogazione dei premi calcolati sulla base dei dati forniti ai sensi dell'articolo 38 della RQDG, anche a seguito delle eventuali rettifiche di cui al comma 38.18, alla necessaria conferma da parte della medesima impresa, attraverso il sistema telematico, del risultato di previsione dei premi pubblicato.
- 17.3 Per quanto riguarda invece il meccanismo delle penalità, queste verranno applicate anche in assenza di conferma da parte delle imprese di distribuzione dei valori pubblicati nel sistema telematico. Eventuali contestazioni delle imprese seguiranno le già vigenti disposizioni della RQDG.

***Spunti per la consultazione***

- S17. Osservazioni in tema di modifica delle disposizioni di cui all'articolo 38 della RQDG.